



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 6296–Elec de 10 de julio de 2013

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN

**“REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN APROBADO MEDIANTE
RESOLUCIÓN JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SUS MODIFICACIONES”**

RESUMEN DE LOS TEMAS INCLUIDOS EN LA MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN:

Actualmente se considera lo siguiente:	Se propone modificar así:
1. En el artículo 2, literal (a) se clasifica el equipamiento para el cálculo de los cargos por uso como Equipamiento Inicial o Refuerzo del Sistema.	Se elimina la clasificación anterior y se propone nueva clasificación a Equipamiento principal y Equipamiento Asociado Totalmente a la demanda.
2. En el artículo 2, literales b y k, la redacción incluye las abreviaturas de: CND, RTR, EOR.	Se propone quitar las abreviaturas y colocar los nombres completos debido a que no se han definido los significados de las siglas lo cual se hace en el Artículo 7.
3. En el artículo 3 la redacción señala: a) Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). b) Centro Nacional de Despacho (CND). c) Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).	Se modifica la redacción para no utilizar el nombre propio de las empresas, sino uno general, de la siguiente forma: a) Ente Regulador del Sector Eléctrico. b) Centro Nacional de Despacho. c) Empresa de Transmisión.
4. Los artículos citan la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997. Artículos 5, 14, 30, 37, 53, 164, 179, 184, 188, 208, 217, 220.	Se propone cambiar la redacción por Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 y se adecúa la numeración del articulado según el Texto Único de la Ley.
5. En el artículo 7, hay seis abreviaturas solamente.	Se corrige la definición del CND y COPE y se añaden las abreviaturas de ASEP, CRIE, EOR, EPR, MER, RMER, RTR, SER, SIEPAC, Texto Único de la Ley 6. El resto se mantiene.
6. El artículo 17 establece la forma en que se hará la remuneración y compensaciones que se establezcan en el Mercado Eléctrico Regional para las instalaciones de la Red de Transmisión.	Se especifica con mayor claridad la forma en que se hará.
7. El artículo 64 trata de los criterios a desarrollar en el Plan de expansión para la aprobación de ASEP.	Se agregan literales que se refieren a la coordinación que debe existir entre la Planificación que realizan las Distribuidoras con la Planificación que realiza la Empresa de Transmisión del SPT y la modalidad que deberá emplear la Empresa de transmisión para el desarrollo del Plan de Expansión y su actualización.
8. En la actualidad no se considera estudios de diagnósticos de muy corto plazo	Se crea un nuevo artículo que se refiere a los estudios de diagnóstico de muy corto plazo elaborados por el CND, con la finalidad de tener

Actualmente se considera lo siguiente:	Se propone modificar así:
elaborados por el CND.	un diagnóstico más completo.
9. El artículo 169 especifica la exención del pago de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión y otros cargos en los términos de la Ley 45 de 2004.	Se modifica con la finalidad de que se pague por el Servicio de Hidrometeorología y el de la operación del sistema, y se agrega el inciso c que explica que ASEP velará porque se aplique el beneficio de la Ley 45 de 2004 en forma correcta.
10. Los artículos 179, 180, 181 se refieren a la empresa comparadora en singular.	Se modifica para que se refiera a las empresas comparadoras en un sentido plural.
11. El artículo 186 considera las fórmulas y otras consideraciones para el cálculo del Ingreso Anual Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de Transmisión (SPT).	Se amplía la redacción para que se consideren los gastos del Contrato de Leasing por la Tercera Línea de Transmisión y se amplía el concepto de gastos adicionales. También se incorpora la subdivisión del Ingreso Permitido que corresponde a las instalaciones compartidas entre generación y demanda y aquél que corresponde a instalaciones sólo asignadas a la demanda, ya que se propone que el costo en el IMP de la Tercera Línea sea asignado sólo a la demanda.
12. El artículo 187 considera las fórmulas y otras consideraciones para el cálculo del Ingreso permitido para cubrir los costos de la conexión al SPT.	Se amplía para tomar en cuenta en caso que se desarrollen proyectos de conexión mediante el mecanismo de Leasing.
13. En el artículo 188 se plantean los criterios generales para el diseño de los cargos por el servicio de transmisión.	Se modifica para aclarar que el generador eólico y el solar con capacidad instalada de más de 10MW y menor de 20 MW pagarán este cargo por la energía inyectada a la red de transmisión en cada hora por encima de los 10 MWh durante los primeros diez años. Además, se aclara que los agentes productores y consumidores pagarán por la energía generada y consumida y por la capacidad instalada y la demanda máxima anual no coincidente, respectivamente.
14. Los artículos 189 y 190 expresa cómo serán actualizados los cargos por uso y los cargos por conexión.	Se modifican los artículos para que sea concordante con la nueva metodología que se propone en el artículo 196 en cuanto a los ajustes. Se añaden las fórmulas para el cálculo del crédito correspondiente al 95% de los ingresos que recibió la Empresa de Transmisión por los cargos regionales.

Actualmente se considera lo siguiente:	Se propone modificar así:
15. El artículo 194 se refiere a la proporción del cargo de conexión que corresponda a cada usuario de un equipamiento compartido.	Se adecúan las fórmulas para este cálculo de acuerdo a la nueva metodología para el cálculo de los cargos.
16. El artículo 196 presenta la metodología para el calculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión según la metodología de la Matriz de Factores de Transferencia de Potencia (Matriz β).	Se modifica el cálculo del Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión que se asignará a los agentes mediante la aplicación de las metodologías del seguimiento eléctrico y de estampilla postal. Esta modificación principalmente obedece al cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución de Gabinete N° 101 del 23 de agosto de 2009, en la que se recomienda que se incentive el uso de la generación hidroeléctrica. Esta metodología plantea un paso adicional para permitir una transitoriedad en la aplicación del método, de manera de no impactar mucho a los agentes.
17. El artículo 197 define las zonas tarifarias para determinar los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión. Son 10 zonas.	Se presenta modificación a la redacción definida para la zona 10 para adecuarla a la situación actual.
18. El artículo 209 expresa la fórmula para el cálculo del Ingreso permitido para el Servicio de Operación Integrada IPSOI.	Se modifica para corregir la leyenda de los términos de la fórmula.
19. Los artículos 210, 211, 212 y 213 detallan la forma en la cual se calcula el cargo por el servicio de operación Integrada, la calidad del servicio, la actualización de los cargos y la determinación del factor de ponderación del servicio de despacho FP.	Se modifican los artículos 210, 211 y 212 para incluir que el cálculo se haga anualmente, que el CND concrete las inversiones, la cantidad de personal y la capacitación y se elimina el Artículo 213 sobre la determinación del factor de ponderación FP que no se empleará en la fórmula de ajustes.
20. El artículo 217 se refiere a los costos relacionados con los estudios básicos sobre proyectos que serán financiados por el presupuesto nacional.	Se modifica para que los costos relacionados con los estudios básicos realizados por la Empresa de Transmisión sean cobrados a las empresas que desarrollen los respectivos proyectos de generación.
21. El artículo 228 se refiere a la realización del pago por parte de los usuarios, cuando existan reclamos en la ASEP.	Se amplía el artículo con respecto a la decisión de ASEP sobre si procede realizar el pago completo, un pago parcial o esperar la resolución del reclamo.
22. El artículo 235 trata sobre el recargo que sufrirán las deudas con la Empresa de	Se modifica para que el recargo se calcule sobre la tasa de sumar un punto al promedio del último

Actualmente se considera lo siguiente:	Se propone modificar así:
Transmisión a partir de estar en mora.	año de las tasas de préstamos bancarios a un año que sean publicadas por la Superintendencia de Bancos.

PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN (RT)

Como resultado de los estudios sobre la revisión metodológica del Régimen Tarifario de Transmisión y de otros aspectos del Servicio Público de Transmisión, a continuación se presenta la siguiente propuesta de modificación:

1. TÍTULO I, CAPÍTULO I.1, Artículo 2a

Redacción actual

Artículo 2 Los objetivos específicos del presente Reglamento son:

- a) Establecer las instalaciones que conforman la Red de Transmisión y el Sistema de Transmisión, así como definir los criterios para clasificar las instalaciones del sistema de transmisión como parte del Sistema Principal de Transmisión, del Sistema de Conexión de Transmisión o como Instalaciones de Orden Regional y su clasificación para efecto del cálculo de los cargos por uso como Equipamiento Inicial o Refuerzo del Sistema.

Redacción propuesta

Artículo 2 Los objetivos específicos del presente Reglamento son:

- a) Establecer las instalaciones que conforman la Red de Transmisión y el Sistema de Transmisión, así como definir los criterios para clasificar las instalaciones del sistema de transmisión como parte del Sistema Principal de Transmisión, del Sistema de Conexión de Transmisión o como Instalaciones de Orden Regional y su clasificación para efecto del cálculo de los cargos por uso.

Modificaciones en el literal b) y k) de este artículo 2:

También se propone cambiar CND por Centro Nacional de Despacho en el punto b) y RTR por Red de Transmisión Regional y EOR por Ente Operador Regional en el punto k) debido a que aún no se han definido los significados de las siglas lo cual se hace en el Artículo 7.

2. TÍTULO I, CAPÍTULO I.2: ALCANCE

Redacción actual

Artículo 3: El presente Reglamento será de aplicación para el Servicio de Transmisión prestado en Panamá. Asimismo, regula el servicio de Transmisión y a las actividades conexas de las siguientes partes:

- a) Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).
- b) Centro Nacional de Despacho (CND).
- c) Empresa de Transmisión Eléctrica SA (ETESA).
- d) Otros prestadores del Servicio Público de Transmisión.
- e) Generadores conectados o que desean conectarse a la Red de Transmisión.
- f) Distribuidores conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.
- g) Grandes Clientes conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.

Redacción propuesta

Artículo 3: El presente Reglamento será de aplicación para el Servicio de Transmisión prestado en Panamá. Asimismo, regula el servicio de Transmisión y a las actividades conexas de las siguientes partes:

- a) Ente Regulador del Sector Eléctrico.
- b) Centro Nacional de Despacho.
- c) Empresa de Transmisión.
- d) Otros prestadores del Servicio Público de Transmisión.
- e) Generadores conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.
- f) Distribuidores conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.
- g) Grandes Clientes conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.

