



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año Panamá, R. de Panamá martes 10 de diciembre de 2024 N° 30175

CONTENIDO

MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO

Resolución N° OAL-195-ADM-2024
(De lunes 25 de noviembre de 2024)

POR LA CUAL SE DELEGA EN LA LICENCIADA CARLOTA MATTOS ALVARADO, SECRETARIA GENERAL, LA REPRESENTACIÓN LEGAL DEL MINISTRO DE DESARROLLO AGROPECUARIO, COMO PRESIDENTA DEL COMITÉ EJECUTIVO DEL INSTITUTO DE MERCADEO AGROPECUARIO, EN LA REUNIÓN ORDINARIA, EN MODALIDAD VIRTUAL, A CELEBRARSE EL DÍA 25 DE NOVIEMBRE DE 2024, CON TODAS LAS FACULTADES CONFERIDAS EN LA LEY 12 DE 25 DE ENERO DE 1973 Y LA LEY NO.70 DE 15 DE DICIEMBRE DE 1975.

MINISTERIO DE EDUCACIÓN

Resuelto N° 4864
(De miércoles 20 de noviembre de 2024)

POR EL CUAL SE CONCEDE RECONOCIMIENTO COMO TRADUCTOR PÚBLICO AUTORIZADO DE LAS LENGUAS ESPAÑOL AL INGLÉS Y VICEVERSA A SARA NICOLE GÓNZALEZ SÁNCHEZ.

Resuelto N° 4865
(De miércoles 20 de noviembre de 2024)

POR EL CUAL SE CONCEDE RECONOCIMIENTO COMO TRADUCTOR PÚBLICO AUTORIZADO DE LAS LENGUAS ESPAÑOL AL INGLÉS Y VICEVERSA A LINETTE MARIE CASSINO ÁVILA.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 19747-ELEC
(De lunes 02 de diciembre de 2024)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA CONSULTA PÚBLICA NO. 018-2024-ELEC PARA LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCIÓN JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SUS MODIFICACIONES, QUE SURGE COMO RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DEL PRECITADO REGLAMENTO.

Resolución AN N° 19753-Elec
(De miércoles 04 de diciembre de 2024)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA AUDIENCIA PÚBLICA N°.017-24-Elec PARA CONSIDERAR LA “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE ALGUNOS ARTÍCULOS DEL TÍTULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN; DEL TÍTULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN; Y DEL TÍTULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA, TODOS DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SUS MODIFICACIONES”.

INSTITUTO PANAMEÑO DE HABILITACIÓN ESPECIAL



Resolución N° 084-2024/DG
(De jueves 31 de octubre de 2024)

POR LA CUAL SE DELEGAN FUNCIONES ADMINISTRATIVAS Y FACULTADES PARA FIRMA EN ALGUNOS SERVIDORES PÚBLICOS DEL INSTITUTO PANAMEÑO DE HABILITACIÓN ESPECIAL

CONSEJO MUNICIPAL DE DAVID / CHIRIQUÍ

Acuerdo N° 012-2024
(De martes 27 de agosto de 2024)

POR MEDIO DEL CUAL SE ADICIONA EL CAPÍTULO III Y ARTÍCULOS AL ACUERDO NO. 24 DEL 27 DE DICIEMBRE DE 2023, QUE APROBÓ EL PRESUPUESTO DE RENTAS Y GASTOS DEL MUNICIPIO DE DAVID, DE LA VIGENCIA FISCAL 2024, Y SE APRUEBA EL PLAN ANUAL DE OBRAS E INVERSIONES FINANCIADOS CON LOS FONDOS PROVENIENTES DE LA TRANSFERENCIA DEL IMPUESTO DE BIEN INMUEBLE.

AVISOS / EDICTOS



REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO

RESOLUCIÓN No.OAL-195-ADM-2024 PANAMÁ, 25 DE NOVIEMBRE DE 2024

EL MINISTRO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
en uso de las facultades que le confiere la ley,

C O N S I D E R A N D O:

Que la Ley No. 12 de 25 de enero de 1973, creó el Ministerio de Desarrollo Agropecuario y le señala sus funciones y facultades, y en su artículo 8, de la misma excerta legal, establece que las funciones o atribuciones del Ministro podrán ser delegadas por éste, en el Viceministro, el Secretario General, Directores Generales y Regionales y Jefes de Departamentos.

Que la Ley No.70 de 15 de diciembre de 1975, que crea el Instituto de Mercadeo Agropecuario, en su artículo 5, dispone que el Comité Ejecutivo, estará integrado, entre otras instituciones estatales, por el Ministro de Desarrollo Agropecuario, quien será el representante legal del Instituto y presidirá el Comité Ejecutivo.

Que el Comité Ejecutivo realizará reunión ordinaria el día 25 de noviembre de 2024, en modalidad virtual, por lo que se hace necesario delegar en la Licenciada **CARLOTA MATTOS ALVARADO**, con cédula de identidad personal No.4-151-104, Secretaria General, la representación legal del Ministro de Desarrollo Agropecuario, como Presidenta del Comité, con todas las facultades conferidas en la Ley 12 de 25 de enero de 1973 y la Ley No.70 de 15 de diciembre de 1975.

Que luego de las consideraciones antes expuestas,

RESUELVE:

PRIMERO: Delegar en la Licenciada **CARLOTA MATTOS ALVARADO**, con cédula de identidad personal No.4-151-104, Secretaria General, la representación legal del Ministro de Desarrollo Agropecuario, como Presidenta del Comité Ejecutivo del Instituto de Mercadeo Agropecuario, en la reunión ordinaria, en modalidad virtual, a celebrarse el día 25 de noviembre de 2024, con todas las facultades conferidas en la Ley 12 de 25 de enero de 1973 y la Ley No.70 de 15 de diciembre de 1975.

SEGUNDO: La servidora pública, a la que se le ha delegado esta representación, será responsable por sus actuaciones u omisiones en el ejercicio de las facultades y funciones.

TERCERO: La servidora pública, al momento de ejercer las facultades y funciones, actuarán por designación y por consiguiente son intransferibles a otros servidores públicos.

CUARTO: Esta Resolución empezará a regir a partir de su firma.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley No. 12 de 25 de enero de 1973 y la Ley No.70 de 15 de diciembre de 1975.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.


ROBERTO J. LINARES T.
Ministro



REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE EDUCACIÓN

RESUELTO N.º 4864 TPAPanamá 20 de Noviembre de 2024

LA MINISTRA DE EDUCACIÓN
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:



Que el artículo 1 del Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017, que subroga el Decreto Ejecutivo N.º 472 de 11 de junio de 2014, establece los requisitos y el procedimiento para el reconocimiento de los traductores públicos y examinadores autorizados, así como el ejercicio de esas funciones;

Que el artículo 2 del Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017, reconoce el ejercicio de la profesión de traductor como una de las profesiones liberales o asalariadas, entendiéndose que tal reconocimiento habilita a dicho profesional para desempeñar las funciones de traducción e interpretación, conforme a las prácticas, recomendaciones y estándares requeridos en cada modalidad del ejercicio de dichas profesiones;

Que el licenciado Daniel Antonio Díaz Correa, actuando en calidad de apoderado legal de Sara Nicole González Sánchez, con cédula de identidad personal N.º 8-988-864, presentó solicitud para obtener el reconocimiento de Traductor Público Autorizado de la lengua fuente Español a la lengua meta Inglés y viceversa;

Que adjunto a la solicitud, se han presentado los documentos establecidos en el artículo 6 del Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017, los cuales son a saber:

1. Memorial petitorio dirigido al Ministerio de Educación, mediante abogado.
2. Certificado de Nacimiento N.º 8-988-864, correspondiente a Sara Nicole González Sánchez, expedido por la Dirección Nacional de Registro Civil del Tribunal Electoral de Panamá, con sus timbres fiscales correspondientes.
3. Copia de cédula de identidad personal N.º 8-988-864, de Sara Nicole González Sánchez, debidamente autenticada por la Notaría Pública Cuarta del Circuito de Panamá.
4. Certificado de Información de Antecedentes Penales de Sara Nicole González Sánchez, con cédula de identidad personal N.º 8-988-864, debidamente expedido por la Dirección de Investigación Judicial de la Policía Nacional, el día 24 de julio de 2024;

Que en virtud del artículo 7 del Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017, la Secretaría General del Ministerio de Educación, asignó como examinadores oficiales a Vanessa B. de Jácome y Moisés Díaz, para aplicar los exámenes de conocimiento y dominio de la lengua fuente Español a la lengua meta Inglés y viceversa, con el propósito de verificar



la suficiencia de los idiomas en las áreas de: expresión oral, traducción de documentos o interpretación de conversaciones, disertaciones o discursos de la lengua fuente a la lengua meta y viceversa, redacción, gramática, sintaxis y ortografía;

Que Sara Nicole González Sánchez, presentó y aprobó los exámenes de conocimiento y dominio de la lengua fuente Español a la lengua meta Inglés y viceversa con un puntaje de 93/100 en el primer examen y 93/100 en el segundo examen;

Que valorados los documentos incorporados en el presente dossier administrativo y surtidos los trámites preliminares requeridos para la procedencia de la solicitud realizada por Sara Nicole González Sánchez, con cédula de identidad N.º 8-988-864, la Dirección Nacional de Asesoría Legal, considera que la misma se ajusta a los requisitos establecidos en la Ley N.º 59 de 31 de julio de 1998 y las reglamentaciones contenidas en el Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017 y el Resuelto N.º 2448 de 21 de mayo de 2018, por lo tanto;

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. Conceder reconocimiento como Traductor Público Autorizado de las lenguas Español al Inglés y viceversa a **SARA NICOLE GONZÁLEZ SÁNCHEZ**, con cédula de identidad personal N.º 8-988-864.

ARTÍCULO 2. Expedir a favor de **SARA NICOLE GONZÁLEZ SÁNCHEZ**, con cédula de identidad personal N.º 8-988-864, la correspondiente tarjeta de identificación, para lo cual la interesada deberá realizar la verificación de firma y sello ante la Secretaría General de este Ministerio.

ARTÍCULO 3. El presente resuelto empezará a regir a partir de su promulgación en Gaceta Oficial.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley N.º 59 de 31 de julio de 1998, Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017 y el Resuelto N.º 2448 de 21 de mayo de 2018.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,



LUCY MOLINAR
Ministra de Educación

ES COPIA AUTENTICA
PANAMA

20 NOV 2024

José Idem Segura
SECRETARÍA GENERAL
MINISTERIO DE EDUCACIÓN



AGNES DE LEÓN DE COTES
Viceministra Académica de Educación



REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE EDUCACIÓN

RESUELTO N.º 4865 TPAPanamá 20 de Noviembre de 2024

LA MINISTRA DE EDUCACIÓN
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:



Que el artículo 1 del Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017, que subroga el Decreto Ejecutivo N.º 472 de 11 de junio de 2014, establece los requisitos y el procedimiento para el reconocimiento de los traductores públicos y examinadores autorizados, así como el ejercicio de esas funciones;

Que el artículo 2 del Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017, reconoce el ejercicio de la profesión de traductor como una de las profesiones liberales o asalariadas, entendiéndose que tal reconocimiento habilita a dicho profesional para desempeñar las funciones de traducción e interpretación, conforme a las prácticas, recomendaciones y estándares requeridos en cada modalidad del ejercicio de dichas profesiones;

Que la licenciada Miroslava Ducasa, actuando en calidad de apoderada legal de Linette Marie Cassino Ávila, con cédula de identidad personal N.º 8-960-764, presentó solicitud para obtener el reconocimiento de Traductor Público Autorizado de la lengua fuente Español a la lengua meta Inglés y viceversa;

Que adjunto a la solicitud, se han presentado los documentos establecidos en el artículo 6 del Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017, los cuales son a saber:

1. Memorial petitorio dirigido al Ministerio de Educación, mediante abogado.
2. Certificado de Nacimiento N.º 8-960-764, correspondiente a Linette Marie Cassino Ávila, expedido por la Dirección Nacional de Registro Civil del Tribunal Electoral de Panamá, con sus timbres fiscales correspondientes.
3. Copia de cédula de identidad personal N.º 8-960-764, de Linette Marie Cassino Ávila, debidamente autenticada por el Notario Público Primero del Circuito de Panamá.
4. Certificado de Información de Antecedentes Penales de Linette Marie Cassino Ávila, con cédula de identidad personal N.º 8-960-764, debidamente expedido por la Dirección de Investigación Judicial de la Policía Nacional, el día 13 de septiembre de 2024;

Que en virtud del artículo 7 del Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017, la Secretaría General del Ministerio de Educación, asignó como examinadores oficiales a Yarissa Soto y Liz de Evans, para aplicar los exámenes de conocimiento y dominio de la lengua fuente Español a la lengua meta Inglés y viceversa, con el propósito de verificar la



suficiencia de los idiomas en las áreas de: expresión oral, traducción de documentos o interpretación de conversaciones, disertaciones o discursos de la lengua fuente a la lengua meta y viceversa, redacción, gramática, sintaxis y ortografía;

Que Linette Marie Cassino Ávila, presentó y aprobó los exámenes de conocimiento y dominio de la lengua fuente Español a la lengua meta Inglés y viceversa con un puntaje de 98/100 en el primer examen y 97/100 en el segundo examen;

Que valorados los documentos incorporados en el presente dossier administrativo y surtidos los trámites preliminares requeridos para la procedencia de la solicitud realizada por Linette Marie Cassino Ávila, con cédula de identidad N.º 8-960-764, la Dirección Nacional de Asesoría Legal, considera que la misma se ajusta a los requisitos establecidos en la Ley N.º 59 de 31 de julio de 1998 y las reglamentaciones contenidas en el Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017 y el Resuelto N.º 2448 de 21 de mayo de 2018, por lo tanto;

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. Conceder reconocimiento como Traductor Público Autorizado de las lenguas Español al Inglés y viceversa a **LINETTE MARIE CASSINO ÁVILA**, con cédula de identidad personal N.º 8-960-764.

ARTÍCULO 2. Expedir a favor de **LINETTE MARIE CASSINO ÁVILA**, con cédula de identidad personal N.º 8-960-764, la correspondiente tarjeta de identificación, para lo cual la interesada deberá realizar la verificación de firma y sello ante la Secretaría General de este Ministerio.

ARTÍCULO 3. El presente resuelto empezará a regir a partir de su promulgación en Gaceta Oficial.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley N.º 59 de 31 de julio de 1998, Decreto Ejecutivo N.º 975 de 15 de diciembre de 2017 y el Resuelto N.º 2448 de 21 de mayo de 2018.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,



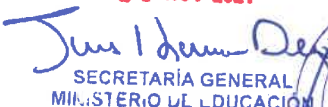
LUCY MOLINAR
Ministra de Educación



AGNES DE LEÓN DE COTES
Viceministra Académica de Educación

ES COPIA AUTÉNTICA
PANAMÁ,

20 NOV 2024



SECRETARÍA GENERAL
MINISTERIO DE EDUCACIÓN



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 19747 -Elec

Panamá, 2 de diciembre de 2024.

“Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No. **018-2024-Elec** para la propuesta de Modificación del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, que surge como resultado de la evaluación de desempeño del precitado Reglamento”.

LA ADMINISTRADORA GENERAL
en uso de sus facultades legales,

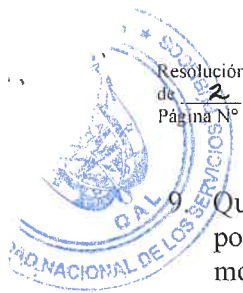
CONSIDERANDO:

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 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 los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad” y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora, aprobó el Reglamento de Transmisión cuyo objeto general es regular el servicio de transmisión en lo referente a su definición, los derechos y obligaciones, libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza, dentro del marco de las leyes, y demás reglas aplicables;
4. Que el artículo 9 del Reglamento de Transmisión establece que el mismo se deberá adaptar a los cambios que surjan en el servicio de Transmisión, a los Requerimientos del Mercado Eléctrico Regional, a las modificaciones en la calidad de servicio requerida, a nuevas alternativas para facilitar la expansión del sistema o para obtener mayor eficiencia en su ejecución, así como a los cambios tecnológicos que se produzcan;
5. Que el literal b del artículo 10 del Reglamento de Transmisión, señala que éste podrá ser modificado cuando la experiencia en la aplicación de este demuestre que es posible realizar cambios que mejoren significativamente el logro de los objetivos regulatorios;
6. Que es preciso señalar que esta Autoridad Reguladora solicitó a ETESA, al CND y demás prestadores y usuarios del Servicio Público de Transmisión, Informes de Desempeño con sus respectivos análisis de la aplicación del Reglamento de Transmisión, así como sus propuestas de modificación. De la revisión de los Informes y los comentarios recibidos, surge la presente propuesta de modificación;
7. Que en atención a lo establecido en el artículo 13 del Reglamento de Transmisión, esta Autoridad Reguladora someterá a la participación ciudadana la propuesta de modificación al Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, para recibir comentarios y observaciones;
8. Que de conformidad, con lo establecido en el artículo 24 de la Ley No.6 de 22 de enero de 2022, que dictó normas para la transparencia en la gestión pública, las instituciones del Estado en el ámbito nacional y local, tendrán la obligación de permitir la participación de los ciudadanos de todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derecho de grupos de ciudadanos;

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
[Handwritten initials]





Resolución AN N° 19747 -Elec
de 2 de diciembre de 2024
Página N° 2

Que el numeral 29 del artículo 20 del Decreto Ejecutivo 143 de 29 de septiembre de 2006, por el cual se adopta el Texto Único de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, establece que la Autoridad de los Servicios Públicos tiene la función y la atribución de realizar los actos necesarios para que se cumplan las funciones y objetivo de la ley y de las leyes sectoriales, por lo que,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de la Consulta Pública No. **018-2024-Elec**, para someter a consideración la propuesta de “Modificación del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, que surge como resultado de la evaluación de desempeño del precitado Reglamento”, la cual constituye el **Anexo** de la presente Resolución.

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública No. **018-2024-Elec** de la cual trata el Resuelto Primero de esta Resolución, que del **martes 10 de diciembre de 2024 al lunes 30 de diciembre de 2024**, estará disponible el documento que contiene la propuesta de modificación del Reglamento de Transmisión, en las oficinas de la Dirección Nacional de Electricidad Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y en su página web de Internet: <http://www.asep.gob.pa>.

TERCERO: ESTABLECER el procedimiento a seguir en la Consulta Pública No. **018-2024-Elec** que considerará “la propuesta de modificación del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, que surge como resultado de la evaluación de desempeño del precitado Reglamento”, el cual se describe a continuación:

1. Avisos:

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Aviso publicado durante dos (2) días calendario en dos (2) diarios de circulación nacional, comunicará al público la realización de la Consulta Pública No. **018-2024-Elec** para la consideración de “la propuesta de modificación al Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, que surge como resultado de la evaluación de desempeño del precitado Reglamento”.

2. Presentación de comentarios:

- a. Todas las personas interesadas podrán presentar sus comentarios en las oficinas de la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ubicadas en el primer piso del edificio Office Park, en la Vía España, intersección con la Vía Fernández de Córdoba o en las oficinas regionales de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Si quien presenta los comentarios es una persona jurídica, el representante legal de la sociedad o en su defecto un apoderado de éste podrá presentarlos.
- b. Fecha y hora límite de entrega:
 - b.1. Los interesados en presentar sus comentarios deberán hacerlo en el horario laboral de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, **desde las ocho de la mañana (8:00 a.m.) del martes 10 de diciembre de 2024 hasta las cuatro de la tarde (4:00 p.m.) del lunes 30 de diciembre de 2024**.
 - b.2. El **viernes 3 de enero 2025**, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos levantará un acta en la cual constará el nombre de las personas que hayan presentado sus comentarios.
- c. Lugar de Entrega:

En la ciudad de Panamá, en el Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba, Primer Piso, **Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y**

[Handwritten signature and initials]





Resolución AN N° 19747 -Elec
de 2 de diciembre de 2024
Página N° 3

Alcantarillado Sanitario o en las oficinas regionales de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos o a los correos electrónicos de los dos (2) contactos siguientes: **narosemena@asep.gob.pa** y **msanchez@asep.gob.pa**. Solamente se aceptará la presentación de comentarios vía correo electrónico que sean recibidos dentro del horario laboral (8:00 a.m. a 4:00 p.m.) de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Los comentarios recibidos en las oficinas regionales serán remitidos al lugar de entrega en la ciudad de Panamá a más tardar el día siguiente de haberse recibido.

- d. Consultas con respecto a la presentación de la propuesta:

Las dudas o aclaraciones con respecto a la presentación de la propuesta deben ser remitidas a los correos electrónicos de los dos (2) contactos siguientes: **narosemena@asep.gob.pa** y **msanchez@asep.gob.pa**.

- e. Forma de Entrega de los Comentarios: La forma de entrega de los comentarios, **será física y en sobre cerrado**, el cual debe contener la siguiente leyenda:

CONSULTA PÚBLICA No. 018-2024 -Elec

CONSIDERAR LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCIÓN NO. JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SUS MODIFICACIONES, QUE SURGE COMO RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DEL PRECITADO REGLAMENTO.

NOMBRE, TELÉFONO, DIRECCIÓN FÍSICA Y ELECTRÓNICA DEL REMITENTE

- f. Contenido de la Información. El sobre cerrado, deberá contener la siguiente información y documentación para la presentación de los comentarios:

- f.1. **Nota remisoría:** Los comentarios y la información que los respalden deben ser remitidos a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante nota que debe ser firmada por las personas a que se refiere el punto 2.a) de este procedimiento. Dicha nota deberá estar acompañada de copia de la cédula de identidad personal o pasaporte de la persona que la suscribe; y, en caso de ser persona jurídica, deberá además adjuntar copia del certificado emitido por el Registro Público, vigente, y del poder otorgado, en caso de no constar inscrito el poder.

En la documentación que se presente debe explicarse de manera clara la posición acerca del tema objeto de la Consulta Pública No. **018-2024-Elec**.

- f.2. **Documentación técnica:** en caso de ser necesario, se deberá acompañar los comentarios con la documentación técnica que respalda la posición.
- f.3. Toda información debe presentarse en hoja 8 ½ x 11, con cada una de sus hojas numeradas.
- f.4. Los interesados deberán adjuntar sus comentarios **en formato Word y en una memoria externa USB** (Universal Serial Bus) o en cualquier otro medio de almacenamiento electrónico.

3. Disponibilidad de comentarios a los interesados:

A medida que sean entregados los comentarios, los mismos serán publicados en la sección de Consultas Públicas y Audiencias del Sector Regulado de Electricidad, ubicado en el





Resolución AN N° 19747 -Elec
de 2 de diciembre de 2024
Página N° 4

sitio de Internet de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en la siguiente dirección electrónica: www.asep.gob.pa.

CUARTO: ANUNCIAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos evaluará los comentarios recibidos oportunamente, y, que tengan relación con la citada propuesta. Cualquier tema no relacionado con la propuesta se considerará fuera de orden y en consecuencia, no será analizado.

QUINTO: COMUNICAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos evaluará todos los comentarios recibidos que se refieran a la presente Consulta Pública No. 018-2024 y los análisis y consideraciones sobre los mismos se darán a conocer mediante Resolución.

SEXTO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

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; Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH
Administradora General

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 5 días del mes de 12 20 24


FIRMA AUTORIZADA


ch / . 12 13





PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN



ANEXO A

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

DICIEMBRE DE 2024

RESOLUCIÓN AN No. 9747-ELEC DE 2 DE Diciembre DE 2024

AP





EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Con la expedición de la resolución JD -5216 del 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, contenidas en las resoluciones JD-5351, JD- 5352 y JD – 5353, todas del 14 de junio de 2005, entró en vigor el Reglamento de Transmisión. El mismo contiene la reglamentación referida a la actividad de transmisión.

El Reglamento de Transmisión (RT) está compuesto de varios títulos, los cuales son: Disposiciones Generales, Generalidades, Derechos y Obligaciones de las empresas que prestan el Servicio Público de Transmisión y de los Usuarios de la Red de Transmisión, Acceso a la Capacidad de Transmisión, Expansión del Sistema de Transmisión, Normas de Diseño del Sistema de Transmisión, Normas de Calidad de Servicio para el Sistema de Transmisión, Régimen Tarifario de Transmisión, Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión, Procedimiento Tarifario por el uso de redes, Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada, Ingresos por actividades complementarias de la Empresa de Transmisión, Separación de Actividades y Sistema de Liquidación y Cobranza.

Dentro del Título I, el Capítulo I.5 habla de la Interpretación y Modificación del Reglamento, siendo esto último lo que nos ocupa en el presente. Los artículos 11 al 14 describen el proceso de revisión y modificación del RT, el cual se da de forma bienal y surge a raíz de un Informe de Desempeño, para lo cual la ASEP solicitó a ETESA, al CND y demás prestadores y usuarios del Servicio Público de Transmisión informes con sus respectivos análisis de la aplicación del RT y sus propuestas de modificación.

