

AUDIENCIA PÚBLICA No. 007-21
MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN
RESUMEN DE LOS ARTÍCULOS INCLUIDOS Y EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

No.	No. del Artículo	Exposición de Motivos
1	Artículo 5	Se adecua el articulado citado de la Ley 6 de 1997 en dicho Reglamento a su Texto Único, publicado en Gaceta Oficial No.29,325-A de 7 de julio de 2021.
2	Artículo 6	Los efectos de las mejoras tecnológicas en la producción de equipos para la generación renovable eólica y solar, así como la mejora en la experiencia de los desarrolladores, han impulsado la disminución de los costos de dicha generación en los últimos diez años a nivel mundial, llegando a niveles competitivos con las tecnologías de generación tradicional. Por lo anterior, se considera que la generación renovable eólica y solar participe en el pago de los cargos por uso del sistema de transmisión, tanto los cargos por energía (Seguimiento Eléctrico) como por potencia (Estampilla Postal). Por lo anterior, se modifica la definición de uso esporádico para solo hacer referencia al uso que hacen los agentes del mercado cuando realizan transacciones con agentes de otro país.
3	Artículo 7	Se adecua el articulado citado de la Ley 6 de 1997 en dicho Reglamento a su Texto Único, publicado en Gaceta Oficial No.29,325-A de 7 de julio de 2021.
4	Artículo 30	
5	Artículo 37	
6	Artículo 53	
7	Artículo 165	
8	Artículo 171	Durante el año 2020 y 2021 se han determinado aumentos en la cantidad de las pérdidas de transmisión en el Sistema de Transmisión, por lo que se aprobarán niveles de pérdidas de energía estándares (eficientes) para el sistema de transmisión con la finalidad de establecer los niveles que pagarán los consumidores, lo que permitirá tomar en cuenta lo establecido en el artículo 95 del Texto Único de la Ley 6 que señala que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente.
9	Artículo 179	Se adecua el articulado citado de la Ley 6 de 1997 en dicho Reglamento a su Texto Único, publicado en Gaceta Oficial No.29,325-A de 7 de julio de 2021.
10	Artículo 186 A	
11	Artículo 188	Se adecua el articulado citado de la Ley 6 de 1997 en dicho Reglamento a su Texto Único, publicado en Gaceta Oficial No.29,325-A de 7 de julio de 2021. Se elimina el literal “n (iii)” debido a que ha quedado desactualizado. Dicho literal hace referencia a una verificación de la demanda máxima no coincidente que antes se hacía el primer mes de un año tarifario; sin embargo, actualmente la facturación mensual de los cargos de transmisión por la demanda máxima no coincidente se realiza con valores reales y no requiere que se haga una verificación posterior. Se modifica el literal “p” porque ha quedado desactualizado. El mismo hace referencia a una verificación, para los autogeneradores y cogeneradores, de la máxima potencia inyectada real que se hacía en la facturación del primer mes posterior a un año tarifario; sin embargo, en la actualidad, para la

No.	No. del Artículo	Exposición de Motivos
		facturación mensual se utiliza la máxima potencia inyectada real y no requiere hacer una verificación posterior.
12	Artículo 189	Los efectos de las mejoras tecnológicas en la producción de equipos para la generación renovable eólica y solar, así como la mejora en la experiencia de los desarrolladores, han impulsado la disminución de los costos de dicha generación en los últimos diez años a nivel mundial, llegando a niveles competitivos con las tecnologías de generación tradicional. Por lo anterior, se considera que la generación renovable eólica y solar participe en el pago de los cargos por uso del sistema de transmisión, tanto los cargos por energía (Seguimiento Eléctrico) como por potencia (Estampilla Postal). Esta modificación fue informada con antelación en el Pliego Tarifario del periodo julio de 2017 a junio de 2021 aprobado mediante la Resolución AN No. 12306-Elec de 20 de abril de 2018.
13	Artículo 197	
14	Artículo 209	La Ley No. 209 de 22 de abril de 2021, por la cual se creó el Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá Ingeniero Ovigildo Herrera Marcucci (IMHPA) y dictó otras disposiciones, adicionó a esta Autoridad Reguladora la función de certificar la facturación bruta de las empresas distribuidoras y eliminó funciones a la Empresa de Transmisión relacionados con los servicios de la red de meteorología e hidrología establecidos en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997. El IMHPA realiza las funciones que anteriormente realizaba la Gerencia de Hidrometeorología de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) por lo que el servicio de Hidrometeorología ya no se remunerará a ETESA. Se modifican los artículos del procedimiento tarifario del servicio de operación integrada para adecuar las fórmulas tarifarias de acuerdo con las disposiciones de la Ley No. 209 de 2021.
15	Artículo 210	
16	Artículo 211	
17	Artículo 213	
18	Artículo 214	
19	Artículo 234	Se adecua el articulado citado de la Ley 6 de 1997 en dicho Reglamento a su Texto Único, publicado en Gaceta Oficial No.29,325-A de 7 de julio de 2021.
20	Artículo 236	Actualmente el IMHPA realiza las funciones que anteriormente realizaba Hidrometeorología de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de acuerdo con la Ley No. 209 de 22 de abril de 2021, por lo cual, se adecua la redacción a las actividades que realiza ETESA en la actualidad.
21	Artículo 237	Se adecua el articulado citado de la Ley 6 de 1997 en dicho Reglamento a su Texto Único, publicado en Gaceta Oficial No.29,325-A de 7 de julio de 2021.