3. TÍTULO I, CAPÍTULO I.3. JERARQUÍA DEL REGLAMENTO

Redacción Actual

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

- a) Ley 6 del 3 de febrero de 1997 por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad, en adelante Ley Marco.
- b) Decreto Ley N° 10 de 26 de febrero de 1998, por el cual se modifican algunos artículos de la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997.
- c) 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.

Redacción propuesta

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 actualizaciones.
- 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 Entidad Reguladora del sector eléctrico respecto a otro objeto.

4. TÍTULO I, CAPÍTULO I.4. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Redacción Actual de algunas definiciones.

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

Centro Nacional de Despacho: Dependencia de ETESA encargada de la prestación del servicio público de operación integrada.

Equipamiento Inicial: Es el equipamiento de la Empresa de Transmisión Eléctrica y que estará sujeto a un tratamiento específico en el esquema tarifario. Este equipamiento será definido por la ASEP mediante Resolución.

Empresa de Transmisión: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. en lo que hace a su función de transmisión.

Ente Regulador: Es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, entidad creada por la Ley 26 de 1996. Es reemplazado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006.

Instalación de Orden Regional: Corresponde a la línea del SIEPAC y a otras instalaciones de la RTR en territorio nacional que sean producto del proceso de planificación regional del MER. Estas instalaciones hacen parte del Sistema de Transmisión.

Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal: Es el equipamiento inicial, más el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica perteneciente al Sistema de Transmisión, que son utilizadas en operación normal por dos o más agentes del mercado.

Redacción propuesta (se modifican las definiciones antes mencionadas y se agregan otras)

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

Centro Nacional de Despacho: Dependencia de la Empresa de Transmisión encargada de la prestación del servicio público de operación integrada.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica: Ente Regulador del Mercado Eléctrico Regional.

Empresa de Transmisión: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. en lo que hace a su función de transmisión, o quien la reemplace en sus funciones en el futuro.

Ente Regulador: Es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, entidad creada por la Ley 26 de 1996, reemplazado luego por la **Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)** mediante el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006 o quien lo reemplace en el futuro.

Ente Operador Regional: Es el ente encargado de dirigir y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER) y realizar la administración del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Instalación de Orden Regional: Corresponde a la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y a otras instalaciones de la Red de Transmisión Regional en territorio nacional que sean producto del proceso de planificación regional del MER. Estas instalaciones hacen parte del Sistema de Transmisión.

Mercado Eléctrico Regional: Mercado eléctrico de los países de América Central.

Red de Transmisión Regional: Está constituida por todas aquellas instalaciones de transmisión en los diferentes países centroamericanos que conforman el Sistema Eléctrico Regional

Sistema Eléctrico Regional: Es el conjunto de instalaciones de transmisión de alta tensión, en los diferentes países centroamericanos integrantes del Mercado Eléctrico Regional y que han sido definidas como tales.

Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal: Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica perteneciente al Sistema de Transmisión, que son utilizadas en operación normal por dos o más agentes del mercado.

5. TÍTULO I, CAPÍTULO I.4., Artículo 7

Se corrige la definición del CND y se añaden las abreviaturas de ASEP, CRIE, EOR, EPR, MER, RMER, RTR, SER, SIEPAC, Texto Único de la Ley 6. El resto se mantiene.

Redacción Propuesta

- **ASEP:** Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Es el Ente Regulador del 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
- **MER:** Mercado Eléctrico Regional
- **RMER:** Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
- **RTR:** Red de Transmisión Regional
- **SER:** Sistema Eléctrico Regional
- **SIEPAC:** Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
- **Texto Unico de la Ley 6:** Se refiere al Texto Unico 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.

6. TÍTULO I, CAPÍTULO I.5. INTERPRETACIÓN Y MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO. Artículo 14

Redacción Actual

Artículo 14: Las modificaciones a los títulos del Reglamento de Transmisión podrán realizarse bianualmente a partir del Informe de Desempeño. Para los casos específicos de los títulos relacionados al Régimen Tarifario y los procedimientos tarifarios las modificaciones se realizarán como mínimo cada 4 años. Las fórmulas tarifarias se revisarán cada 4 años conforme a lo establecido en la **Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997**. Cuando algún hecho lo justifica podrán realizarse modificaciones extraordinarias a cualquiera de los títulos del presente Reglamento y a las fórmulas tarifarias.

Redacción Propuesta

Artículo 14: Las modificaciones a los títulos del Reglamento de Transmisión podrán realizarse bianualmente a partir del Informe de Desempeño. Para los casos específicos de los títulos relacionados al Régimen Tarifario y los procedimientos tarifarios las modificaciones se realizarán como mínimo cada 4 años. Las fórmulas tarifarias se revisarán cada 4 años conforme a lo establecido en el **Texto Único de la Ley 6**. Cuando algún hecho lo justifica podrán realizarse modificaciones extraordinarias a cualquiera de los títulos del presente Reglamento y a las fórmulas tarifarias.

7. TÍTULO II, Artículo 17

Redacción Actual

Artículo 17 La remuneración y compensaciones que se establezcan en el Mercado Eléctrico Regional para las instalaciones de la Red de Transmisión no afectarán los ingresos permitidos de ETESA o de los propietarios de instalaciones pertenecientes a la Red de Transmisión. Los ingresos adicionales que se acrediten a ETESA o a los propietarios de instalaciones de la RTR en el ámbito del Mercado Eléctrico Regional serán asignados a la demanda nacional como una reducción tarifaria a los usuarios finales de la manera establecida en este Reglamento. De existir saldos negativos por compensaciones por indisponibilidad los mismos serán asumidos por ETESA o los propietarios de la RTR, al igual que las multas y/o sanciones que se le asignen a nivel regional.

Redacción propuesta

Artículo 17 La remuneración y compensaciones que se establezcan en el MER para las instalaciones de la Red de Transmisión no afectarán los ingresos permitidos de la Empresa de

Transmisión o de los propietarios de instalaciones pertenecientes a la Red de Transmisión. Los ingresos adicionales que se acrediten a la Empresa de Transmisión o a **otros** propietarios de instalaciones de la RTR en el ámbito del mercado nacional serán asignados de la siguiente manera:

Los ingresos que se acrediten a la Empresa de Transmisión:

- (i) El 95% de los ingresos adicionales serán asignados a la demanda nacional, como una reducción tarifaria de acuerdo a lo establecido en los Artículos 189 y 190 de este Reglamento. Las empresas distribuidoras deberán trasladarlo a los clientes finales.
- (ii) El 5% restante de estos ingresos serán asignados a la Empresa de Transmisión como un incentivo.

Los ingresos que se acrediten a la Empresa de Transmisión relacionados a instalaciones de la RTR pertenecientes a otros propietarios o que se acrediten directamente a éstos, serán asignados al propietario que le corresponda. En el caso de que sean instalaciones de propiedad de una empresa distribuidora, la misma deberá trasladar el 95% de los ingresos a los clientes finales

De existir saldos negativos por compensaciones por indisponibilidad los mismos serán asumidos por la Empresa de Transmisión o los propietarios de la RTR, al igual que las multas y/o sanciones que se le asignen a nivel regional.

8. TÍTULO IV, CAPÍTULO IV.1:

Redacción Actual

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 el **Artículo 81 y 91 de la Ley 6.**

Redacción Propuesta:

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 Unico de la Ley 6.**

9. TÍTULO IV, CAPÍTULO IV.2; SECCIÓN IV.2.1:

Redacción Actual

Artículo 37: Para hacer uso del derecho de Acceso Libre, que establece la Ley en su Artículo 81 y 91 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.

Redacción Propuesta:

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.

10. TÍTULO IV, CAPÍTULO IV.2, SECCIÓN IV.2.4

Redacción Actual

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.

- 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 82 de la Ley 6 de 1997, así como el cargo por uso de redes cuando aplique.
- n) Casos de incumplimiento contractual y situaciones de fuerza mayor y caso fortuito, conforme a la Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997 y el reglamento de la Ley.

Redacción Propuesta:

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.

- 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.
- n) Casos de incumplimiento contractual y situaciones de fuerza mayor y caso fortuito, conforme al Texto Único de la Ley 6 y el reglamento de la Ley.

11. TÍTULO V, CAPÍTULO V.1, Artículo 64

Se modifica en el Artículo 64, los literales b, i) y d. ii) y se agrega los literales d) iv, v y vi) que se refieren a la coordinación que debe existir entre la Planificación que realizan las Distribuidoras con la Planificación que realiza la Empresa de Transmisión del SPT y la modalidad que deberá emplear la Empresa de transmisión para el desarrollo del Plan de Expansión.

Redacción Actual

- b) Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación:
 - i) Los escenarios de suministro (generación nacional e intercambios internacionales) a utilizar en los estudios del plan de expansión, elaborados considerando las pautas y criterios fijados por la COPE, deberán detallarse y fundamentarse presentando todos los aspectos metodológicos, criterios y datos utilizados.
- d).Plan de Expansión del Sistema de Transmisión: con los siguientes criterios:
 - ii.) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo:
 - ii.1) Deberá desarrollarse un diagnóstico de las condiciones de funcionamiento eléctrico y del desempeño del Sistema de Transmisión actual y para los 3 próximos años determinándose: los niveles de tensión en barras, nivel de carga de los componentes, situaciones de congestión y nivel de confiabilidad en barras del Sistema Principal de Transmisión.
 - iii) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión que constará de:

Redacción propuesta

b) Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación:

i) Los escenarios de suministro (generación nacional e intercambios internacionales) a utilizar en los estudios del plan de expansión, elaborados considerando las pautas y criterios fijados por la SNE, deberán detallarse y fundamentarse presentando todos los aspectos metodológicos, criterios y datos utilizados.

d). Plan de Expansión del Sistema de Transmisión: con los siguientes criterios:

ii.) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo:

ii.1) Deberá desarrollarse un diagnóstico de las condiciones de funcionamiento eléctrico y del desempeño del Sistema de Transmisión actual y para los 3 próximos años determinándose: los niveles de tensión en barras, nivel de carga de los componentes, situaciones de congestión y nivel de confiabilidad en barras del Sistema Principal de Transmisión. Para ello deberá tomar en consideración el diagnóstico del SPT realizado por el CND.