A raíz de estos informes, de la experiencia de la ASEP y de los comentarios recibido de ETESA, CNE y otros agentes, surge la presente propuesta de modificación.

AP





Cambios Propuestos de Reglamento de Transmisión

Se agrega la siguiente definición al artículo 6:

...
Contingencia: Pérdida abrupta no programada de un elemento o múltiples elementos, del Sistema Principal de Transmisión.
...

Artículo 22:
Donde dice:

- **Artículo 22.** “Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema Principal de Transmisión tendrá los siguientes derechos:

...
e) Establecer y presentar al CND la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante, los límites operativos de las líneas de Transmisión resultantes de aplicar las normas de calidad de servicio del presente Reglamento, incluyendo problemas de estabilidad dinámica o transitoria, serán fijados por el CND de acuerdo con los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación”.
...

Debe decir:

- **Artículo 22.** “Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema Principal de Transmisión tendrá los siguientes derechos:

...
e) Establecer y presentar al CND la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante, los límites operativos de las líneas de Transmisión resultantes de aplicar las normas de calidad de servicio del presente Reglamento, incluyendo problemas **de sobrecarga**, estabilidad **de tensión**, dinámica o transitoria, serán fijados por el CND de acuerdo con los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación”.

Se agrega el siguiente literal:

- i) Solicitar al CND la ejecución de las maniobras necesarias para la conexión de todo equipamiento contenido en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, mismas que serán aprobadas, siempre y cuando no ocasionen problemas de desabastecimiento de la demanda y el sistema pueda operar de manera segura y confiable”.

Handwritten signature





ASEP

Se adiciona el artículo 33A:

Artículo 33A. “La conexión de un nuevo generador, autogenerador o cogenerador, de forma directa o a través de otro usuario del Sistema de Transmisión deberá ser autorizada por ETESA y dicha solicitud tendrá que ser acompañada, con copia al CND, de lo siguiente:

1. La solicitud escrita donde expresa su deseo de conectarse al SIN.
2. Toda la información técnica relativa a su proyecto de generación.
3. Los correspondientes Estudios Eléctricos realizados por el solicitante, que demuestren que su conexión no afectará de manera adversa al Sistema de Transmisión o al otro usuario del Sistema de Transmisión. Utilizando las premisas y la base de datos del SIN suministrada por ETESA. La base de datos y premisas para el desarrollo de los Estudios Eléctricos será proporcionada en un plazo no mayor de 30 días calendarios luego de la firma de un acuerdo de confidencialidad.

Cuando la conexión se realice a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, ETESA deberá coordinar con el otro usuario del Sistema de Transmisión el contenido de la base de datos y premisas de los estudios, y será proporcionada en un plazo no mayor de 30 días hábiles luego de la firma de un acuerdo de confidencialidad.

Se adiciona el artículo 35A:

Artículo 35A. “Si el nuevo consumo a conectarse en el Sistema de Transmisión corresponde a una capacidad de transformación instalada igual o superior al valor en MW de la máxima falla simple, vigente al momento de solicitar la viabilidad de conexión, se deberá abastecer dicho consumo con:

- Generación de su propiedad en sus predios, o
- Generación que se instale en el Sistema interconectado Nacional, dedicada a abastecer el consumo de forma exclusiva a través de un contrato de suministro de Potencia Firme, siempre y cuando esto conlleve la instalación de una nueva capacidad de generación que cubra el nuevo requerimiento”.

Se adiciona el artículo 40A:

Artículo 40A. “En el caso de una empresa distribuidora del servicio eléctrico o un gran cliente, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, una vez cumplidos los requisitos establecidos en el presente Reglamento, deberá comunicar por escrito al CND que esta demanda o ampliación de instalaciones existentes está en condiciones técnicas de conectarse al SIN. Además, previo a la aprobación de la solicitud, suministrará copia de nota de viabilidad de conexión o contrato de acceso con dicho usuario”.





Se adiciona el artículo 41A:

Artículo 41A. "La solicitud de acceso presentada a ETESA por parte de un generador, autogenerador o cogenerador que pretenda conectarse a la Red de transmisión, deberá ir acompañada de lo siguiente:

1. La información indicada en el Capítulo III y IV de las Normas para la Expansión del Sistema del Reglamento de Operación. Si la solicitud se hace a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, previo a la aprobación de la solicitud deberán presentar copia de nota de viabilidad de conexión o contrato de acceso con dicho usuario.

La Solicitud de Acceso debe ser acompañada con una copia de la resolución que otorga el derecho de Concesión, o licencia provisional, o copia del certificado provisional de Autogenerador o Cogenerador, emitido por la ASEP y en estado vigente.

2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión y que el mismo operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente reglamento. Los Estudios requeridos son:
 - a. Estudios de Flujos de Carga: orientados a identificar sobrecargas térmicas en las líneas y transformadores e incumplimientos de los niveles de tensión en las subestaciones del Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso. El análisis deberá incluir la evaluación del sistema en estado N ante contingencias N-1.
 - b. Estudios de Estabilidad de Voltaje: orientados a determinar la necesidad de equipamiento para el control de tensión y reserva reactiva en aquellos nodos donde sea necesario.
 - c. Estudios de Estabilidad Transitoria: orientados a determinar condiciones de inestabilidad en el dominio del tiempo ante la ocurrencia de fallas.
 - d. Estudios de Corto Circuito: orientados a identificar corrientes de cortocircuito en las subestaciones del Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso.

3. En el caso de los generadores, autogeneradores o cogeneradores que tengan una capacidad instalada menor o igual a 10 MW, el estudio de interconexión debe contemplar solamente los literales a, b y c del punto 2.

En el caso de que la Solicitud de Acceso se realice en un punto de conexión que, de manera directa o indirecta, se conecte a un punto del Sistema de Transmisión que supere los 10 MW, se deberán cumplir con los requisitos establecidos en los puntos 1) y 2).

4. En adición a lo indicado en el punto 2, los generadores, autogeneradores o cogeneradores presentarán:

P





PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

- a. Certificaciones y análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos principales a instalar cumplen con los estándares de calidad de energía establecidos en las normas internacionales que apliquen y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso.
 - b. Para el caso de centrales eólicas y centrales solares, las certificaciones y análisis deben cubrir el cumplimiento de lo establecido en los Códigos de Redes vigentes, en donde se describen los requerimientos específicos y generales necesarios para conectar los generadores eólicos y solares al Sistema Interconectado Nacional.
 - c. Los generadores eólicos y solares deberán cumplir todo lo establecido en el Código de Redes respectivo. De acuerdo con la capacidad de la planta que realiza la solicitud.
5. En el caso específico de generadores, autogeneradores o cogeneradores que se conecten directamente a la red de las empresas distribuidoras, sólo presentarán lo establecido en el punto 4 y la viabilidad de acceso otorgada por la empresa distribuidora.
 6. La información a suministrar deberá ser compatible con la herramienta tecnológica utilizada por ETESA. Estos estudios deberán demostrar que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión.
 7. Los SAEb presentarán:
 - a. Certificaciones y análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos a instalar cumplen con los estándares de calidad de energía establecidos en las normas internacionales que apliquen y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso.
 - b. Estudios de Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos”.

Se adiciona el artículo 41B:

Artículo 41B. “La Solicitud de Acceso presentada a ETESA por parte de un distribuidor o gran cliente que pretendan conectarse a la Red de transmisión, deberá ir acompañada de lo siguiente:

1. La información indicada en el Capítulo IV de las Normas para la Expansión del Sistema del Reglamento de Operación.
2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso. Y que se operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente reglamento. Los Estudios requeridos son:





- a. Estudios de Flujos de Carga: orientados a identificar sobrecargas térmicas en las líneas y transformadores e incumplimientos de los niveles de tensión en las subestaciones del Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso. El análisis deberá incluir la evaluación del sistema en estado N ante contingencias N-1.
- b. Estudios de Corto Circuito: orientados a identificar problemas de corrientes de cortocircuito en las subestaciones del Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso.
- c. Estudios de Coordinación de Protecciones: permiten analizar y garantizar la correcta coordinación de los dispositivos de protección en el sistema eléctrico, asegurando la eficacia y confiabilidad de las medidas de seguridad.

Artículo 43:
Donde dice:

- **Artículo 43.** "ETESA verificará la consistencia de la información contenida en la solicitud y podrá requerir del solicitante la presentación de información faltante o adicional".

Debe decir:

- **Artículo 43.** "ETESA verificará la consistencia de la información y los estudios contenidos en la solicitud. ETESA sólo podrá requerir información o estudios faltantes que se encuentren listados en los artículos 41A y 41B. ETESA no podrá solicitar información o estudios adicionales a los listados en los artículos 41A y 41B. De requerir ETESA estudios adicionales, deberá realizarlos con recursos propios".

Artículo 50:
Donde dice:

- **Artículo 50.** "La puesta en servicio de una conexión será autorizada por ETESA cuando el Solicitante ha cumplido con lo siguiente:
...
c) Aprobación por parte del CND del diseño y optimización de los sistemas de control y protecciones de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación. En esta etapa, previa a la puesta en servicio, se realizarán los estudios necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control como son: sistemas de estabilización, características de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo.
...

AS





ASEP

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

- e) Ensayos de campo para verificar el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a lo que se establezca en los Reglamentos de Transmisión, Operación, Comercial y Metodologías de Detalle, sujetas a la aprobación de ETESA y el CND”.

Debe decir:

- **Artículo 50.** “La puesta en servicio de una conexión será autorizada por ETESA cuando el Solicitante ha cumplido con lo siguiente:

- ...
- c) Aprobación por parte del CND del diseño y optimización de los sistemas de control y protecciones de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación, **Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y Código de Redes Fotovoltaico y Eólico, así como cualquier normativa que aplique y se encuentre vigente para estos tipos de centrales**. En esta etapa, previa a la puesta en servicio, el agente realizará los estudios necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control como son: sistemas de estabilización, características de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo.

- ...
- e) Ensayos de campo para verificar el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a lo que se establezca en los Reglamentos de Transmisión, Operación, Comercial, **Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, Código de Redes Fotovoltaico, Eólico y Metodologías de Detalle, así como cualquier normativa que aplique y se encuentre vigente para estos tipos de centrales**, sujetas a la aprobación de ETESA y el CND.

- ...
- h) **Para la puesta en servicio de una conexión indirecta a la RTR en el país, la misma será autorizada por ETESA y por la empresa a la cual se conecta el Solicitante en caso de ser distinto a ETESA, requiriéndose, además de lo anterior, y cuando exista una solicitud del EOR, el cumplimiento del numeral 16.1.3 del libro III del RMER”.**

Artículo 77:

Donde dice:

Artículo 77. “...

El Informe de Diagnóstico deberá contener y cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

- ...
- d) Los datos de demanda y generación que se consideren para el diagnóstico de la situación actual del sistema de transmisión, deberán ser los más actualizados que disponga el CND a nivel de barras del SPT, mientras que las demandas y generación para el segundo año deberá tomarse del estudio del último Plan de Expansión aprobado, desagregado a nivel de barras del SPT.
- e) En el diagnóstico de la situación actual y para el muy corto plazo se deberán realizar al menos los siguientes estudios:
- Análisis de Flujos de Carga
 - Análisis de Cortocircuitos

P





- *Análisis de Contingencias*
- *Análisis de Estabilidad*
- *Análisis de la incorporación al SPT de la generación Eólica y Solar*

Debe decir:

Artículo 77. “...

El Informe de Diagnóstico deberá contener y cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

...

- d) *Los datos de demanda y generación que se consideren para el diagnóstico de la situación actual del sistema de transmisión, deberán ser los más actualizados que disponga el CND a nivel de barras del SPT, mientras que las demandas y generación para el segundo año deberá tomarse del estudio del último Plan de Expansión aprobado, desagregado a nivel de barras del SPT **para los dos años de alcance del estudio.***
- e) *En el diagnóstico de la situación actual y para el muy corto plazo se deberán realizar al menos los siguientes estudios:*
- *Análisis de Flujos de Carga*
 - *Análisis de Cortocircuitos*
 - *Análisis de Contingencias **simples***
 - *Análisis de Estabilidad de **tensión***
 - ***Análisis de Régimen dinámico***
 - *Análisis de la incorporación al SPT de la generación Eólica y Solar”*

Artículo 89:

Donde dice:

Artículo 89. “El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor”.

Debe decir:

Artículo 89. “El criterio de seguridad del Sistema Principal de Transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma

AP





tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

El Sistema de Transmisión debe mantener el margen de reserva reactiva suficiente para garantizar la estabilidad del voltaje y la calidad del servicio de transmisión ante contingencias simples (N-1).

Dicho margen de reserva deberá ser determinado por el Centro Nacional de Despacho en conjunto con ETESA e informado a la ASEP.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor”.

Artículo 90:
Donde dice:

Artículo 90. “En Operación normal la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente. Durante una contingencia la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite de sobrecarga térmico del equipamiento correspondiente, para la duración máxima estimada del evento”.

Debe decir:

Artículo 90. “En Operación normal **(estado de red N)** la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente. Durante una contingencia **simple (estado N- 1)** la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite de sobrecarga térmico del equipamiento correspondiente, para la duración máxima estimada del evento”.

P





Artículo 119:
Donde dice:

Artículo 119. “Las empresa de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

HORARIO	Vigencia de la norma:		
	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4
	A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)

Debe decir:

Artículo 119. “Las empresa de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

HORARIO	Vigencia de la norma:			
	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5
	A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	A partir del 1 de enero de 2007	A partir del 1 de julio de 2025
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 7:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)

[Handwritten signature]





ASEP

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

Artículo 121:

Donde dice:

Artículo 121. "...

B. Las empresas generadoras conectadas a las redes de Media Tensión de una distribuidora, deberán operar sus centrales con un Factor de Potencia de 1.00 (Unitario), con el fin de no afectar los niveles de tensión de la red de distribución a la cual están conectados, excepto en casos de emergencia cuando reciban instrucción directa del CND de operar fuera de dicho valor, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 132 del presente Reglamento".

Debe decir:

Artículo 121. "...

*B. Las empresas generadoras conectadas a las redes de Media Tensión de una distribuidora, deberán operar sus centrales con un Factor de Potencia de 1.00 (Unitario), con el fin de no afectar los niveles de tensión de la red de distribución a la cual están conectados, excepto en casos de emergencia cuando reciban instrucción directa del CND de operar fuera de dicho valor, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 132 del presente Reglamento. **Se exceptúan las centrales eólicas y fotovoltaicas las cuales deben operar de acuerdo con sus respectivos códigos de redes**".*

Artículo 151:

Donde dice:

Artículo 151. "El CND deberá desarrollar una metodología específica para la aplicación de los recargos y retribuciones. Esta metodología previamente a su implementación deberá ser sometida a aprobación de la ASEP. Además, el CND deberá calcular y preparar un informe mensual de recargos y retribuciones para cada agente del mercado por incumplimiento del Factor de Potencia y los niveles de tensión del mes, que deberá entregar a los agentes antes del 15 del mes siguiente al analizado.

En general, el total de los recargos y penalizaciones aplicados a una empresa prestadora del Servicio de Transmisión por incumplimiento de los límites de calidad del servicio no pueden superar un valor igual al 10% de la remuneración recibida por cargos de uso y conexión del Sistema de Transmisión nacional durante el período de control".

Debe decir:

Artículo 151. "**El CND empleará la metodología específica para la aplicación de los recargos y retribuciones, previamente aprobada por la ASEP. De ser requerido, el CND deberá someter a aprobación de la ASEP las modificaciones necesarias a esta metodología específica, para mantener la vigencia de la misma.** Además, el CND deberá calcular y preparar un informe mensual de recargos y retribuciones para cada agente del mercado por incumplimiento del Factor de Potencia y los niveles de tensión del mes, que deberá entregar a los agentes antes del 15 del mes siguiente al analizado.





En general, el total de los recargos y penalizaciones aplicados a una empresa prestadora del Servicio de Transmisión por incumplimiento de los límites de calidad del servicio no pueden superar un valor igual al 10% de la remuneración recibida por cargos de uso y conexión del Sistema de Transmisión nacional durante el período de control”.

Se agrega la siguiente sección:

SECCIÓN VII.1.1 A: CONFIABILIDAD DE LOS GENERADORES DE GRAN TAMAÑO CONECTADOS AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Artículo 103A. Para efectos de este reglamento, se considerará que un Generador es de Gran Tamaño, cuando su capacidad instalada exceda los 200 MW. Este mismo límite será extensible para el caso de los autogeneradores y/o cogeneradores.

Artículo 103B. Los Generadores de Gran Tamaño procurarán que su operación no afecte la confiabilidad del Sistema de Transmisión. Para tal efecto, los generadores, autogeneradores y/o cogeneradores que, debido a su Gran Tamaño, requieran la implementación de Esquemas de Desconexión de carga, procurarán que su operación no provoque la activación de dichos esquemas.

Artículo 103C. El CND deberá llevar los registros de los eventos producidos por los generadores, autogeneradores y/o cogeneradores de Gran Tamaño, que provoquen la activación de esquemas de desconexión de carga, tanto los asociados a cada una de las plantas, como los esquemas generales que afecten a todo el sistema. Los registros deberán llevarse por planta y contener toda la información relacionada a los eventos en que la planta sea la causante del Desligue de Carga.

Artículo 103D. Con los registros llevados por el CND se medirán dos indicadores, basados en la cantidad de interrupciones y en el tiempo de duración de las interrupciones. Estos indicadores son:

CECG = Cantidad de eventos causados por el generador que involucren la activación de Esquemas de Desligue de Carga.

$$CECG = \sum_{i=1}^n CECGi$$

Donde,
n = cantidad de eventos.
CECGi = evento i con desligue de carga.

TTECG = Tiempo total de duración de los eventos causados por el generador, definido con base en la siguiente fórmula:

$$TTECG = \sum_{i=1}^n \frac{ENS}{MW_{desc}}$$

Donde,
n = cantidad de eventos.
ENS = Energía No Suministrada en el evento i en MWh.
MWdesc= MW Desconectados, en el evento i.





PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

Artículo 103E. Los límites permisibles de estos indicadores son los siguientes:

CECG	4 eventos / año
TTECG	0.80 horas / año

Artículo 103F. El CND publicará y mantendrá actualizada en su sitio web la información de la confiabilidad de los generadores de gran tamaño conectados al sistema principal de transmisión.

Artículo 103G. Los generadores, autogeneradores y/o cogeneradores que, debido a su Gran Tamaño, estén asociados a un esquema de desconexión de carga, deberán compensar a los participantes consumidores a través del pago de una penalidad, cuando existan niveles de confiabilidad anuales que sobrepasen los límites establecidos en el presente Reglamento, para los indicadores CECG y TTECG.

El monto de la penalidad se asignará como un crédito a los participantes consumidores que pagan el Servicio Auxiliar de Seguimiento a la Demanda, en el Documento de Transacciones Económicas. En el caso de los participantes consumidores que sean empresas distribuidoras, los mismos trasladarán los montos a los clientes regulados.

Artículo 103H. Para el cálculo del monto de la penalidad indicada en el artículo anterior, la Energía No Servida se valorará a 1,850 B./MWh que es el aplicado en las Normas de Calidad del Servicio de Transmisión.

Las penalizaciones estarán dadas por las siguientes fórmulas:

Para el CECG:

$$Penalización = \left[\frac{(CECG - CECG_{límite})}{8760} \right] * \left(\frac{TTECG}{CECG} \right) * Energía\ Anual\ (MWh) * CENS\ (B./MWh)$$

Para el TTECG:

$$Penalización = \left[\frac{(TTECG - TTECG_{límite})}{8760} \right] * Energía\ Anual\ (MWh) * CENS\ (B./MWh)$$

Artículo 103I. En el caso que los límites de ambos indicadores, CECG y TTECG, hayan sido superados en la evaluación anual, la compensación a los participantes consumidores corresponderá con aquel que presente el mayor monto de penalidad. De presentarse que sólo se supera el límite de solo un indicador, la penalización corresponderá a la fórmula correspondiente del indicador que se incumple.

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 5 días del mes de 12 20 24.


FIRMA AUTORIZADA

P





República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 19753-Elec

Panamá, 4 de diciembre de 2024

“Por la cual se aprueba la celebración de la Audiencia Pública No.017-24-Elec para considerar la *“Propuesta de modificación de algunos artículos del Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión; del Título IX: Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión; y del Título XI: Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada, todos del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones”*.”

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 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 los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad” y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Reglamento de Transmisión;
4. Que en atención a lo establecido en los acápites a, b y c del artículo 10 del Capítulo I.5 denominado “Interpretación y Modificación del Reglamento” del Reglamento de Transmisión, el mismo podrá ser modificado cuando: (i) existan situaciones que afecten el servicio de transmisión que no fueron previstas en el Reglamento vigente; (ii) y/o la experiencia en la aplicación del Reglamento de Transmisión vigente ha demostrado que es posible realizar cambios que mejoren significativamente el logro de los objetivos regulatorios o es necesario eliminar distorsiones o resultados contrarios a los objetivos de la Ley o de inconsistencias entre Reglamentos; (iii) y/o cuando en la aplicación e implementación del Reglamento de Transmisión hayan surgido conflictos por diferencias de interpretación y es necesario dar mayor claridad o detalle para establecer la interpretación válida, por una condición imprevista o porque ha surgido como resultado del Informe de Desempeño;
5. Que la Ley 6 de 22 de enero de 2002, por la cual se dictan normas para la transparencia en la gestión pública, establece en el artículo 24 que las instituciones del Estado tendrán la obligación de permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos de ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana.

Aunado a lo anterior, el artículo 14 del Decreto Ejecutivo 279 de 14 de noviembre de 2006, que reglamenta la ley orgánica de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, establece que antes de adoptar cualquier reglamentación relativa a los servicios públicos, se debe cumplir con algún mecanismo de participación ciudadana, por lo tanto, el artículo 13 del Capítulo I.5 del Reglamento de Transmisión, denominado “Interpretación y Modificación del Reglamento” dictamina que se someterán a la participación ciudadana con el objetivo de recibir comentarios y observaciones las modificaciones que sean necesarias. Sin embargo, para los casos específicos del **Régimen Tarifario**, los **Procedimientos Tarifarios** dispone el Reglamento de Transmisión que se requerirá de la celebración de una Audiencia Pública;

6. Que esta Autoridad Reguladora considera necesario realizar algunas modificaciones al Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión; al Título IX: Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión; y al Título XI: Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación



Resolución AN No. 19753 -Elec
de 4 de diciembre de 2024
Página 2 de 5

Integrada, todos del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones;

7. Que la motivación de las modificaciones que se proponen se explican en el siguiente cuadro:

ARTÍCULO	TEMA Y MOTIVO DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN	EXPLICACIÓN
171	Pérdidas en transmisión Para crear un mecanismo más transparente y directo para cuando las pérdidas en el sistema de transmisión superen el valor anual establecido en la revisión tarifaria y corresponda acreditar los costos adicionales que fueron pagados por los agentes consumidores.	Se modifica el mecanismo de acreditamiento a los agentes consumidores de los costos adicionales en concepto de pérdidas de transmisión para que se efectúe en la facturación, lo cual se establecerá mediante Resolución motivada.
186 A, 186B y 197	Fórmulas de determinación del IMP existente y adicional y asignación tarifaria Para lograr un método de clasificación de activos más sencillo, considerando los activos del Sistema Principal de Transmisión en un solo grupo.	Se modifican las fórmulas tarifarias con la finalidad de eliminar las correspondientes al Ingreso Máximo Permitido (IMP) que considera los activos asignados totalmente a la Demanda denominados por los siguientes términos: IPSPEDi, IPSPADj y ΔIPSPADj. Los equipamientos del Sistema Principal de Transmisión serán asignados en el IMP y en los cargos de transmisión en las proporciones definidas a la generación y demanda.
186B	Fórmula de determinación del IMP adicional Para actualizar el cálculo del ingreso (denominado IPSPA _j) para el año tarifario con una tasa de interés.	Se modifica el texto para el reconocimiento del ingreso máximo permitido que considera los activos reales incorporados en el periodo tarifario vigente (término IPSPA _j) para que el cálculo se actualice a través de una tasa de interés promedio.
190	Periodo límite para la facturación mensual de ETESA Para mejorar los tiempos de facturación en el mercado eléctrico, principalmente en los casos que requieren previamente las facturaciones de los servicios de transmisión de ETESA.	Se modifica el periodo límite de facturación de ETESA para que el mismo se realice dentro de los primeros 15 días del mes siguiente, considerando que es favorable para ETESA y que la misma ha estado mejorando los tiempos de facturación en el último periodo siendo menores a los 30 días.
186A, 186B y 197	Porcentajes de asignación del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión a la generación y a la demanda Para equilibrar las proporciones de responsabilidad de asignación de costos entre generación y demanda. Simplifica el cálculo tarifario de cada cuatro años y el de las revisiones anuales.	Se modifican los porcentajes vigentes para la asignación del IMP del Sistema Principal de Transmisión para que sean por partes iguales entre la generación y la demanda (50% - 50%).
213	Ajuste IPSOI_j Para adicionar intereses al monto del Ajuste IPSOI del Centro Nacional de Despacho (CND) o a los agentes del mercado, según corresponda.	Se adicionan intereses al cálculo del ajuste al ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho determinado por las diferencias entre el ingreso facturado y el real del año tarifario anterior.