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

1. Artículo 5

Título I Disposiciones Generales

Capítulo I.3 Jerarquía del Reglamento

Donde dice:

“**Artículo 5** La interpretación de este reglamento estará sujeta a las siguientes normas de orden superior:

a) Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 ordenado por el Artículo 8 de la Ley 58 del 30 de Mayo de 2011 y publicado en la Gaceta Oficial Digital el miércoles 14 de Setiembre de 2011 por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad, en adelante Ley Marco, y sus modificaciones.

b) Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997, en adelante Reglamento de la Ley.

Para todas aquellas actividades asociadas al Servicio de Transmisión este Reglamento tendrá prioridad con respecto a cualquier otra Norma aprobada por la ASEP respecto a otro objeto.”

Debe decir:

“**Artículo 5** La interpretación de este reglamento estará sujeta a las siguientes normas de orden superior:

a) **Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, publicado en la Gaceta Oficial Digital No. 29325-A de miércoles 07 de julio de 2021,** por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad, en adelante Ley Marco, y sus modificaciones.

b) Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997, en adelante Reglamento de la Ley.

Para todas aquellas actividades asociadas al Servicio de Transmisión este Reglamento tendrá prioridad con respecto a cualquier otra Norma aprobada por la ASEP respecto a otro objeto.”

2. Artículo 6

Título I Disposiciones Generales

Capítulo I.4 Abreviaturas y definiciones

Donde dice:

“**Artículo 6** Adicionalmente a las definiciones que establece el marco legal del sector eléctrico, a los efectos del presente reglamento se entenderá por:

...

Uso esporádico: Es el uso del sistema de transmisión que ocasionan los generadores, autogeneradores, cogeneradores, distribuidores o grandes clientes cuando realizan una transacción con agentes de otro país, o el uso de dicho sistema que realizan los usuarios cuya producción o consumo no puede ser simulado en los modelos de programación de largo plazo.

...”

Debe decir:

“**Artículo 6** Adicionalmente a las definiciones que establece el marco legal del sector eléctrico, a los efectos del presente reglamento se entenderá por:

...

Uso esporádico: Es el uso del sistema de transmisión que ocasionan los generadores, autogeneradores, cogeneradores, distribuidores o grandes clientes cuando realizan una transacción con agentes de otro país.

...”

3. Artículo 7

Título I Disposiciones Generales

Capítulo I.4 Abreviaturas y definiciones

Donde dice:

“**Artículo 7.** Las siguientes abreviaturas tendrán el significado indicado:

- ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Es la entidad que regula el Sector Eléctrico.
- CND: Centro Nacional de Despacho.
- CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- EOR: Ente Operador Regional.
- EPR: Empresa Propietaria de la Red del proyecto SIEPAC.
- ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., en lo que se refiere a la actividad de Transmisión.
- MER: Mercado Eléctrico Regional.
- RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
- SNE: Secretaría Nacional de Energía.
- RT: Reglamento de Transmisión.
- RTR: Red de Transmisión Regional.
- SER: Sistema Eléctrico Regional.
- SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
- SIN: Sistema Interconectado Nacional.

- Texto Único de la Ley 6: Se refiere al Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 ordenado por el Artículo 8 de la Ley 58 del 30 de Mayo de 2011 y publicado en la Gaceta Oficial Digital el miércoles 14 de Setiembre de 2011.
- PEST: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.”

Debe decir:

“**Artículo 7.** Las siguientes abreviaturas tendrán el significado indicado:

- ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Es la entidad que regula el Sector Eléctrico.
- CND: Centro Nacional de Despacho.
- CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- EOR: Ente Operador Regional.
- EPR: Empresa Propietaria de la Red del proyecto SIEPAC.
- ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., en lo que se refiere a la actividad de Transmisión.
- MER: Mercado Eléctrico Regional.
- RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
- SNE: Secretaría Nacional de Energía.
- RT: Reglamento de Transmisión.
- RTR: Red de Transmisión Regional.
- SER: Sistema Eléctrico Regional.
- SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
- SIN: Sistema Interconectado Nacional.
- Texto Único de la Ley 6: **Se refiere al Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, publicado en la Gaceta Oficial Digital No. 29325-A de miércoles 07 de julio de 2021.**
- PEST: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.”

4. Artículo 30

TITULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IV.1: CRITERIOS GENERALES DE ACCESO

Donde dice:

“**Artículo 30** Las instalaciones de transmisión y distribución se regirán por un régimen de Acceso Libre no discriminado a la capacidad de transmisión, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan, según lo establecido en los Artículos 70 y 80 del Texto Único de la Ley 6.”