iii) Coordinación de la expansión con las Empresas Distribuidoras:

iii.1) Para la Planificación de la Expansión, las distribuidoras deberán coordinar con la Empresa de Transmisión los proyectos de Alta Tensión (líneas y subestaciones) y Media Tensión (líneas) en los puntos de interconexión o frontera con el Sistema Principal de Transmisión (SPT) o Sistema de Conexión de Transmisión, requeridos para atender las necesidades definidas a nivel de Alta y Media Tensión en los planes de expansión de distribución respectivos.

iii.2) Las Empresas Distribuidoras deberán proporcionar a la Empresa de Transmisión toda la información necesaria y coordinar las acciones necesarias para que, en forma conjunta, se optimice los requerimientos que debe satisfacer el SPT al mercado mayorista eléctrico cumpliendo con las normas de diseño y calidad de servicio establecidos en este RT.

iv). Evolución (Actualización) de los Estudios. El PEST se actualizará anualmente conforme lo establecen el Texto Único de la Ley 6 y su Reglamento. A los efectos de contemplar las necesidades de estabilidad técnica y económica que requiere el PEST referido a los proyectos de inversión de transmisión, caracterizados por ser de capital intensivo, inversiones discretas en el tiempo y periodos importantes requeridos para concretar los proyectos, a partir de la fecha de aplicación de este reglamento, para el primer año N eberán realizarse los estudios completos e integrales del PEST sin condicionamientos previos. Para los siguientes años la Empresa de Transmisión deberá

realizar la actualización del PEST del año N considerando sólo aquellos parámetros que sufrieron un cambio destacable o significativo, sin que ello signifique que deban cambiarse las características nominales básicas de los proyectos considerados como estructurales. Este criterio de actualización podrá repetirse como máximo hasta el año N+3, lo cual deba definirse en coordinación con la ASEP, en la medida que los parámetros independientes no cambien de manera que afecten las decisiones respecto de los proyectos estructurales definidos en el año base N. Terminado este proceso descrito de actualización, se repetirá el ciclo de desarrollo integral y actualización del PEST.

v). Contratación y desarrollo de los Estudios. Para los años en los cuales se requiere realizar para el PEST todos los estudios en forma completa e integral, considerando todos los parámetros que influyen en su desarrollo, la Empresa de Transmisión deberá contratar los estudios correspondientes utilizando los servicios de una empresa consultora que acredite suficiente experiencia a nivel internacional. La Empresa de Transmisión deberá acompañar este proceso interactuando activamente, proporcionando toda la información que resulte necesaria, incluyendo la que deban aportar los agentes del mercado. Los términos de referencia para contratar los estudios deberán incluir además de los estudios específicos del PEST, los cuales deben incluir un análisis del MER y de los países vecinos de Colombia y Ecuador en cuanto a posibilidades de intercambio entre ellos a través de la red de transmisión nacional, la implementación de la metodología, procedimientos, así como la transferencia tecnológica y capacitación del personal de la Empresa de Transmisión. Los términos de referencia deberán ser elaborados por la Empresa de Transmisión por sí misma o mediante otra consultoría específica, y deberán someterse a la no objeción por parte de la ASEP. Para dichos estudios, la Empresa de Transmisión deberá adoptar todas las medidas que garanticen la idoneidad de todo el proceso para desarrollar el Plan de Expansión en su conjunto y los resultados del mismo.

La actualización de los estudios del PEST para los años intermedios (N+1, N+2 y N+3) podrá realizarlos la Empresa de Transmisión por sus propios medios.

vi). Plan de Expansión del Sistema de Transmisión que constará de:
.... (este literal queda igual)

12. Título V, Capítulo V.2, SECCIÓN V.2.2, Se agrega un artículo.

El nuevo artículo se refiere a los estudios de diagnóstico de muy corto plazo elaborados por el CND.

Con la inclusión de este artículo se correrá la numeración en el Reglamento editado con las aprobaciones finales de esta consulta pública.

Redacción propuesta

Artículo XX: Diagnóstico Actual y de Muy Corto Plazo del Sistema de Transmisión.

Durante el mes de diciembre el CND preparará un informe que contenga el diagnóstico de la situación actual del Sistema Principal de Transmisión para los próximos dos (2) años, es decir para el año N que comienza el 1 de enero y para el año siguiente N+1.

Antes del 31 de enero de cada año el CND remitirá a la ASEP y a la Empresa de Transmisión un Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SPT y, en la misma oportunidad, lo publicará en su portal de Internet.

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

- a) Las condiciones operativas de las centrales de generación que se encuentran en servicio con sus restricciones y demás, y el avance en la construcción de nuevas instalaciones de generación, cuya puesta en servicio se prevé dentro del horizonte establecido.
- b) Los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas de las instalaciones de transmisión que se encuentran en servicio.
- c) Para tal fin el CND deberá elaborar los escenarios correspondientes en base a su conocimiento del sistema y de información actualizada que deberá solicitar a la Empresa de Transmisión y a los agentes del mercado relacionada con la generación, demanda y red de transmisión.
- 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 año N+1 deberá ser tomado del estudio del Plan de Expansión más recientemente 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
 - Análisis de Contingencias
 - Análisis de Estabilidad
 - Análisis de la incorporación al SPT de la generación Eólica y Solar
- f) El CND elaborará un Informe con todos los estudios realizados, los criterios y datos adoptados, escenarios de generación y demanda, resultados y análisis correspondientes. Igualmente en el caso de identificarse restricciones y deficiencias en el SPT, deberá incluir sus recomendaciones

respecto de las soluciones que considere conveniente en el corto plazo, considerando los aspectos técnicos e implicancias económicas sobre la operación económica del mismo.

g) El informe del diagnóstico de muy corto plazo deberá ser remitido a la ASEP por parte del CND y también a la Empresa de Transmisión para que realicen sus comentarios, con anterioridad a la fecha de publicación, para que en caso que hayan comentarios, los mismos sean incorporados a la versión oficial que se indica al principio de este artículo.

h) La Empresa de Transmisión en la elaboración y actualización anual del Plan de Expansión y referido al diagnóstico de corto plazo (para los cuatro años) deberá considerar como base firme los dos años elaborados por el CND, para lo cual este último deberá proporcionarle las bases de datos y apoyo necesario para su fiel interpretación.

13. TITULO VIII. CAPITULO VIII.1

Se proponen modificaciones a los Artículos 164 y 169

Redacción actual

Artículo 164 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 97 de la Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997.

Redacción propuesta

Artículo 164 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.

Artículo 169: Se modifica con la finalidad de que se pague por el Servicio de Hidrometeorología y el de la operación del sistema, y se agrega el inciso c)

Artículo 169: No tendrán asignados el Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión, el Cargo por Conexión y el Cargo por Uso de Redes, los Usuarios que hayan instalado una planta o un grupo de plantas de generación conectadas en un mismo punto en la red de transmisión eléctrica, de acuerdo a lo siguiente:

...Literal a) se mantiene igual.

...Literal b) se mantiene igual.

c) La ASEP vigilará el proceso de otorgamiento de concesiones y licencias de generación de modo que no se dé la división de instalaciones de generación cuyo propósito sea evitar los pagos por el servicio de transmisión, cuando considere que la misma estrictamente no corresponda. En el caso de detectar maniobras de esta naturaleza deberá llevar a cabo las

acciones legales que pudieran corresponder conducentes al retiro de los beneficios e inhabilitación para actuar como agentes del mercado eléctrico de Panamá.

14. TITULO IX. CAPITULO IX.1. SECCIÓN IX.1.1

Se proponen modificaciones a los Artículos 179, 180 y 181.

Redacción actual

Artículo 179: Se selecciona una empresa comparadora con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión Eléctrica, tal como lo establece el Artículo 101 de la Ley N° 6 del 3 de Febrero de 1997. Se definen indicadores para la empresa comparadora llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión Eléctrica. 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 los mismos, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

Artículo 180: Los indicadores de costos eficientes para el Sistema Principal de Transmisión y para el de Conexión utilizados para calcular el Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión son:

- a) Costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, ($OMT\%^{M*}$), calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.
- b) Los costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, ($ADMT\%^{M*}$), calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.

Artículo 181: Los indicadores $OMT\%^{M*}$ y $ADMT\%^{M*}$ de la Empresa Comparadora permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.

Redacción propuesta

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 de los Ingresos Máximos Permitidos 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 los mismos, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

Artículo 180: Los indicadores de costos eficientes para el Sistema Principal de Transmisión y para el de Conexión utilizados para calcular el Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión son:

- a) Costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, (OMT% M*), calculados sobre la base de los respectivos costos de la o las Empresas Comparadoras.
- b) Los costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, (ADMT%M*), calculados sobre la base de los respectivos costos de la o las Empresas Comparadoras.

Artículo 181: Los indicadores OMT%M* y ADMT%M* de la o las Empresas Comparadoras permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.

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

Artículo 184:

Se propone cambiar el primer párrafo para adecuarlo al Texto Único de la Ley 6

Redacción Actual:

El ingreso permitido para la Empresa de Transmisión en el período tarifario tiene en cuenta las actividades realizadas por la Empresa de Transmisión que no correspondan a las actividades asignadas en la Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997 (actividades no reguladas). De existir tales actividades que utilicen algunos activos de transmisión para otros fines, ETESA deberá cumplir con lo siguiente:

Redacción Propuesta:

El ingreso permitido para la Empresa de Transmisión en el período tarifario tiene en cuenta las actividades realizadas por la Empresa de Transmisión que no correspondan a las actividades asignadas en el **Texto Único** de la Ley 6 (actividades no reguladas). De existir tales actividades que utilicen algunos activos de transmisión para otros fines, la Empresa de Transmisión deberá cumplir con lo siguiente:

....

16. SECCIÓN IX.2.1: INGRESOS PERMITIDOS PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Artículo 186: Se propone modificar todo el artículo según se indica:

Ingreso anual permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión. Los ingresos máximos permitidos IPSPT_i a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPSPT_i = ADMTSP_i + OMTSP_i + ACTSPT_i * DEP\% + ACTNSPT_i * RRT + GL + GA$$

Donde:

IPSPT_i: es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

ADMTSP_i: es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del período tarifario. ADMTSP_i se obtiene de:

$$ADMTSP_i = ACTSPT_{efi} * ADMT\%^{M*}$$

OMTSP_i: es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

OMTSP_i se obtiene de:

$$OMTSP_i = ACTSPT_{efi} * OMT\%^{M*}$$

ACTSPT_{efi}: es el valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo de cada componente del sistema principal de transmisión y de los Activos No Eléctricos asociados. El valor nuevo de reemplazo correspondiente a los Activos No Eléctricos asociados se determinará utilizando un parámetro eficiente dado como un porcentaje con un valor tope del 10%. Ese porcentaje 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, en ambos casos se debe considerar también el valor bruto de aquellos activos incorporados mediante el mecanismo de leasing.

