ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 6637-Elec de 27 de septiembre de 2013

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN (RT)

Se modifican los siguientes artículos, de la siguiente forma:

1. **TÍTULO I, CAPÍTULO I.1, Artículos 2a, 2b y 2k.**
   El resto del artículo se mantiene igual**.**

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.

b) Establecer los derechos y obligaciones del Centro Nacional de Despacho, del Transportista o el propietario de instalaciones de la Red de Transmisión y de un agente que sea usuario del Sistema de Transmisión, clarificando los límites de responsabilidades entre el Centro Nacional de Despacho y el Transportista o los propietarios de las instalaciones de la Red de Transmisión, y entre el Transportista y los usuarios de su red.

k) Establecer criterios y procedimientos para el planeamiento y operación de las instalaciones de la Red de Transmisión Regional que hacen parte de la red de transmisión nacional de manera coordinada entre el Centro Nacional de Despacho y el Ente Operador Regional.

2. **TÍTULO I, CAPÍTULO I.2: ALCANCE**
   Se modifica el artículo 3

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.

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. JERARQUIA DEL REGLAMENTO

Se modifica el artículo 5

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 Articulo 8 de la Ley 58 del 30 de Mayo de 2011 y publicado en la Gaceta Oficial Digital el miércoles 14 de Setiembre de 2011 por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad, en adelante Ley Marco, y sus modificaciones.

b) Decreto Ejecutivo Nº 22 de 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley Nº 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.

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

Se elimina la definición de Equipamiento Inicial, se modifican las definiciones de Centro Nacional de Despacho, Empresa de Transmisión, Ente Regulador, Instalación de Orden Regional y Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal y se adicionan las definiciones de Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, Ente Operador Regional, Mercado Eléctrico Regional, Red de Transmisión Regional y Sistema Eléctrico Regional. El resto de las definiciones se mantienen iguales.

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 y normativo del Mercado Eléctrico Regional según establece el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus protocolos.

Empresa de Transmisión: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) 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 Ley26 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 operador del Mercado regional según establece el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus protocolos.

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: Es el conjunto de instalaciones de transmisión que se utilizan para prestar el servicio de Transmisión Regional según está definido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Sistema Eléctrico Regional: Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los Países Miembros según está definido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

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.

Se modifica el artículo 7 en 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 igual.

- **ASEP**: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Es la entidad que regula el Sector Eléctrico.
- **CND:** Centro Nacional de Despacho.
- **CRIE:** Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
- **EOR:** Ente Operador Regional
- **EPR:** Empresa Propietaria de la Red del proyecto SIEPAC
- **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 Articulo 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.

Se modifica el artículo 14

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

Se modifica el artículo 17

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 eléctrico 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 190 y 191 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

Se modifica el artículo 30.

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

Se modifica el artículo 37.

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

Se modifican en el artículo 53 los literales h y n. El resto se mantiene igual.

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 modifican en el Artículo 64, los literales b.i) y d. ii.1), se agregan los literales d iii),d iv), dv) y el literal d iii) anterior se desplaza al d vi). El resto se mantiene igual.

Artículo 64

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 próximos 3 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 de Electricidad, cumpliendo con las normas de diseño y calidad de servicio establecidos en este RT.

iv) 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, deberán realizarse los estudios completos e integrales del PEST.

En principio las opciones a analizar no deberán estar condicionadas estructuralmente por definiciones previas tales como niveles de tensión, tecnologías, cantidad y módulos de transformadores en subestaciones, etc. preexistentes en el sistema.

El año en que se presenten los estudios bajo esta modalidad será denominado año N, y corresponderá al año de elaboración integral del PEST. Para los tres años siguientes (N+1, N+2 y N+3) la Empresa de Transmisión hará las actualizaciones del PEST y mantendrá el PEST del año N ajustando sólo los proyectos cuya cuantía sea menor a US$ 5.0 millones si los mismos presentan un cambio destacable o significativo que justifique su modificación. Los proyectos incluidos en la elaboración integral del PEST realizada en el año N y que sean de un valor igual o superior a los US$5.0 millones, sólo podrán retirarse en las actualizaciones que se realicen del PEST en los años N+1, N+2, y N+3, si cuentan con una autorización previa de la ASEP, a solicitud justificada de la Empresa de Transmisión y que ha sido otorgada antes de la presentación formal del PEST el 30 de junio de cada año. Terminado este proceso descrito de 4 años de elaboración integral del PEST (año N) y de las actualizaciones (año N+1, N+2 y N+3), se repetirá el ciclo cuatrienal de elaboración y actualización del mismo.