Debe decir:

“**Artículo 30** Las instalaciones de transmisión y distribución se regirán por un régimen de Acceso Libre no discriminado a la capacidad de transmisión, previo el cumplimiento de las

normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan, según lo establecido en los **Artículos 71 y 81** del Texto Único de la Ley 6.”

5. Artículo 37

TITULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IV.2: EL PROCEDIMIENTO DE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IV.2.1: SOLICITUD DE ACCESO

Donde dice:

“**Artículo 37** Para hacer uso del derecho de Acceso Libre, según establecen los Artículos 70 y 80 del Texto Único de la Ley 6 y el Artículo 39 del Reglamento de la Ley, el interesado deberá tramitar ante la Empresa de Transmisión una Solicitud de Acceso al Sistema de Transmisión, en adelante denominada la Solicitud de Acceso. En caso que el interesado sea un nuevo Prestador del Servicio Público de Transmisión, la Solicitud de Acceso será una Solicitud de Interconexión al Sistema de Transmisión, en adelante denominada Solicitud de Interconexión. La aprobación de una u otra es requisito indispensable para la suscripción del respectivo Contrato de Acceso o Acuerdo de Interconexión y la efectiva materialización de dicho Acceso o Interconexión.”

Debe decir:

“**Artículo 37** Para hacer uso del derecho de Acceso Libre, según establecen los **Artículos 71 y 81** del Texto Único de la Ley 6 y el Artículo 39 del Reglamento de la Ley, el interesado deberá tramitar ante la Empresa de Transmisión una Solicitud de Acceso al Sistema de Transmisión, en adelante denominada la Solicitud de Acceso. En caso que el interesado sea un nuevo Prestador del Servicio Público de Transmisión, la Solicitud de Acceso será una Solicitud de Interconexión al Sistema de Transmisión, en adelante denominada Solicitud de Interconexión. La aprobación de una u otra es requisito indispensable para la suscripción del respectivo Contrato de Acceso o Acuerdo de Interconexión y la efectiva materialización de dicho Acceso o Interconexión.”

6. Artículo 53

TITULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IV.2: EL PROCEDIMIENTO DE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IV.2.5: CONTRATOS DE ACCESO Y ACUERDOS DE INTERCONEXIÓN

Donde dice:

“**Artículo 53** Los Contratos de Acceso entre la Empresa de Transmisión y el Usuario y entre el propietario de las instalaciones a las que se conecta el Usuario y el Usuario deberán contener los siguientes requisitos generales, como mínimo:

- a) Datos de inscripción o generales de las partes contratantes.
- b) Ubicación de las instalaciones y puntos de interconexión cuando aplique.

- c) Normas de calidad que regirán el servicio, las cuales deberán ser como mínimas las aprobadas por la ASEP.
 - d) Especificación de los servicios que se prestarán.
 - e) Obligaciones y derechos de las partes contratantes.
 - f) Las inspecciones que serán necesarias realizar y las formas para realizarlas durante la vigencia del contrato.
 - g) Formas de medición de la energía a transmitir y recibir y puntos de medición.
 - h) Los cargos por el uso del sistema, los cargos de conexión y el cargo por servicio de operación integrada, los cuales deberán fijarse de acuerdo a la tarifa aprobada por la ASEP y de conformidad con lo establecido en el Artículo 71 del Texto Único de la Ley 6, así como el cargo por uso de redes cuando aplique.
- ...”

Debe decir:

“**Artículo 53** Los Contratos de Acceso entre la Empresa de Transmisión y el Usuario y entre el propietario de las instalaciones a las que se conecta el Usuario y el Usuario deberán contener los siguientes requisitos generales, como mínimo:

- a) Datos de inscripción o generales de las partes contratantes.
 - b) Ubicación de las instalaciones y puntos de interconexión cuando aplique.
 - c) Normas de calidad que regirán el servicio, las cuales deberán ser como mínimas las aprobadas por la ASEP.
 - d) Especificación de los servicios que se prestarán.
 - e) Obligaciones y derechos de las partes contratantes.
 - f) Las inspecciones que serán necesarias realizar y las formas para realizarlas durante la vigencia del contrato.
 - g) Formas de medición de la energía a transmitir y recibir y puntos de medición.
 - h) Los cargos por el uso del sistema, los cargos de conexión y el cargo por servicio de operación integrada, los cuales deberán fijarse de acuerdo a la tarifa aprobada por la ASEP y de conformidad con lo establecido en el **Artículo 72** del Texto Único de la Ley 6, así como el cargo por uso de redes cuando aplique.
- ...”

7. Artículo 165

TITULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN

CAPITULO VIII.1: ASPECTOS GENERALES

Donde dice:

“**Artículo 165** El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia tal como lo establece el Artículo 92 del Texto Único de la Ley 6.”

Debe decir:

“**Artículo 165** El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia tal como lo establece el **Artículo 95** del Texto Único de la Ley 6.”