Los activos eléctricos incorporados mediante el mecanismo de Leasing, perfectamente identificados, deben ser considerados en el cálculo del ACTSPT_{efi}.

ACTSPT_i: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTSPT₁ correspondientes a cada componente del sistema principal de transmisión en cada año calendario (i) más la planta general determinada, utilizando un valor tope de los Activos No Eléctricos dado como el 10% de los Activos No eléctricos con respecto a los Activos Eléctricos.

Los activos eléctricos incorporados mediante el mecanismo de Leasing, perfectamente identificados, no deben ser considerados en el cálculo del ACTSPT_i.

Solo a los efectos de la determinación del porcentaje, y su posterior comparación con el valor tope del 10%, el valor bruto de los activos eléctricos y no eléctricos incorporados mediante el mecanismo de Leasing debe ser considerado.

ACTNSPT_i es el valor neto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costooriginal, calculado como la suma de los valores ACTNSPT_i correspondientes a cada componente (i) del sistema principal de transmisión en cada año calendario (i) más la planta general determinada. En caso que el porcentaje entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos y los Activos Eléctricos determinado en el análisis del ACTSPT_i se halla ajustado al límite del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará al valor neto contable de la planta general.

Los activos eléctricos incorporados mediante el mecanismo de Leasing, perfectamente identificados, no deben ser considerados en el cálculo del ACTNSPT_i.

DEP%: la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo.

RRT: la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6.

GL: los costos anuales del contrato de Leasing del periodo tarifario.

GA: corresponde a los Gastos Adicionales o sobrecostos variables de operación en que incurriría la Empresa de Transmisión durante el periodo tarifario correspondiente, relacionados con el cumplimiento de los estándares de seguridad de la red de transmisión y de la construcción de los proyectos planificados y aprobados por el Ente Regulador. Específicamente:

- a) Gastos Adicionales por sobrecostos variables de operación asignado a la Empresa de Transmisión cuando el equipamiento de transmisión eficiente (que cumple con el criterio de diseño n-1) o cuando el equipamiento ha sido autorizado por el Ente Regulador, con un diseño limitado.

La Empresa de Transmisión deberá presentar la tipificación y clasificación de los sobrecostos variables de operación, para la aprobación del Ente Regulador. Los mismos deberán poder distinguir e identificar claramente los sobrecostos de tal manera de poder aplicarlo como GA a utilizar en el cálculo del IPSPT. Ello deberá hacerlo dentro de los primeros tres meses de la vigencia del presente Reglamento.

- b) Los costos adicionales de libranzas, o sobrecostos variables de operación asociados a la construcción de los proyectos definidos y aprobados en el Plan de Expansión hasta un valor máximo. Este valor 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 explicitados por la Empresa de Transmisión en el Plan de Expansión anualmente.

Para los valores de GA para el próximo periodo tarifario se adoptarán los correspondientes ejecutados y reconocidos por la ASEP en el periodo tarifario anterior.

Notas:

- Se entiende por sobre costo variable de operación a aquel en que incurre el sistema debido a restricciones adicionales o en exceso que superan a lo previsto para cumplir con el criterio de seguridad n-1 aplicado a la red de transmisión eficiente o adaptada.
- Se entiende como red de transmisión eficiente o adaptada a aquella que resultó del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión (PEST), es decir de la evaluación de la función objetivo de costos de la transmisión, o sea de los costos de inversión transmisión, costos variables de operación, costos de OyM, y costo de la energía no servida.

Los costos variables de operación comprenden los necesarios para cubrir: la demanda, las pérdidas de transmisión, los sobre costos variables de operación debido al cumplimiento de los criterios de seguridad n-1 y los sobre costos de libranzas asociados a la construcción de proyectos.

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el plan de expansión del sistema de transmisión aprobado por el Ente Regulador a la fecha de cálculo de los ingresos máximos permitidos. Para estos propósitos se revisarán las fechas indicadas en el Plan de Expansión a efectos de utilizar la fecha prevista más actualizada a la fecha de cálculo del IPST. Se deberá considerar asimismo que los Activos No Eléctricos que se necesitan adicionalmente para prestar el servicio de transmisión, tales como informática, vehículos, edificios, terrenos y que forman parte del Plan de Expansión de la Planta General, serán remunerados de acuerdo al valor eficiente establecido como un porcentaje de los activos eléctricos.

Cuando la Empresa de Transmisión desarrolle proyectos mediante el mecanismo de Leasing, los activos asociados formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos no se aplique rentabilidad ni depreciación y se consideren tales activos a los efectos de la determinación de los costos eficientes ADMTSP_i y OMTSP_i.

Cuando el Estado desarrolle proyectos estratégicos cuyos activos son cedidos a la Empresa de Transmisión, estos formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos no se aplique rentabilidad ni depreciación y se consideren tales activos a los efectos de la determinación de los costos eficientes ADMTSP_i y OMTSP_i.

IPSPT se calculará como el Valor Presente Neto de los valores anuales IPSPT_j correspondientes al año tarifario j, siendo:

$$IPSPT_j = (IPSPT_i + IPSPT_{i-1}) / 2$$

Donde para un año tarifario j, el año i y el año i-1 son los años calendarios abarcados por tal año tarifario, y que van del 1 de julio del año i-1 al 30 de junio del año i.

Cuando la ASEP disponga que los costos asociados a ciertas instalaciones deban ser recuperados mediante cargos por uso a abonar solo por la demanda, se deberá dividir el IPSPTj en dos partes, a saber:

- IPSPTP: es la parte del IPSPT que corresponde a las instalaciones cuyo costo es compartido entre generación y demanda. A estas instalaciones del SPT se la reconocerá como Equipamiento Principal.
- IPSPTD: es la parte del IPSPT que corresponde a las instalaciones cuyo costo es absorbido solo por la demanda. A estas instalaciones del SPT se la reconocerá como Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda.

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el IMPST desagregado en IPSPTP e IPSPTD y también por nivel de tensión.

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

17. SECCIÓN IX.2.2: INGRESOS PERMITIDOS PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Artículo 187: (Se propone corregir y ampliar el siguiente párrafo:)

...

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el PEST aprobado por el Ente Regulador a la fecha de cálculo de los ingresos máximos permitidos. Para estos propósitos se revisarán las fechas indicadas en el Plan de Expansión a efectos de utilizar la fecha prevista más actualizada a la fecha de cálculo del IPCT.

Cuando la Empresa de Transmisión desarrolle proyectos de conexión mediante el mecanismo de Leasing, los activos asociados formarán parte del Sistema de Conexión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos no se aplique rentabilidad ni depreciación y se consideren tales activos a los efectos de la determinación de los costos eficientes ADMCTi y OMTCTi.

..... (El resto sigue igual)

18. Título IX, Capítulo IX.3, SECCIÓN IX.3.1, Artículo 188

Se propone la modificación de los literales j), l), m, n) y o) del artículo 188

Redacción Actual

Artículo 188

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, consistente con la definición de equipamiento inicial y refuerzo del sistema.

l) Los cargos serán calculados para el período tarifario y establecidos para cada año del período tarifario. En ningún caso los cargos a aplicar a la generación y/o la demanda podrán ser inferiores a cero, aunque del cálculo matemático surjan valores negativos. En este caso, los cargos positivos se ajustarán de modo tal que la generación y la demanda abonen respectivamente 70% y 30% de los costos totales.

m) ...

i2) El generador eólico cuya capacidad instalada es de más de 10 MW 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 10 MWh.

n) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente consumidor será en proporción 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 ETESA en un plazo de 10 días hábiles de presentada la solicitud. La demanda máxima anual no coincidente suministrada por los agentes consumidores será válida durante los cuatro años de vigencia de las fórmulas tarifarias. 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 capacidad instalada del mismo. De ser mayor la capacidad la capacidad instalada de lo previsto corresponderá un ajuste en el cargo asignado. Si la capacidad instalada es menor de lo previsto, no corresponderá ningún ajuste en el cargo asignado.

Redacción propuesta

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**.

...

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.

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

m) ...

Para la aplicación de este literal se considerará lo siguiente:

(i)...

i2) El generador eólico o solar cuya capacidad instalada es de más de 10 MW 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 10 MWh, durante los primeros diez (10) años a contar desde el inicio de sus operaciones. A partir de allí pagará el cargo por uso esporádico por toda la energía inyectada a la red de transmisión.

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.

19. Título IX, Capítulo IX.3, SECCIÓN IX.3.2, Artículo 189 y 190

Se propone la modificación del nombre de la Sección y se modifican los Artículos 189 y 190

Redacción Propuesta

SECCIÓN IX.3.2 AJUSTES Y ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS

Artículo 189 Debido a los supuestos contenidos en los cálculos de los cargos de transmisión al inicio de cada año tarifario, la facturación y los pagos serán considerados preliminares y sujetos a reajuste. Así, concluido un año tarifario corresponderá realizar los ajustes para cada agente entre lo pagado en el año tarifario anterior y lo que realmente debería haber pagado.

A los efectos de determinar lo que realmente debería haber pagado cada agente, la Empresa de Transmisión deberá recalcular los cargos correspondientes al año anterior, ajustando el IPST y siguiendo el mismo procedimiento establecido para el cálculo de los cargos de transmisión a que hace referencia el Artículo 196 de este Reglamento, considerando:

- a) El IPST ajustado. Para el cálculo de los cargos se actualizará el IPST del año anterior ajustando, respecto del valor preliminar inicial:
 - El valor de la generación obligada u otros costos asociados incluidos en el término GA. Previo a ello deberá presentar los cálculos de GA a la ASEP a fin de solicitar su aprobación o no objeción.