8. Que el numeral 18 del artículo 20 del Texto Único de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, establece entre las atribuciones de esta Autoridad Reguladora la de organizar las Audiencias Públicas que las leyes sectoriales ordenen o que la propia Autoridad considere, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de la Audiencia Pública No.017-24-Elec, para considerar la “Propuesta de modificación de algunos artículos del Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión; del Título IX: Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión; y del Título XI: Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada, todos del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones”.



Resolución AN No. **19753** -Elec
de **4** de **diciembre** de 2024
Página 3 de 5

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública No.017-24-Elec, que el **ANEXO A** contiene el documento de la propuesta para considerar la modificación referida en el Artículo Primero de la presente Resolución, la cual estará disponible en horario laboral de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos desde las **8:00 a.m. hasta las 4:00 p.m.**, del **martes 5 de diciembre al miércoles 27 de diciembre de 2024**, en la oficina de la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ubicada en el primer piso del edificio Office Park, en la Vía España, intersección con la Vía Fernández de Córdoba, y en el Sector de Electricidad, sección de Consultas Públicas de la página Web de Internet de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, cuya dirección es <http://www.asep.gob.pa>.

TERCERO: COMUNICAR que la referida Audiencia Pública se llevará a cabo el **martes 31 de diciembre de 2024** a las **9:30 a.m.**, en el Salón 230 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ubicado en el segundo piso del Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba.

CUARTO: ESTABLECER el procedimiento a seguir en la Audiencia Pública No.017-24-Elec que considerará la propuesta de modificación indicada en el Artículo Primero de la presente Resolución, el cual se describe a continuación:

PROCEDIMIENTO DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No.017-24-Elec.

Las personas interesadas en participar en la Audiencia Pública No.017-24-Elec podrán hacerlo presentando comentarios de manera escrita y/o verbal, siguiendo el siguiente procedimiento:

1. Avisos:

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Aviso publicado durante dos (2) días calendario, en dos (2) diarios de circulación nacional, comunicará al público la realización de la Audiencia Pública No.017-24-Elec para la consideración de la *“Propuesta de modificación de algunos artículos del Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión; del Título IX: Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión; y del Título XI: Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada, todos del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones”*

2. Personas calificadas para explicar sus comentarios en la Audiencia Pública No.017-24-Elec:

Todas las personas (naturales o jurídicas), interesadas podrán presentar sus comentarios en la Audiencia Pública.

Si quien presenta los comentarios es una persona jurídica, el representante legal deberá aportar copia de su cédula de identidad y del certificado del Registro Público de Panamá. Si en su defecto quien presenta es un apoderado de éste, deberá adicionalmente aportar copia del poder otorgado (en caso que no conste inscrito en la copia del certificado del Registro Público) y copia de la cédula.

Las personas naturales que actúen en su propio nombre y representación deberán aportar copia de su cédula de identidad personal o del pasaporte; y, en caso de presentarlos a través de una persona autorizada, deberá aportar copia del poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes y copia del documento de identidad personal de ambos.

3. Fecha y horario de inscripción de quienes deseen participar como expositores. Fecha y horario de presentación de comentarios de quienes no deseen ser expositores:

Requerirán inscripción quienes deseen participar como expositores en la Audiencia Pública No.017-24-Elec. La inscripción deberá efectuarse desde el **martes 10 de diciembre al miércoles 27 de diciembre de 2024**, en horario de **8:00 a.m. a 4:00 p.m.**

Los comentarios de quienes no deseen ser expositores deberán ser entregados durante el mismo periodo y en igual horario.



Resolución AN No. **19753** -Elec
de **4** de **diciembre** de 2024
Página 4 de 5

4. Lugar de inscripción y entrega de comentarios:

El lugar de inscripción será en la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario, ubicada en el Edificio Office Park, Vía España y Vía Fernández de Córdoba, primer piso.

Los comentarios también podrán ser presentados en dicha dirección o en las oficinas regionales de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los comentarios recibidos en las oficinas regionales serán remitidos al lugar de entrega en la ciudad de Panamá a más tardar el día siguiente de haberse recibido.

Solamente se aceptará la presentación de comentarios vía correo electrónico que sean recibidos **dentro del horario laboral (8:00 a.m. a 4:00 p.m.)** de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos al correo electrónico **regimen_tarif_transm@asep.gob.pa**

5. Forma de inscripción del participante en calidad de expositor:

Mediante formulario que estará disponible en la dirección electrónica **http://www.asep.gob.pa**, en el Sector de Electricidad, sección de Consultas Públicas y en la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, a partir del **martes 10 de diciembre al miércoles 27 de diciembre de 2024**.

6. Documentación que deben presentar los expositores:

El día de la Audiencia Pública, el expositor deberá entregar el documento físico con el contenido de la exposición que presentará y su correspondiente versión en formato digital.

7. Forma de entrega de las exposiciones y los comentarios:

7.1. En sobre cerrado, uno por cada participante.

7.2. El sobre con las exposiciones o con los comentarios para la propuesta en referencia, debe identificarse con la siguiente leyenda:

“AUDIENCIA PÚBLICA No.017-24-ELEC CONVOCADA PARA RECIBIR COMENTARIOS Y OBSERVACIONES A LA “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE ALGUNOS ARTÍCULOS DEL TÍTULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN; DEL TÍTULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN; Y DEL TÍTULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA, TODOS DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SUS MODIFICACIONES”

7.3. Nombre, teléfonos, dirección física y electrónica del remitente.

8. Contenido de la información:

8.1. Nota remisoría: debe ser firmada por las personas a que se refiere el punto 1 de este procedimiento.

8.2. En las exposiciones y en los comentarios debe explicarse de manera clara la posición de la persona acerca del tema objeto de la Audiencia Pública **No.017-24-Elec**.

8.3. Documentación técnica que respalda la posición.

Toda información debe presentarse mediante un juego 8 1/2 x 11, con cada una de sus hojas numeradas. Adicionalmente, deberá presentarse una copia digital en formato Word o en una memoria externa USB (Universal Serial Bus), cuando la entrega sea realizada de forma física.



Resolución AN No. **19753** -Elec
de **4** de **diciembre** de 2024
Página 5 de 5

9. Disponibilidad de comentarios al público:

Los comentarios serán publicados en la siguiente dirección electrónica: www.asep.gob.pa. en el Sector de Electricidad, sección de Consultas Públicas.

10. Acta de Cierre:

Luego de finalizado el periodo de inscripción de los expositores y de entrega de comentarios, el **lunes 30 de diciembre de 2024**, la ASEP levantará un Acta de Cierre para la participación en la **Audiencia Pública No.017-24-Elec**, donde constará el nombre de las personas que se hayan registrado para exponer sus comentarios en la Audiencia y de los que solo hayan presentado comentarios.

PROCEDIMIENTO A SEGUIR EL DÍA DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No. No. 017-24-Elec

1. Expositores:

Cualquier persona tendrá derecho a exponer, siempre y cuando se haya inscrito dentro de los términos señalados. Todo aquel que concurra en representación de una o más personas naturales o jurídicas se limitará a una sola exposición.

2. Observadores:

La Audiencia Pública **No.017-24-Elec** está abierta a todo aquel que desee asistir.

3. Orden de participación de los expositores:

La ASEP publicará el orden de participación el día de la Audiencia Pública, martes 31 de diciembre de 2024, de acuerdo al orden cronológico en el que se inscribieron los participantes como expositores.

4. Tiempo máximo permisible por participante:

15 minutos para su exposición.

5. Registro de la Audiencia Pública No.017-24-Elec:

La Audiencia Pública será grabada en audio y video.

6. Evaluación de los comentarios presentados:

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos evaluará los comentarios que hayan sido presentados en tiempo oportuno y que tengan relación con la citada propuesta. Cualquier tema no relacionado con la propuesta se considerará fuera de orden y no será atendido para su análisis.

7. Aprobación de las modificaciones:

Mediante Resolución motivada, se aprobarán o no las modificaciones sometidas a la Audiencia Pública.

SEXTO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

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 279 de 14 de noviembre de 2006; Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones; Ley 6 de 22 de enero de 2002.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

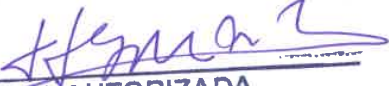

ZELMAR RODRIGUEZ DE MASSIAH
Administradora General






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 5 días del mes de 12 2024


FIRMA AUTORIZADA





ANEXO A

Resolución AN No. 19753 -Elec de 4 de diciembre de 2024

Modificaciones al Reglamento de Transmisión

Artículos del Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión; Título IX: Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión y Título XI: Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada

1. Título VIII, Capítulo VIII.2, Artículo 171

Donde dice:

Artículo 171 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 se 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 descontados del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión en el año tarifario j (IPSPAj) correspondiente, de acuerdo con el artículo 186 B de este Reglamento.

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 ajustarse en el Ingreso Máximo Permitido, el Centro Nacional de Despacho (CND) debe informar a la ASEP a más tardar cada 15 de febrero, los datos mensuales del mercado eléctrico que determinan el porcentaje de pérdidas de transmisión, así como las cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados a los agentes consumidores para el año calendario previo.

Debe decir:

Artículo 171 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 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 se 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

Reb

Página 1 de 47





devueltos como un crédito en su 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) debe informar a la ASEP a más tardar cada 15 de febrero, los datos mensuales del mercado eléctrico que determinan el porcentaje de pérdidas de transmisión, así como las cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados **a cada agente consumidor** para el año calendario previo.

2. Título IX, Capítulo IX.2, Artículo 186 A

Donde dice:

Artículo 186 A: Ingreso Máximo Permitido para cubrir costos del sistema principal de transmisión existente.

El cálculo del Ingreso Máximo Permitido, para el año calendario (i), asociado a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPEi) se realizará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$IPSPEi = IPSPEGyDi + IPSPEDi$$

Donde:

$$IPSPEGyDi = ADMSPEGyD + OMSPEGyD + ACTBSPEGyDi * DEP\% + ACTBNEEGyDi * DEP\% + (ACTNSPEGyDi + ACTNNEEGyDi) * RRT + CEyCGCGyDi$$

$$IPSPEDi = ADMSPED + OMSPED + ACTBSPEDi * DEP\% + ACTBNEEDI * DEP\% + (ACTNSPEDi + ACTNNEEDI) * RRT + CEyCGCDi$$

IPSPEi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior. Si bien los activos son los mismos para cada año (i) el IPSPEi resultante será distinto. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

IPSPEGyDi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

IPSPEDi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

Reb





En atención a que en la revisión tarifaria correspondiente al periodo tarifario de julio 2017 a junio 2021 se ha atrasado, y se conoce la terminación y entrada en operación de la Tercera Línea, ésta se considerará en el cálculo del IPSPEDi como existente, asignada a la Demanda.

ADMSPEGyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$ADMSPEGyD = (ACTSPEGyDef + ACTNEEGyDef) * ADMT\%M^*$$

OMSPEGyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$OMSPEGyD = (ACTSPEGyDef+ ACTNEEGyDef) * OMT\%M^*$$

ACTSPEGyDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNEEGyDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calcula, para cada año calendario como:

$$ACTNEEGyDef = \%NE * ACTSPEGyDef$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión.

ACTBSPEGyDi: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPEGyDi(1) de cada componente (1) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i).

Rep





ACTBNEEGyDi: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año (i).

El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando para ambos solo los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEEGyDi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPEGyDi es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNNEEGyDi: es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEEGyDi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEGyDi.

DEP%: Es la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo. Su valor dependerá del tipo de activo (sistema principal o No Eléctricos) pudiendo variar incluso dentro de ellos.

RRT: Es la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el Artículo 99 del Texto Único de la Ley 6.

CEyCGCGyDi y CEyCGCDi: Estos términos considerarán, para cada año calendario i, los costos de los estudios que la Empresa de Transmisión debe contratar para desarrollar, cada cuatro años el PEST, según lo establecido en el Artículo 64 de este Reglamento; más los costos que se generen producto de la gestión de compra de suministro de energía y potencia para los agentes del mercado. En el caso de los costos necesarios para desarrollar el PEST cada cuatro años, estos deberán ser asignados, por partes iguales, en los años calendarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario, de tal manera que el total sea luego trasladado a los Ingresos Permitidos por año tarifario. Estos costos se establecerán en el estudio tarifario y los mismos quedarán fijos durante el periodo tarifario.

El total de costos determinados por este concepto debe asignarse a la Generación y Demanda (CEyCGCGyDi) y solo a la Demanda (CEyCGCDi), en las proporciones que, en oportunidad de cada revisión tarifaria, dispondrá la ASEP.

Página 4 de 47





ADMSPED: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, en un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$ADMSPED = (ACTSPEDef + ACTNEEDef) * ADMT\%M*$$

OMSPED: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, en un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$OMSPED = (ACTSPEDef+ ACTNEEDef) * OMT\%M*$$

ACTSPEDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados totalmente a la Demanda.

ACTNEEDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calcula, para cada año calendario como:

$$ACTNEEDef = \%NE * ACTSPEDef$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión.

ACTBSPED_i: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPED (l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda. Todos ellos siempre que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año (i).

ACTBNEED_i: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEED_i(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda. Todos ellos siempre que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i). El porcentaje (%NE) obtenido

Rel





de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando para ambos solo los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEEDi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPEDi es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEDi(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda.

ACTNNEEDi: es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEEDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEEDi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEDi.

De darse la construcción de activos por mecanismos de financiamiento no convencionales, se evaluará el procedimiento necesario para incorporarlo en el cálculo.

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando criterios de eficiencia.

A partir de los valores del Ingreso Máximo Permitido, por año calendario (i), asociados con la base de capital de los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, tanto asignados a la Generación y a la Demanda (IPSPEGyDi) como totalmente a la demanda (IPSPEDi), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:

$$IPSPEGyDj = (IPSPEGyDi + IPSPEGyDi-1)/2$$

$$IPSPEDj = (IPSPEDi + IPSPEDi-1)/2 + CTPRj$$

CTPRj: Es el Crédito Temporal Parcial por Restricción asignado totalmente a la demanda en el año tarifario (j). Aplica solo para el periodo tarifario entre el 01 de julio de 2017 y el 30 de junio de 2021. Tiene relación única y exclusivamente con una porción de los costos por generación obligada y por generación desplazada que ha debido afrontar la Empresa de Transmisión a consecuencia de la demora en la entrada en servicio de la Tercera Línea de Transmisión. La ASEP determinará, en oportunidad de la revisión tarifaria, los montos a incluir, los periodos tarifarios en los cuales será devuelto dicho crédito y la tasa de interés anual a reconocer.

Parágrafo Transitorio. Del monto asignado en el CTPRj, la Empresa de Transmisión debe reembolsar a la Demanda la suma de Cuarenta Millones Balboas (B/.40,000,000.00), más los intereses que correspondan, lo cual se hará como una reducción del Ingreso Máximo Permitido asociado a la

Rel





Demanda de los periodos tarifarios (2021-2025), (2025-2029), (2029-2033) y (2033-2037), dividido en 15 años a partir de enero de 2023. La Empresa de Transmisión deberá reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%, y deberá asignarlo en proporción a la demanda de cada una de las tres empresas distribuidoras. (De considerarlo conveniente, la Empresa de Transmisión podrá adelantar esta devolución).

Donde para un año tarifario (j) los años (i) e (i-1) son los años calendarios abarcados por tal año tarifario (j) que va del 1 de julio del año (i-1) al 30 de junio del año (i).

A partir de ellos se determinará el Valor Presente Neto de cada uno IPSPEGyD e IPSPED para todo el periodo tarifario, así como un valor anual a partir de la anualización de los mismos (IPSPEGyDja e IPSPEDja).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido por los activos existentes desagregado en IPSPEGyD e IPSPED y también por nivel de tensión.

El ingreso máximo permitido a la Empresa de Transmisión asociado a los costos de los activos existentes del sistema principal de transmisión se recuperará mediante el cargo por el uso del sistema principal de transmisión aplicando la tarifa correspondiente.

Debe decir:

Artículo 186 A: Ingreso Máximo Permitido para cubrir costos del sistema principal de transmisión existente.

El cálculo del Ingreso Máximo Permitido, para el año calendario (i), asociado a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPEi) se realizará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{IPSPEGyD}_i = \text{ADMSPEGyD} + \text{OMSPEGyD} + \text{ACTBSPEGyD}_i * \text{DEP}\% + \text{ACTBNEEGyD}_i * \text{DEP}\% + (\text{ACTNSPEGyD}_i + \text{ACTNNEEGyD}_i) * \text{RRT} + \text{CEyCGCGyD}_i$$

Donde:

IPSPEi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior. Si bien los activos son los mismos para cada año (i) el IPSPEi resultante será distinto. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

IPSPEGyDi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

ADMSPEGyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

Rev





$$ADMSPEGyD = (ACTSPEGyDef + ACTNEEGyDef) * ADMT\%^M*$$

OMSPEGyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$OMSPEGyD = (ACTSPEGyDef+ ACTNEEGyDef) * OMT\%^M*$$

ACTSPEGyDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNEEGyDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calcula, para cada año calendario como:

$$ACTNEEGyDef = \%NE * ACTSPEGyDef$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión.

ACTBSPEGyDi: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPEGyDi(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i).

ACTBNEEGyDi: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año (i).

El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando para ambos solo los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEEGyDi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

Reb





ACTNSPEGyD_i es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEGyD_i(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNNEEGyD_i: es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEEGyD_i(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEEGyD_i por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEGyD_i.

DEP%: Es la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo. Su valor dependerá del tipo de activo (sistema principal o No Eléctricos) pudiendo variar incluso dentro de ellos.

RRT: Es la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el Artículo 99 del Texto Único de la Ley 6.

CEyCGCGyD_i: Este término considerará, para cada año calendario i, los costos de los estudios que la Empresa de Transmisión debe contratar para desarrollar, cada cuatro años el PEST, según lo establecido en el Artículo 64 de este Reglamento; más los costos que se generen producto de la gestión de compra de suministro de energía y potencia para los agentes del mercado. En el caso de los costos necesarios para desarrollar el PEST cada cuatro años, estos deberán ser asignados, por partes iguales, en los años calendarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario, de tal manera que el total sea luego trasladado a los Ingresos Permitidos por año tarifario. Estos costos se establecerán en el estudio tarifario y los mismos quedarán fijos durante el periodo tarifario.

El total de costos determinados por este concepto debe asignarse a la Generación y Demanda (CEyCGCGyD_i) en las proporciones que, en oportunidad de cada revisión tarifaria, disponga la ASEP.

Los activos para considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando criterios de eficiencia.

A partir de los valores del Ingreso Máximo Permitido, por año calendario (i), asociados con la base de capital de los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, asignados a la Generación y a la Demanda (IPSPEGyD_i), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:

$$IPSPEGyD_j = (IPSPEGyD_i + IPSPEGyD_{i-1})/2$$

Con relación al CTPR_i, definido como el Crédito Temporal Parcial por Restricción asignado totalmente a la demanda en el año tarifario (j). Aplica solo para el periodo tarifario entre el 01 de julio de 2017 y el 30 de junio de 2021. Tiene relación única y exclusivamente con una porción de los costos





por generación obligada y por generación desplazada que ha debido afrontar la Empresa de Transmisión a consecuencia de la demora en la entrada en servicio de la Tercera Línea de Transmisión que fueron asignados a la demanda. La ASEP determinará, en oportunidad de la revisión tarifaria, los montos a incluir, los periodos tarifarios en los cuales será devuelto dicho crédito y la tasa de interés anual a reconocer.

Parágrafo Transitorio. Del monto asignado en el CTPRj, la Empresa de Transmisión debe reembolsar a la Demanda la suma de Cuarenta Millones Balboas (B/.40,000,000.00), más los intereses que correspondan, lo cual se hará como una reducción del **Ingreso Máximo Permitido (IPSPEGyD) solo en la porción de los activos asignados a la Demanda** de los periodos tarifarios (2021-2025), (2025-2029) y (2029-2033), dividido en 8 años a partir de enero de 2023. La Empresa de Transmisión deberá reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%. (De considerarlo conveniente, la Empresa de Transmisión podrá adelantar esta devolución).

Donde para un año tarifario (j) los años (i) e (i-1) son los años calendarios abarcados por tal año tarifario (j) que va del 1 de julio del año (i-1) al 30 de junio del año (i).

A partir de ellos se determinará el Valor Presente Neto de cada uno del IPSPEGyDj para todo el periodo tarifario, un valor anual **corriente** y un valor anual constante a partir de la anualización de los mismos (IPSPEGyDj).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido **por los activos existentes IPSPEGyD desagregado** y por nivel de tensión.

El ingreso máximo permitido a la Empresa de Transmisión asociado a los costos de los activos existentes del sistema principal de transmisión se recuperará mediante el cargo por el uso del sistema principal de transmisión aplicando la tarifa correspondiente.

3. Título IX, Capítulo IX.2, Artículo 186 B

Donde dice:

Artículo 186 B: Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos de los activos reales que han entrado en operación a partir del 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior.

El Ingreso Máximo Permitido, para el año tarifario (j), correspondiente a las inversiones realmente incorporadas entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior resultará de:

$$IPSPA_j = IPSPAGyD_j + IPSPAD_j + \Delta IPSPAGyD_j + \Delta IPSPAD_j$$

Donde:

$$IPSPAGyD_j = ADMSPAGyD_j + OMSPAGyD_j + ACTBSPAGyD_j * DEP\% + ACTBNEAGyD_j * DEP\% + (ACTNSPAGyD_j + ACTNNEAGyD_j) * RRT + CAGyD_j$$





$$IPSPADj = ADMSPADj + OMSPADj + ACTBSPADj * DEP\% + ACTBNEADj * DEP\% + (ACTNSPADj + ACTNNEADj) * RRT + CADj - APTj$$

$$\Delta IPSPAGyDj = \Delta ADMSPAGyDj + \Delta OMSPAGyDj + \Delta ACTBSPAGyDj * DEP\% + \Delta ACTBNEAGyDj * DEP\% + (\Delta ACTNSPAGyDj + \Delta ACTNNEAGyDj) * RRT$$

$$\Delta IPSPADj = \Delta ADMSPADj + \Delta OMSPADj + \Delta ACTBSPADj * DEP\% + \Delta ACTBNEADj * DEP\% + (\Delta ACTNSPADj + \Delta ACTNNEADj) * RRT$$

IPSPAj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPAj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar los costos asociados con los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos. Se calculará al menos con tres meses de anticipación al inicio del año tarifario (j).

IPSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el IPSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

IPSPADj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPADj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el IPSPAD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

$\Delta IPSPAGyDj$: es el valor del Ingreso Permitido a asignar al año tarifario (j), para cubrir los costos de aquellos activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan





ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al Δ IPSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el Δ IPSPAGyDj de los activos ingresados entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

Este adicional será actualizado entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1), utilizando una tasa mensual proporcional a la Tasa de Interés (TI%).

TI% será una tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del IPSPA que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de empresas al por mayor en el país.

Δ IPSPADj : es el valor del Ingreso Permitido a asignar al año tarifario (j), para cubrir los costos de aquellos activos del Sistema Principal de Transmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados totalmente a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al Δ IPSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el Δ IPSPAGyDj de los activos ingresados entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados totalmente a la Demanda y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

Este adicional será actualizado entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1), utilizando una tasa mensual proporcional a la Tasa de Interés (TI%).

TI% será una tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del IPSPA que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de empresas al por mayor en el país.

En atención a que la Tercera Línea de Transmisión se ha considerado como activo existente, esta no debe ser incluida en el cálculo de las inversiones adicionales (IPSPADi).

Todas las nuevas inversiones se asignarán totalmente a la demanda, excepto las correspondientes a Planta General, comunicaciones y aquellas que sean ampliaciones o repotenciaciones de activos existentes, las cuales se asignarán a Generación y Demanda en la misma proporción utilizada en el cálculo de los cargos de transmisión.

CAGyDj y CADj: Son los costos de generación obligada u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en el Artículo 89 de este Reglamento, que se hayan dado entre el 01 de Enero del último año tarifario del





periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior, que fueron requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente estaba indisponible y cumplió con los niveles de confiabilidad establecidos.

Solo se trasladará este costo a la tarifa cuando la restricción es causada por la ausencia de una línea de transmisión cuyo diferimiento fue programado de esa forma por considerarse que económicamente era mejor y esta haya sido previamente autorizada por la ASEP.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los cálculos que los determinaron.