8. Artículo 171

TÍTULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN

CAPÍTULO VIII.2: SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Donde dice:

“**Artículo 171** Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo a lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdida deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.”

Debe decir:

“**Artículo 171** Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo a 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, para cada periodo tarifario, se aprobarán niveles eficientes de pérdidas en el sistema de transmisión. En aquellos casos en los cuales las pérdidas de transmisión en el sistema superen los niveles eficientes aprobados, las diferencias en los montos de pérdidas de energía y sus costos, se asignarán a la Empresa de Transmisión. La asignación a la Empresa de Transmisión, de las pérdidas de transmisión y sus costos, de corresponder, será realizada mensualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND) e informada en los Documentos de Transacciones Económicas.”

9. Artículo 179

TÍTULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPÍTULO IX.1: DETERMINACIÓN DE COSTOS EFICIENTES

SECCIÓN IX.1.1: COSTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Donde dice:

“Artículo 179 Se seleccionará una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión, tal como lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6. Se definirán indicadores para la o las empresas comparadoras llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión. Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.”

Debe decir:

“Artículo 179 Se seleccionará una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión, tal como lo establece **el Artículo 99** del Texto Único de la Ley 6. Se definirán indicadores para la o las empresas comparadoras llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión. Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.”

10. Artículo 186 A

TÍTULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IX.2: INGRESOS PERMITIDOS POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IX.2.1: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.

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.

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:

$$\text{ACTNNEEGyDef} = \%NE * \text{ACTSPEGyDef}$$

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(I) de cada componente (I) 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(I) correspondientes a cada componente (I) 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(I) correspondientes a cada componente (I) 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(I) correspondientes a cada componente (I) 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 96 del Texto Único de la Ley 6.
...”

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 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.

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(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%.

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.

...”

11. Artículo 188

TÍTULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IX.3: CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IX.3.1: CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE LOS CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Donde dice:

“**Artículo 188** Las tarifas por el acceso y uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional de transmisión, se dividirán en cargos por conexión y uso de las redes de transmisión, tal como lo establece el artículo 97 del Texto Único de la Ley 6.

a) Los cargos por conexión reflejarán los costos de los activos necesarios con el nivel de confiabilidad requerido en las normas para conectar cada cliente al sistema principal de transmisión cuando ésta no es propiedad del usuario.

b) Los cargos por uso del sistema principal de transmisión reflejarán los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión con el nivel de calidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el período tarifario.

c) Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

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

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

e) Si el usuario solicita a la Empresa de Transmisión Eléctrica que realice las inversiones necesarias para la conexión, ésta tiene la opción de desarrollar tales ampliaciones o adiciones, previo acuerdo con los respectivos usuarios.

f) Cuando la Empresa de Transmisión Eléctrica realice la inversión y construcción de las instalaciones para conectar a un usuario al Sistema Principal de Transmisión, ésta estará obligada a aplicar el cargo por conexión de las instalaciones correspondientes establecido en el pliego tarifario vigente.

g) Cuando se produzcan nuevas conexiones o desconexiones a la red de transmisión, la clasificación de los activos existentes entre conexión y pertenecientes al sistema principal podrá ser modificada a partir del nuevo período tarifario de acuerdo con la nueva función que desempeñe el activo. Esto no aplica para las instalaciones o equipamientos del Sistema Principal de Transmisión, aprobados en el Plan de Expansión.

h) Si en el transcurso de un período ingresa un usuario no programado, pagará un cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión determinado a partir del cargo de la zona correspondiente al que se le sumará el correspondiente cargo por conexión. De estar en la

programación del período debe estar incluido en el cálculo tarifario, debiendo abonar durante los años tarifarios que le falten de ese período un cargo que tendrá en cuenta su uso del Sistema de Transmisión durante un lapso menor al del período tarifario.

i) Cuando se considere el ingreso de un equipamiento en el medio de un año tarifario, el ingreso tarifario que se reconocerá en ese período será el del equipamiento multiplicado por la proporción de tiempo que estará en servicio respecto al período anual.

j) La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se basa en el principio de un sistema de tarificación nodal-zonal, que refleja el uso que cada agente hace de cada equipamiento, obteniéndose un cargo que es la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento de la red.

k) La metodología de cálculo se aplicará a través de un modelo matemático que deberá representar adecuadamente el Sistema Principal de Transmisión. El modelo deberá tener la configuración del sistema principal de transmisión existente o programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional.

l) Los cargos serán calculados para el período tarifario y establecidos para cada año tarifario (j) del período.

m) El Cargo por Uso Esporádico será igual al Cargo por Uso zonal por unidad de energía calculado según el Paso 7 del Artículo 197 de este Reglamento.

n) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente consumidor será en proporción a la energía consumida y a la demanda máxima anual no coincidente de cada punto de interconexión. La información de la demanda máxima anual no coincidente deberá ser suministrada por cada agente consumidor a solicitud de la Empresa de Transmisión en un plazo de 10 días hábiles de presentada la solicitud. Para los propósitos de la definición de la demanda máxima anual no coincidente, debe tenerse en consideración que:

(i) Cuando las líneas de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociadas a una zona nodal, permiten transferencias de carga entre sí, o sea es una configuración mallada, o se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona hasta un nivel de media tensión, se considerará la demanda máxima anual no coincidente del grupo de subestaciones y/o líneas alimentadoras.