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 en este tipo de estudios.

La contratación de la firma Consultora debe formalizarse mediante contrato a más tardar en octubre del año N-2 e iniciar la ejecución del mismo en enero del año N-1. 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 análisis de intercambios regionales con el MER y con los países vecinos de Colombia y Ecuador, al menos. Deben considerarse también las posibilidades de 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 y transparencia de todo el proceso para desarrollar el Plan de Expansión en su conjunto.

La actualización de los estudios del PEST para los años intermedios (N+1, N+2 y N+3) los realizará la Empresa de Transmisión.

vi) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión que constará de:
…. (el anterior literal iii) se desplazó al vi) y se mantiene igual en su contenido)

12. Título V, Capítulo V.2, SECCIÓN V.2.2.

Se agrega un nuevo artículo 77, lo cual hará que se corra la numeración para los siguientes. artículos en adelante.

Artículo 77: Diagnóstico Actual y de Muy Corto Plazo del Sistema de Transmisión.

El CND preparará cada año, un informe que contenga el diagnóstico de la situación actual del Sistema Principal de Transmisión para los próximos dos (2) años.

Como parte de este proceso el CND remitirá copia del Informe de Diagnóstico preliminar a los agentes del mercado para su conocimiento y comentarios. Dichos comentarios, deben ser considerados por el CND y los incorporará o no en el informe de manera justificada. Debe existir un Anexo al informe en donde se indiquen los comentarios recibidos y la forma en que se considerarán los mismos.

El CND debe remitir preliminarmente el Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SPT a la ASEP y a ETESA, antes del 1 de noviembre de cada año para que estos realicen comentarios a dicho informe, antes del 15 de diciembre de cada año.

Una vez recibidos los comentarios de la ASEP y de ETESA, el CND analizará los mismos y de corresponder serán considerados e incluidos en la versión final del informe de diagnóstico. Debe existir un Anexo al informe en donde se indiquen los comentarios recibidos y la forma en que se considerarán los mismos.

La versión final del Diagnóstico Actual y de Muy Corto Plazo del Sistema de Transmisión será publicada por el CND en su Sitio de Internet antes del 15 de enero de cada año.

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 segundo año deberá tomarse del estudio del último Plan de Expansión aprobado, desagregado a nivel de barras del SPT.

e) En el diagnóstico de la situación actual y para el muy corto plazo se deberán realizar al menos los siguientes estudios:

- Análisis de Flujos de Carga
- Análisis de Cortocircuitos
- 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 convenientes en el corto plazo, considerando los aspectos técnicos y económicos sobre la operación del mismo. Estas recomendaciones, deberán ser consideradas por la Empresa de Transmisión en su evaluación y, de no estar de acuerdo, la Empresa de Transmisión deberá justificar su no aceptación.

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 los dos años elaborados por el CND en el Informe de Diagnóstico Actual y de Muy Corto Plazo del Sistema de Transmisión, 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 modifica el artículo 164 y se agrega el literal c) al artículo 169 (el resto se mantiene igual).
Por la incorporación del nuevo artículo 77, la numeración del artículo 164 será 165 y la del artículo 169 será 170.

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

Artículo 170: 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 procurará que en el proceso de otorgamiento de concesiones y licencias de generación, no sean divididas las instalaciones de generación para evitar los pagos por el servicio de transmisión.

(El resto se mantiene igual)

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

Se modifica el artículo 179, que por la incorporación del nuevo artículo 77, será el 180.