Adicionalmente se incluyen los costos de libranzas asociados, sobre costos de operación en la construcción de los proyectos definidos y aprobados en el Plan de Expansión hasta un valor máximo y que hayan sido realmente incurridos. Este valor máximo es el que fue considerado por la Empresa de Transmisión como tal, en la evaluación económica de la alternativa de expansión de transmisión que resultó elegida. En tal sentido dichos costos deberán ser identificados por la Empresa de Transmisión en el Plan de Expansión anualmente.

El total de costos incurridos para este concepto, debe ser distribuido entre la Generación y Demanda (CAGyD j) y la Demanda (CADj), en las proporciones que determine la ASEP.

ADMSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al ADMSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el ADMSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un ADMSPAGyD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$ADMSPAGyDj = (ACTSPAGyDefi + ACTNEAGyDefi) * ADMT\%M^*$$

OMSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al OMSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el OMSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un OMSPAGyD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$OMSPAGyDj = (ACTSPAGyDefj + ACTNEAGyDefj) * OMT\%M^*$$

Reb





ACTSPAGyDefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNEAGyDefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Se calcula, para cada año tarifario como:

$$\text{ACTNEAGyDefj} = \%NE * \text{ACTSPAGyDefj}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión. De no disponerse de los registros contables aprobados del último ejercicio podrá utilizarse, para la determinación del (%NE) información oficial certificada de la Empresa de Transmisión o los valores equivalentes del VNR para ambos tipos de activos, determinados en oportunidad del estudio tarifario.

ACTBSPAGyDj: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPAGyDj(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTBNEAGyDj: es el valor bruto de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEAGyDj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre ACTBNEAGyDj con respecto a ACTBSPAGyDj, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEAGyDj tal que el porcentaje resultante sea el 10%. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos No Eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a





la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNSPAGyDj es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEGyDj(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNNEAGyDj: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEAGyDj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEAGyDj por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEAGyDj. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos no eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

Los distintos componentes necesarios para el cálculo de los adicionales Δ IPSPAGyDj se determinarán en forma similar a los correspondientes de IPSPAGyDj contemplando los activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1) y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1) y proporcionándolos a la longitud de periodo.

ADMSPADj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al ADMSPADj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el ADMSPAD de los activos ingresados entre el





01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un ADMSPAD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$ADMSPAD_j = (ACTSPAD_{Defj} + ACTNEAD_{Defj}) * ADMT\%M^*$$

OMSPAD_j: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario *j*, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al OMSPAD_j correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el OMSPAD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un OMSPAD no reconocido en el periodo tarifario. Se obtiene de:

$$OMSPAD_j = (ACTSPAD_{Defj} + ACTNEAD_{Defj}) * OMT\%M^*$$

ACTSPAD_{Defj}: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados totalmente a la Demanda.

ACTNEAD_{Defj}: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. Se calcula, para cada año tarifario como:

$$ACTNEAD_{Defj} = \%NE * ACTSPAD_{Defj}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión. De no disponerse de los registros contables aprobados del último ejercicio podrá utilizarse, para la determinación del (%NE) información oficial certificada de la Empresa de Transmisión o los valores equivalentes del VNR para ambos tipos de activos, determinados en oportunidad del estudio tarifario.

ACTBSPAD_j: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPAD_j(*l*) de cada componente (*l*) del





sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTBNEADj: es el valor bruto de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEADj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre ACTBNEADj con respecto a ACTBSPADj, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEADj tal que el porcentaje resultante sea el 10%. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos No Eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNSPADj: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEDj(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido totalmente asignados a la demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNNEADj: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEADj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEADi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEADj. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos no





eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido totalmente asignados a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

APTj: A partir del periodo tarifario 2021-2025, este monto corresponde al costo de las pérdidas de transmisión que deben ajustarse a los agentes consumidores de acuerdo con lo establecido en el artículo 171 de este Reglamento, que se han dado entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediatamente anterior.

Los distintos componentes necesarios para el cálculo de los adicionales $\Delta IPSPADj$ se determinarán en forma similar a los correspondientes de $IPSPADj$ contemplando los activos del Sistema Principal de Transmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1) y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1) y proporcionándolos a la longitud de periodo.

De darse la construcción de activos por mecanismos de financiamiento no convencionales, se evaluará el procedimiento necesario para incorporarlo en el cálculo.

Previo al inicio de cada año tarifario (j) del periodo tarifario, se determinarán los valores de los Ingresos Máximos Permitidos ($IPSPAGyDj$ e $IPSPADj$), para el año tarifario (j).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido desagregado en $IPSPAGyD$ e $IPSPAD$ y también por nivel de tensión.

Respecto de las inversiones en el periodo, la Empresa de Transmisión deberá presentar, en forma oportuna, la documentación que sustenta el costo de las mismas así como la certificación de que ha entrado en operación y que éstas corresponden con los proyectos aprobados oportunamente en el Plan de Expansión por la ASEP.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los procedimientos, metodologías empleadas y cálculos realizados respecto al Ingreso Máximo Permitido por las nuevas inversiones para la aprobación de la ASEP.

Para el siguiente periodo tarifario los activos incorporados dentro del periodo actual pasarán a formar parte de los activos existentes y su tratamiento tarifario será de acuerdo a la metodología establecida el artículo 197 Ítem A.

Debe decir:

Artículo 186 B: Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos de los activos reales que han entrado en operación a partir del 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior.

El Ingreso Máximo Permitido, para el año tarifario (j), correspondiente a las inversiones realmente incorporadas entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior resultará de:





$$IPSPA_j = IPSPAGyD_j + \Delta IPSPAGyD_j$$

Donde:

$$IPSPAGyD_j = ADMSPAGyD_j + OMSPAGyD_j + ACTBSPAGyD_j * DEP\% + ACTBNEAGyD_j * DEP\% + (ACTNSPAGyD_j + ACTNNEAGyD_j) * RRT + CAGyD_j$$

$$\Delta IPSPAGyD_j = \Delta ADMSPAGyD_j + \Delta OMSPAGyD_j + \Delta ACTBSPAGyD_j * DEP\% + \Delta ACTBNEAGyD_j * DEP\% + (\Delta ACTNSPAGyD_j + \Delta ACTNNEAGyD_j) * RRT$$

IPSPA_j: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPA_j correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar los costos asociados con los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos. Se calculará al menos con tres meses de anticipación al inicio del año tarifario (j).

Este ingreso será actualizado entre su fecha promedio de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1), utilizando una tasa mensual equivalente a la Tasa de Interés (TI%).

TI% será una tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del IPSPA que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de empresas al por mayor en el país.

IPSPAGyD_j: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPAGyD_j correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el IPSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

ΔIPSPAGyD_j: es el valor del Ingreso Permitido a asignar al año tarifario (j), para cubrir los costos de aquellos activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al ΔIPSPAGyD_j correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y





solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el Δ IPSPAGyDj de los activos ingresados entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

CAGyDj: Son los costos de generación obligada u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en el Artículo 89 de este Reglamento, que se hayan dado entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior, que fueron requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente estaba indisponible y cumplió con los niveles de confiabilidad establecidos.

Solo se trasladará este costo a la tarifa cuando la restricción es causada por la ausencia de una línea de transmisión cuyo diferimiento fue programado de esa forma por considerarse que económicamente era mejor y esta haya sido previamente autorizada por la ASEP.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los cálculos que los determinaron.

Adicionalmente se incluyen los costos de libranzas asociados, sobrecostos de operación en la construcción de los proyectos definidos y aprobados en el Plan de Expansión hasta un valor máximo y que hayan sido realmente incurridos. Este valor máximo es el que fue considerado por la Empresa de Transmisión como tal, en la evaluación económica de la alternativa de expansión de transmisión que resultó elegida. En tal sentido dichos costos deberán ser identificados por la Empresa de Transmisión en el Plan de Expansión anualmente.

El total de costos incurridos para este concepto debe ser distribuido entre la Generación y Demanda (CAGyDj) en las proporciones que determine la ASEP.

ADMSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al ADMSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el ADMSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un ADMSPAGyD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$ADMSPAGyD_j = (ACTSPAGyDefi + ACTNEAGyDefi) * ADMT\%^M^*$$

OMSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del

26





último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al OMSPAGyD_j correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el OMSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un OMSPAGyD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$OMSPAGyD_j = (ACTSPAGyDef_j + ACTNEAGyDef_j) * OMT\%^M*$$

ACTSPAGyDef_j: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNEAGyDef_j: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Se calcula, para cada año tarifario como:

$$ACTNEAGyDef_j = \%NE * ACTSPAGyDef_j$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión. De no disponerse de los registros contables aprobados del último ejercicio podrá utilizarse, para la determinación del (%NE) información oficial certificada de la Empresa de Transmisión o los valores equivalentes del VNR para ambos tipos de activos, determinados en oportunidad del estudio tarifario.

ACTBSPAGyD_j: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPAGyD_j(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTBNEAGyD_j: es el valor bruto de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEAGyD_j(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del





último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre $ACTBNEAGyD_j$ con respecto a $ACTBSPAGyD_j$, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del $ACTBNEAGyD_j$ tal que el porcentaje resultante sea el 10%. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos No Eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

$ACTNSPAGyD_j$ es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores $ACTNSPEGyD_j(l)$ correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

$ACTNNEAGyD_j$: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores $ACTNNEAGyD_j(l)$ correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del $ACTBNEAGyD_j$ por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a $ACTNNEAGyD_j$. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos no eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

Los distintos componentes necesarios para el cálculo de los adicionales $\Delta IPSPAGyD_j$ se determinarán en forma similar a los correspondientes de $IPSPAGyD_j$ contemplando los activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1) y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1) y proporcionándolos a la longitud de periodo.

Previo al inicio de cada año tarifario (j) del periodo tarifario, se determinarán los valores de los Ingresos Máximos Permitidos ($IPSPAGyD_j$) para el año tarifario (j).





En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido IPSPAGyD y también por nivel de tensión.

Respecto de las inversiones en el periodo, la Empresa de Transmisión deberá presentar, en forma oportuna, la documentación que sustenta el costo de las mismas así como la certificación de que ha entrado en operación y que éstas corresponden con los proyectos aprobados oportunamente en el Plan de Expansión por la ASEP.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los procedimientos, metodologías empleadas y cálculos realizados respecto al Ingreso Máximo Permitido por las nuevas inversiones para la aprobación de la ASEP.

Para el siguiente periodo tarifario los activos incorporados dentro del periodo actual pasarán a formar parte de los activos existentes y su tratamiento tarifario será de acuerdo con la metodología establecida el artículo 197 Ítem A.

4. Título IX, Capítulo IX.3, Artículo 190

Donde dice:

Artículo 190 Debido a los supuestos contenidos en los cálculos de los cargos de transmisión al inicio del periodo tarifario, los cargos se determinarán de forma inicial (preliminar) al momento del estudio tarifario y de forma definitiva al momento de la facturación mensual a los agentes.

Cargos Iniciales por Activos Existentes (CUSPTEi)

Al inicio de un período tarifario se determina el Ingreso Permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión tanto para todo el periodo como para cada año tarifario “j”, correspondiente a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPE_j), el cual permanece constante durante todo el período, tanto en sus componentes asignadas a la Generación y a la Demanda como la totalmente a la Demanda (IPSPEGyD_j e IPSPED_j).

Con esos valores de Ingreso Permitido por activos existentes se calculan los cargos iniciales, para cada año tarifario “j”, por uso del sistema principal de transmisión (CUSPTE_j), tanto para los generadores como para la demanda según corresponda, acorde al Artículo 197 de este Reglamento – Ítem A (por Seguimiento Eléctrico y Estampilla Postal). Estos cargos CUSPTE_j no varían durante todo el período.

Cargos Reales por Activos Existentes (CUSPTereal)

A partir de los valores de Ingreso Permitido por activos existentes (IPSPEGyD_j e IPSPED_j), los cuales no cambian respecto al cálculo inicial, proporcionándolos para obtener sus correspondientes valores mensuales, dentro de cada año tarifario “j” del período, transcurrido cada mes “m” y conocidos los datos del despacho de generación-demanda real ejecutado para el mes en cuestión, se recalculan los cargos (CUSPTereal_{j,m}) siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 197 del presente Reglamento – Ítem A; considerando como mínimo nueve (9) escenarios típicos representativos de horas de pico, valle y resto para días hábiles, sábado y domingo. Se asignará una duración Te a cada escenario representativo de manera tal que en conjunto de forma anual sumen el total de 8760 horas.

Página 23 de 47





Mensualmente, la Empresa de Transmisión publicará en su Sitio de Internet los valores de los cargos $CUSPT_{Erealj,m}$ para conocimiento de todos los agentes.

Cargos Reales por Inversiones Adicionales ($CUSPT_{Areal}$)

Al inicio de cada año tarifario “j” de un período, se cuenta con los valores de Ingreso Permitido correspondientes a los activos en realidad ingresados al sistema posteriormente al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, los cuales permanecen fijos durante ese año tarifario “j”, tanto en sus componentes asignadas a la Generación y a la Demanda como totalmente a la Demanda ($IPSPAGyD_j$ e $IPSPAD_j$).

Con esos valores de Ingreso Permitido se calculan los cargos adicionales por uso del sistema principal de transmisión debidos a nuevas inversiones ($CUSPT_{Arealj}$), tanto para los generadores como para la demanda según corresponda, acorde al Artículo 197 del presente Reglamento – Ítem B (solo por Estampilla Postal), en base a la capacidad instalada de los generadores y a la demanda máxima anual no coincidente.

Facturación Mensual

Dentro de los 30 días del mes siguiente, la Empresa de Transmisión facturará a cada agente los cargos por uso del sistema principal de transmisión correspondientes al mes “m” anterior transcurrido, con los valores reales del post-despacho de energía generada y consumida, por los generadores y la demanda, respectivamente, y con los respectivos valores de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente, de la siguiente forma:

$$Monto\ Total_{a,j,m} = Monto_a\ CUSPTEi_{j,m} \pm Ajuste_a\ CUSPT_{Erealj,m} + Monto_a\ CUSPT_{Arealj,m}$$

Donde:

Cargo Total $a_{j,m}$: es el monto total de la facturación del agente “a”, correspondiente al año tarifario “j” para el mes “m”.

Monto $a\ CUSPTEi_{j,m}$: es el monto de dinero resultante para el agente “a” de aplicar los cargos iniciales ($CUSPTEi_j$), en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m” transcurrido. Esto es, aplicando los cargos $CUSPTEi_j$ sobre los datos reales de energía generada o consumida, según corresponda, en el mes “m” por el agente “a”, para los cargos de Seguimiento Eléctrico por unidad de energía, y los respectivos datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente para los cargos de Estampilla Postal mensualizados; esto último es, los cargos anuales por unidad de potencia proporcionales a doce montos iguales (12 meses del año).

Ajuste $a\ CUSPT_{Erealj,m}$: es el monto de dinero resultante de la diferencia entre el monto $CUSPTEi_{j,m}$ y el monto de aplicar los cargos reales ($CUSPT_{Erealj,m}$) actualizados, para el agente “a” en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; a partir de los datos reales de energía generada o consumida, según corresponda, en el mes “m” por el agente “a”, para los cargos por Seguimiento Eléctrico, y los respectivos datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente para los cargos por Estampilla Postal mensualizados.

Rb





Monto_a CUSPTAreal_{j,m}: es el monto de dinero resultante para el agente “a” de aplicar los cargos por nuevas inversiones (CUSPTAreal_j) en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; cuyos cargos CUSPTAreal_j son aplicados sobre los datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente, según corresponda, y mensualizando estos cargos anuales por Estampilla Postal (en doce montos iguales).

Cada monto debe aparecer de forma individualizada en la factura e indicar los cargos y los valores de energía, capacidad instalada y demanda máxima utilizados para su determinación.

Adicional por Cargos Regionales

Adicionalmente en la facturación mensual, se calculará para las demandas (cada agente consumidor “k”) el crédito correspondiente al 95% de los ingresos que recibió la Empresa de Transmisión por los cargos regionales. Este crédito se sumará al Cargo Total _{a,j,m} resultante del punto anterior de este Artículo. Este crédito se calculará como:

$$CIREG_{k,j,m} = IREG_{j,m} * 0.95 * \frac{E_{k,j,m}}{\sum_k E_{k,j,m}}$$

Donde:

CIREG: es el crédito que le corresponde a cada demanda “k”, debido a los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m” anterior transcurrido.

IREG: son los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m”.

E [MWh]: es la energía consumida por la demanda “k”, en el año tarifario “j” y mes “m” en cuestión, excluyendo la energía correspondiente a las transacciones regionales.

Debe decir:

Artículo 190 Debido a los supuestos contenidos en los cálculos de los cargos de transmisión al inicio del periodo tarifario, los cargos se determinarán de forma inicial (preliminar) al momento del estudio tarifario y de forma definitiva al momento de la facturación mensual a los agentes.

Cargos Iniciales por Activos Existentes (CUSPTEi)

Al inicio de un período tarifario se determina el Ingreso Permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión para cada año tarifario “j” del periodo tarifario, correspondiente a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPE_j).

Con esos valores de Ingreso Permitido por activos existentes se calculan los cargos iniciales, para cada año tarifario “j”, por uso del sistema principal de transmisión (CUSPTE_{ij}), tanto para los generadores como para la demanda según corresponda, acorde al Artículo 197 de este Reglamento – Ítem A (por Seguimiento Eléctrico y Estampilla Postal). Estos cargos CUSPTE_{ij} no varían durante todo el período.

Cargos Reales por Activos Existentes (CUSPTereal)





A partir de los valores de Ingreso Permitido por activos existentes los cuales no cambian respecto al cálculo inicial, proporcionándolos para obtener sus correspondientes valores mensuales, dentro de cada año tarifario “j” del período, transcurrido cada mes “m” y conocidos los datos del despacho de generación-demanda real ejecutado para el mes en cuestión, se recalculan los cargos (CUSPT_{Erealj,m}) siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 197 del presente Reglamento – Ítem A; considerando como mínimo nueve (9) escenarios típicos representativos de horas de pico, valle y resto para días hábiles, sábado y domingo. Se asignará una duración Te a cada escenario representativo de manera tal que en conjunto de forma anual sumen el total de 8760 horas.

Mensualmente, la Empresa de Transmisión publicará en su Sitio de Internet los valores de los cargos CUSPT_{Erealj,m} para conocimiento de todos los agentes.

Cargos Reales por Inversiones Adicionales (CUSPT_{Areal})

Al inicio de cada año tarifario “j” de un período, se cuenta con los valores de Ingreso Permitido correspondientes a los activos en realidad ingresados al sistema posteriormente al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, los cuales permanecen fijos durante ese año tarifario “j”.

Con esos valores de Ingreso Permitido se calculan los cargos adicionales por uso del sistema principal de transmisión debido a nuevas inversiones (CUSPT_{Arealj}), tanto para los generadores como para la demanda según corresponda, acorde al Artículo 197 del presente Reglamento – Ítem B (solo por Estampilla Postal), en base a la capacidad instalada de los generadores y a la demanda máxima anual no coincidente.

Facturación Mensual

A más tardar el día 15 del mes siguiente, la Empresa de Transmisión facturará a cada agente los cargos por uso del sistema principal de transmisión correspondientes al mes “m” anterior transcurrido, con los valores reales del post-despacho de energía generada y consumida, por los generadores y la demanda, respectivamente, y con los respectivos valores de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente, de la siguiente forma:

$$Monto\ Total_{a,j,m} = Monto_a\ CUSPTE_{i,j,m} \pm Ajuste_a\ CUSPTE_{realj,m} + Monto_a\ CUSPTA_{realj,m}$$

Donde:

Cargo Total_{a,j,m}: es el monto total de la facturación del agente “a”, correspondiente al año tarifario “j” para el mes “m”.

Monto_a CUSPTE_{ij,m}: es el monto de dinero resultante para el agente “a” de aplicar los cargos iniciales (CUSPTE_{ij}), en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m” transcurrido. Esto es, aplicando los cargos CUSPTE_{ij} sobre los datos reales de energía generada o consumida, según corresponda, en el mes “m” por el agente “a”, para los cargos de Seguimiento Eléctrico por unidad de energía, y los respectivos datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente para los cargos de Estampilla Postal mensualizados; esto último es, los cargos anuales por unidad de potencia proporcionales a doce montos iguales (12 meses del año).

Feb





Ajuste_a CUSPT_{Erealj,m}: es el monto de dinero resultante de la diferencia entre el monto CUSPT_{Eij,m} y el monto de aplicar los cargos reales (CUSPT_{Erealj,m}) actualizados, para el agente “a” en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; a partir de los datos reales de energía generada o consumida, según corresponda, en el mes “m” por el agente “a”, para los cargos por Seguimiento Eléctrico, y los respectivos datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente para los cargos por Estampilla Postal mensualizados.

Monto_a CUSPT_{Arealj,m}: es el monto de dinero resultante para el agente “a” de aplicar los cargos por nuevas inversiones (CUSPT_{Arealj}) en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; cuyos cargos CUSPT_{Arealj} son aplicados sobre los datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente, según corresponda, y mensualizando estos cargos anuales por Estampilla Postal (en doce montos iguales).

Cada monto debe aparecer de forma individualizada en la factura e indicar los cargos y los valores de energía, capacidad instalada y demanda máxima utilizados para su determinación.

Adicional por Cargos Regionales

Adicionalmente en la facturación mensual, se calculará para las demandas (cada agente consumidor “k”) el crédito correspondiente al 95% de los ingresos que recibió la Empresa de Transmisión por los cargos regionales. Este crédito se sumará al Cargo Total_{a,j,m} resultante del punto anterior de este Artículo. Este crédito se calculará como:

$$CIREG_{k,j,m} = IREG_{j,m} * 0.95 * \frac{E_{k,j,m}}{\sum_k E_{k,j,m}}$$

Donde:

CIREG: es el crédito que le corresponde a cada demanda “k”, debido a los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m” anterior transcurrido.

IREG: son los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m”.

E [MWh]: es la energía consumida por la demanda “k”, en el año tarifario “j” y mes “m” en cuestión, excluyendo la energía correspondiente a las transacciones regionales.

5. Título IX, Capítulo IX.3, Artículo 197

Donde dice:

Artículo 197 El Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se asignará a los agentes mediante la aplicación de las metodologías del seguimiento eléctrico y de estampilla postal. El método del seguimiento eléctrico se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad utilizada de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de energía. El método de





estampilla postal se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad remanente de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de potencia. La metodología de cálculo de los CUSPT se compone de los siguientes pasos.

Ítem A: Cargos por Activos Existentes (CUSPTE)

Paso 1: Construcción, para cada año tarifario, del modelo de la red de transmisión.

Esta tendrá la misma estructura del Sistema de Transmisión existente más todos aquellos equipos de transmisión cuya entrada en servicio esté comprometida durante el período para el que se realiza el cálculo tarifario. Los ingresos de equipamientos se considerarán que están todo el mes si ingresan antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se considerará como ingresando al mes siguiente.

Paso 2: Realización de los flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.

Para el cálculo a realizar al inicio de un periodo tarifario y para cada año tarifario “j” se adoptarán escenarios en base a datos estimados que serán definidos por la Empresa de Transmisión de acuerdo con la modelación utilizada normalmente para el cálculo del despacho de mediano plazo. Se asignará una duración T_e a cada escenario, de forma tal que en conjunto sumen el total de 8760 horas del año.

Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia de corriente continua “DC Load Flow”, que permite determinar la distribución de flujos de potencia activa por cada línea de la red. La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión deberán representarse individualmente.

Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se divide en dos tipos: “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” y “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda”.

El “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda, en relación con el IPSPED.

El “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, en relación con el IPSPEGyD, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo a los siguientes porcentajes:

$$\%ASIGP(G) = 70\%$$

$$\%ASIGP(D) = 30\%$$

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.

Paso 4: Determinación del costo unitario de los elementos que forman parte del sistema principal de transmisión.





- a) El ingreso máximo permitido que cubre los costos del Sistema Principal de Transmisión correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda (IPSEGYD_j) y al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda (IPSPED_j), aprobados por la ASEP y determinados para cada año tarifario “j”, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.
- b) Para cada año “j” del periodo tarifario, se calcula el costo equivalente por unidad de longitud de las líneas del Sistema Principal de Transmisión que pertenecen al nivel de tensión “v”, como:

$$CUP_{vj} = IPSEGYD_{vj} / \sum_{l=1}^{nLP} (LO_{lj})$$

$$CUD_{vj} = IPSPED_{vj} / \sum_{l=1}^{nLD} (LO_{lj})$$

Donde:

- nLP:* Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda
- nLD:* Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda
- CUP_{vj}:* Es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario “j” correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda.
- CUD_{vj}:* Es el costo unitario anual, asignado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario “j” correspondientes al Equipamiento Principal Asignado totalmente a la demanda.
- LO_{lj}:* Es la longitud de la línea “l”, en el año tarifario “j”.