- El plan de inversiones correspondiente al año bajo ajuste ajustando la fecha de entrada de nuevas instalaciones previstas. En el caso que se haya puesto en servicio una instalación originalmente no prevista, su incorporación en el ajuste del IPST deberá contar con la aprobación o no objeción de la ASEP.
- b) Con el IPST ajustado se recalcularán los cargos siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 196 de este Reglamento, para lo cual se utilizarán los siguientes escenarios:
- Se considerarán como mínimo nueve (9) escenarios típicos representativos de horas de pico, valle y resto para días hábiles, sábado y domingo para cada mes del año tarifario. Estos estados de carga se obtendrán del despacho ejecutado real. Se asignará una duración T_e a cada escenario representativo 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 desacoplado rápido tipo “DC Load Flow”, sin considerar las resistencias de los componentes de la red y con todas las tensiones de nodo igual a 1.0 p.u. La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión deberán representarse individualmente.
- c) Con los nuevos cargos y los valores reales de capacidad instalada, demanda máxima no coincidente y energía generada, se recalculará la facturación del año anterior para cada agente.
- d) La diferencia, para cada agente, de lo que pagó con lo que realmente debió haber pagado generará un crédito a su favor, si lo pagado es mayor a lo que debió haber pagado, o un débito, si lo pagado es menor a lo que debió haber pagado.
- e) Adicionalmente se calculará para las demandas el crédito correspondiente al 95% de los ingresos que recibió la Empresa de Transmisión por los cargos regionales. Estos créditos se sumarán a los créditos o débitos resultantes de los ajustes de los cargos de los puntos anteriores de este Artículo. Estos créditos se calcularán mediante:

$$CIREG_{ki} = IREG_i * .95 * \frac{E_{ki}}{\sum_k E_{ki}}$$

Donde:

$CIREG_{ki}$: 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 “i”.

$IREG_i$: Son los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “i”.

E_{ki} [MWh]: Es la energía consumida por la demanda “k”, en el año tarifario “i”, excluyendo la energía correspondiente a transacciones regionales.

- f) Los créditos o débitos finales resultantes no serán ajustados y serán descontados o agregados de los cargos por uso correspondientes en las facturaciones inmediatamente siguientes de acuerdo al procedimiento de liquidación realizado por la Empresa de Transmisión.

Artículo 190 Al final de cada año tarifario, excepto el último de cada periodo tarifario, la Empresa de Transmisión deberá calcular un ajuste a los cargos preliminares correspondientes al siguiente año tarifario. Para ello, en el caso de los cargos correspondientes al SPT, deberá seguir el procedimiento establecido en el Artículo 196 de este Reglamento ajustando el IPSPT, y todos sus componentes, respecto de las previsiones contenidas en el estudio tarifario. El ajuste del IPSPT y sus componentes comprenderá:

- a) La fecha de entrada de nuevas instalaciones contenidas en el Plan de Inversiones, cualquiera sea su proceso de incorporación (inversión normal, leasing, etc.)
- b) Nuevas estimaciones de GA

Calculado el valor ajustado del $IPSPT_{i0}$, y mediante la aplicación del procedimiento establecido en el Artículo 196 de este Reglamento, se recalcularán los cargo correspondientes al SPT.

Dado que los cargos así calculados vienen dados a valores del año de referencia del estudio tarifario, el mismo se ajustará según la variación del Índice de Precios al Consumidor mediante:

$$\text{Cargo}_{ii} = [(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i/\text{IPC}_0))] * \text{Cargo}_{i0}$$

Donde:

Cargo_{i0} : es el Cargo tarifario correspondiente al SPT para el año i ajustado, con valores a la fecha base de cálculo para el año i, recalculado en este paso.

Cargo_{ii} : es el Cargo tarifario correspondiente al SPT para el año i, actualizado a valores del año i.

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

IPC_i : es Índice de Precios al Consumidor a Diciembre del año i-1 publicado por la Contraloría General de la República.

Para el caso de los cargos correspondientes al Sistema de Conexión, estos deberán reajustarse según:

$$\text{Cargo}_{ii} = [(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i/\text{IPC}_0)] * \text{Cargo}_{i0}$$

Donde:

Cargo_{i0} : es el cargo tarifario determinado a la fecha base de cálculo para el año tarifario i.

Cargo_{ii}: es el cargo tarifario para el año tarifario *i* actualizado al año tarifario *i*.

20. Título IX, Capítulo IX.3, Sección IX.3.3, Artículo 194

Se propone modificar el Artículo 194

Redacción Actual

Artículo 194: De haber un equipamiento de conexión compartido o de existir una conexión que no ha sido definida como del sistema principal, cada usuario *u* del mismo abonará una proporción (PROP_{ui}) del cargo total por conexión del equipamiento en función a su potencia requerida para cada año tarifario (*i*) determinando como:

Si la potencia inyectada/extraída del usuario *u* no es coincidente con el sentido de flujo de máximo requerimiento del equipamiento luego de su conexión:

$$PROP_{ui} = 0$$

Si la potencia inyectada/extraída del usuario *u* es coincidente con el sentido de flujo de máximo requerimiento del equipamiento luego de su conexión:

$PROP_{ui} = C_{instui} / \sum_g C_{instgi}$ de ser los agentes productores los que producen el máximo requerimiento.

$PROP_{ui} = P_{maui} / \sum_m P_{madi}$ de ser los agentes consumidores los que producen el máximo requerimiento.

Donde:

C_{instgi} [MW]: la capacidad instalada del generador “*g*” en el año tarifario “*i*”.

$\sum_g C_{instgi}$: la sumatoria de la capacidad instalada de cada uno de los generadores “*g*” que es usuario de la conexión en el año tarifario “*i*”.

P_{madi} [MW]: la demanda máxima anual no coincidente de las demandas “*d*” en el año tarifario “*i*”.

$\sum_m P_{madi}$: la sumatoria de la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “*d*” que son usuarias de la conexión en el año tarifario “*i*”.

De ser un equipamiento que está sobredimensionado para el uso presente la sumatoria $\sum_g C_{instgi}$ y $\sum_m P_{madi}$ será igual a la capacidad nominal sin sobredimensionamiento de ese equipamiento.

Redacción propuesta

Artículo 194: De haber un equipamiento de conexión compartido o de existir una conexión que no ha sido definida como del sistema principal, cada usuario **u** del mismo abonará una proporción (PROP_{ui}) del cargo total por conexión del equipamiento en función a su potencia requerida para cada año tarifario (i) determinando como:

a) $PROP_{ui} = C_{instui} / (\sum_g C_{instgi} + \sum_m P_{madi})$ Para un generador.

b) $PROP_{ui} = P_{madi} / (\sum_g C_{instgi} + \sum_m P_{madi})$ Para una demanda.

Donde:

C_{instui} [MW]: la capacidad instalada del generador “g” en el año tarifario “i”.

P_{madi} [MW]: la demanda máxima anual no coincidente de las demandas “d” en el año tarifario “i”.

$\sum_g C_{instgi}$: la sumatoria de la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g” que es usuario de la conexión en el año tarifario “i”.

$\sum_m P_{madi}$: la sumatoria de la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d” que son usuarias de la conexión en el año tarifario “i”.

c) De ser un equipamiento que está sobredimensionado para el uso presente la sumatoria $\sum_g C_{instgi}$ y $\sum_m P_{madi}$ será igual a la capacidad nominal sin sobredimensionamiento de ese equipamiento.

21. Título IX, Capítulo IX.3, SECCIÓN IX.3.4, Artículo 196

Se propone modificar el Artículo 196

Redacción actual

Artículo 196 La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se realizará sólo para el cálculo inicial de los cargos y la misma se compone de los siguientes pasos:

Paso 1: Construcción, para cada año tarifario, del modelo de la red de transmisión que 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 los considerará como ingresando al mes siguiente.

Paso 2: Cálculo de la Matriz de Factores de Transferencia de Potencia (Matriz β)

Para cada topología resultante del Sistema de Transmisión de Electricidad se calcularán los flujos incrementales de potencia activa en cada línea del Sistema de Transmisión de Electricidad que resultan de un incremento neto de 1 [MW] de generación en cada nodo del modelo que es compensado en el nodo de referencia. Se construye así, para cada topología de red, la denominada Matriz β [n° de líneas x n° de nodos] cuyo coeficientes $\beta_{l,k}$ serán iguales al incremento de flujo en la línea "l" producido por la inyección de 1 MW en el nodo "k", totalmente compensado por un incremento de demanda en el nodo de referencia. Se considerará como la Matriz β de cada año tarifario, aquella que represente la topología que tenga mayor duración o que predomine durante dicho año.

Se selecciona como nodo de referencia el nodo Panamá 115 kV para el cálculo de los cargos que permiten recuperar los costos asociados a los refuerzos del sistema.

Para el cálculo de los flujos incrementales se utilizará un modelo de flujos de carga de desacoplado rápido tipo "DC Load Flow", sin resistencias y todas las tensiones de nodo igual a 1.0 p.u.

Paso 3: Realización de los flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.

Se considerarán hasta tres (3) escenarios típicos para cada año tarifario: representativos de un año seco / medio / húmedo, en horas de máxima demanda. Estos estados de carga se obtendrán utilizando el modelo de despacho de cargas que se utiliza para la programación de mediano plazo. Se asignará una duración T_e a cada escenario representativa de su probabilidad de ocurrencia, 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 similar al utilizado para determinar la Matriz β . La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión de Electricidad deberán representarse por separado.

Nota: Los sentidos positivos (+) de los flujos de potencia activa en cada línea deben coincidir con los considerados para determinar los flujos incrementales de la Matriz β .

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

Los ingresos máximos permitidos que cubren los costos del Sistema Principal de Transmisión (IPSPTi) aprobados por la ASEP, determinados para cada año tarifario, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión, después de deducir los ingresos autorizados regionales del año que corresponden a dichos niveles, de acuerdo con la información suministrada oficialmente por la CRIE.

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

$$CU_{vi} = \text{IPSPT}_{vi} / \sum l_i (\text{LOli})$$

Donde:

i: es cada año tarifario.

v: es cada uno de los niveles de tensión del sistema principal de transmisión.

CU_{vi} : es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario (i).

l_i : es cada una de las líneas del Sistema Principal de Transmisión con nivel de tensión v, que forman parte del Sistema Principal de Transmisión en el año tarifario (i).

$LOli$: es la longitud de la línea l.

Paso 5: Se divide el Sistema Principal de Transmisión en dos subsistemas: El subsistema denominado “Equipamiento Inicial” aprobado por la ASEP mediante Resolución. El subsistema denominado “Refuerzos del Sistema” comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario.