Artículo 180*:* Se seleccionará una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión, tal como lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6. Se definirán indicadores para la o las empresas comparadoras llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión. Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

Se modifica el artículo 180, que por la incorporación del nuevo artículo 77, será el 181.

Artículo 181: 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.

Se modifica el artículo 181, que por la incorporación del nuevo artículo 77, será el 182.

Artículo 182: 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 : INGRESO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

Por la incorporación del nuevo artículo 77, la numeración del artículo 184 será 185. Se modifica el primer párrafo del artículo, y el resto se mantiene igual.

Artículo 185: 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:

…. (El resto del artículo se mantiene igual).

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

Se modifica el artículo 186, que por la incorporación del nuevo artículo 77, será el 187.

Artículo 187: Ingreso anual permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión.

El Ingreso Máximo Permitido a reconocer a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos del sistema principal de transmisión (IPSPTi), en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$IPSPTi = IPSPTGyDi + IPSPTLi$$

Donde:

$$IPSPTGyDi = ADMTSPi + OMTSPi + (ACTSPTi + ACTNEi) *DEP\% + (ACTNSPTi + ACTNNEi) *RRT + GAi + CEyCGCi$$

$$IPSPTLi = ADMTSPLi + OMTSPLi + ACTSPTLi*DEP\% + ACTNSPTLi*RRT + GLi$$

IPSPTi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

IPSPTGyDi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión asignados a la generación y a la demanda.

IPSPTLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión asignados totalmente a la demanda.

ADMTSPi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del período tarifario. ADMTSPi se obtiene de:

$$ADMTSPi = (ACTSPTefi + ACTNEefi) * ADMT\%^{M}*$$

OMTSPi: 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.

OMTSPi se obtiene de:

$$OMTSPi = (ACTSPTefi + ACTNEefi) * OMT\%^{M} *$$

ACTSPTefi: 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, excluyendo aquellos activos eléctricos incorporados mediante el mecanismo de Leasing.

ACTNEefi: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, calculado en cada año calendario (i) como:

ACTNEefi = %NE * (ACTSPTefi + ACTSPTLefi)

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando el valor bruto de aquellos activos incorporados mediante el mecanismo de leasing.

ACTSPTi: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTSPTl correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión en cada año calendario (i). Los activos eléctricos incorporados mediante el mecanismo de Leasing, perfectamente identificados, no deben ser considerados en el cálculo del ACTSPTi.

ACTNEi: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNEl correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos en cada año calendario (i). El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando el valor bruto de aquellos activos incorporados mediante el mecanismo de leasing no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTNEi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPTi es el valor neto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original (excluyendo los incorporados mediante mecanismo de leasing), calculado como la suma de los valores ACTNSPTl correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión en cada año calendario (i).

ACTNNEi: es el valor neto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEl correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos en

cada año calendario (i). En caso que se haya ajustado el valor del ACTNEi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEi.

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.

GAi: los costos de generación obligada u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento, correspondientes al año i, requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente está indisponible y cumple con los niveles de confiabilidad establecidos. Estos costos deben cubrir la generación obligada esperada requerida en el Sistema Principal de Transmisión en los despachos programados para el periodo tarifario en la condición de sistema de transmisión completo y en la condición de sistema de transmisión con elementos indisponibles, considerando la probabilidad correspondiente.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los procedimientos y metodologías empleadas para su estimación a la aprobación de la ASEP.

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

CEyCGCi: los costos de los estudios que la Empresa de Transmisión debe contratar para desarrollar, cada cuatro años el PEST, según lo establecido en el Artículo 64 de este Reglamento; más los costos que se generen producto de la gestión de compra de suministro de energía y potencia para los agentes del mercado.

ADMTSPLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del período tarifario, asociados a las instalaciones incorporadas mediante el mecanismo de leasing. ADMTSPLi se obtiene de:

$$ADMTSPLi = ACTSPTLefi * ADMT\%^{M}*$$

OMTSPLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones incorporadas mediante el mecanismo de leasing, en el año calendario (i) del período tarifario.OMTSPLi se obtiene de:

$$OMTSPLi = ACTSPTLefi * OMT\%^{M}*$$

ACTSPTLefi: es el valor bruto de los activos fijos eficientes correspondiente a las instalaciones incorporadas mediante el mecanismo de leasing, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo de cada componente del sistema de transmisión incorporado mediante este mecanismo.