Paso 5: Determinación de los porcentajes de uso de las líneas del SPT que realiza la generación y la demanda ubicada en cada nodo del sistema mediante el Método del Seguimiento Eléctrico.

El método del seguimiento eléctrico determina, a partir de los resultados de un flujo de potencia, la distribución de la potencia inyectada por cada uno de los generadores y la retirada por cada una de las demandas en cada una de las líneas de la red aplicando conceptos básicos de la electrotecnia como son la primera Ley de Kirchhoff, las transformaciones equivalentes de circuitos lineales y el principio de superposición, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a) La corriente que circula por cada línea y por cada carga del sistema se expresa como la suma de varios componentes que provienen de cada uno de los generadores del sistema, siendo el número de incógnitas del problema:

$$n_x = (n_l + n_c) * n_g$$

Donde:





- n_x : Cantidad de corrientes incógnita
- n_l : Cantidad de líneas del SPT
- n_c : Cantidad de nodos de carga
- n_g : Cantidad de puntos de inyección

Cada una de estas incógnitas representa la corriente, saliente de un nodo, que circula por una línea o carga, proveniente de un determinado punto de inyección.

b) Por cada nodo de la red se construye un circuito equivalente de acuerdo a los siguientes pasos:

- Las corrientes incógnitas que se inyectan al nodo, son modeladas por fuentes de corriente.
- Las líneas cuyas corrientes son salientes al nodo, se reemplazan por impedancias equivalentes cuyos valores son calculados en función de la tensión de la barra y la corriente por cada línea.
- Se plantean las ecuaciones para resolver cada uno de los circuitos equivalentes aplicando el principio de superposición. A partir de este planteo, cada corriente incógnita saliente de un nodo N se expresa en forma general de la siguiente manera (los subíndices de las corrientes indican la línea o carga por la cual circula; y los superíndices indican de cual punto de inyección proviene la corriente):

$$I_l^g = \sum_{m=1}^{n_{iny}} \frac{Z_{EQUIV_N}}{Z_l} * I_m^g \quad (A)$$

Donde:

- l : Índice correspondiente a las líneas o cargas salientes al nodo N
- g : índice correspondiente a los puntos de inyección
- n_{iny} : Número de inyecciones de corriente (proveniente de líneas o de puntos de inyección) que tiene el nodo del que sale la corriente I_l^g
- I_m^g : Corriente por la línea o carga “ l ” proveniente del punto de inyección g

Siendo:
$$Z_l = \frac{V_n}{\sqrt{3} * I_l}$$

$$Z_{EQUIV} = \frac{1}{\sum_{l=1}^{n_{sal}} (1/Z_l)}$$

Donde:

- n_{sal} : Número de cargas o líneas cuyas corrientes son salientes al nodo N
- V_n : Tensión del nodo del que sale la corriente I_l
- I_l : Corriente total por la línea “ l ”





Planteando para cada corriente incógnita una ecuación del tipo de la ecuación (A), se obtiene un sistema lineal de n_i ecuaciones, donde la matriz de coeficientes $[C]$ está representada por los coeficientes Z_{EQUIV}/Z_l y el vector de términos independientes por las inyecciones de los generadores.

El porcentaje de participación de un generador “g” en el uso de una línea “l” se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\%USO_{gl}(G) = \frac{I_l^g}{I_l} * 100$$

El porcentaje de participación de una demanda “k” el uso de una línea “l” se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\%USO_{kl}(D) = \sum_{g=1}^{n_g} cinv_l^{k,g} * \frac{I_l^g}{I_l} * 100$$

Donde:

$cinv_l^{k,g}$: Elemento de la matriz inversa de $[C]$ que identifica la fila de la demanda “k” y la columna de la línea “l”, correspondientes al generador “g”.

Paso 6: Se determina el cargo nodal correspondiente a la generación de cada nodo “g” y la demanda de cada nodo “k” del Sistema de Transmisión que permite recuperar el costo asociado a la utilización de cada línea del Sistema Principal de Transmisión, en el año tarifario “j”:

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:
 $CNODP_{gj}(G) = \sum_e \sum_{l=1}^{nLP} [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lgej}(G) * \%ASIGP(G)]$
 $CNODP_{kj}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{nLP} [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lkej}(D) * \%ASIGP(D)]$
- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:
 $CNODD_{kj}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{nLP} [T_e / 8760 * CUAD_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lkej}(D)]$
 $CUAP_{lej} = CUP_{vj} * ABS(F_{lej}) / FMAX_l$
 $CUAD_{lej} = CUD_{vj} * ABS(F_{lej}) / FMAX_l$

Donde:

$CNODP_{gj}(G)$: Es el cargo que le corresponde a la generación del nodo “g”, correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario “j”.





- CNODP_{kj}(D): Es el cargo que le corresponde a la demanda del nodo “k”, correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario “j”.*
- CNODD_{kj}(D): Es el cargo que le corresponde a la demanda del nodo “k”, correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado Totalmente a la Demanda en el año tarifario “j”.*
- CUAP_{lej} : Es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea “l” del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda, en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.*
- CUAD_{lej} : Es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea “l” del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda, en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.*
- T_e: Es la duración [h] asignada a cada estado operativo “e”.*
- %USO_{lgej}(G): Es el porcentaje de uso que realiza la generación del nodo “g”, de la línea “l” del Equipamiento Principal en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.*
- %USO_{lkej}(D): Es el porcentaje de uso que realiza la demanda del nodo “k”, de la línea “l” del Equipamiento Principal en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.*
- ABS(): Es la función matemática que indica el valor absoluto del argumento perteneciente a esa función*
- F_{lej}[MW]: Es el máximo Flujo de Potencia Activa en la línea “l” de todos los estados operativos “e” del año tarifario “j”.*
- FMAX_l[MW]: Es la capacidad de transferencia máxima de la línea “l”.*

Paso 7: Determinación de los Cargos por Uso zonales por unidad de energía asignados por el Método de Seguimiento Eléctrico.

- a) A los fines del cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, los nodos que forman el Sistema de Transmisión serán agrupados en zonas. Los cargos correspondientes a cada zona resultarán de la suma de los cargos nodales correspondientes a todos los nodos pertenecientes a una misma zona.
- *Para el Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda:*

$$CZONP_{zj}(G) = \sum_{gz} (CNODP_{gz}(G))$$





$$CZONP_{zj}(D) = \sum_{kz} (CNODP_{kzj}(D))$$

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:

$$CZOND_{zj}(D) = \sum_{kz} (CNODD_{kzj}(D))$$

Donde:

gz, kz: Es cada uno de los nodos “g” o “k” del Sistema de Transmisión de Electricidad pertenecientes a la zona “z”.

CZONP_{zj}(G): Son los cargos zonales, para la generación, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario “j”.

CZONP_{zj}(D): Son los cargos zonales, para la demanda, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado a la Demanda en el año tarifario “j”.

CZOND_{zj}(D): Son los cargos zonales, para la demanda, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda en el año tarifario “j”.

b) Los cargos zonales por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de energía, resultan de las siguientes expresiones:

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CXUSOPS_{zj}(G) = CZONP_{zj}(G) / \sum_{gz} [E_{gzj}(G)]$$

$$CXUSOPS_{zj}(D) = CZONP_{zj}(D) / \sum_{kz} [E_{kzj}(D)]$$

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:

$$CXUSODS_{zj}(D) = CZOND_{zj}(D) / \sum_{kz} [E_{kzj}(D)]$$

Donde:

CXUSOPS_{zj}(G): Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Seguimiento Eléctrico, correspondiente a los generadores que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “j”.

CXUSOPS_{zj}(D): Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Seguimiento Eléctrico, correspondiente a las demandas que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “j”.





$CXUSODS_{zj}(D)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, asignado por el método de Seguimiento Eléctrico, correspondiente a las demandas que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “j”.

$E_{gzj}(G)[MWh]$: Es la energía producida por cada uno de los generadores “g” ubicados en la zona “z”, en el año tarifario “j”, excluyendo la energía comprometida en transacciones regionales.

$E_{kzj}(D)[MWh]$: Es la energía consumida por cada una de las demandas “k” ubicadas en la zona “z”, en el año tarifario “j”, excluyendo la energía correspondiente a transacciones regionales.

Paso 8: Determinación de los Cargos por Uso por unidad de potencia asignados por el Método de Estampilla Postal.

a) El Costo Reconocido del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se determina de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$CRECP_j = \sum_{l=1}^{nlp} (LO_{lj} * CUP_{vj})$$
$$CRECD_j = \sum_{l=1}^{nld} (LO_{lj} * CUD_{vj})$$

Donde:

$CRECP_j$: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT en el año tarifario “j”.

$CRECD_j$: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT en el año tarifario “j”.

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CRECPE_j (G) = CRECP_j * \%ASIGP(G) - \sum_z CZONP_{zj}(G)$$
$$CRECPE_j (D) = CRECP_j * \%ASIGP(D) - \sum_z CZONP_{zj}(D)$$

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:

$$CRECDE_j (D) = CRECD_j - \sum_z CZOND_{zj}(D)$$

Donde:





CRECPE_j(G): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a los generadores.

CRECPE_j(D): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

CRECDE_j(D): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

b) Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de potencia, asignados por el método de Estampilla Postal, resultan de las siguientes expresiones:

• *Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:*
 $CXUSOPE_j(G) = CRECPE_j / \sum_g C_{inst_{gj}}$

$$CXUSOPE_j(D) = CRECPE_j / \sum_d P_{ma_{dj}}$$

• *Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:*
 $CXUSODE_j(D) = CRECDE_j / \sum_d P_{ma_{dj}}$

Donde:

CXUSOPE_j(G): Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a los generadores, válidos para el año tarifario “j”. El cargo se expresa por unidad de capacidad instalada del grupo generador.

CXUSOPE_j(D): Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario “j”. El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

CXUSODE_j(D): Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario “j”. El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

g: *Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.*





d: Es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.

Cinst_{gj} [MW]: Es la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g” en el año tarifario “j”.

Pma_{dj} [MW]: Es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d” en el año tarifario “j”.

Paso 9: Componentes del cargo por Zona

El Cargo de cada Zona, para generación y demanda, es la suma del Cargo por Energía determinado en base al método del Seguimiento Eléctrico, y el Cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal. Esto es:

- Para la Generación:
 $CUSPTE_j(G) = CXUSOPS_{zj}(G) + CXUSOPE_j(G)$
- Para la Demanda:
 $CUSPTE_j(D) = CXUSOPS_{zj}(D) + CXUSODS_{zj}(D) + CXUSOPE_j(D) + CXUSODE_j(D)$

Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación

A los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 del presente Procedimiento, transcurrido un mes “m” se recalculan los cargos reales por activos existentes (CUSPT_{Erealj,m}), en relación con el IPSPED_j y el IPSPEGyD_j, siguiendo los Pasos del 2 al 9 de este Artículo, teniendo en cuenta de forma proporcional las horas del mes en cuestión mediante la duración Te de los escenarios típicos representativos.

Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA)

En cada año tarifario “j”, para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPTA_{realj}) se tendrá en cuenta, por un lado, el “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” en relación con el IPSPAD_j y, por otro lado, el “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” en relación con el IPSPAGyD_j, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:

$\%ASIGP(G) = 70\%$

$\%ASIGP(D) = 30\%$

Luego, los cargos se calculan de la siguiente manera.

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:
 $CPE_j(G) = (IPSPAGyD_j * \%ASIGP(G)) / \sum_g Cinst_{gj}$





$$CPE_j(D) = (IPSPAGyD_j * \%ASIGP(D)) / \sum Pma_{dj}$$

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:
$$CDE_j(D) = IPSPAD_j / \sum Pma_{dj}$$

Donde:

- $CPE_j(G)$: Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a los generadores.
- $CPE_j(D)$: Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.
- $CDE_j(D)$: Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.
- g : Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.
- d : Es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.
- $Cinst_{gj} [MW]$: Es la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g” en el año tarifario “j”.
- $Pma_{dj} [MW]$: Es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d” en el año tarifario “j”.

Finalmente, a los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 de este Procedimiento, los cargos mensuales por nuevas inversiones ($CUSPTAreal_{j,m}$) resultan ser:

- $CUSPTAreal_{j,m}(G) = CPE_j(G) / 12$
- $CUSPTAreal_{j,m}(D) = (CPE_j(D) + CDE_j(D)) / 12$

Debe decir:

Artículo 197 El Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se asignará a los agentes mediante la aplicación de las metodologías del seguimiento eléctrico y de estampilla postal. El método del seguimiento eléctrico se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad utilizada de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de energía. El método de





estampilla postal se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad remanente de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de potencia. La metodología de cálculo de los CUSPT se compone de los siguientes pasos.

Ítem A: Cargos por Activos Existentes (CUSPTE)

Paso 1: Construcción, para cada año tarifario, del modelo de la red de transmisión.

Esta tendrá la misma estructura del Sistema de Transmisión existente más todos aquellos equipos de transmisión cuya entrada en servicio esté comprometida durante el período para el que se realiza el cálculo tarifario. Los ingresos de equipamientos se considerarán que están todo el mes si ingresan antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se considerará como ingresando al mes siguiente.

Paso 2: Realización de los flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.

Para el cálculo a realizar al inicio de un periodo tarifario y para cada año tarifario “j” se adoptarán escenarios en base a datos estimados que serán definidos por la Empresa de Transmisión de acuerdo con la modelación utilizada normalmente para el cálculo del despacho de mediano plazo. Se asignará una duración T_e a cada escenario, de forma tal que en conjunto sumen el total de 8760 horas del año.

Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia de corriente continua “DC Load Flow”, que permite determinar la distribución de flujos de potencia activa por cada línea de la red. La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión deberán representarse individualmente.

Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se divide en “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda”.

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, en relación con el IPSPEGyD, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con los siguientes porcentajes:

$$\%ASIGP(G) = 50\%$$

$$\%ASIGP(D) = 50\%$$

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.

Paso 4: Determinación del costo unitario de los elementos que forman parte del sistema principal de transmisión.

- a) El ingreso máximo permitido que cubre los costos del Sistema Principal de Transmisión correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda

kb





(IPSPEGyD_j) aprobados por la ASEP y determinados para cada año tarifario “j”, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.

- b) Para cada año “j” del periodo tarifario, se calcula el costo equivalente por unidad de longitud de las líneas del Sistema Principal de Transmisión que pertenecen al nivel de tensión “v”, como:

$$CUP_{vj} = IPSPEGyD_{vj} / \sum_{l=1}^{nlP} (LO_{lj})$$

Donde:

nlP: Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda

nlD: Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda

CUP_{vj}: Es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario “j” correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda.

LO_{lj}: Es la longitud de la línea “l”, en el año tarifario “j”.

Paso 5: Determinación de los porcentajes de uso de las líneas del SPT que realiza la generación y la demanda ubicada en cada nodo del sistema mediante el Método del Seguimiento Eléctrico.

El método del seguimiento eléctrico determina, a partir de los resultados de un flujo de potencia, la distribución de la potencia inyectada por cada uno de los generadores y la retirada por cada una de las demandas en cada una de las líneas de la red aplicando conceptos básicos de la electrotecnia como son la primera Ley de Kirchhoff, las transformaciones equivalentes de circuitos lineales y el principio de superposición, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a) La corriente que circula por cada línea y por cada carga del sistema se expresa como la suma de varios componentes que provienen de cada uno de los generadores del sistema, siendo el número de incógnitas del problema:

$$n_x = (n_l + n_c) * n_g$$

Donde:

n_x: Cantidad de corrientes incógnita

n_l: Cantidad de líneas del SPT

n_c: Cantidad de nodos de carga

n_g: Cantidad de puntos de inyección

Cada una de estas incógnitas representa la corriente, saliente de un nodo, que circula por una línea o carga, proveniente de un determinado punto de inyección.





b) Por cada nodo de la red se construye un circuito equivalente de acuerdo a los siguientes pasos:

- Las corrientes incógnitas que se inyectan al nodo, son modeladas por fuentes de corriente.
- Las líneas cuyas corrientes son salientes al nodo, se reemplazan por impedancias equivalentes cuyos valores son calculados en función de la tensión de la barra y la corriente por cada línea.
- Se plantean las ecuaciones para resolver cada uno de los circuitos equivalentes aplicando el principio de superposición. A partir de este planteo, cada corriente incógnita saliente de un nodo N se expresa en forma general de la siguiente manera (los subíndices de las corrientes indican la línea o carga por la cual circula; y los superíndices indican de cual punto de inyección proviene la corriente):

$$I_l^g = \sum_{m=1}^{n_{iny}} \frac{Z_{EQUIV_N}}{Z_l} * I_m^g \quad (A)$$

Donde:

- l : Índice correspondiente a las líneas o cargas salientes al nodo N
- g : índice correspondiente a los puntos de inyección
- n_{iny} : Número de inyecciones de corriente (proveniente de líneas o de puntos de inyección) que tiene el nodo del que sale la corriente I_l^g
- I_l^g : Corriente por la línea o carga “ l ” proveniente del punto de inyección g

Siendo:
$$Z_l = \frac{V_n}{\sqrt{3} * I_l}$$

$$Z_{EQUIV} = \frac{1}{\sum_{l=1}^{n_{sal}} (1/Z_l)}$$

Donde:

- n_{sal} : Número de cargas o líneas cuyas corrientes son salientes al nodo N
- V_n : Tensión del nodo del que sale la corriente I_l
- I_l : Corriente total por la línea “ l ”

Planteando para cada corriente incógnita una ecuación del tipo de la ecuación (A), se obtiene un sistema lineal de n_i ecuaciones, donde la matriz de coeficientes $[C]$ está representada por los coeficientes Z_{EQUIV}/Z_l y el vector de términos independientes por las inyecciones de los generadores.

El porcentaje de participación de un generador “ g ” en el uso de una línea “ l ” se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\%USO_{gl}(G) = \frac{I_l^g}{I_l} * 100$$





El porcentaje de participación de una demanda “k” el uso de una línea “l” se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\%USO_{kl}(D) = \sum_{g=1}^{n_g} cinv_l^{k,g} * \frac{I_l^g}{I_l} * 100$$

Donde:

$cinv_l^{k,g}$: Elemento de la matriz inversa de [C] que identifica la fila de la demanda “k” y la columna de la línea “l”, correspondientes al generador “g”.

Paso 6: Se determina el cargo nodal correspondiente a la generación de cada nodo “g” y la demanda de cada nodo “k” del Sistema de Transmisión que permite recuperar el costo asociado a la utilización de cada línea del Sistema Principal de Transmisión, en el año tarifario “j”:

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:
 $CNODP_{gj}(G) = \sum_e \sum_{l=1}^{n_{LP}} [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lgej}(G) * \%ASIGP(G)]$
 $CNODP_{kj}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{n_{LP}} [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lkej}(D) * \%ASIGP(D)]$

Donde:

$CNODP_{gj}(G)$: Es el cargo que le corresponde a la generación del nodo “g”, correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario “j”.

$CNODP_{kj}(D)$: Es el cargo que le corresponde a la demanda del nodo “k”, correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario “j”.

$CUAP_{lej}$: Es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea “l” del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda, en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.

T_e : Es la duración [h] asignada a cada estado operativo “e”.

$\%USO_{lgej}(G)$: Es el porcentaje de uso que realiza la generación del nodo “g”, de la línea “l” del Equipamiento Principal en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.

$\%USO_{lkej}(D)$: Es el porcentaje de uso que realiza la demanda del nodo “k”, de la línea “l” del Equipamiento Principal en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.

$ABS()$: Es la función matemática que indica el valor absoluto del argumento perteneciente a esa función

kb



$F_{lej}[MW]$: Es el máximo Flujo de Potencia Activa en la línea “l” de todos los estados operativos “e” del año tarifario “j”.

$FMAX_l[MW]$: Es la capacidad de transferencia máxima de la línea “l”.

Paso 7: Determinación de los Cargos por Uso zonales por unidad de energía asignados por el Método de Seguimiento Eléctrico.

- a) A los fines del cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, los nodos que forman el Sistema de Transmisión serán agrupados en zonas. Los cargos correspondientes a cada zona resultarán de la suma de los cargos nodales correspondientes a todos los nodos pertenecientes a una misma zona.

Para el Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda:

$$CZONP_{zj}(G) = \sum_{gz} (CNODP_{gzj}(G))$$

$$CZONP_{zj}(D) = \sum_{kz} (CNODP_{kzj}(D))$$

Donde:

gz, kz : Es cada uno de los nodos “g” o “k” del Sistema de Transmisión de Electricidad pertenecientes a la zona “z”.

$CZONP_{zj}(G)$: Son los cargos zonales, para la generación, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario “j”.

$CZONP_{zj}(D)$: Son los cargos zonales, para la demanda, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado a la Demanda en el año tarifario “j”.

- b) Los cargos zonales por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de energía, resultan de las siguientes expresiones:

Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CXUSOPS_{zj}(G) = CZONP_{zj}(G) / \sum_{gz} [E_{gzj}(G)]$$

$$CXUSOPS_{zj}(D) = CZONP_{zj}(D) / \sum_{kz} [E_{kzj}(D)]$$

Donde:

$CXUSOPS_{zj}(G)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de



Seguimiento Eléctrico, correspondiente a los generadores que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “j”.

CXUSOPS_{zj}(D): Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Seguimiento Eléctrico, correspondiente a las demandas que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “j”.

E_{gzj}(G)[MWh]: Es la energía producida por cada uno de los generadores “g” ubicados en la zona “z”, en el año tarifario “j”, excluyendo la energía comprometida en transacciones regionales.

E_{kzj}(D)[MWh]: Es la energía consumida por cada una de las demandas “k” ubicadas en la zona “z”, en el año tarifario “j”, excluyendo la energía correspondiente a transacciones regionales.

Paso 8: Determinación de los Cargos por Uso por unidad de potencia asignados por el Método de Estampilla Postal.

a) El Costo Reconocido del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se determina de acuerdo con las siguientes expresiones:

$CRECP_j = \sum_{l=1}^{nLP} (LO_{lj} * CUP_{vj})$

Donde:

CRECP_j: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT en el año tarifario “j”.

Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$CRECPE_j(G) = CRECP_j * \%ASIGP(G) - \sum_z CZONP_{zj}(G)$

$CRECPE_j(D) = CRECP_j * \%ASIGP(D) - \sum_z CZONP_{zj}(D)$

Donde:

CRECPE_j(G): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a los generadores.

CRECPE_j(D): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.



b) Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de potencia, asignados por el método de Estampilla Postal, resultan de las siguientes expresiones:

Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CXUSOPE_j(G) = CRECPE_j / \sum g Cinst_{gj}$$

$$CXUSOPE_j(D) = CRECPE_j / \sum d Pma_{dj}$$

Donde:

CXUSOPE_j(G): Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a los generadores, válidos para el año tarifario “j”. El cargo se expresa por unidad de capacidad instalada del grupo generador.

CXUSOPE_j(D): Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario “j”. El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

g: Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.

d: Es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.

Cinst_{gj} [MW]: Es la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g” en el año tarifario “j”.

Pma_{dj} [MW]: Es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d” en el año tarifario “j”.

Paso 9: Componentes del cargo por Zona

El Cargo de cada Zona, para generación y demanda, es la suma del Cargo por Energía determinado en base al método del Seguimiento Eléctrico, y el Cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal. Esto es:

- Para la Generación:

$$CUSPTE_j(G) = CXUSOPS_{zj}(G) + CXUSOPE_j(G)$$

- Para la Demanda:

$$CUSPTE_j(D) = CXUSOPS_{zj}(D) + CXUSOPE_j(D)$$





Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación

A los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 del presente Procedimiento, transcurrido un mes “m” se recalculan los cargos reales por activos existentes (CUSPT_{Erealj,m}), en relación con el IPSPE_{GyDj}, siguiendo los Pasos del 2 al 9 de este Artículo, teniendo en cuenta de forma proporcional las horas del mes en cuestión mediante la duración Te de los escenarios típicos representativos.

Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA)

En cada año tarifario “j”, para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPT_{Arealj}) se tendrá en cuenta, el “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” en relación con el IPSPAG_{yDj}, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:

$\%ASIGP(G) = 50\%$

$\%ASIGP(D) = 50\%$

Luego, los cargos se calculan de la siguiente manera.

Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$CPE_j(G) = (IPSPAG_{yDj} * \%ASIGP(G)) / \sum_g C_{inst_{gj}}$

$CPE_j(D) = (IPSPAG_{yDj} * \%ASIGP(D)) / \sum_d P_{ma_{dj}}$

Donde:

- $CPE_j(G)$:

Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a los generadores.
- $CPE_j(D)$:

Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.
- g :

Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.
- d :

Es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.
- $C_{inst_{gj}} [MW]$:

Es la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g” en el año tarifario “j”.





Pma_{dj} [MW]: Es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d” en el año tarifario “j”.

Finalmente, a los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 de este Procedimiento, los cargos mensuales por nuevas inversiones (CUSPTAreal_{j,m}) resultan ser:

- $CUSPTAreal_{j,m}(G) = CPE_j(G) / 12$
- $CUSPTAreal_{j,m}(D) = (CPE_j(D) / 12$

6. Título XI, Capítulo XI.2, Artículo 213

Donde dice:

Artículo 213 Los cargos anuales por este servicio, descritos en el Artículo 211, correspondientes al CND, serán facturados mensualmente considerando la doceava parte del monto total.