(ii) Cuando la línea de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociada a una zona nodal, es independiente o radial y además no se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona, su demanda máxima deberá ser considerada independiente de otras.

(iii) En la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará si la demanda máxima anual no coincidente real del agente consumidor superó la

demanda prevista. De ser así se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. De ser menor no corresponderá ningún ajuste.

o) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente productor será en proporción a la energía generada y a la capacidad instalada del mismo.

p) En el caso de autogeneradores y cogeneradores, en la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará la máxima potencia inyectada real. Si la máxima potencia inyectada superó la máxima potencia prevista, se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. Si por el contrario la máxima potencia inyectada resultó menor que la máxima potencia prevista, no corresponderá ningún ajuste.

q) El uso del Sistema Principal de Transmisión durante el periodo de pruebas de conexión de nuevas instalaciones, debe ser remunerado por medio del pago de los cargos correspondientes. Dichos pagos abonarán al IMP aprobado a ETESA.”

Debe decir:

“**Artículo 188** Las tarifas por el acceso y uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional de transmisión, se dividirán en cargos por conexión y uso de las redes de transmisión, tal como lo establece el **artículo 100** del Texto Único de la Ley 6.

a) Los cargos por conexión reflejarán los costos de los activos necesarios con el nivel de confiabilidad requerido en las normas para conectar cada cliente al sistema principal de transmisión cuando ésta no es propiedad del usuario.

b) Los cargos por uso del sistema principal de transmisión reflejarán los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión con el nivel de calidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el período tarifario.

c) Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

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

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

e) Si el usuario solicita a la Empresa de Transmisión Eléctrica que realice las inversiones necesarias para la conexión, ésta tiene la opción de desarrollar tales ampliaciones o adiciones, previo acuerdo con los respectivos usuarios.

f) Cuando la Empresa de Transmisión Eléctrica realice la inversión y construcción de las instalaciones para conectar a un usuario al Sistema Principal de Transmisión, ésta estará obligada a aplicar el cargo por conexión de las instalaciones correspondientes establecido en el pliego tarifario vigente.

g) Cuando se produzcan nuevas conexiones o desconexiones a la red de transmisión, la clasificación de los activos existentes entre conexión y pertenecientes al sistema principal podrá ser modificada a partir del nuevo período tarifario de acuerdo con la nueva función que desempeñe el activo. Esto no aplica para las instalaciones o equipamientos del Sistema Principal de Transmisión, aprobados en el Plan de Expansión.

h) Si en el transcurso de un período ingresa un usuario no programado, pagará un cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión determinado a partir del cargo de la zona correspondiente al que se le sumará el correspondiente cargo por conexión. De estar en la programación del período debe estar incluido en el cálculo tarifario, debiendo abonar durante los años tarifarios que le falten de ese período un cargo que tendrá en cuenta su uso del Sistema de Transmisión durante un lapso menor al del período tarifario.

i) Cuando se considere el ingreso de un equipamiento en el medio de un año tarifario, el ingreso tarifario que se reconocerá en ese período será el del equipamiento multiplicado por la proporción de tiempo que estará en servicio respecto al período anual.

j) La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se basa en el principio de un sistema de tarificación nodal-zonal, que refleja el uso que cada agente hace de cada equipamiento, obteniéndose un cargo que es la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento de la red.

k) La metodología de cálculo se aplicará a través de un modelo matemático que deberá representar adecuadamente el Sistema Principal de Transmisión. El modelo deberá tener la configuración del sistema principal de transmisión existente o programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional.

l) Los cargos serán calculados para el período tarifario y establecidos para cada año tarifario (j) del período.

m) El Cargo por Uso Esporádico será igual al Cargo por Uso zonal por unidad de energía calculado según el Paso 7 del Artículo 197 de este Reglamento.

n) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente consumidor será en proporción a la energía consumida y a la demanda máxima anual no coincidente de cada punto de interconexión. La información de la demanda máxima anual no coincidente deberá ser suministrada por cada agente consumidor a solicitud de la Empresa de Transmisión en un plazo de 10 días hábiles de presentada la solicitud. Para los propósitos de la definición de la demanda máxima anual no coincidente, debe tenerse en consideración que:

(i) Cuando las líneas de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociadas a una zona nodal, permiten transferencias de carga entre sí, o sea es una configuración mallada, o se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona hasta un nivel de media tensión, se considerará la demanda máxima anual no coincidente del grupo de subestaciones y/o líneas alimentadoras.