ACTSPTLi: es el valor bruto de los costos indirectos realizados por la Empresa de Transmisión según los criterios y límites establecidos en el Artículo 184 de este reglamento, y que corresponden a proyectos que se desarrollen mediante el mecanismo de leasing, en cada año calendario (i) y que no han sido incluidos en el contrato de leasing.

ACTNSPTLi es el valor neto de los costos indirectos realizados por la Empresa de Transmisión según los criterios y límites establecidos en el Artículo 184 de este reglamento, y que corresponden a proyectos que se desarrollen mediante el mecanismo de leasing, en cada año calendario (i) y que no han sido incluidos en el contrato de leasing.

GL: Sumatoria de los costos anuales de los contratos de Leasing vigentes durante el periodo tarifario. El mecanismo de leasing aplicado a la construcción de obras del sistema de transmisión tendrá **carácter excepcional** y deberá contar con la aprobación previa de la ASEP. Al concluir el periodo del leasing éste dejará de agregarse. La porción de los costos indirectos tales como inspección, ingeniería, etc., asociados en que incurra ETESA y que no estén incluidos en la cuota de leasing, se recuperará en forma similar a los otros activos equivalentes.

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 la ASEP a la fecha de cálculo del Ingreso Máximo Permitido. 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. Los activos que ingresen resultantes del Plan de Expansión serán considerados parcialmente, en función de su fecha de entrada en operación, a los efectos de los cálculos de rentabilidad y costos de Administración y Operación y Mantenimiento correspondientes al semestre (primero o segundo) del año calendario en que entren en operación.

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 se apliquen los cargos previstos para aquellos activos asignados totalmente a la demanda.

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 ADMTSPi y OMTSPi.

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

IPSPTj= La suma de los IPSPTs de cada semestre que corresponde al año tarifario j.

O en el caso que no se cuente con una subdivisión semestral se calculará así:

IPSPTj= (IPSPTi+ IPSPTi-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:

- IPSPTGyD: es la parte del IPSPT que corresponde a las instalaciones cuyo costo es compartido entre generación y demanda. A estas instalaciones del SPT se le denominará como Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda.

- IPSPTL: es la parte del IPSPT que corresponde a las instalaciones cuyo costo es absorbido solo por la demanda. A estas instalaciones del SPT se le denominará como Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda.

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el IMPST desagregado en IPSPTGyD e IPSPTL 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: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El artículo 187 se modifica en los tres últimos párrafos. El resto se mantiene igual.

Por la incorporación del nuevo artículo 77, la numeración del artículo 187 será 188.

Artículo 188

…

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 la ASEP a la fecha de cálculo del ingreso máximo permitido. 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 el Estado desarrolle proyectos estratégicos de conexión cuyos activos sean cedidos a la Empresa de Transmisión y cuando la Empresa de Transmisión desarrolle proyectos de conexión mediante el mecanismo de Leasing, que hayan sido debidamente justificados y aprobados por la ASEP, 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.

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

IPCTj= La suma de los IPCTs de cada semestre que corresponde al año tarifario j.

O en el caso que no se cuente con una subdivisión semestral se calculará así:

$$IPCTj = (IPCTi + IPCTi\text{-}1)/2$$

Donde para un año tarifario j, el año calendario (i) y el año i-1 son los años calendarios abarcados por tal año tarifario.

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

Por la incorporación del nuevo artículo 77, la numeración del artículo 188 será 189.

Se modifica el primer párrafo, los literales j, l, m, m (i), m (ii), n y o del artículo. El resto del artículo se mantiene.

Artículo 189 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.

… (Los literales a, b, c, d,e, f, g, h, i quedan iguales)

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) El Cargo por Uso Esporádico será igual al Cargo por Uso zonal por unidad de energía calculado según el Paso 7 del Artículo 197 de este Reglamento. 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 a la Empresa de Transmisión como un incentivo.