En cada año tarifario de cada periodo tarifario, excepto en el primero del periodo tarifario 2017-2021, se realizará un ajuste del Ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho comparando el ingreso originalmente asignado con respecto al que le hubiera correspondido en función del total de remuneraciones pagadas e inversiones realmente concretadas. A partir de ello resultará:

Ajuste IPSOI; Es el ajuste al ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho (IPCND) determinado por las diferencias entre el Ingreso facturado y el real del año tarifario (j-1) para el CND.

Para tal fin se calculará la diferencia entre el Ingreso facturado correspondiente al año anterior y su valor actualizado real, considerando el gasto anual real en personal y las inversiones realmente realizadas, así:

- El gasto anual en personal debe ser el realmente pagado. Este gasto incluye los salarios brutos, sobretiempos y vacaciones del personal en funciones. En caso de que el monto del gasto de personal haya superado el previsto en el estudio tarifario para el año en cuestión, para que pueda ser considerado deberá justificarse y solicitar la aprobación y no objeción de la ASEP.
- Se utilizarán los proyectos y montos de las inversiones realmente ejecutadas respecto al plan reconocido en la revisión tarifaria. En el caso de haber ejecutado una inversión originalmente no prevista, su incorporación en el ajuste del Ingreso Máximo deberá contar con la aprobación o no objeción de la ASEP.

El ajuste al Ingreso Permitido así determinado será asignado a la demanda y a la generación de acuerdo con lo establecido en el Artículo 211 y se denominará Ajuste IPSOI.

En cada periodo tarifario, excepto en el 2017-2021, el Ajuste IPSOI determinado en el primer año tarifario, corresponde a los cálculos correspondientes al cuarto año tarifario del periodo tarifario anterior.

Reh





El cálculo del Ajuste IPSOI deber ser presentado por ETESA a la ASEP con la debida sustentación a más tardar en el mes de marzo de cada año para la aprobación previa a la facturación en el año tarifario siguiente.

Debe decir:

Artículo 213 Los cargos anuales por este servicio, descritos en el Artículo 211, correspondientes al CND, serán facturados mensualmente considerando la doceava parte del monto total.

En cada año tarifario de cada periodo tarifario, excepto en el primero del periodo tarifario 2017-2021, se realizará un ajuste del Ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho comparando el ingreso originalmente asignado con respecto al que le hubiera correspondido en función del total de remuneraciones pagadas e inversiones realmente concretadas. A partir de ello resultará:

Ajuste IPSOI; Es el ajuste al ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho (IPCND) determinado por las diferencias entre el Ingreso facturado y el real del año tarifario (j-1) para el CND. **Al monto resultante se le adicionarán los intereses correspondientes desde el momento en que ocurre la diferencia hasta cuando se reconoce dicho ajuste.**

Se utilizará la tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del Ajuste IPSOI, que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de empresas al por mayor en el país.

Para tal fin se calculará la diferencia entre el Ingreso facturado correspondiente al año anterior y su valor actualizado real, considerando el gasto anual real en personal y las inversiones realmente realizadas, así:

- El gasto anual en personal debe ser el realmente pagado. Este gasto incluye los salarios brutos, sobretiempos y vacaciones del personal en funciones. En caso de que el monto del gasto de personal haya superado el previsto en el estudio tarifario para el año en cuestión, para que pueda ser considerado deberá justificarse y solicitar la aprobación y no objeción de la ASEP.
- Se utilizarán los proyectos y montos de las inversiones realmente ejecutadas respecto al plan reconocido en la revisión tarifaria. En el caso de haber ejecutado una inversión originalmente no prevista, su incorporación en el ajuste del Ingreso Máximo deberá contar con la aprobación o no objeción de la ASEP.

El ajuste al Ingreso Permitido así determinado será asignado a la demanda y a la generación de acuerdo con lo establecido en el Artículo 211 y se denominará Ajuste IPSOI.

En cada periodo tarifario, excepto en el 2017-2021, el Ajuste IPSOI determinado en el primer año tarifario, corresponde a los cálculos correspondientes al cuarto año tarifario del periodo tarifario anterior.

El cálculo del Ajuste IPSOI deber ser presentado por ETESA a la ASEP con la debida sustentación a más tardar en el mes de marzo de cada año para la aprobación previa a la facturación en el año tarifario siguiente.



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 5 días del mes de 12 20 24


FIRMA AUTORIZADA





INSTITUTO PANAMEÑO
DE HABILITACIÓN ESPECIAL
Dirección General

RESOLUCIÓN No. 084-2024/DG

Por la cual se delegan funciones administrativas y facultades para firma en algunos servidores públicos del Instituto Panameño de Habilitación Especial
(Del 31 de octubre de 2024)

LA DIRECTORA GENERAL DEL INSTITUTO PANAMEÑO DE HABILITACIÓN ESPECIAL
En uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO

Que la Directora General es la autoridad administrativa de la institución y ejerce su representación legal, de conformidad con la Ley 53 de noviembre de 1951, con sus modificaciones;

Que la Ley 23 de 10 de diciembre de 1990, reforma el artículo 3 de la Ley 53 de noviembre de 1951 y señala en su literal (a) que el Subdirector General reunirá los mismos requisitos y los suplirá en su ausencia;

Que el volumen de trámites y procesos administrativos que se desarrollan en la institución, requiere atención inmediata tanto de su aprobación como de su firma por parte de la Directora General, lo que hace necesario delegar en algunos servidores públicos funciones y facultades para firmar la documentación que sea requerida, lo que permitirá agilizar la tramitación de dichos procesos;

Que el Texto Único de la Ley 22 de 27 de junio de 2006, ordenado por la Ley 153 de 2023, establece en el numeral 4, artículo 28, que el jefe o representante legal de la entidad licitante, será el responsable por la dirección y el manejo del proceso de selección de contratista y la actividad contractual, quien podrá delegarla en otros servidores públicos de la entidad;

Que la Directora General, estima prudente delegar facultades para la firma de documentación a la Subdirectora General, en sus ausencias; así como funciones y facultades a la Secretaria General, en ausencia de ambas, para garantizar la buena marcha de la institución;

Que con base a las consideraciones expuestas, la Directora General, en uso de sus facultades legales,

RESUELVE:

Artículo Primero: Delegar en la servidora pública **SANDRA BOLT PALLARES DE BREA**, con cédula de identidad personal No. PE-7-1000, quien ejerce el cargo de Subdirectora General del IPHE, las siguientes facultades, en los procedimientos de contratación pública, cuyos montos superen los cincuenta mil balboas (B/.50,000.00):

- 1. Facultad para la convocatoria del acto público de selección de contratista
- 2. Facultad para la cancelación de la convocatoria del acto público de selección de contratista
- 3. Facultad para la adjudicación o declaratoria de desierto del acto público de selección de contratista
- 4. Facultad para rechazar las propuestas en cualquier etapa del proceso de contratación,
- 5. Facultad para la firma del contrato u orden de compra
- 6. Facultad para suscribir el Pacto de Integridad de las contrataciones que estén relacionadas con obras
- 7. Aprobar adendas a los documentos de licitación
- 8. Nombrar Comisiones Verificadoras.

Artículo Segundo: Delegar la función administrativa de firmar resoluciones de subsidios económicos y de acciones de personal, gestiones de cobro, viáticos de transporte y alimentación para misiones oficiales, cheques, planillas, y certificados de capacitación, a **SANDRA BOLT PALLARES DE BREA** con cédula de identidad personal No. PE-7-1000, quien ejerce el cargo de Subdirectora General del IPHE.

Teléfono 501-0520. Fax 501-0522 • Correo Electrónico: oficial@iphe.gob.pa
Camino Real de Betania. Corregimiento de Betania. República de Panama



Artículo Tercero: Delegar en la servidora pública **ARACELLYS GONZALEZ**, con cédula de identidad personal No. 6-711-588, quien ejerce el cargo de Secretaria General del IPHE, las siguientes facultades, en los procedimientos de contratación pública:

1. Facultad para la convocatoria del acto público de selección de contratista
2. Facultad para la cancelación de la convocatoria del acto público de selección de contratista
3. Facultad para la adjudicación o declaratoria de desierto del acto público de selección de contratista
4. Facultad para rechazar las propuestas en cualquier etapa del proceso de contratación
5. Facultad para suscribir el Pacto de Integridad de las contrataciones que estén relacionadas con obras.

Artículo Cuarto: Delegar la función administrativa de firmar viáticos, cheques de subsidios y apoyos económicos a estudiantes, presentaciones de cuenta de los Talleres de Producción y Adaptación Laboral, gestiones de cobros de la Caja de Seguro Social, a **ARACELLYS GONZALEZ**, con cédula de identidad personal No. 6-711-588, quien ejerce el cargo de Secretaria General del IPHE, en ausencia de la Directora General y Subdirectora General.

Artículo Quinto: Se advierte a las funcionarias delegadas que serán legalmente responsables por sus acciones u omisiones en el ejercicio de las facultades delegadas y están obligadas a cumplir con los principios e inhabilidades consagradas en el artículo 28 del Texto Único de la Ley 22 de 2006, ordenado por la Ley 153 de 2020, así como los deberes y obligaciones establecidos en el Título VII de Ley 9 de 20 de junio de 1994, reformada por la Ley 23 de 2017.

Artículo Sexto: La delegación de funciones y facultades que se hace por medio de la presente Resolución es intransferible a otros servidores públicos y revocable en cualquier momento por parte de la Directora General, a través de la Resolución correspondiente.

Artículo Séptimo: Remitir copia autenticada de la presente Resolución a la Dirección General de Contrataciones Públicas, la Contraloría General de la República, Subdirección General, Secretaría General, a la Dirección Nacional de Administración y Fianzas y la Oficina de Fiscalización del Instituto Panameño de Habilitación Especial.

Artículo Octavo: La presente Resolución deja sin efecto la Resolución No. 057-2023/DG de 12 de junio de 2023.

Artículo Noveno: Ordenar su publicación en Gaceta Oficial.

Fundamento de Derecho: Ley 53 de noviembre de 1951, reformada por la Ley 23 de 10 de enero de 1990, Texto Único de la Ley 22 de 2006, ordenado por la Ley 153 de 8 de mayo de 2020, Ley 38 de 31 de julio de 2000 y la Ley 9 de 20 de junio de 1994, reformada por la Ley 23 de 12 de mayo de 2017.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en la ciudad de Panamá, a los treinta y uno (31) días del mes de octubre de 2024.


Mgtr. Karolia Sánchez Mundo
Directora General

KSM/sn





**REPÚBLICA DE PANAMÁ
CONCEJO MUNICIPAL DE DAVID**

**ACUERDO No.012-2024
(DE 27 DE AGOSTO DE 2024)**

“POR MEDIO DEL CUAL SE ADICIONA EL CAPÍTULO III Y ARTÍCULOS AL ACUERDO NO. 24 DEL 27 DE DICIEMBRE DE 2023, QUE APROBÓ EL PRESUPUESTO DE RENTAS Y GASTOS DEL MUNICIPIO DE DAVID, DE LA VIGENCIA FISCAL 2024, Y SE APRUEBA EL PLAN ANUAL DE OBRAS E INVERSIONES FINANCIADOS CON LOS FONDOS PROVENIENTES DE LA TRANSFERENCIA DEL IMPUESTO DE BIEN INMUEBLE”

**EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE DAVID,
En uso de sus Facultades Constitucionales y Legales y;**

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley No. 37 de 29 de junio de 2009, modificada por la Ley No. 66 de 29 de octubre de 2015, “Que descentraliza la Administración Pública y dicta otras disposiciones”, se establece que los municipios recibirán el importe del recaudo del impuesto de inmueble, para la ejecución de obras y proyectos referente a áreas de educación, salud, deporte, recreación, servicio público domiciliario, infraestructura para la seguridad ciudadana, servicios sociales, turismo, cultura y desarrollo económico social;

Que la referida ley determina que las obras y proyectos, que se ejecuten con los aportes de la transferencia del impuesto de inmueble, estarán comprendidas en el Plan Anual de Obras e Inversiones, que apruebe el Concejo, el que será elaborado por el Alcalde atendiendo la prioridad de las necesidades del distrito;

Que el Plan Anual de Obras e Inversiones es un instrumento de planificación de la inversión pública local, que integra la prioridad de las necesidades a escala de los corregimientos y del distrito, sobre la base del desarrollo con equidad y previendo mejorar la calidad de vida de los ciudadanos del Municipio;

Que el plan Anual de Obras e Inversiones se ejecutará cumpliendo con la programación financiera anual, previendo la continuidad de los proyectos aprobados en los pasados periodos fiscales de los años 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, así como el de la presente vigencia fiscal 2024, asegurando la reserva presupuestaria y financiera del 50 % de las vigencias fiscales del año 2025 y 2026 que le corresponde a la Alcaldía. Que la utilización del 50% de las vigencias fiscales del año 2025 y 2026 que le corresponde a la Alcaldía, será específicamente de la parte correspondiente a



inversión neta del fondo impuesto de inmueble para proyectos, descontando los porcentajes que por Ley están estipulado el funcionamiento y el % destinado a AMUPA;

Que mediante Acuerdo Municipal No. 24 del 27 de diciembre de 2023, se aprobó el Presupuesto de Rentas y Gastos del Municipio de David y el presupuesto de funcionamiento e inversión de los fondos provenientes del Impuesto de Bienes Inmuebles, para la vigencia del Periodo Fiscal 2024;

Que es necesario adicionar al Acuerdo Municipal No. 24 del 27 de diciembre de 2023, que aprobó el Presupuesto de Rentas y Gastos del Municipio de David periodo fiscal 2024, el procedimiento del Plan Anual de Obras e inversiones, incluyendo la figura de los proyectos plurianuales;

Que los proyectos plurianuales son aquellos que por su naturaleza requieren ser desarrollados en etapas o con vigencias contractuales en más de un periodo fiscal;

Que los proyectos municipales, aprobados en las vigencias fiscales 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, y 2024, no ejecutados en los respectivos periodos, por inflación, aumentos de costos y falta de legalización de los terrenos, que cuentan con partida presupuestaria y fondos financieros, deberán, ser incorporados al actual presupuesto, para viabilizar su ejecución. Que estos proyectos no ejecutados en las mencionadas vigencias fiscales fueron aprobados mediante los acuerdos municipales No. 33 del 14 de septiembre de 2017, acuerdo No. 04 del 10 de enero de 2018, acuerdo No. 13 del 11 de mayo de 2021, acuerdo No. 01 del 1 de febrero de 2022; acuerdo No. 07 de 22 de febrero de 2022; acuerdo No. 06 del 22 de febrero del 2022, acuerdo No. 37 del 12 de diciembre de 2022, y el acuerdo No. 03 del 30 de enero de 2023;

Que luego de un estudio técnico se decidió proponer la reformulación de los proyectos aprobados en las vigencias fiscales de los años 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, y 2024, que estaban sin ejecutar de la Alcaldía y de las Juntas Comunes del distrito de David, del impuesto del bien inmueble. Esta reformulación se sometió a través de la unidad de participación ciudadana, en una **AUDIENCIA PÚBLICA**, que se celebró para la fecha del 22 de agosto de 2024 en el Salón de Bella Artes del Municipio de David, dónde con la asistencia de 336 personas se aprobó con unanimidad la reformulación de los proyectos aprobados sin ejecutar de las vigencias fiscales de los años 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, y 2024, se aprueba el uso de saldo en caja de los proyectos con acta de aceptación final de dichas vigencias, se adiciono y aprobó nuevos proyectos con sus respectivas partidas presupuestarias, comprometiendo presupuestariamente el 50% de la vigencia fiscal del año 2025 y el 50 % de la vigencia fiscal del año 2026 que le corresponda al Alcaldía de David y cualquier otro ingreso no ejecutado en los periodos fiscales de los años 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, y



2024. Que la utilización del 50% de las vigencias fiscal del año 2025 y 2026 que le corresponde a la Alcaldía, será específicamente de la parte correspondiente a inversión neta del fondo impuesto de inmueble para proyectos, descontando los porcentajes que por Ley están estipulado el funcionamiento y el % destinado a AMUPA;

Qué en atención al Artículo 112 - G de la Ley No. 37 de 29 de junio de 2009 adicionado por la Ley No. 66 de 29 de octubre de 2015. El Plan Anual de Obras e Inversiones será presentado por el Alcalde y aprobado por el Concejo Municipal, siguiendo los mismos procedimientos establecidos para la aprobación del Presupuesto Municipal;

Que el artículo 14 de la Ley No. 106 de 8 octubre de 1973, establece que los Concejos Municipales regularán la vida jurídica de los Municipios por medio de Acuerdos que tienen fuerza de Ley dentro del respectivo distrito;

ACUERDA

ARTÍCULO PRIMERO: OBJETIVO. El presente acuerdo tiene como objetivo incorporar al presupuesto de la vigencia 2024 los proyectos aprobados, que cuenten con disponibilidad financiera y partidas presupuestarias, los saldos en caja, y cualquier otro ingreso no ejecutado en los periodos fiscales de los años 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, y 2024 y aprobar el plan anual de obras e inversiones financiados con los fondos provenientes de la transferencia del impuesto de inmuebles.

ARTÍCULO SEGUNDO: Se **APRUEBA** adicionar el capítulo No. III al **ACUERDO No. 24 DEL 27 DE DICIEMBRE DE 2023**, denominado:

PLAN ANUAL DE OBRAS E INVERSIONES

ARTÍCULO TERCERO: Se **APRUEBA** adicionar el artículo No. 53 al **ACUERDO No. 24 DEL 27 DE DICIEMBRE DE 2023**, quedando de la siguiente forma:

ARTÍCULO 53: PLAN ANUAL DE OBRAS E INVERSIONES. Las modificaciones al Plan Anual de Obras e Inversiones, se realizará con base en los procedimientos establecidos en la Ley No. 37 de 29 de junio de 2009, modificada por la Ley No. 66 de 29 de octubre de 2015.

Se incorporan al Plan Anual de Obras e Inversiones, las obras y proyectos del Municipio de David y de las Juntas Comunales que fueron anteriormente aprobados mediante los acuerdos No. 33 del 14 de septiembre de 2017, acuerdo No. 04 del 10 de enero de 2018, acuerdo No. 13 del 11 de mayo de 2021, acuerdo No. 01 del 1 de febrero de 2022, acuerdo No. 07 del 22 de febrero del 2022, acuerdo No. 06 del 22 de febrero del 2022, acuerdo No. 37 del 12 de diciembre de 2022, y el acuerdo No. 03



del 30 de enero de 2023, financiados con los fondos de transferencia del Impuesto de Bien Inmueble de la vigencia fiscal de los años 2017,2018,2021,2022, 2023, y el 50% de la vigencia fiscal del 2025 de la alcaldía y el 50% de la vigencia fiscal del 2026 de la alcaldía”.

ARTÍCULO CUARTO: Se **APRUEBA** adicionar el artículo No. 54 al **ACUERDO No. 24 DEL 27 DE DICIEMBRE DE 2023**, quedando de la siguiente forma:

ARTÍCULO 54: TRANSFERENCIA DE IMPUESTO DE BIEN INMUEBLE. Los montos asignados a razón de la transferencia del impuesto de Bien Inmueble por el Ministerio de Economía y Finanzas al Municipio de David se incorporan al presupuesto de rentas y gastos como ingresos corrientes, determinando que hasta el (10%) de la asignación, será destinando a gastos de funcionamiento y administración municipal.

Los montos adicionales que reciba el Municipio de David, en concepto del Impuesto de Bien Inmueble, ingresarán como créditos adicionales y se utilizarán para completar las partidas de los proyectos contemplados en el Plan Anual de Obras e Inversiones.

ARTÍCULO QUINTO: Se **APRUEBA** adicionar el artículo No. 55 al **ACUERDO No. 24 DEL 27 DE DICIEMBRE DE 2023**, quedando de la siguiente forma:

ARTÍCULO 55: PLURIANUALIDAD. El plan Anual de Obras e Inversiones se ejecutará cumpliendo con la programación financiera anual, previendo la continuidad de los proyectos aprobados en pasados periodos fiscales, así como el de la presente vigencia, asegurando la reserva presupuestaria y financiera en los presupuestos siguientes.

Los proyectos plurianuales, son aquellos que por su naturaleza requieren ser desarrollados en etapas o con vigencias contractuales en más de un periodo fiscal.

ARTÍCULO SEXTO: Se **APRUEBA** adicionar el artículo No. 56 al **ACUERDO No. 24 DEL 27 DE DICIEMBRE DE 2023**, quedando de la siguiente forma:

ARTÍCULO 56: UNIDADES DE EJECUCIÓN Y SEGUIMIENTO. El Alcalde establecerá las Unidades Administrativas necesarias para la ejecución, seguimiento, monitoreo y evaluación del Plan Anual de Obras e Inversiones, según los procedimientos y manuales que para tal caso apruebe el Órgano Ejecutivo.

ARTÍCULO SEPTIMO: Se **APRUEBA** la reformulación de los proyectos aprobados quedados sin ejecutar de la Alcaldía y de las Juntas Comunales del distrito de David, correspondiente a las vigencias fiscales de los años 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, y 2024 y se aprueba los saldos de los proyectos ejecutados de estas vigencias:



PROYECTOS		INCLUYE LAS SIGUIENTES RESOLUCIONES DE VIABILIDAD:		
FONDO: IMPUESTO DEL BIEN INMUEBLE (IBI) PERIODO FISCAL: 2017		▪ 098-A DEL 1 DE FEBRERO DE 2018.		
CORREGIMIENTO	Comunidad	N° de Resolucion	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO APROBADO
SAN PABLO VIEJO	San Pablo Viejo	098-A	MEJORAMIENTO A LA IGLESIA DEL CORREGIMIENTO	B/. 8,286.87
			SUMA PARCIAL	B/. 8,286.87

PROYECTOS		INCLUYE LAS SIGUIENTES RESOLUCIONES DE VIABILIDAD:		
FONDO: IMPUESTO DEL BIEN INMUEBLE (IBI) PERIODO FISCAL: 2018		▪ 114 DEL 8 DE JUNIO DE 2018.		
		▪ 157 DEL 8 DE FEBRERO DE 2019.		
CORREGIMIENTO	Comunidad	N° de Resolucion	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO APROBADO
SAN PABLO VIEJO	La Arboleda	114	MEJORAMIENTO DE PARQUE	40,000.00
	San Pablo Viejo	114	MEJORAMIENTO DEL CUADRO DEPORTIVO	60,000.00
	San Pablo Viejo	114	MEJORAMIENTO DEL RANCHO	20,000.00
	Sector Sur	114	MEJORAMIENTO DE ACUEDUCTO (SECTOR SUR 1)	8,000.00
	Santo Domingo de Guzman	114	MEJORAMIENTO DE LA CAPILLA (SANTO DOMINGO DE GUZMAN)	10,000.00
	El Roble	157	MEJORAMIENTO DE ACUEDUCTO DE LA COMUNIDAD DE EL ROBLE	20,000.00
	San Pablo Viejo Arriba y Aguacatal	157	MEJORAMIENTO DE LAS ESCUELAS DE VIDAL V BARROSO, SAN PABLO VIEJO ARRIBA Y AGUACATAL	40,000.00
	Montilla	157	MEJORAMIENTO DE RANCHO DE LA COMUNIDAD DE MONTILLA	20,000.00
	San Pablo Viejo Abajo	157	MEJORAMIENTO DE RANCHO COMUNAL DE LA COMUNIDAD DE SAN PABLO VIEJO ABAJO	20,000.00
			SUMA PARCIAL	B/. 238,000.00