(ii) Cuando la línea de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociada a una zona nodal, es independiente o radial y además no se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona, su demanda máxima deberá ser considerada independiente de otras.

o) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente productor será en proporción a la energía generada y a la capacidad instalada del mismo.

p) **En el caso de autogeneradores y cogeneradores para la facturación se utilizará tanto la máxima potencia inyectada real como la Demanda Máxima No Coincidente real en los casos que aplique.**

q) El uso del Sistema Principal de Transmisión durante el periodo de pruebas de conexión de nuevas instalaciones, debe ser remunerado por medio del pago de los cargos correspondientes. Dichos pagos abonarán al IMP aprobado a ETESA.”

12. Artículo 189

TÍTULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IX.3: CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IX.3.1: CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE LOS CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Donde dice:

“Artículo 189 En el caso de los generadores que les corresponda el pago a través del cargo por uso esporádico se considerará lo siguiente:

a) Según lo establecido en la Ley No 45 de 4 de agosto de 2004, los usuarios que hayan instalado una planta o un grupo de plantas de generación eólica o solar conectadas en un mismo punto en la red de transmisión eléctrica, pagarán el cargo por uso de acuerdo a la zona donde está conectada la planta o el grupo de plantas de generación de la siguiente forma:

- El generador eólico o solar cuya capacidad instalada sea de hasta 10 MW no paga el cargo por uso esporádico independientemente de la energía inyectada a la red de transmisión.
- El generador eólico o solar cuya capacidad instalada es más de 10MW y hasta 20 MW, pagará el cargo por uso esporádico sólo por la energía inyectada a la red de transmisión en cada hora por encima de los 10MWh, y aquellos cuya capacidad instalada sea mayor a 20MW pagará el cargo por uso esporádico por toda la energía inyectada a la red de transmisión
- El ingreso recibido por estos generadores abonará al IMP aprobado a ETESA.

b) En las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto las importaciones como las exportaciones pagarán el cargo por uso esporádico de acuerdo a la zona en donde estén inyectando o retirando energía. Para la aplicación de este numeral debe considerarse que:

- Las importaciones serán consideradas como una generación conectada en la zona en donde inyecten energía y las exportaciones serán consideradas como una demanda conectada a la zona en donde retiran energía.
- Los ingresos que se acrediten por este concepto se deberán asignar de acuerdo a lo establecido en este Reglamento.”

Debe decir:

“Artículo 189 En el caso de los generadores que les corresponda el pago a través del cargo por uso esporádico, por las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto las importaciones como las exportaciones pagarán el cargo por uso esporádico de acuerdo a la zona en donde estén inyectando o retirando energía. Para la aplicación de este numeral debe considerarse que:

- Las importaciones serán consideradas como una generación conectada en la zona en donde inyecten energía y las exportaciones serán consideradas como una demanda conectada a la zona en donde retiran energía.

- Los ingresos que se acrediten por este concepto se deberán asignar de acuerdo a lo establecido en este Reglamento.”

13. Artículo 197

TÍTULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPÍTULO IX.3: CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IX.3.4: CARGO POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

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 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:

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:

$$CXUSODE_j(D) = CRECDE_j / \sum d Pma_{dj}$$

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.

$CXUSODE_j(D)$: 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 que no están sujetos al pago de los cargos por uso esporádico y 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 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_{Ereal,j,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 (CUSPT_{Areal,j}) 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:*

$$CPE_j(G) = (IPSPAGyD_j * \%ASIGP(G)) / \sum_g Cinst_{gj}$$

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

- *Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:*

$$CDE_j(D) = IPSPAD_j / \sum_d Pma_{dj}$$

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 que no están sujetos al pago de los cargos por uso esporádico y 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 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:*

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

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

- *Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:*
 $CXUSODE_j(D) = CRECDE_j / \sum d Pma_{dj}$

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.*

$CXUSODE_j(D)$: *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 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 ($CUSPT_{real,j,m}$), 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 T_e de los escenarios típicos representativos.

Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA)

En cada año tarifario “j”, para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPTAreal_j) 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:*

$$CPE_j(G) = (IPSPAGyD_j * \%ASIGP(G)) / \sum_g Cinst_{gj}$$

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

- *Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:*

$$CDE_j(D) = IPSPAD_j / \sum_d Pma_{dj}$$

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 ($CUSPTA_{real,j,m}$) resultan ser:

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

”

14. Artículo 209

TÍTULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA CAPÍTULO XI.1: FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Donde dice:

“Artículo 209 El Ingreso Permitido por el servicio de hidrometeorología (IPHM) será fijado contemplando lo dispuesto en el artículo 71 del Texto Único de la Ley 6.”

Debe decir:

“Artículo 209 El servicio de hidrometeorología no forma parte del servicio de operación integrada. De acuerdo con el artículo 72 del Texto Único de la Ley 6, según fue modificado por la Ley No. 209 de 22 de abril de 2021 que crea el Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá Ingeniero Ovigildo Herrera Marcucci (IMHPA), dicho servicio ya no es una función de la Empresa de Transmisión.”