Para la aplicación de este Artículo se considerará lo siguiente:

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

(i1) El generador eólico o solar cuya capacidad instalada sea de hasta10 MW no paga el cargo por uso esporádico independientemente de la energía inyectada a la red de transmisión.
(i2) El generador eólico o solar cuya capacidad instalada es demás de 10MW y hasta 20 MW pagará el cargo por uso esporádico sólo por la energía inyectada a la red de transmisión en cada hora por encima de los10MWh.
(i3) El generador eólico o solar cuya capacidad instalada sea mayor a los 20MW pagará el cargo por uso esporádico por toda la energía inyectada a la red de transmisión.

(ii) En las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto las importaciones como las exportaciones pagarán el cargo por uso esporádico de acuerdo a la zona en donde estén inyectando o retirando energía. Para la aplicación de este numeral, las importaciones serán consideradas como una generación conectada en la zona en donde inyecten energía y las exportaciones serán consideradas como una demanda conectada a la zona en donde retiran energía.

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:

… (El resto del literal n se mantiene igual)

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.

…

(El resto del artículo se mantiene igual)

19. Título IX, Capítulo IX.3, SECCIÓN IX.3.2

Se modifican los artículos 189 y 190 que por la incorporación del nuevo artículo 77 serán 190 y 191 respectivamente. Se modifica el nombre de la Sección.

SECCIÓN IX.3.2 AJUSTES Y ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS

Artículo 190 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 197 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 lo siguiente:
   - 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 ajustando la fecha de entrada de las 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 197 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 Te 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 191 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 197 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 $IPSPT_{io}$, y mediante la aplicación del procedimiento establecido en el Artículo 197 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:

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

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:

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

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

Se modifica el artículo 194 que será el 195 por la adición del nuevo artículo 77.

Artículo 195: De haber un equipamiento de conexión compartido o de existir una conexión que no ha sido definida como del sistema principal, cada usuario **u** del mismo abonará una

proporción (PROPui) del cargo total por conexión del equipamiento en función a su potencia requerida para cada año tarifario (i) determinando como:

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

Se modifica el artículo 196 que será el 197 por la incorporación del nuevo artículo 77.

Artículo 197 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 Te 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 Principal Asignado Totalmente a la Demanda" y "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda".

El "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda.

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

$$\%\text{ASIGP(G)} = 70\%$$

$$\%\text{ASIGP(D)} = 30\%$$

Donde:

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

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

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

a) El ingreso máximo permitido que cubre los costos del Sistema Principal de Transmisión correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda (*IPSPTPi*) y al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda (*ISPTDi*), 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:

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

$$CUD_{vi} = IPSPTD_{vi} / \sum_{l=1}^{nlD} (LO_{li})$$

Donde:

i: *Es cada año tarifario.*

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

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

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

CUP_{vi}: *Es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión "v" del año tarifario "i" correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda.*

CUD_{vi}: *Es el costo unitario anual, asignado a las líneas correspondientes al nivel de tensión "v" del año tarifario "i" correspondientes al Equipamiento Principal 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):

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

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:

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

Donde:

$cinv_l^{k,j}$ *: 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 Asignado a Generación y Demanda:*

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

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

- *Para el Equipamiento Principal Asignado 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 Asignado a Generación y Demanda 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 Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario "i".*

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

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

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

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

$\%USO_{ljei}(G)$: 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 máximo Flujo de Potencia Activa en la línea "l" de todos los estados operativos "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 Asignado a la Generación y Demanda:*

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

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

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

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

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 Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario "i".

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

$CZOND_{zi}(D)$: Son los cargos zonales, para la demanda, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado 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 Asignado a Generación y Demanda:*

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

$CRECD_i$: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT en el año tarifario "i".

- *Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:*

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

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

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

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

Donde:

$CRECPE_i(G)$: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda 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 Asignado a Generación y Demanda 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 Principal Asignado 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 Asignado a Generación y Demanda:*

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

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

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

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

Donde:

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

$CXUSOPE_i(D)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario "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 Principal Asignado 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 que no están sujetos al pago de los cargos por uso esporádico y cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.