PROYECTOS		INCLUYE LAS SIGUIENTES RESOLUCIONES DE VIABILIDAD:		
FONDO: IMPUESTO DEL BIEN INMUEBLE (IBI) PERIODO FISCAL: 2021		▪ 128 DEL 21 DE OCTUBRE DE 2021.		
		▪ 145 DEL 21 DE DICIEMBRE DE 2021.		
		▪ 146 DEL 21 DE DICIEMBRE DE 2021.		
		▪ 018 DEL 21 DE JUNIO DE 2022.		
		▪ 129 DEL 19 DE ENERO DE 2023.		
CORREGIMIENTO	Comunidad	N° de Resolucion	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO APROBADO
DAVID CABECERA	David Cabecera, Campo Alegre	128	MEJORAMIENTO DEL PARQUE METROPOLITANO	B/. 45,000.00
	David Cabecera	129	DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE INFRAESTRUCTURA PARA LA ADECUACIÓN VIAL DE VÍA PORRAS Y PARQUE DE LAS MADRES PRIMERA ETAPA	B/. 78,280.00
DAVID ESTE	Barrio Bolivar	128	MEJORAMIENTO DEL PARQUE DEL BARRIO BOLÍVAR	B/. 700,000.00
	Loma Colorada	128	MEJORAMIENTO DEL RANCHO COMUNAL DE LOMA COLORADA	B/. 80,000.00
	Parque 28 de nov, cancha de el Alba, parque Urb. Feria 3	018	MEJORAMIENTO DE CANCHAS Y PARQUES EN EL DISTRITO DE DAVID	B/. 303,438.93
DAVID SUR	Cancha el Retorno, Jardines Alto de San Cristobal, Portal de las Margaritas, Alto Verde	128	MEJORAMIENTO DE PARQUES	B/. 80,000.00
CHIRIQUI	La Lajita	128	CONSTRUCCION DE ATRACADERO	B/. 14,567.97
PEDREGAL	Pedregal	145	MEJORAMIENTO DEL RANCHO COMUNAL, CENTRO VOCACIONAL Y JUNTA COMUNAL DE PEDREGAL	B/. 45,000.00
SAN PABLO NUEVO	La Linea	146	MEJORAMIENTO DE CAMINOS EN LA COMUNIDAD DE LA LÍNEA	B/. 16,561.27
SAN PABLO VIEJO	San Pablo Viejo Arriba	128	CONSTRUCCIÓN DE LA CASA DE PAZ EN SAN PABLO VIEJO	B/. 100,000.00
	Montilla	128	MEJORAMIENTO A IGLESIAS DE MONTILLA	B/. 15,000.00
	Urb. Santa Isabel	128	MEJORAMIENTO DE PARQUE DE SANTA ISABEL	B/. 15,000.00
	Coquito	128	MEJORAMIENTO DE LA IGLESIA DE COQUITO	B/. 15,000.00
	La Fontana	128	MEJORAMIENTO DE PARQUE DE LA FONTANA - II ETAPA	B/. 10,000.00
SUMA PARCIAL				B/. 1,517,848.17

PROYECTOS		INCLUYE LAS SIGUIENTES RESOLUCIONES DE VIABILIDAD:		
FONDO: IMPUESTO DEL BIEN INMUEBLE (IBI) PERIODO FISCAL: 2022		▪ 019 DEL 21 DE JUNIO 2022		
		▪ 050 DE 12 DE JUNIO DE 2023.		
		▪ 036 DEL 27 DE JULIO DE 2022		
		▪ 050 DEL 12 DE JUNIO DE 2023		
CORREGIMIENTO	Comunidad	N° de Resolucion	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO APROBADO
DAVID CABECERA	David Cabecera	019	MEJORAMIENTO DE EDIFICIOS PARA LA CASA DE ARTE Y CULTURA MUNICIPAL	B/. 250,000.00
	David Cebecera	019	MEJORAMIENTO A LAS ACERAS DEL CORREGIMIENTO DE DAVID CABECERA.	B/. 100,000.00
	David Cabecera, David Sur	050	MEJORAMIENTO DE ISLETA EN EL CORREGIMIENTO DE DAVID CABECERA Y DAVID SUR	B/. 111,578.15
DAVID ESTE	El Alba	050	MEJORAMIENTO A LA CANCHA SINTETICA EN LA BARRIADA EL ALBA	B/. 61,706.78
CHIRIQUI	La Pita	050	MEJORAMIENTO DE CANCHA EN LA COMUNIDAD DE LA PITA	B/. 20,000.00
COCHEA	Cochea Abajo	019	CONSTRUCCIÓN DE ACUEDUCTO EN COCHEA ABAJO	B/. 15,285.98
GUACA	El Rodeo Arriba	050	CONSTRUCCIÓN DE ACUEDUCTO EN EL RODEO ARRIBA	B/. 36,000.00
LAS LOMAS	Mata del Nance	019	MEJORAMIENTO DE ACUEDUCTO EN MATA DEL NANCE	B/. 15,000.00
PEDREGAL	Pedregal	019	MEJORAMIENTO DE RANCHO COMUNAL, CENTRO VOCACIONAL Y JUNTA COMUNAL	B/. 20,000.00
SAN PABLO NUEVO	Caña Blanca	019	MEJORAMIENTO A PUESTO DE SALUD DE CAÑA BLANCA	B/. 20,000.00
	Caña Blanca	050	MEJORAMIENTO DE ACUEDUCTO EN CAÑA BLANCA	B/. 23,000.00
	San Pablo Nuevo	019	MEJORAMIENTO DE LA JUNTA COMUNAL DE SAN PABLO NUEVO	B/. 18,706.78
SAN PABLO VIEJO	San Pablo Viejo	019	CONSTRUCCIÓN DE LETRERO EN LA ENTRADA A SAN PABLO VIEJO	B/. 5,706.78
	Coquito, San Pablo Viejo Arriba	019	MEJORAMIENTO A LAS IGLESIAS CATOLICAS EN LAS COMUNIDADES DE COQUITO Y SAN PABLO VIEJO ARRIBA	B/. 12,000.00
SUMA PARCIAL				B/. 708,984.47



PROYECTOS		INCLUYE LAS SIGUIENTES RESOLUCIONES DE VIABILIDAD:		
FONDO: IMPUESTO DEL BIEN INMUEBLE (IBI) PERIODO FISCAL: 2023			▪ 127 DEL 29 DE NOVIEMBRE DE 2023	
			▪ 161 DEL 29 DE DICIEMBRE DE 2023	
			▪ 004 DEL 06 DE MARZO DE 2024	
CORREGIMIENTO	Comunidad	N° de Resolucion	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO APROBADO
DAVID CABECERA	Barrio Estudiante	127	CONSTRUCCION DE ACERAS EN LAS COMUNIDADES DE DAVID Y BARRIO ESTUDIANTE	B/. 116,236.30
	David Cabecera, David Sur	127	MEJORAMIENTO DE ISLETAS EN LOS CORREGIMIENTOS DE DAVID CABECERA Y DAVID SUR	B/. 180,003.00
	Barriada Arco Iris, 20 de Diciembre	127	MEJORAMIENTO DE LA SERVIDUMBRE PLUVIAL DEL RIO RISACUA Y LA BDA ARCO IRIS Y 20 DE DIC	B/. 30,000.00
	Doleguita	127	CONSTRUCCION DE CASETA DE ESPERA EN LAS COMUNIDADES DE DOLEGUITA Y MANUEL QUINTERO VILLARREAL	B/. 76,706.78
	Villa Dora	127	MEJORAMIENTO DE LA SERVIDUMBRE PLUVIAL DEL RIO RISACUA EN LA BARRIADA VILLA DORA	B/. 20,000.00
DAVID ESTE	Loma Colorada	127	MEJORAMIENTO A LA CANCHA DE LA COMUNIDAD DE LA LOMA COLORADA	B/. 130,000.00
	Barrio Bolivar	127	MEJORAMENTO DE VEREDAS DEL CASCO VIEJO BARRIO BOLIVAR	B/. 100,000.00
	Urb. Los Andes	127	MEJORAMIENTO DE LA CANCHA DE LOS ANDES	B/. 70,000.00
	La Prosperidad	127	MEJORAMIENTO DE LA IGLESIA PARROQUIA MARIA REINA DE LA PAZ	B/. 12,000.00
DAVID SUR	La Riviera	127	MEJORAMIENTO DEL COMPLEJO DEPORTIVO DE LA RIVIERA	B/. 200,000.00
	Urb. La Pradera	127	MEJORAMIENTO DE CALLES EN LAS COMUNIDADES DE LA PRADERA	B/. 141,706.78
BIJAGUAL	Bijagual	127	MEJORAMIENTO AL RANCHO COMUNAL DE BIJAGUAL	B/. 40,000.00
	Jobo	127	MEJORAMIENTO DEL ACUEDUCTO EN LA COMUNIDAD DE EL JOBO	B/. 25,000.00
	Los Cerrillos	127	MEJORAMIENTO A LA IGLESIA CATOLICA DE LOS CERRILLOS	B/. 15,000.00
	Los Cerrillos	127	MEJORAMIENTO A LA ESCUELA DE LOS CERRILLOS	B/. 20,000.00
COCHEA	Guayabal	127	MEJORAMIENTO DE LA ESCUELA EN LA COMUNIDAD DE GUAYABAL	B/. 18,341.35
	El Higo	127	MEJORAMIENTO DE LA CAPILLA SAN EXPEDITO EN LA COMUNIDAD DE EL HIGO	B/. 18,341.35
	Cochea Abajo	127	MEJORAMIENTO DEL ACUEDUCTO EN LA COMUNIDAD DE COCHEA ABAJO	B/. 18,341.35
	Cochea Abajo	127	MEJORAMIENTO DEL PUESTO DE SALUD DE COCHEA ABAJO	B/. 18,341.35
	Cochea Arriba	127	MEJORAMIENTO DEL RANCHO COMUNAL DE LA COMUNIDAD DE COCHEA ARRIBA	B/. 18,341.35
	Cochea Arriba	127	MEJORAMIENTO A LA CAPILLA CATOLICA DE LA COMUNIDAD DE COCHEA ARRIBA	B/. 18,341.35
	El Higo	004	MEJORAMIENTOS EN CAMINOS EN EL HIGO	B/. 18,341.35
	Macano	004	MEJORAMIENTO DE CAMINOS EN LA COMUNIDAD DE MACANO	B/. 18,341.38
	Guayabal	161	MEJORAMIENTO DE CAMINOS EN LA COMUNIDAD DE GUAYABAL	B/. 18,341.35
GUACA	Nance Bonito	161	MEJORAMIENTO DE CAMINOS EN LA COMUNIDAD DE NANCE BONITO	B/. 30,000.00
	Majaguita	161	MEJORAMIENTO DE CAMINOS EN LA COMUNIDAD DE MAJAGUITA	B/. 10,000.00
	Guaca Centro, el Hato	127	CONSTRUCCION DE (2) CASETA DE ESPERA EN EL CORREGIMIENTO	B/. 10,000.00
	Guaca Abajo	127	MEJORAMIENTO AL RANCHO COMUNAL DE BRISAS DEL RIO EN LA COMUNIDAD DE GUACA ABAJO	B/. 20,000.00
	Guaca Abajo	127	MEJORAMIENTO A LA IGLESIA DE GUACA ABAJO	B/. 5,000.00



LAS LOMAS	Quiteño	127	MEJORAMIENTO A (2) CANCHAS EN LA COMUNIDAD DE QUITENÓ	B/.60,000.00
	Llano Grande Arriba, Nuevo San Jose, Llano Grande Abajo	161	MEJORAMIENTO DE CAMINIOS EN LAS COMUNIDADES DE LLANO GRANDE ARRIBA, NUEVO SAN JOSÉ Y LLANO GRANDE ABAJO	B/.91,706.78
PEDREGAL	Villa La Paz	127	CONSTRUCCION DE RAMPA DE ACCESO AL ATRACADERO EN LA COMUNIDAD DE VILLA LA PAZ	B/.10,000.00
	Pedregal	127	MEJORAMIENTO DE LA ESCUELA DE PEDREGAL	B/.51,000.00
	Barriada San Jose	127	MEJORAMIENTO DEL GIMNASIO MUNICIPAL DE LA BARRIADA SAN JOSÉ	B/.34,293.22
	Villa Escondida, Villa La Paz	127	MEJORAMIENTO AL CEFACEI EN LAS COMUNIDADES DE VILLA ESCONDIDA Y VILLA LA PAZ	B/.25,000.00
	Barriada San Jose	127	CONSTRUCCION DE MARQUESINA EN LA ESCUELA BILINGÜE LA PRIMAVERA ANEXA	B/.14,706.78
	Loma Linda Arriba, 4 de Enero, 16 de Diciembre	161	MEJORAMIENTO DE CAMINOS EN LAS COMUNIDADES DE LOMA LINDA ARRIBA, 4 DE ENERO Y 16 DE DICIEMBRE	B/.65,000.00
SAN CARLOS	San Carlitos	127	MEJORAMIENTO DE LA IGLESIA DE SAN CARLITOS	B/.25,000.00
	Nuevo San Carlitos, San Carlitos, San Carlos, Sabana Bonita	127	CONSTRUCCION DE PARQUES INFANTILES EN LAS COMUNIDADES DE NUEVO SAN CARLITOS, SAN CARLITOS, SAN CARLOS Y SABANA BONITA	B/.40,000.00
SAN PABLO NUEVO	San Pablo Nuevo Arriba	161	MEJORAMEINTO DE CAMINOS EN LA COMUNIDAD DE SAN PABLO NUEVO ARRIBA	B/.131,706.78

SAN PABLO VIEJO	San Pablo Viejo Abajo	127	MEJORAMIENTO DEL ACUEDUCTO DE SAN PABLO VIEJO ABAJO	B/.20,000.00
	Coquito, Nuevo Coquito, S.P.V. Arriba, S.P.V. Abajo	127	CONSTRUCCION DE ACERAS EN LAS COMUNIDADES DE NUEVO COQUITO, COQUITO, SAN PABLO VIEJO ARRIBA, SAN PABLO VIEJO ABAJO	B/.43,082.92
	Nuevo Coquito	127	CONSTRUCCION DE CASETA DE ESPERA EN LA COMUNIDAD DE NUEVO COQUITO	B/.5,000.00
	Aguacatal	127	MEJORAMIENTO AL ACUEDUCTO DE AGUACATAL	B/.15,000.00
	S.P.V. Arriba, Aguacatal, Santo Domingo de Guzman, El Higo	127	MEJORAMIENTO DE IGLESIAS (4) EN LAS COMUNIDADES DE SAN PABLO VIEJO ARRIBA, AGUACATAL, SANTO DOMINGO DE GUZMAN, EL HIGO	B/.30,000.00
	San Pablo Viejo	127	MEJORAMIENTO DEL PUENTE SOBRE LA QUEBRADA CIRÁ	B/.20,000.00
	Coquito	127	MEJORAMIENTO AL ACUEDUCTO DE COQUITO	B/.10,000.00
	SUMA PARCIAL			B/.2,108,221.52



PROYECTOS		INCLUYE LAS SIGUIENTES RESOLUCIONES DE VIABILIDAD:		
FONDO: IMPUESTO DEL BIEN INMUEBLE (IBI) PERIODO FISCAL: 2024				
CORREGIMIENTO	Comunidad	N° de Resolucion	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO APROBADO
ALCALDIA	David Cabecera		Mejoramiento de la Casa de La Cultura, Corregimiento de David Cabecera	B/. 25,000.00
	David Est		Mejoramiento y equipamiento de la Asociación de Personas con Discapacidad y Problemas de Locomoción de Chiriquí (Apediprolochi), Corregimiento de David Este	B/. 30,000.00
	David Cabecera		Mejoramiento del parque Miguel de Cervantes Saavedra, Corregimiento de David Cabecera	B/. 25,000.00
	David Cabecera		Mejoramiento de aceras en Avenida 4ta Este, Corregimiento de David Cabecera, II Etapa	B/. 100,000.00
	Las Lomas		Mejoramiento de acueducto en el Corregimiento de Las Lomas	B/. 50,000.00
	San Mateo		Mejoramiento al complejo deportivo Erick del Valle, Corregimiento de David Cabecera	B/. 198,000.00
	Aguacatal		Mejoramiento de la Iglesia Evangelica Camino, Verdad y Vida, Comunidad de Aguacatal, Corregimiento de San Pablo Viejo	B/. 20,000.00
	David Cabecera, David Sur		Construcción de aceras inclusiva en los Corregimientos de David Sur, David Este y David Cabecera	B/. 180,000.00
	Llano grande Abajo		Mejoramiento de la Escuela Llano Grande Abajo, Corregimiento de Las lomas	B/. 15,000.00
	La Riviera		Mejoramiento del Complejo Deportivo La Riviera II Etapa, Corregimiento de David Sur	B/. 75,000.00
	San Pablo Viejo Arriba		Mejoramiento de la Escuela San Pablo Viejo Arriba, Corregimiento de San Pablo Viejo	B/. 50,000.00
	Victoriano Lorenzo		Mejoramiento de la Escuela Victoriano Lorenzo Corregimiento de David Sur	B/. 171,791.60
DAVID CABECERA	Varital		Mejoramiento a la cancha Escuela Varital, Corregimiento de David Cabecera	B/. 20,000.00
	Santa Cruz		Mejoramiento a la cancha de la Escuela Santa Cruz, Corregimiento de David Cabecera	B/. 20,000.00
	Villa Dora, Residencial San Jose		Mejoramiento de los parques Francisco Clarck, Villa Dora y Residencial San Jose, Corregimiento de David Cabecera	B/. 30,000.00
	Arco Iris		Mejoramiento de la Cancha de en la Comunidad de Arco Iris, Corregimiento de David Cabecera	B/. 34,413.67
DAVID ESTE	Barriada Tarilu		Mejoramiento de la cancha en la Barriada Tarilu	B/. 52,000.00
	Altos del Río		Mejoramiento a la cancha de la Barriada Altos del Río	B/. 52,413.67
DAVID SUR	David Sur		Mejoramiento de calles en el Corregimiento de David Sur	B/. 164,413.67
BIJAGUAL	El Jagua		Mejoramiento de Camino el Jagua (acceso al puente), Corregimiento de Bijagual	B/. 24,413.67
	Los Cerrillos		Mejoramiento de caminos en la Comunidad de Cerrillo a La Esperanza, Corregimiento de Bijagual	B/. 50,000.00
	Bijagual		Mejoramiento a la Escuela Mariano Candanedo Comunidad Bijagual Centro, Corregimiento de Bijagual	B/. 30,000.00



CHIRIQUI	Chorcha		Mejoramiento a la cancha de la Comunidad Chorcha, Corregimiento de Chiriqui	B/. 45,000.00
	Chiriquí		Mejoramiento de Acueducto en el Corregimiento de Chiriquí	B/. 59,443.67
COCHEA	El Higo		Mejoramiento a la Escuela del Higo, Corregimiento de Cochea (sistema electrico)	B/. 20,882.73
	Guayabal		Mejoramiento de caminos en la Comunidad de Guayabal, Corregimiento de Cochea	B/. 20,882.73
	Macano		Mejoramiento de caminos en la Comunidad Macano (desde la iglesia hacia via Gualaca), Corregimiento de Cochea	B/. 20,882.73
	Cochea Abajo		Mejoramiento de caminos en la Comunidad de Cochea Abajo (El Papayal), Corregimiento de Cochea	B/. 20,882.73
	Cochea Arriba		Mejoramiento de la cancha en la Comunidad de Cochea Arriba, Corregimiento de Cochea	B/. 20,882.75
GUACA	Guaca		Construcción de salón para infoplaza, Corregimiento de Guaca	B/. 30,000.00
	Guaca		Mejoramiento a la Escuela de Palmira, Corregimiento de Guaca	B/. 25,000.00
	Guaca Arriba		Ampliación del tendido electrico en la Comunidad de Guaca Arriba, Corregimiento de Guaca	B/. 30,000.00
	El Hato		Mejoramiento de camino hacia la Comunidad de El Hato, Corregimiento de Guaca	B/. 10,000.00
	Guaca Arriba		Construccion de casetas Guaca Arriba, Corregimiento de Guaca	B/. 12,000.00
	Guaca Abajo		Mejoramiento de camino de produccion en Guaca Abajo, Corregimiento de Guaca	B/. 30,000.00
	Guaca Abajo		Mejoramiento a la Escuela de Guaca Abajo, Corregimiento de Guaca	B/. 15,000.00
	Guaca Abajo		Mejoramiento de la Iglesia Catolica de la Comunidad de Guaca Abajo, Corregimiento de Guaca	B/. 15,000.00
LAS LOMAS	Mata del Nance		Mejoramiento de caminos en la Comunidad de Mata del Nance, Corregimiento de Las Lomas	B/. 67,000.00
	Llano del Medio		Mejoramiento a la cancha de la Comunidad de Llano del Medio, Corregimiento de Las Lomas	B/. 12,000.00
	Quiteño		Mejoramiento del Centro de Salud de la Comunidad de Quiteño, Corregimiento de Las Lomas	B/. 15,000.00
	Mata del Nance		Mejoramiento de Acueducto en la Comunidad del Sarigua (Mata del Nance), Corregimiento de Las Lomas	B/. 10,413.67
PEDREGAL	Barriada San Jose		Mejoramiento al Policentro de Salud de la Barriada San Jose, Corregimiento de Pedregal	B/. 80,000.00
	Pedregal		Mejoramiento de calles en el Corregimiento de Pedregal	B/. 62,706.89
	Pedregal		Adquisicion de camaras de videovigilancia en el Corregimiento de Pedregal	B/. 11,706.78
	Pedregal		Mejoramiento al Parvulario San Juan Bosco, Corregimiento de Pedregal	B/. 10,000.00
SAN CARLOS	San Carlos		Mejoramiento de la Escuela De San Carlos Aura Rosa Aguilar, Corregimiento de San Carlos	B/. 30,000.00
	Sabana Bonita		Mejoramiento de la Escuela Sabana Bonita, Corregimiento de San Carlos	B/. 20,000.00
	San Francisco		Construccion de aceras en la comunidad de San Francisco, Corregimiento de San Carlos	B/. 25,000.00
	San Carlos		Construccion de pasos peatonales en el Corregimiento de San Carlos	B/. 14,413.67
	San Carlos		Construccion de casetas de espera en el Corregimiento de San Carlos	B/. 15,000.00



SAN PABLO NUEVO	San Pablo Nuevo		Mejoramiento de parques infantiles en el Corregimiento de San Pablo Nuevo	B/. 16,413.67
	Altos de Corotu		Construccion de acueducto en la Comunidad de Altos de Corotu, Corregimiento de San Pablo Nuevo	B/. 35,000.00
	San Pablo Nuevo		Mejoramiento de la cancha en la Comunidad de San Pablo Nuevo, Corregimiento de San Pablo Nuevo	B/. 3,000.00
	Caña Blanca		Mejoramiento de Cancha en la Comunidad de Caña Blanca, Corregimiento de San Pablo Nuevo	B/. 50,000.00
SAN PABLO VIEJO	San Pablo Viejo		Mejoramiento de la Casa de Paz del Corregimiento de San Pablo Viejo	B/. 100,000.00
	Montilla, San Juan del Tejar y Aguacatal		Construccion de aceras en las Comunidades de Montilla, San Juan del Tejar y Aguacatal, Corregimiento de San Pablo Viejo	B/. 30,000.00
	San Juan del Tejar		Mejoramiento a la Escuela de San Juan del Tejar, Corregimiento de San Pablo Viejo	B/. 25,000.00
	Santo Domingo de Guzman		Mejoramiento a la Cancha de la Comunidad de Santo Domingo de Guzman, Corregimiento de San Pablo Viejo	B/. 10,000.00
	Aguacatal		Mejoramiento de Cancha Comunal de la Comunidad de Aguacatal, Corregimiento de San Pablo Viejo	B/. 15,000.00
SUMA PARCIAL				B/. 2,472,492.46
REDUCIDO AL 50%				B/. 1,236,246.23

USO DE SALDOS DE PROYECTOS EJECUTADOS (IBI)					
VIGENCIA	CORREGIMIENTO	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO APROBADO	MONTO LICITADO	SALDO
2021	DAVID CABECERA	MEJORAMIENTO DEL PARQUE PACO GARCÍA	B/.170,000.00	B/.167,908.31	B/. 2,091.69
TOTAL					B/. 2,091.69

PROYECTOS NO EJECUTADOS VIGENCIA 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, 2024	
Periodo Fiscal 2017	B/. 8,286.87
Periodo Fiscal 2018	B/. 238,000.00
Periodo Fiscal 2021	B/. 1,517,848.17
Periodo Fiscal 2022	B/. 708,984.47
Periodo Fiscal 2023	B/. 2,108,221.52
Periodo Fiscal 2024	B/. 1,236,246.23
Saldos de Proyectos ejecutados (Proyecto: Mejoramiento del Parque Paco Garcia-Vigencia 2021	B/. 2,091.69
Monto Total	B/. 5,819,678.95

ARTÍCULO OCTAVO: Se **APRUEBA** el Plan anual de Obras e inversiones del Municipio de David, que será ejecutado con los fondos provenientes de la transferencia del impuesto de inmuebles, conforme lo establece la Ley No. 66 de 29 de octubre de 2015 y se aprueba las siguientes obras e inversiones y ejecución de los siguientes proyectos:

PROYECTOS APROBADOS EN CONSULTA CIUDADANA		
1	Mejoramiento al Parque Metropolitano de David (PAMEDA), Corregimiento de David Cabecera, Distrito de David	B/. 1,200,000.00
2	Mejoramiento a la Zona Cultural del Barrio Bolívar, Corregimiento de David Este, Distrito de David	B/. 1,250,000.00
3	Mejoramiento a Calle Cuarta, Corregimiento de David Cabecera, Distrito de David	B/. 2,200,000.00
4	Mejoramiento a la Avenida Octava Oeste, Corregimiento de David Cabecera, Distrito de David	B/. 669,678.95
5	Construcción de Aceras en el Distrito de David	B/. 200,000.00
6	Mejoramiento de Calles en el Distrito de David	B/. 300,000.00
7	Mejoramiento del Estadio Municipal Erick Del Valle, Corregimiento de David Sur, Distrito de David	B/. 1,000,000.00
8	Construcción de Canchas Sintéticas en el Distrito de David	B/. 292,171.41
9	Mejoramiento a la Avenida Red Grey, Corregimiento de David Sur, Distrito de David	B/. 1,000,000.00
TOTAL		B/. 8,111,850.36



Financiados con los aportes del impuesto de bien inmueble, los cuales se ejecutarán cumpliendo con la programación financiera anual de los años 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, y 2024, uso de saldos y además asegurando la reserva presupuestaria y financiera del 50% de la vigencia fiscal del año 2025 de la Alcaldía y el 50% de la vigencia fiscal del año 2026 de la Alcaldía. Que la utilización del 50% de las vigencias fiscales del año 2025 y 2026 que le corresponde a la Alcaldía, será específicamente de la parte correspondiente a inversión neta del fondo impuesto de inmueble para proyectos, descontando los porcentajes que por Ley están estipulado el funcionamiento y el % destinado a AMUPA.