15. Artículo 210

TÍTULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA CAPÍTULO XI.1: FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Donde dice:

“Artículo 210 El valor presente del Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada (IPSOI) a la fecha base de cálculo será igual a:

$$IPSOI_j = IPHM_j + IPCND_j$$

Donde:

IPHM_j: Es el ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología para el año tarifario “j”.

IPCND_j: Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año tarifario “j”.

”

Debe decir:

“Artículo 210 El valor presente del Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada (IPSOI) a la fecha base de cálculo será igual a:

$$\text{IPSOI}_j = \text{IPCND}_j$$

Donde:

IPCND_j: Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año tarifario "j".
”

16. Artículo 211

TÍTULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA CAPÍTULO XI.1: FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Donde dice:

“Artículo 211 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI se distribuirá como un cargo distribuido entre toda la capacidad instalada, en el caso de los generadores, incluidos aquellos beneficiarios de la Ley 45, y toda la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores. El cargo por el servicio de operación integrada se establecerá como un cargo para cada año del período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión y distribuidores. Este cargo debe tener identificado la porción que corresponde al componente de Hidrometeorología y al componente que corresponde al CND. Estos cargos serán calculados anualmente, durante el último mes del año tarifario anterior.

Además, se considerará lo siguiente:

- a) Las nuevas instalaciones de generación que estén en periodo de pruebas de conexión pagarán el cargo por los servicios de operación integrada. Este ingreso abonará al IMP aprobado.
- b) Los agentes que pagan por el Uso Esporádico de Transmisión tendrán, además, un cargo por el Servicio de Operación Integrada (SOI). El cargo mensual correspondiente a generación/demanda del SOI por unidad de potencia (MW) dividido entre 730 horas y entre 0.60 será el cargo esporádico por unidad de energía (MWh) aplicado a esa generación/demanda esporádica. El ingreso recibido por estos agentes abonará al IMP aprobado.
- c) En el caso de las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto para las importaciones como las exportaciones, se pagará el cargo SOI según se describe en el literal anterior. El 95 % de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado al CND.”

Debe decir:

“Artículo 211 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI se distribuirá **en partes iguales** entre toda la capacidad instalada, en el caso de los generadores

incluidos aquellos beneficiarios por la Ley 45, y toda la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores.

El cargo por el servicio de operación integrada se establecerá como un cargo para cada año del período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión, y distribuidores. **Estos cargos serán calculados al momento del estudio tarifario.**

Además, se considerará lo siguiente:

a) Las nuevas instalaciones de generación que estén en periodo de pruebas de conexión pagarán el cargo por los servicios de operación integrada. Este ingreso abonará al IMP aprobado.

b) En el caso de las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto para las importaciones como las exportaciones, se pagará el cargo SOI según se describe en el literal anterior. El 95 % de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado al CND.”

17. Artículo 213

TÍTULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA CAPÍTULO XI.2: CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Donde dice:

“**Artículo 213** Los cargos anuales por este servicio, descritos en el Artículo 211, correspondientes al CND y al servicio de Hidrometeorología, serán facturados mensualmente considerando la 12ava 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 y al servicio de Hidrometeorología 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:

Δ IPCNDj: 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.

Δ IPHMj: Es el ajuste al ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología (IPHM) determinado por las diferencias entre el Ingreso facturado y el real del año tarifario (j-1) para el servicio de Hidrometeorología.

Para tal fin se calculará la diferencia entre el Ingreso facturado correspondiente al año anterior y su valor actualizado real, tanto para el IPCND como para el IPHM, calculándolo de

igual manera, 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 ($\Delta IPCND_i$ e $\Delta IPHM_i$) será asignado a la demanda y a la generación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 211 y se denominará Ajuste IPSOI diferenciándolo en sus componentes del VND y del servicio de Hidrometeorología.

En cada periodo tarifario, excepto en el 2017-2021, el Ajuste IPSOI determinado en el primer año tarifario, corresponde a los cálculos de los $\Delta IPCND_i$ e $\Delta IPHM_i$ del 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.

Facturación Mensual

Dentro de los 30 días del mes siguiente, la Empresa de Transmisión facturará a cada agente los cargos por el servicio de operación integrada manteniendo en forma separada el monto por la aplicación del cargo tarifario por el SOI y por el Ajuste IPSOI, tanto para el VND como para el servicio de Hidrometeorología de forma separada.

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

Debe decir:

“Artículo 213 Los cargos anuales por este servicio, descritos en el Artículo 211 correspondientes al VND, 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 a 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.

Facturación Mensual

Dentro de los 30 días del mes siguiente, la Empresa de Transmisión facturará a cada agente los cargos por el servicio de operación integrada manteniendo en forma separada el monto por la aplicación del cargo tarifario por el SOI y por el Ajuste IPSOI.