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

$Cinst_{gi}$ [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

a) Este Paso será de aplicación exclusiva para el periodo comprendido entre la puesta en vigencia de este Reglamento y la puesta en servicio de la primera instalación definida por la ASEP como "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda".
b) 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.
c) Se definen como Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional a todas las demandas, excluidas las de la Zona 1, Zona 2, Zona 3 y Zona 4.
d) El Cargo Adicional del SPT para el año tarifario "*i*" (*CADICi*) 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)

e) 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:

$$CADICU_i(D) = CADIC_i / \sum_d^{zca} Pma_{zdi}$$

Donde:

$CADICU_i(D)$: 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.

zca: Zonas correspondientes a los Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional

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

Se modifica el artículo 197 en lo definido para la zona 10 que será el 198, por la incorporación del nuevo artículo 77.

Artículo 198 (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 modifican los artículos 208 y 209 que serán 209 y 210 respectivamente por la incorporación del nuevo artículo 77.

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

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

$$IPSOIi = IPHMi + IPCNDi$$

Donde:

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

IPHMi: El ingreso asignado al servicio de hidrometeorología para el año i.

24. TITULO XI. CAPITULO XI.2

Se modifican los artículos 210, 211, 212 y 213 que serán 211, 212, 2013 y 214 respectivamente, por la incorporación del nuevo artículo 77.

Artículo 211 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI se distribuirá como un cargo distribuido entre toda la capacidad instalada, en el caso de los generadores incluidos aquellos beneficiarios de la Ley 45, y toda la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores. El cargo por el servicio de operación integrada se establecerá como un cargo para cada año del período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión y distribuidores. Este cargo debe tener identificado la porción que corresponde al componente de hidrometeorologia 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 será igual al Cargo por Uso zonal por unidad de energía calculado según el Paso 7 del Artículo 197 de este Reglamento. 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 212: 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, para cumplir con sus funciones establecidas en la Ley 6, el reglamento de la Ley 6 y demás normativas vigentes..

Artículo 213: 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 lo siguiente:

a) El IPCND e IPHM ajustado. Se recalculará el IPCND e IPHM del año anterior actualizando solo la cantidad de personal y las inversiones realizadas, así:
    - La cantidad de personal del año en revisión deberá ser la realmente contratada y en funciones. En caso que la cantidad de personal haya superado la prevista en el estudio tarifario para el año en cuestión, para que pueda ser considerada deberá justificarse y solicitar la aprobación o no objeción de la ASEP.
    - Se utilizarán los proyectos y monto de la inversión respectiva 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 214: 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 $IPCND_{io}$ 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.

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.

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: INGRESOS POR ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

Se modifica el artículo 217 que será el 218 por la incorporación del nuevo artículo 77.

Artículo 218 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: SEPARACIÓN DEL CND

Se modifica el artículo 220 que será 221 por la incorporación del nuevo artículo 77.

Artículo 221 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: SISTEMA DE LIQUIDACIÓN Y COBRANZA

Se modifican los artículos 228 y 235 que serán 229 y 236 por la incorporación del nuevo artículo 77.

Artículo 229 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 considerando que este sea más de un 20% del promedio de sus tres facturas anteriores, en cuyo caso la ASEP deberá decidir si procede realizar el pago completo, un pago parcial o esperar la resolución del reclamo.

Artículo 236 Las deudas con la Empresa de Transmisión sufrirán un recargo por los saldos en mora pasados treinta (30) días o más de la fecha de emisión de la factura. Estos intereses serán calculados, con base en los días transcurridos desde la fecha de vencimiento de la factura hasta la fecha en que se realizó el pago, a una tasa de interés anual promedio de seis (6) meses anteriores sobre préstamos comerciales de la banca local y extranjera a un (1) año en el país. La tasa de interés anual será el promedio de las tasas del semestre inmediatamente anterior que esté disponible, sobre la base de la información oficial, suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. A esta tasa se le añadirá un punto.