Para la vigencia fiscal 2024 acorde a la liquidez financiera de la cuenta CUT del Municipio de David se priorizan los siguientes proyectos;

1	Mejoramiento del Parque Metropolitano de David (PAMEDA), Corregimiento de David Cabecera , Distrito de David .	B/.1,200,000.00
2	Mejoramiento a la zona cultural de Barrio Bolivar , Corregimiento de David Este ,distrito de David .	B/.1,250,000.00
3	Mejoramiento a Calle Cuarta, Corregimiento de David Cabecera, Distrito de David.	B/.2,200,000.00
4	Mejoramiento de la Avenida Octava Oeste, Corregimiento de David cabecera, Distrito de David.	B/.669,678.95
5.	Construcción de aceras en el distrito de David	B/.200,000.00
6.	Mejoramiento de calles en el distrito de calles en el distrito de David.	B/.300,000.00
MONTO TOTAL		B/.5,819,678.95

ARTÍCULO NOVENO: Se **APRUEBA** la reserva del 50% de las vigencias fiscales del año 2025 y 2026 que le corresponde a la alcaldía para la ejecución de los siguientes proyectos aprobados en Audiencia pública.

1	Mejoramiento del Estadio Municipal Erick del Valle , Corregimiento de David Sur , Distrito de David .	B/.1,000,000.00
2	Construcción de Canchas sintéticas en el distrito de David	B/.292,171.41
3	Mejoramiento de la avenida Red Grey Corregimiento de David Sur distrito de David .	B/.1,000,000.00
MONTO TOTAL		B/.2,292,171.41

ARTÍCULO DECIMO : Se **AUTORIZA** al Alcalde convocar y celebrar los actos y demás contrataciones públicas que sean necesarias para la ejecución del plan , de conformidad con la ley NO.22 de 2006.

ARTÍCULO DÉCIMO PRIMERO : Para la ejecución ; seguimiento y evaluación del plan, se crearan y establecerán las estructuras administrativas necesarias ; para tal fin , el Concejo creará los cargos a requerimientos del Alcalde .

ARTÍCULO DÉCIMO SEGUNDO : El detalle de los proyectos aprobados mediante el presente acuerdo se entiende incorporado al presupuesto de Rentas y Gastos Municipales , aprobado mediante el Acuerdo N° 24 del 27 de diciembre de 2023.



ARTÍCULO DÉCIMO TERCERO: Se aplicará supletoriamente, al presente acuerdo las disposiciones establecidas en el Presupuesto de Rentas y Gastos del Municipio de David de la vigencia fiscal correspondiente.

ARTÍCULO DÉCIMO CUARTO: El presente acuerdo deroga cualquier otra disposición de la alcaldía que le sea contraria y modifica los acuerdos No. 33 del 14 de septiembre de 2017, acuerdo No. 04 del 10 de enero de 2018, acuerdo No. 13 del 11 de mayo de 2021, acuerdo No. 01 del 1 de febrero de 2022; acuerdo No. 07 de 22 de febrero de 2022; acuerdo No. 06 del 22 de febrero del 2022, acuerdo No. 37 del 12 de diciembre de 2022, y el acuerdo No. 03 del 30 de enero de 2023.

ARTÍCULO DÉCIMO QUINTO: Este Acuerdo empezará a regir a partir de su promulgación en la Gaceta Oficial.

Dado en el Salón de Sesiones **PROFESOR JOSE LINTON NAVARRO**, del Honorable Concejo Municipal De David, a los 27 días del mes de agosto de 2024.


H.C. ASHLY NICOLLE MARTÍNEZ
PRESIDENTE



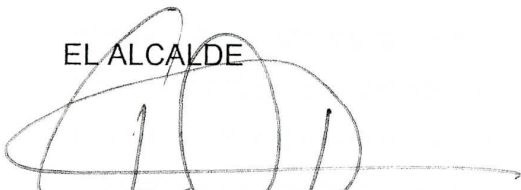

LICDA. YENIS MIRANDA
SECRETARIA



LA ALCALDÍA DE DAVID, HOY VEINTIOCHO (28) DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTICUATRO (2024).

SANCIONA EL ACUERDO NÚMERO DOCE (12) DEL VEINTISIETE (27) DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTICUATRO (2024)

EL ALCALDE



JOAQUÍN DE LEÓN

LA SECRETARIA



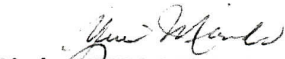
ADDIS ESQUIVEL



EDICTO DE PROMULGACION

La suscrita secretaria del Concejo Municipal del Distrito de David, **CERTIFICA** que para cumplir con lo que dispone el artículo 39 de la Ley 106 del 08 de octubre de 1973, se fija el presente Edicto En la tablilla destinada para el Efecto en la Secretaria Del Concejo, por un término de diez días calendarios Siendo las 11:00 de la mañana del 28 de agosto del 2024, correspondiente al Acuerdo N° 12 de fecha 27 de agosto de 2024.

SECRETARIA



Licda. **YENIS MIRANDA**

Transcurrido como ha quedado el término De (10) días calendario se DESFIJA EL **PRESENTE EDICTO DE PROMULGACION**, Siendo las 11:00 de la mañana del 7 de septiembre de 2024.

SECRETARIA



Licda. **YENIS MIRANDA**



AVISOS

AVISO AL PÚBLICO. Para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 777 del Código de Comercio, se avisa al público, que el negocio denominado **MINI SUPER FRESH FRUIT & MORE**, ubicado en la urbanización edificio Plaza Action, calle 74, local 3, corregimiento de San Francisco, distrito y provincia de Panamá, de propiedad de **ZHI WEI WU**, con cédula de identidad personal N-21-405, con aviso de operaciones N-21-405-2019-617395, le han sido traspasado todos los derechos a **KEVIN VICENTE WU HUANG**, con cedula de identidad 8-1034-2013, quien en el futuro continuará usando la misma razón comercial **MINI SUPER FRESH FRUIT & MORE** y continuará realizando las mismas actividades comerciales, mini super, inclusive la venta de licores en envases cerrados para llevar. Zhi Wei Wu N-21-405. L. 202-128803229. Tercera publicación.

AVISO AL PÚBLICO. Para dar cumplimiento al artículo 777 del Código de Comercio, aviso al público en general, que yo, **ERIKA ALICIA ZHANG LIU**, con cédula de identidad personal No. 8-955-344, en mi calidad de propietario del establecimiento denominado **MINI SUPER SINDY**, aviso de operación No. 8-955-344-2018-583961, ubicado en la provincia de Panamá, distrito de Panamá, corregimiento de Parque Lefevre, calle 5ta, al lado de la Policlínica Santa Lucia en la parte de debajo de edificio Canvas Tower, anuncio y certifico que traspaso a **ISVET URANIA DAVIDSON RODRÍGUEZ**, cédula de identidad personal No. 8-507-329, con domicilio en la provincia de Panamá, distrito de Panamá, corregimiento de Parque Lefevre, quien acepta el traspaso de dicho aviso de operación y establecimiento comercial. Atentamente, Erika Zhang, cédula No. 8-955-344. L. 202-128859431. Primera publicación.



EDICTOS



Instagram: alcaldiaearraijan
Twitter: alcaldiaearraijan
Facebook: Alcaldía de Arraiján
www.arraijan.municipios.gob.pa
www.catastroarraijan@gmail.com

EDICTO N°.006-24
Arraiján, 12 de abril 2024

El suscrito secretario general del Distrito de Arraiján,

HACE SABER

Que el señor , **GUMERCINDO TORRES MAGALLON** ,varón panameño, mayor de edad portador de la cédula de identidad personal N°.8-117-296 , con residencia ubicada en la Provincia de Panamá Oeste, Distrito de Arraiján, corregimiento de **ARRAIJAN CABECERA** ; Cruz de Oro 14 de abril 2023, solicitud para que se le Adjudique a Título de COMPRA-VENTA, un globo de terreno con una superficie de **435.53 Mts2**, que forma parte de la **Finca N°.4375** inscrita en el Tomo N°.99 Folio N°.142, propiedad del Municipio de Arraiján, ubicado en la Provincia de Panamá Oeste, Distrito de Arraiján, corregimiento de Nuevo Emperador, según consta en el plano N°. **80101-85563**, fechado el día 29 de diciembre 1998..

Sus linderos y medidas son las siguientes:

- NORTE: Resto libre Finca 4375, tomo 99, folio 142
Propiedad Municipio Arraiján
Ocupada por Tomasa Aquina Magallón

; y Mide: 37.43Mts.
- SUR: Resto libre Finca 4375, tomo 99, folio 142
Propiedad Municipio de Arraiján
Ocupada por Encarnación Torres

; y Mide: 38.31Mts.
- ESTE: Resto libre de la finca 4375 tomo99, folio142
Propiedad del Municipio de Arraiján
Ocupado por Jorge Torres Reyes

; y Mide: 14.87Mts.
- OESTE: Resto libre de la finca 4375, tomo 99 , folio142
Propiedad del Municipio de Arraiján
Ocupado por

; y Mide:12.48 Mts.

Para que dentro del término de cinco (5) días siguientes a la última publicación se hagan valer los derechos a que haya lugar. En atención a lo que dispone el Artículo 5 del ACUERDO MUNICIPAL N°67 del 14 de diciembre de 2016, se ordena la publicación del presente EDICTO, por diez (10) días hábiles en la Casa de Paz de Arraiján Cabecera, tres (3) días consecutivos en un periódico de la circulación nacional, y por una sola vez en la Gaceta Oficial.
Copias del mismo se entregarán al interesado para tal efecto.

Para que sirva de formal notificación a las partes, se fija el presente edicto en el lugar público de la Alcaldía y para mayor constancia se firma y sella, hoy (15) de abril de dos mil veinticuatro (2024), siendo las diez (10:00) de la mañana y por el término de diez (10) días hábiles.

FÍJESE Y PUBLIQUESE


CARLOS MÓRAN
SECRETARIO GENERAL



REPÚBLICA DE PANAMÁ
PROVINCIA DE PANAMÁ OESTE
MUNICIPIO DE ARRAIJÁN
DEPTO. DE CATASTRO
Y BIENES PATRIMONIALES
FIEL COPIA DE SU ORIGINAL

Gaceta Oficial
Liquidación... 011467112



EDICTO N° 674-2024

DIRECCIÓN NACIONAL DE TITULACIÓN Y REGULARIZACIÓN
DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA REGIONAL DE CHIRIQUI

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de **Chiriquí** al público.

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor **(a) GASPAR DE LEON MONTENEGRO** Vecino **(a) PASO ANCHO** Corregimiento de **PASO ANCHO** del Distrito de **TIERRAS ALTAS** provincia de **CHIRIQUI** portador de la cédula de identidad personal **N° 1-19-363 VARON** de nacionalidad **PANAMEÑA ,MAYOR DE EDAD, CASADO** ocupación **JUBILADO** ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud **ADJ-4-815-2019** ha solicitado la adjudicación de titulo de una parcela de Tierra Patrimonial adjudicable con una superficie total de **00 HAS+ 1096.08 M2 QUE SERA SEGREGADO DE LA FINCA 2586 COD. UBIC 4401, PROPIEDAD DE LA COMISION DE REFORMA AGRARIA**

El terreno está ubicado en la localidad de **PASO ANCHO** Corregimiento **PASO ANCHO** Distrito de **TIERRAS ALTAS** Provincia de **CHIRIQUI** comprendida dentro de los siguientes linderos:

Norte: **CAMINO DE TIERRA DE 15.00 M A OTROS LOTES A CARRETERA PRINCIPAL.**

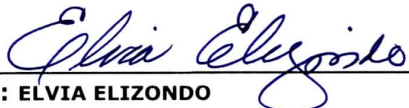
Sur: **TERRENO NACIONAL OCUPADO POR CARLOS PITTI JURADO.**

Este: **FINCA N°30333044 COD. DE UBIC. N°4404, PROPIEDAD DE ELEONORA NIELSEN ALVARADO. FINCA N°30385768 COD. DE UBIC. N°4404, PROPIEDAD MAIRON DAVID PINEDA ALVAREZ**

Oeste: **TERRENO NACIONAL OCUPADO POR MINERVA JANETH PITTI SERRACIN DE VASQUEZ**

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de **TIERRAS ALTAS** en el Despacho de Juez de Paz de **PASO ANCHO** copias del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena la ley 37 de 1962. Este Edicto tendrá una vigencia de quince **(15)** días a partir de la última publicación.

Dado en **DAVID** a los **11** días del mes de **septiembre** de **2024**

Firma: 

Firma: 

Nombre: **ELVIA ELIZONDO**
Funcionaria Sustanciadora

Nombre: **ZULEIMA MÉRCEDES GUERRA**
Secretaria Ad-Hoc



Gaceta Oficial

Liquidación... 202-128701007



EDICTO N° 755-2024

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Administrativa Regional de CHIRIQUÍ

HACE SABER

QUE: JENNY JESSICA JUSTAVINO GUILLEN vecino JURUTUNGO corregimiento de RIO SERENO distrito RENACIMIENTO provincia de CHIRIQUI con número de identidad personal 4-270-912 ha solicitado la adjudicación de un terreno baldío nacional ubicado en la provincia de CHIRIQUI, distrito de RENACIMIENTO corregimiento de RIO SERENO lugar JURUTUNGO, MUJER de nacionalidad PANAMEÑA, MAYOR DE EDAD, CASADA ocupación COMERCIANTE dentro de los siguientes linderos:

Norte: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR GUSTAVO GREGORIO GUILLEN PERALTA
Sur: CAMINO DE 15.00 M A PIEDRA CANDELA A LA CORDILLERA
Este: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR CECILIA MARIA GUILLEN PERALTA DE JUSTAVINO
Oeste: VEREDA DE 5.00 M HACIA OTROS LOTES A CAMINO DE 15.00 A PIEDRA CANDELA A LA CORDILLERA

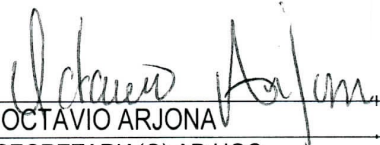
con una superficie de 00 hectáreas, más 1358 metros cuadrados, con 42 decímetros cuadrados.

El expediente lleva el número de identificación: ADJ-4- 651 de 15 de Noviembre del año 2023

Para efectos legales, el presente edicto se publicará por tres (3) días en un periódico de circulación nacional, y se fijará por quince (15) días hábiles consecutivos en un lugar visible de la Dirección Regional y de la Corregiduría o Casa de Justicia Comunitaria de Paz; para que cualquier persona que sienta que la solicitud de adjudicación le afecte, podrá anunciar ante la ANATI su oposición a la misma, hasta cinco (5) días hábiles después de efectuada la publicación en el periódico.

FUNDAMENTO JURÍDICO: artículo 5, numeral 4, del Decreto Ejecutivo N° 45 del 7 de junio del 2010.

Dado en la ciudad de David, al día (07) días del mes de OCTUBRE del año 2024

Firma: 
Nombre: OCTAVIO ARJONA
SECRETARIA(O) AD HOC

Firma: 
Nombre: ELVIA ELIZONDO
FUNCIONARIO(A) SUSTANCIADOR(A)



EDICTO No. 129

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA
ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER
QUE EL SEÑOR (A) IRIS ITZEL DE LEON GARCÍA, mujer, panameña, mayor de
edad, portadora de la cédula de identidad personal No. 4-711-90, residente en Los
Algarrobos, David Chiriquí, cerca de la cárcel de Mujeres, Casa No. 06, Celular No. 6968-
0715.-----

En su propio nombre y en representación de su propia persona-----
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en
concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar
denominado VEREDA DE ACCESO A CALLE DE LOS TANQUES de la Parcelación
LOS TANQUES Corregimiento EL COCO donde SE LLEVARA A CABO UNA
CONSTRUCCION distingue con el número cuyo linderos y medidas son los
siguiente:

NORTE:	<u>VEREDA DE ACCESO</u>	CON: 15.00 MTS
	<u>RESTO DE LA FINCA 6028 TOMO 194 FOLIO 104 COD. 8600</u>	
SUR:	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA</u>	CON: 15.00 MTS
	<u>RESTO DE LA FINCA 6028 TOMO 194 FOLIO 104 COD. 8600</u>	
ESTE:	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA</u>	CON: 28.00 MTS
	<u>RESTO DE LA FINCA 6028, TOMO 194, FOLIO 104, COD. 8600</u>	
OESTE:	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA</u>	CON: 28.00 MTS

AREA TOTAL DE TERRENOS: CUATROCIENTOS VEINTE METROS CUADRADOS
(420.00 MTS2).-----

Con base a lo que dispone el Artículo 14 del A-cuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo
de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el
termino de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s)
que se encuentran afectadas.
Entrégueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una
sola vez en un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 10 de octubre de dos mil veinticuatro---

ALCALDE: (FDO.) SR. CHUIN FA CHONG WONG

DIRECTOR DE INGENIERIA: (FDO) ING. GAMALIEL O. SOUSA MATOS
Es fiel copia de su original.
La Chorrera, diez (10) de octubre
de dos mil veinticuatro.


ING. GAMALIEL O. SOUSA MATOS
DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL



Gaceta Oficial

Liquidación... 011467106.....



EDICTO No. 137

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA
ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER
QUE EL SEÑOR (A). MARCELINO DONOSO ORTEGA, varón, panameño, mayor de
edad, casado, con cédula de identidad personal No. 8-369-657, y CAROLINA IRENE DEL
MAR RODRIGUEZ DE DONOSO, mujer, panameña, mayor de edad, casada, con cédula
de identidad personal No. 8-749-1603, residente en la Barriada Santa Clara, Casa No.
4123, cerca del Taller Ladra, Calle Principal, Teléfono No. 253-0842.-----

En sus propio nombre y en representación de su propia persona-----
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en
concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar
denominado CALLE ODERAY de la Barriada SANTA CLARA Corregimiento
BARRIO BALBOA donde HAY UNA CONSTRUCCION, distingue con el
numero..... y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

NORTE:	<u>RESTO DE LA FINCA 6028 TOMO 194 FOLIO 104</u> <u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA</u>	<u>CON: 38.38 MTS</u>
SUR:	<u>RESTO DE LA FINCA 6028 TOMO 194 FOLIO 104</u> <u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA</u>	<u>CON: 41.53 MTS</u>
ESTE:	<u>SERVIDUMBRE QUEBRADA -QUEBRADA S/N</u>	<u>CON: 32.65 MTS</u>
OESTE:	<u>CALLE ODERAY</u>	<u>CON: 13.00 MTS</u>

AREA TOTAL DE TERRENO: OCHOCIENTOS OCHENTA Y TRES METROS
CUADRADOS CON VEINTE DECIMETROS CUADRADOS (883.20 MTS.2).-----

Con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo
de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el
termino de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s)
que se encuentran afectadas.
Entrégueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una
sola vez en un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 9 de septiembre de dos mil veinticuatro---

ALCALDE: (FDO.) SR. CHUIN FA CHONG WONG

DIRECTOR DE INGENIERIA: (FDO) ING. GAMALIEL O. SOUSA MATOS
Es fiel copia de su original.
la chorrera, nueve (9) de septiembre
de dos mil veinticuatro.


ING. GAMALIEL O. SOUSA MATOS
DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL



Gaceta Oficial

Liquidación...202-128669584



ÉDICTO No. 149

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA
ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER
QUE EL SEÑOR (A) MARCELINO DONOSO ORTEGA Y CAROLINA IRENE DEL MAR RODRIGUEZ DE DONOSO, panameños, mayores de edad, Casados, residente en la Barriada Santa Clara, Casa No. 4193, Celular No. 6102-8668, portadores de la cédula de identidad personal No. 8-369-657 y 8-749-1603.-----

En sus propio nombre y en representación de su propia persona-----
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado CALLE ELVIRA de la Barriada DIVINO NIÑO Corregimiento GUADALUPE donde SE LLEVARA A CABO UNA CONSTRUCCION, distingue con el número ----- y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

NORTE: SERVIDUEMBRE DE QUEBRADA CON: 37.08 MTS
RESTO DE LA FINCA 9535 TOMO 297 FOLIO 472
SUR: PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON: 33.00 MTS

ESTE: CALLE ELVIRA CON: 21.00 MTS
RESTO DE LA FINCA 9535 TOMO 297 FOLIO 472
OESTE: PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON: 7.00 MTS

AREA TOTAL DE TERRENOS: QUINIENTOS TREINTA Y NUEVE METROS CUADRADOS CON DOS DECIMETROS CUADRADOS (539.02 MTS2).-----

Con base a lo que dispone el Artículo 14 del A-cuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el termino de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.
Entrégueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez en un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 16 de septiembre de dos mil veinticuatro---

ALCALDE: (FDO.) SR. CHUIN FA CHONG WONG

DIRECTOR DE INGENIERIA: (FDO) ING. GAMALIEL O. SOUSA MATOS
Es fiel copia de su original.
La Chorrera, dieciséis (16) de septiembre
de dos mil veinticuatro.


ING. GAMALIEL O. SOUSA MATOS
DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL



AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN DE TIERRAS
DIRECCIÓN NACIONAL DE TITULACIÓN Y REGULARIZACIÓN
DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA REGIONAL DE PANAMA OESTE

EDICTO N°233

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Administrativa Regional de Panamá Oeste

HACE SABER:

Que RODOLFO RAUL GOMEZ ALMILLATEGUI Estado Civil SOLTERO vecino (a) residencia CERRO TRINIDAD Corregimiento LIDICE Distrito CAPIRA con número de identidad personal 8-297-285 ha solicitado la adjudicación y Regularización de un terreno baldío nacional, mediante la solicitud 8-5-105-2014 DE 24 DE MARZO DE 2014 en la provincia PANAMA OESTE del distrito de, CAPIRA corregimiento de LIDICE lugar LAS TABLITAS dentro de los siguientes linderos:

Norte: TERRENO NACIONAL OCUPADO POR: EZEQUIEL GOMEZ TERRENOS NACIONAL OCUPADO POR MARINO JAVIER CISNERO.

Sur TERRENO NACIONAL OCUPADO POR AUGUSTO VEGA

Este: TERRENO NACIONAL OCUPADO POR: EZEQUIEL GOMEZ

Oeste: TERRENOS NACIONAL OCUPADO POR: MANUEL BELOI GARCIA ALMENGOR CAMINO DE TIERRA 10.80 MTS, HACIA OTRAS FINCAS, HACIA LIDICE.

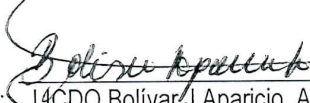
_ Con una superficie de 5 hectáreas, 9475 más cuadrados, con 99 decímetros cuadrados.

Para efectos legales, el presente edicto se fijará por quince (15) días hábiles en la Dirección Regional y en la Alcaldía o Corregiduría o Casa de Justicia Comunitaria de Paz; se publicará por tres (3) días consecutivos en un periódico de circulación nacional, y un (1) día en la Gaceta Oficial; para que cualquier persona que sienta que la solicitud de adjudicación le afecte, podrá anunciar ante la ANATI su oposición a la misma, hasta quince (15) días hábiles después de efectuada la última publicación.

FUNDAMENTO JURÍDICO: artículos 108, 131 y 133 de la Ley 37 de 1962.

Dado en la Provincia de PANAMA OESTE a los (07) días del mes de AGOSTO del año 2024

Firma: 
Nombre: LICDO Ulises Pitti.Q
**DIRECTOR REGIONAL DE LA
PROVINCIA PANAMA OESTE-
ANATI**

Firma: 
Nombre: LICDO Bolívar J Aparicio. A
FUNCIONARIO SUSTANCIADOR

FIJADO HOY:		
Día	Mes	Año
A las:		

Firma: _____
Nombre: _____
SECRETARIO ANATI



DESFIJADO HOY:		
Día	Mes	Año
A las:		

Firma: _____
Nombre: _____
SECRETARIO ANATI