Paso 6: Los cargos zonales correspondientes a la generación y la demanda que permiten recuperar el costo asociado a cada línea que forma parte del “Equipamiento Inicial” ($CZONI_{(G/D)}$) resultarán del producto del costo reconocido para el Equipamiento Inicial en cada año del periodo tarifario y de un Factor de Proporcionalidad ($FP(Z)$) determinado en función de los cargos efectivamente tributados por los agentes del mercado durante el período histórico de junio de 2001.

La siguiente tabla indica los Factores de Proporcionalidad del equipamiento inicial a considerar para cada zona, en donde los factores de proporcionalidad consideran la nueva clasificación de las zonas tarifarias que se presentan más adelante en este Reglamento.

Factores de Proporcionalidad (FPz) del Equipamiento Inicial

	Demandas	Generadores
Zona 1	-4,388%	0,000%
Zona 2	0,000%	43,792%
Zona 3	0,000%	14,159%
Zona 4	-7,047%	0,000%

Zona 5	1,676%	0,000%
Zona 6	2,797%	-1,144%
Zona 7	53,647%	-3,996%
Zona 8	0,000%	1,052%
Zona 9	3,315%	-3,863%
Zona 10	0,000%	0,000%

El cargo resultante para cada zona que recupera el costo reconocido del Equipamiento Inicial resulta para cada año de la siguiente expresión:

$$CRECI_i = \sum_l (LOli * CUvi)$$

$$CZONI_z (G/D) = FPz (G/D) * CRECI_i$$

Donde:

CRECI_i : Costo Reconocido para el Equipamiento Inicial en el año tarifario (i).

CZONI_z (G/D): Cargo Zonal por Equipamiento Inicial correspondiente a la zona “Z” para la generación y demanda respectivamente, en el año tarifario (i).

l : cada una de las líneas con nivel de tensión v que pertenecen al Equipamiento Inicial.

FPz (G/D) : Factor de Proporcionalidad correspondiente a la Zona Z para la generación y demanda respectivamente.

Paso 7: Se determinará el cargo nodal correspondiente a la generación y la demanda de cada nodo “k” del Sistema de Transmisión que permite recuperar el costo asociado a cada línea correspondiente a los Refuerzos del Sistema que forman parte del Sistema Principal de Transmisión, en el año tarifario (i), utilizando la siguiente expresión:

$$CNODRki (G/D) = \sum_e \sum_l [Te / 8760 * CUAlei * LOli * \%USORlkei (G/D)]$$

$$CUAlei = CUvi * ABS(Flei) / FMAXl$$

$$FILkei (G) = + MAX [0, Gkei * \beta lkei / Flei * ABS (Flei)]$$

$$FILkei (D) = + MAX [0, - Dkei * \beta lkei / Flei * ABS (Flei)]$$

$$FITlei = \sum_k [FILkei (G) + FILkei (D)]$$

$$\%USORlkei (G) = FILkei (G) / FITlei$$

$$\%USORlkei (D) = FILkei (D) / FITlei$$

Donde:

l: es cada una de las líneas que no forma parte del Equipamiento Inicial.

CNODR_{ki} (G/D): es el cargo nodal correspondiente a los Refuerzos del Sistema que le corresponde a la generación y la demanda del nodo “k” del Sistema de Transmisión en el año tarifario (i).

CUA_{lei} : es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea “l”, en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

Te: es la duración [h] asignada a cada estado operativo “e”.

%USOR_{lkei} (G/D): es el porcentaje de uso que realiza la generación y la demanda del nodo “k”, de la línea “l” en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

FI(G)_{lkei} [MW]: es el Flujo de Potencia Activa Incremental en la línea “l” producido por la generación del nodo “k” en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

FI(D)_{lkei} [MW]: es el Flujo de Potencia Activa Incremental en la línea “l” producido por la demanda del nodo “k” en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

MAX: es la función matemática que indica el máximo valor de los argumentos pertenecientes a esa función.

FIT_{lei} [MW]: es el Flujo Incremental Total en la línea “l” correspondiente al estado operativo “e” del año tarifario “i”.

Paso 8: Determinación de los Cargos por Uso zonales.

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.

$$CZONR_{zi} (G) = FPR_i * \sum_{kz} (CNODR_{kzi} (G))$$

$$CZONR_{zi} (D) = FPR_i * \sum_{kz} (CNODR_{kzi} (D))$$

$$FPR_i = CRECR_i / \sum_k [(CNODR_{ki} (G)) + (CNODR_{ki} (D))]$$

$$CRECR_i = \sum_l (LO_{li} * CU_v i)$$

Donde:

l: es cada una de las líneas del Sistema Principal de Transmisión con nivel de tensión v, que forman parte de los Refuerzos del Sistema.

kz: es cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión de Electricidad pertenecientes a la zona “z”.

k: es cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión de Electricidad.

CZONR_{zi} (G/D): son los cargos zonales, para la generación y la demanda respectivamente, correspondiente a los Refuerzos del Sistema en el año tarifario (i).

FPR_i : es el Factor de Proporcionalidad correspondientes a los Refuerzos del Sistema en el año tarifario “i”.

CRECR_i: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte de los Refuerzos del Sistema en el año tarifario (i).

Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de potencia, surgen de asignar a cada zona los costos zonales, referentes al “equipamiento inicial” más el correspondiente al resto de las instalaciones, corregidos de forma tal que la generación y la demanda abonen respectivamente 70% y 30% de los costos totales. Los cargos, para el año tarifario (i) en la zona “z” correspondientes a la generación y la demanda, resultan de las siguientes expresiones:

$$TTRAI_i = CZONI_i (G) + CZONI_i (D)$$

$$TTRAR_i = CZONR_i (G) + CZONR_i (D)$$

$$TTRAT_i = TTRAI_i + TTRAR_i$$

$$TCZONI_i (G) = \sum_z (CZONI_{zi} (G))$$

$$TCZONI_i (D) = \sum_z (CZONI_{zi} (D))$$

$$TCZONR_i (G) = \sum_z (CZONR_{zi} (G))$$

$$TCZONR_i (D) = \sum_z (CZONR_{zi} (D))$$

$$TCZONT_i (G) = TCZONI_i (G) + TCZONR_i (G)$$

$$TCZONT_i (D) = TCZONI_i (D) + TCZONR_i (D)$$

$$CXUSO_{zi} (G) = [TCZONT_i (G) + (0.7 * TTRAT_i - TCZONT_i (G)) * (\sum_gz (Cinstg_{zi}) / \sum_g (Cinstg_i))] / \sum_gz (Cinstg_{zi})$$

$$CXUSO_{zi} (D) = [TCZONT_i (D) + (0.3 * TTRAT_i - TCZONT_i (D)) * (\sum_dz (P_{madzi}) / \sum_d (P_{madi}))] / \sum_dz (P_{madzi})$$

Donde:

z: es cada una de las zonas tarifarias definidas en el presente Reglamento

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.

TTRAI_i: monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión que cubre los costos asignados al “Equipamiento Inicial” en el año tarifario i.

TTRARi: es el monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión que cubre los costos asignados al equipamiento que forma parte del denominado “Refuerzos del Sistema” en el año tarifario “i”.

TTRATi: es el monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión de Electricidad en el año tarifario “i”.

CZONIZi (G/D): son los cargos por zona, para la generación y la demanda respectivamente, correspondiente al “equipamiento inicial” válidos para la zona “z” en el año tarifario (i).

TCZONIi (G): es el total de cargos por zona asociados al “Equipamiento Inicial” correspondiente a los generadores en el año tarifario (i).

TCZONIi (D): es el total de cargos por zona asociados al “Equipamiento Inicial” correspondiente a las demandas en el año tarifario (i).

TCZONRi (G): es el total de cargos por zona asociados al equipamiento que forma parte de los “Refuerzos del Sistema” correspondiente a los generadores, en el año tarifario “i”.

TCZONRi (D): es el total de cargos por zona asociados al equipamiento que forma parte de los “Refuerzos del Sistema” correspondiente a las demandas, en el año tarifario “i”.

TCZONTi (G): es el total de cargos zonales correspondiente a los generadores en el año tarifario “i”.

TCZONTi (D): es el total de cargos zonales correspondiente a las demandas en el año tarifario “i”.

CXUSOzi (G): es el cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión correspondiente a los generadores que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “i”. El cargo se expresa por unidad de capacidad instalada del grupo generador.

CXUSOzi (D): es el cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión correspondiente a las demandas que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “i”. El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

Cinstgi [MW]: es la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g” en el año tarifario “i”.

Cinstgzi [MW]: es la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g”, que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión en la zona “z”, en el año tarifario “i”.

Pmadi [MW]: es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d” en el año tarifario “i”.

Pmadzi [MW]: es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d”, que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión en la zona “z”, en el año tarifario “i”.

Paso 9: Eliminación de los cargos por uso negativos.

Los cargos zonales por el uso del Sistema Principal de Transmisión que resulten negativos del procedimiento anterior se llevarán a cargo nulo o cero, sean estos los que pagan tanto la generación como la demanda.

El mayor ingreso resultante debe ajustarse de modo tal que:

b.1. El monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión en el año tarifario “i” sea equivalente al Ingreso Máximo Permitido de este año.

b.2. Se mantenga la proporción 70% / 30% establecida en el Paso 8 entre la recaudación obtenida de parte de los generadores y de la demanda.

c. A tales efectos, los cargos mayores que cero serán ajustados en una proporción tal que la recaudación obtenida de parte de los generadores y de la demanda mantenga la proporción establecida en el Paso 8. La proporción de ajuste de los cargos positivos será igual para todos los cargos que pagan los generadores. Del mismo modo, se aplicará otro idéntico factor de ajuste para todos los cargos positivos que paga la demanda.

d. Se calcula el monto total a recaudar vía cargos por uso utilizando estos cargos recalculados que deben respetar las condiciones establecidas en b.1 y b.2.

Redacción propuesta

Artículo 196 El Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión 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. Los cargos se calcularán en forma preliminar al inicio de cada año tarifario en base a datos estimados y los mismos se reajustarán en base a datos del despacho ejecutado al final de año tarifario. La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se compone de los siguientes pasos:

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 cada año tarifario se adoptarán escenarios en base a datos estimados que serán definidos por la Empresa de Transmisión de acuerdo a 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.