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

18. Artículo 214

TÍTULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA CAPÍTULO XI.2: CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Donde dice:

“Artículo 214 Al inicio de cada año tarifario “j”, excepto el primero de cada período, la Empresa de Transmisión deberá calcular un ajuste a los cargos tarifarios del SOI que comprenderá:

Dado que los cargos así calculados vienen dados a valores del año de referencia "0" del estudio tarifario (fecha base de cálculo), los mismos se ajustarán según la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) mediante:

$$\text{Cargo}_{j,j} = [0.33 + 0.67 (\text{IPC}_j / \text{IPC}_0)] * \text{Cargo}_{j,0}$$

Donde:

$\text{Cargo}_{j,j}$: es el cargo tarifario correspondiente al SOI (tanto lo correspondiente al CND y al servicio de Hidrometeorología) para el año tarifario "j", ajustado por la variación del IPC, actualizado a valores del año tarifario "j".

$\text{Cargo}_{j,0}$: es el cargo tarifario correspondiente al SOI (tanto lo correspondiente al CND y al servicio de Hidrometeorología) determinado a la fecha base del cálculo para el año tarifario "j".

IPC_0 : es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base del cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_j : es el Índice de Precios al Consumidor a Diciembre del año tarifario "j-1" publicado por la Contraloría General de la República."

Debe decir:

"Artículo 214 Al inicio de cada año tarifario "j", excepto el primero de cada período, la Empresa de Transmisión deberá calcular un ajuste a los cargos tarifarios del SOI que comprenderá:

Dado que los cargos así calculados vienen dados a valores del año de referencia "0" del estudio tarifario (fecha base de cálculo), los mismos se ajustarán según la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) mediante:

$$\text{Cargo}_{j,j} = [0.33 + 0.67 (\text{IPC}_j / \text{IPC}_0)] * \text{Cargo}_{j,0}$$

Donde:

$\text{Cargo}_{j,j}$: **es el cargo tarifario correspondiente al SOI para el año tarifario "j", ajustado por la variación del IPC, actualizado a valores del año tarifario "j".**

$\text{Cargo}_{j,0}$: **es el cargo tarifario correspondiente al SOI determinado a la fecha base del cálculo para el año tarifario "j".**

IPC_0 : es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base del cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_j : es el Índice de Precios al Consumidor a **diciembre** del año tarifario "j-1" publicado por la Contraloría General de la República."

19. Artículo 234

TÍTULO XIII: INGRESOS POR ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

Donde dice:

“**Artículo 234** Los costos relacionados con los estudios básicos realizados por la Empresa de Transmisión para identificar posibilidades de desarrollos hidroeléctricos o geotermoeléctricos serán financiados por el presupuesto nacional, previa aprobación de la ASEP y la Secretaría Nacional de Energía, y posteriormente serán cobrados a las empresas que desarrollen los respectivos proyectos de generación de acuerdo al artículo 71 del Texto Único de la Ley 6 ordenado por el Artículo 9 de la Ley 58 del 30 de Mayo de 2011. Los costos de los estudios básicos no forman parte de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión.”

Debe decir:

“**Artículo 234** Los costos relacionados con los estudios básicos realizados por la Empresa de Transmisión para identificar posibilidades de desarrollos hidroeléctricos o geotermoeléctricos serán financiados por el presupuesto nacional, previa aprobación de la ASEP y la Secretaría Nacional de Energía, y posteriormente serán cobrados a las empresas que desarrollen los respectivos proyectos de generación de acuerdo al **artículo 72** del Texto Único de la Ley 6. Los costos de los estudios básicos no forman parte de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión.”

20. Artículo 236

TÍTULO XVI: SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES

CAPITULO XIV.1: SEPARACIÓN DE LAS DIFERENTES ACTIVIDADES DE ETESA

Donde dice:

“**Artículo 236** Las diferentes actividades de ETESA deben tener la siguiente separación:

- a) Contable: el servicio de transmisión, el CND, Hidrometeorología, Planificación del Sistema de Transmisión, y actividades no reguladas.
- b) Independencia funcional: CND.”

Debe decir:

“**Artículo 236** Las diferentes actividades de ETESA deben tener la siguiente separación:

- a) Contable: el servicio de transmisión, **el servicio de operación integrada**, Planificación del Sistema de Transmisión, y actividades no reguladas.
- b) Independencia funcional: CND.”

21. Artículo 237

TÍTULO XVI: SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES

CAPITULO XIV.2: SEPARACIÓN DEL CND

Donde dice:

“Artículo 237 La Gestión de la operación integrada prestada por el CND, dependencia de la Empresa de Transmisión de acuerdo al Artículo 61 del Texto Único de la Ley 6, deberá tener una estructura funcionalmente independiente que permita llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio y asegurar su independencia del resto de las actividades de la empresa para cumplir las funciones establecidas en el Artículo 60 de dicha Ley que puedan abarcar al agente transportista.”

Debe decir:

“Artículo 237 La Gestión de la operación integrada prestada por el CND, dependencia de la Empresa de Transmisión de acuerdo al **Artículo 62** del Texto Único de la Ley 6, deberá tener una estructura funcionalmente independiente que permita llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio y asegurar su independencia del resto de las actividades de la empresa para cumplir las funciones establecidas en el **Artículo 61** de dicha Ley que puedan abarcar al agente transportista.”