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

El “Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda” es aquel equipamiento del sistema principal que haya asignado la ASEP exclusivamente a la demanda.

El “Equipamiento Principal” comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, 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 que se asigna a la demanda.

$\%ASIGP(G)$: Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal que se asigna a la generación.

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

- a) Los ingresos máximos permitidos que cubren los costos del Sistema Principal de Transmisión correspondientes al Equipamiento Principal ($IPSPTP_i$) y al Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda ($ISPTD_i$), aprobados por la ASEP y determinados para cada año tarifario, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.
- b) Para cada año “ i ” 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:

$$CUP_{vi} = IPSPTP_{vi} / \sum_{l=1}^{n_{LP}} (LO_{li})$$

$$CUD_{vi} = ISPTD_{vi} / \sum_{l=1}^{n_{LD}} (LO_{li})$$

Donde:

i : Es cada año tarifario.

v : Es cada uno de los niveles de tensión del sistema principal de transmisión.

n_{lP} : Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Principal

n_{lD} : Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda

CUP_{vi} : Es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario “i” correspondientes al equipamiento principal.

CUD_{vi} : Es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario “i” correspondientes al equipamiento asignado totalmente a la demanda.

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

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 al 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):

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

Donde:

l : Índice correspondiente a las líneas o cargas salientes al nodo N

j : 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^j

I_l^j : Corriente por la línea o carga “ l ” proveniente del punto de inyección j

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 “ j ” en el uso de una línea “ l ” se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\%USO_{jl}(G) = \frac{I_l^j}{I_l} * 100$$

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

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

Donde:

$inv_l^{k,j}$: 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 “j”.

Paso 6: Se determina el cargo nodal correspondiente a la generación de cada nodo “j” 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 “i”:

- Para el Equipamiento Principal:

$$CNODP_{ji}(G) = \sum_e \sum_{l=1}^{nLP} [T_e / 8760 * CUAP_{lei} * LO_{li} * \%USO_{lkei}(G) * \%ASIGP(G)]$$

$$CNODP_{ki}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{nLP} [T_e / 8760 * CUAP_{lei} * LO_{li} * \%USO_{lkei}(D) * \%ASIGP(D)]$$

- Para el Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda:

$$CNODD_{ki}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{nLD} [T_e / 8760 * CUAD_{lei} * LO_{li} * \%USO_{lkei}(D)]$$

$$CUAP_{lei} = CUP_{vi} * ABS(F_{lei}) / FMAX_l$$

$$CUAD_{lei} = CUD_{vi} * ABS(F_{lei}) / FMAX_l$$

Donde:

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

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

$CNODD_{ki}(D)$: Es el cargo que le corresponde a la demanda del nodo “k”, correspondiente al Equipamiento Asociado Totalmente Demanda del Sistema de Transmisión en el año tarifario “i”.

$CUAP_{lei}$: Es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea “l” del Equipamiento Principal, en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

$CUAD_{lei}$: Es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea “l” del Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda, en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

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

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

$\%USO_{lkei}(D)$: 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 “i”.

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

$F_{lei} [MW]$: Es el Flujo de Potencia Activa en la línea “l” en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

$FMAX_l [MW]$: 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:

$$CZONP_{zi}(G) = \sum_{jz} (CNODP_{jzi}(G))$$

$$CZONP_{zi}(D) = \sum_{kz} (CNODP_{kzi}(D))$$

- Para el Equipamiento Asociado Totalmente a la demanda:

$$CZOND_{zi}(D) = \sum_{kz} (CNODD_{kzi}(D))$$

Donde:

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

$CZONP_{zi}(G)$: Son los cargos zonales, para la generación, correspondiente al Equipamiento Principal en el año tarifario “i”.

$CZONP_{zi}(D)$: Son los cargos zonales, para la demanda, correspondiente al Equipamiento Principal en el año tarifario “i”.

$CZOND_{zi}(D)$: Son los cargos zonales, para la demanda, correspondiente al Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda en el año tarifario “i”.

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

- Para el Equipamiento Principal:

$$CXUSOPS_{zi}(G) = CZONP_{zi}(G) / \sum_{jz} [E_{jzi}(G)]$$

$$CXUSOPS_{zi}(D) = CZONP_{zi}(D) / \sum_{jz} [E_{kzi}(D)]$$

- Para el Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda:

$$CXUSODS_{zi}(D) = CZOND_{zi}(D) / \sum_{jz} [E_{kzi}(D)]$$

Donde:

$CXUSOPS_{zi}(G)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal 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 “i”.

$CXUSOPS_{zi}(D)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal 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 “i”.

$CXUSODS_{zi}(D)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Asociado 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 “i”.

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

$E_{kzi}(D)[MWh]$: Es la energía consumida por cada una de las demandas “k” ubicadas en la zona “z”, en el año tarifario “i”, 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 a las siguientes expresiones:

$$CRECP_i = \sum_{l=1}^{nLP} (LO_{li} * CUP_{vi})$$

$$CRECD_i = \sum_{l=1}^{nLD} (LO_{li} * CUD_{vi})$$

Donde:

$CRECP_i$: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal del SPT en el año tarifario “i”.

$CRECD_i$: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda del SPT en el año tarifario “i”.

- Para el Equipamiento Principal:

$$CRECPE_i(G) = CRECP_i * \%ASIGP(G) - \sum_z CZONP_{zi}(G)$$

$$CRECPE_i(D) = CRECP_i * \%ASIGP(D) - \sum_z CZONP_{zi}(D)$$

- Para el Equipamiento Asociado Totalmente a la demanda:

$$CRECDE_i(D) = CRECD_i - \sum_z CZOND_{zi}(D)$$

Donde:

$CRECPE_i(G)$: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal del SPT, en el año tarifario "i", asignado por Estampilla Postal, correspondiente a los generadores.

$CRECPE_i(D)$: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal del SPT, en el año tarifario "i", asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

$CRECDE_i(D)$: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda del SPT, en el año tarifario "i", asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

- c) 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:

$$CXUSOPE_i(G) = CRECPE_i / \sum_g Cinst_{gi}$$

$$CXUSOPE_i(D) = CRECPE_i / \sum_d Pma_{di}$$

- Para el Equipamiento Asociado Totalmente a la demanda:

$$CXUSODE_i(D) = CRECDE_i / \sum_d Pma_{di}$$

Donde:

$CXUSOPE_i(G)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Principal del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a los generadores, válidos para el año tarifario "i". El cargo se expresa por unidad de capacidad instalada del grupo generador.

$CXUSOPE_i(D)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Principal del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario "i". El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

$CXUSODE_i(D)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Asociado Totalmente a la Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario “i”. 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.

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

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

Paso 9: Determinación de los Cargos Adicionales del SPT por unidad de potencia

- Este Paso será de aplicación para el primer periodo tarifario desde la puesta en vigencia de este Reglamento.
- Se definen como Agentes Excluidos del pago de los cargos por uso del SPT a los generadores de la Zona 6, Zona 7 y Zona 9 y se definen como Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional a todos los generadores y demandas a excepción de los Agentes Excluidos.
- El Cargo Adicional del SPT para el año tarifario “i” ($CADIC_i$) se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CADIC_i = \sum_z^{zexc} CZONP_{zi}(G) + CXUSOPE_i(G) * \sum_z^{zexc} Cinst_{zgi}$$

Donde:

zexc: Zonas correspondientes a los Agentes Excluidos (Zona 6, Zona 7 y Zona 9)

- Los Cargos Adicionales del SPT por unidad de potencia, que deben pagar los Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional, resultan de las siguientes expresiones:

$$CADICU_i(G) = CADIC_i * 0.5 / (\sum_g Cinst_{gi} - \sum_z^{zexc} Cinst_{zgi})$$

$$CADICU_i(D) = CADIC_i * 0.5 / \sum_d Pma_{di}$$

Donde:

$CADICU_i(G)$: Es el Cargo Adicional del SPT por unidad de potencia, correspondiente a los generadores definidos como Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional, válido para el año tarifario “i”. El cargo se expresa por unidad de capacidad instalada del grupo generador.

CADICU_i(D): Es el Cargo Adicional del SPT por unidad de potencia, correspondiente a las demandas definidas como Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional, válido para el año tarifario “i”. El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

Paso 10: 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, más el Cargo Fijo por Estampilla Postal, más el Cargo Adicional que corresponda para la generación y para la demanda.

22. Título IX, CAPÍTULO IX.4, Artículo 197

Se propone modificar el artículo 197, en la definición de la definición de la Zona 10.

Redacción actual

Artículo 197 (Zona 10)

10	Zona 10: Desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí, hasta la S/E Changuinola.
----	--

Redacción Propuesta

Artículo 197 (Zona 10)

10	Desde donde la línea de transmisión en 230kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre Bocas del Toro y Chiriquí, hasta donde la línea de transmisión en 230kV que sale de la S/E Changuinola, se dirige hacia Costa Rica y atraviesa el límite de la frontera con dicho país.
----	---

23. TITULO XI. CAPITULO XI.1

Se propone modificar los Artículos 208 y 209

Redacción Actual

Artículo 208 El Ingreso Permitido por el servicio de hidrometeorología (IPHM) será fijado de acuerdo lo dispuesto en el artículo 82 de la Ley No 6 de 3 de febrero de 1997.

Artículo 209 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI (valor presente de los ingresos máximos permitidos) a la fecha base de cálculo será igual a:

$$\text{IPSOI}_i = \text{IPHM}_i + \text{IPCND}_i$$

Donde:

IPCND: El ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año i

IPHM: El ingreso real asignado al servicio de hidrometeorología.

Redacción Propuesta

Artículo 208 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**.

Artículo 209 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI (valor presente de los ingresos máximos permitidos) a la fecha base de cálculo será igual a:

$$\text{IPSOI}_i = \text{IPHM}_i + \text{IPCND}_i$$

Donde:

IPCND $_i$: El ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año i

IPHM $_i$: El ingreso asignado al servicio de hidrometeorología para el año i .

24. TITULO XI. CAPITULO XI.2

Se propone la modificación de los Artículos 210, 211, 212 y 213.

Redacción Actual

Artículo 210 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, 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 el período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores 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.

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 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.

Artículo 211 La calidad de servicio que presta el CND debe ser consistente con los niveles que brinda la Empresa Comparadora.

Artículo 212 Los cargos por el servicio de operación integrada serán actualizados anualmente:

- a) Para tener en cuenta el servicio que presta efectivamente el CND se determinará el factor de ponderación FP del servicio de despacho entregado el año tarifario anterior.
- b) Para tener en cuenta las variaciones de precios a través del Índice de Precios al Consumidor.
- c) Estos cargos se ajustarán de acuerdo con la siguiente fórmula:

Componente de Hidrometeorología

$$\text{Cargoi} = [(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i/\text{IPC}_0))] * \text{Cargoi}_0$$

Componente de CND

$$\text{Cargoi} = [(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i/\text{IPC}_0))] * \text{FP}_i * \text{Cargoi}_0$$

Donde:

Cargoi₀: es el cargo tarifario determinado a la fecha base de cálculo para el año i.

Cargoi: es el cargo tarifario para el año i actualizado al año i.

IPC₀: es Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_i: es Índice de Precios al Consumidor a Diciembre del año i-1 publicado por la Contraloría General de la República.

FP: factor de ponderación de servicio del CND aplicado al año i y que se evalúa primeramente a través de una auditoria ordinaria en función del servicio entregado en el año base y cuyo resultado se confirma a través de una auditoria específica en el año intermedio dentro del período tarifario.

Artículo 213 Para la determinación del factor de ponderación del servicio de despacho FP se realizará el siguiente procedimiento:

- a) Se desarrollarán auditorías que permitan evaluar el grado de cumplimiento de los procesos que desarrolla el CND de acuerdo a sus obligaciones reglamentarias. La auditoría la realizará la ASEP de acuerdo a lo establecido en el Capítulo Auditoría del CND. En cada periodo tarifario, se desarrollará una auditoría en el año inicial del periodo tarifario y otra en un periodo intermedio del periodo tarifario.
- b) La auditoría empleará los criterios de valorización establecidos en el presente Reglamento determinando la puntuación de cada uno de los procesos regulados del CND. El puntaje asignado PA a cada proceso estará comprendido entre un máximo del 1 cuando todos los procesos resultan sin observaciones y un mínimo de 0,5 si todos resultan con defecto crítico.
- c) El puntaje de calificación obtenido por cada macro proceso del punto anterior se multiplica por un “factor de costos” (FC) que representa los recursos asignados al proceso respecto del total de los recursos disponibles del CND. El FC para cada proceso se calcula de la siguiente manera:
 - i) Se ha determinado para cada área de la Empresa Comparadora el porcentaje de gastos de personal de la Empresa Comparadora asignado a dicha área sobre el total de gastos en personal del CND y a su vez dentro de cada área el gasto en personal asignado a cada proceso.
 - ii) El FC de cada proceso será igual al porcentual de gastos de personal que se le asigna al mismo con respecto a los gastos totales en personal.

La asignación de los factores de costos serán aprobados por la ASEP el Ente Regulador en cada periodo de revisión tarifaria.

- d) Finalmente el factor de ponderación del año i : $FP = FC * PA$ será determinado con la calificación PA. Se establecerá un margen de tolerancia del 3% para la aplicación de este factor.

El CND tiene 18 meses para mejorar aquellos procesos cuya calificación PA sea menor que uno. En la auditoría siguiente se verificará si aquellos procesos observados y calificados con un PA menor que uno han sido corregidos, en cuyo caso tendrán un $PA_i = 1$, de no ser así se aplicará el PA_i que se obtenga de la auditoría a cada proceso del año i hasta finalizar el período tarifario vigente

Redacción Propuesta

Artículo 210 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.

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 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.

Artículo 211: La calidad de servicio que presta el CND debe ser consistente con los niveles que brinda la o las Empresas Comparadoras. Es responsabilidad del CND concretar todas las gestiones relacionadas con su plan de inversiones, incorporación de personal y capacitación del mismo previstas en el cálculo del Ingreso Permitido.

Artículo 212: Debido a los supuestos contenidos en los cálculos de los cargos por el servicio de operación integrada al inicio de cada año tarifario, la facturación y los pagos por este servicio serán considerados preliminares y sujetos a reajuste. Así, concluido un año tarifario corresponderá realizar los ajustes para cada agente entre lo pagado en el año tarifario anterior y lo que realmente debería haber pagado.

A los efectos de determinar lo que realmente debería haber pagado cada agente, la Empresa de Transmisión deberá recalcular los cargos correspondientes al año anterior, considerando:

- a) El IPCND e IPHM ajustado. Se recalculará el IPCND e IPHM del año anterior ajustando, respecto del valor preliminar inicial:
 - La cantidad de personal. En caso que la cantidad de personal haya superado la prevista en el estudio tarifario para el año en cuestión, se deberá justificar y solicitar la aprobación o no objeción de la ASEP.
 - 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,
- b) El Ingreso Permitido así corregido será asignado a la demanda y a la generación en proporción a la suma de la demanda máxima anual no coincidente y a la suma de la capacidad instalada respectivamente. La parte que le corresponda a la demanda será luego ajustada

restándole el 95% de los ingresos anuales percibidos de aquellos agentes que pagaron el Uso Esporádico de Transmisión. Con los valores finales asignados a la demanda y a la generación se recalculará los cargos por el SOI y se refacturará todo el año anterior.

- c) La diferencia entre los valores anuales resultantes para cada agente del proceso de refacturación y los resultantes de la facturación original, dará lugar a créditos o débitos a favor de cada agente. Estos créditos o débitos deberán ser acreditados o facturados a los agentes en la siguiente facturación mensual. En el caso de agentes presentes en el año tarifario anterior pero no en el presente, la Empresa de Transmisión deberá poner a su disposición los créditos y, en el caso de débitos, deberá tenerlos en cuenta al momento de devolver la garantía que cada agente tiene depositada.

El proceso de ajuste del Ingreso Permitido así como del cálculo de los nuevos cargos deberá ser aprobado por la ASEP previo a la refacturación.

Artículo 213: Al final de cada año tarifario, excepto el último de cada periodo tarifario, la Empresa de Transmisión deberá calcular los cargos preliminares ajustados correspondientes al siguiente año tarifario correspondientes al SOI. Para ello deberá seguir el procedimiento establecido ajustando el IPSOI, y todos sus componentes, respecto de las previsiones contenidas en el estudio tarifario. El ajuste del IPSOI y sus componentes comprenderá:

- La cantidad de personal. En caso que la nueva cantidad de personal prevista, para el CND y el Servicio de Hidrometeorología, supere a las previstas en el estudio tarifario para el año en cuestión, se deberá justificar y solicitar la aprobación o no objeción de la ASEP.
- El ajuste del plan de inversiones originalmente previsto. En el caso de prever ejecutar inversiones no previstas, su incorporación en el ajuste del IPSOI deberá contar con la aprobación o no objeción de la ASEP. Todas las inversiones, lo son a precios de la fecha de referencia del estudio tarifario.

Calculado el valor ajustado del $IPCND_{i0}$ e $IPHM_{i0}$ se recalcularán los cargos correspondientes al SOI.

Dado que los cargos así calculados vienen dados a valores del año de referencia del estudio tarifario, el mismo se ajustará según la variación del Índice de Precios al Consumidor mediante:

$$Cargo_{ii} = [(0.33 + 0.67 (IPC_i/IPC_0))] * Cargo_{i0}$$

Donde:

$Cargo_{i0}$: es el Cargo tarifario correspondiente al SOI para el año i, con valores a la fecha base de cálculo para el año i, recalculado en este paso.

Cargo_{ii}: es el Cargo tarifario correspondiente al SOI para el año i, actualizado a valores del año i.

IPC₀: es Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_i: es Índice de Precios al Consumidor a Diciembre del año i-1 publicado por la Contraloría General de la República.

El proceso de ajuste del Ingreso Permitido así como del cálculo de los nuevos cargos deberá ser aprobado por la ASEP previo a su aplicación.

25. TITULO XII

Se propone la modificación del Artículo 217

Redacción Actual

Artículo 217 Los costos relacionados con los estudios básicos sobre proyectos serán financiados por el presupuesto nacional, previa aprobación de la ASEP y de la Comisión de Política Energética, y serán cobrados a las empresas que desarrollen los respectivos proyectos de acuerdo al artículo 82 de la Ley N°6 de 3 de febrero de 1997. Los costos de los estudios básicos no forman parte de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión Eléctrica.

Redacción Propuesta

Artículo 217 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.

26. TITULO XIII, CAPITULO XIII.2

Se propone la modificación del Artículo 220

Redacción Actual

Artículo 220 La Gestión de la operación integrada prestada por el CND, dependencia de la Empresa de Transmisión de acuerdo a la Ley No 6 de 3 de febrero de 1997, 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 obligaciones establecidas en el Artículo 32 de dicha Ley que puedan abarcar al agente transportista.

Redacción Propuesta

Artículo 220 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.

27. TITULO XIV

Se propone la modificación de los Artículos 228 y 235

Redacción Actual

Artículo 228 En tanto los reclamos sean resueltos, los Usuarios deben realizar los pagos de acuerdo a los valores indicados en la Factura, excepto si los mismos son de un monto extraordinario con respecto a los pagos habituales en cuyo caso la ASEP deberá decidir si procede el pago o el reclamo.

Artículo 235 Las deudas con la Empresa de Transmisión sufrirán un recargo a partir de estar en mora, cuya tasa de interés debe ser superior a una tasa definida de referencia. Dicha tasa de referencia debe estar basada en tasas bancarias y/o tasas del mercado financiero local que sean publicadas por la Superintendencia de Bancos y sólo podrán ser mayores a éstas hasta en dos (2) puntos porcentuales.

Redacción Propuesta

Artículo 228 En tanto los reclamos sean resueltos, los Usuarios deben realizar los pagos de acuerdo a los valores indicados en la Factura, excepto si los mismos son de un monto extraordinario con respecto a los pagos habituales en cuyo caso la ASEP deberá decidir si procede realizar el pago completo, un pago parcial o esperar la resolución del reclamo.

Artículo 235 Las deudas con la Empresa de Transmisión sufrirán un recargo a partir de estar en mora, calculado sumando un punto al promedio del último año de las tasas de préstamos bancarios a un año que sean publicadas por la Superintendencia de Bancos.