

ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 12112 -Elec

Panamá de 9 de febrero de 2018

ANEXO A

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

1. Título I, Capítulo I.4, Artículo 6.

Prestador del Servicio Público de Transmisión: Es cualquier persona natural o jurídica que presta el servicio para la transmisión de energía eléctrica, a través de la red de transmisión.

Sistema de Transmisión: Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional sean de conexión o del sistema principal de transmisión, pertenecientes a los Prestadores del Servicio Público de Transmisión.

2. Título IV, Capítulo IV.2, Artículo 48.

Artículo 48 Ante una ampliación rechazada y de considerarlo procedente, el Solicitante podrá recurrir ante la ASEP la reformulación de la propuesta. El Solicitante, contará con un plazo determinado por la ASEP de acuerdo a la magnitud de los cambios a introducir, para presentar la nueva propuesta. La nueva presentación deberá seguir el mismo procedimiento que el de la presentación original.

3. Título V, Capítulos V.1: Artículo 61

Artículo 61 La Empresa de Transmisión será la responsable de elaborar, y actualizar anualmente, el Plan de Expansión de acuerdo con la Definición de Criterios y Políticas para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional aprobado por la SNE y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado. Adicionalmente en su preparación deberá tenerse en cuenta la coordinación necesaria con el Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional.

4. Título V, Capítulo V.3, Artículo 81.

Artículo 81 El proceso de expansión del Sistema de Transmisión, relacionado con las obras a que hace referencia el Artículo 79 b), requiere las siguientes etapas:

a) Autorización de la ampliación: Es la etapa requerida para obtener tal autorización de ETESA. Incluye la definición básica de las instalaciones y de los equipamientos de control requeridos y los estudios ambientales. Una vez obtenida la autorización de ampliación, el resto de las etapas no podrán ser empleadas para restringir el acceso excepto que el Solicitante no cumpla con los requerimientos del presente Reglamento.

kb

b) El resto de los pasos indicados en la sección Autorización para la Puesta en Servicio de la Conexión del Título IV de este Reglamento.

5. Título VIII, Capítulo VIII.2 Artículo 174

Artículo 174 Los cargos por uso y conexión del sistema de transmisión, y el cargo por el servicio de operación integrada serán aplicados a los usuarios directos e indirectos del sistema de transmisión o de un equipamiento de la red de transmisión perteneciente a un usuario. Para tales efectos se deben tener las siguientes consideraciones:

- a) Cuando el usuario sea un distribuidor con una planta de generación propia con una capacidad instalada mayor a 5 MW vinculado eléctricamente a la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de las instalaciones propias o de otros Usuarios o de otro Prestador del Servicio Público de Transmisión y que participe en el Mercado Mayorista de Electricidad con ventas en el Mercado Ocasional (sea ésta propia o de generadores, Autogeneradores y Cogeneradores que le vendan directamente su producción), asumirá los cargos que le correspondan como distribuidor y los asociados a esa generación.
- b) Cuando el usuario sea un generador, autogenerador o cogenerador con una capacidad instalada mayor a 5 MW vinculado eléctricamente a la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de las instalaciones de otros Usuarios o de otro Prestador del Servicio Público de Transmisión y que participe en el Mercado Mayorista de Electricidad con ventas en el Mercado Ocasional, asumirá los cargos asociados a la generación considerada.
- c) Cuando el usuario sea un generador, autogenerador, cogenerador o un distribuidor que haya instalado un grupo de plantas de generación conectadas en un mismo punto en la red de transmisión con una capacidad individual menor a 5 MW, se tomará en consideración la suma de la capacidad del grupo.
- d) Cuando un cargo ha sido asignado a un usuario vinculado eléctricamente a la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de las instalaciones de otros Usuarios o de otro Prestador del Servicio Público de Transmisión estos últimos no deberán tener ningún cargo asociado a dicho uso.
- e) Cuando el usuario sea un distribuidor con una planta de generación propia vinculado eléctricamente a la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de instalaciones propias o de otros Usuarios o de otro Prestador del Servicio Público de Transmisión, que participe en el Mercado Mayorista de Electricidad con ventas en el Mercado Ocasional y que se autodespache, no pagará el cargo por el servicio de operación integrada.

6. Título IX, Capítulo IX.2, Artículo 184.

Artículo 184 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:

- a) Establecer un acuerdo de uso o contrato de acceso entre ETESA y la empresa que hará uso de la infraestructura, el cual debe estar basado conforme lo dispuesto en los Decretos Ejecutivos No.138 de 15 de junio de 1998 por el cual se dictan las normas para la utilización de instalaciones dedicadas a la prestación de servicios públicos de telecomunicaciones, radio y televisión y el Decreto No. 23 relativo al uso de instalaciones de electricidad o cualquier otra reglamentación que surja al respecto.
- b) El acuerdo de uso deberá indicar como mínimo:
 - (i) Identificación del solicitante del servicio público y sus antecedentes que aseguren la solvencia de su servicio y compromisos.
 - (ii) Infraestructura a la que se requiere tener acceso.
 - (iii) Servicio que se prestará.
 - (iv) Descripción del equipamiento que utilizará para el acceso y uso compartido.
 - (v) La desconexión del servicio si las operaciones del cliente afectan negativamente o ponen en riesgo la calidad del servicio de ETESA.
 - (vi) Precio que pagará el usuario por el uso compartido de la infraestructura. Este precio debe reflejar los costos de operación y mantenimiento y otros costos ocasionados por la introducción de otro operador en el uso de una determinada infraestructura, un margen de rentabilidad razonable acorde al servicio prestado y riesgos asumidos.
- c) Registrar el acuerdo del uso de la infraestructura de transmisión en la ASEP.
- d) ETESA no podrá dar acceso a la infraestructura si los estudios muestran que el servicio solicitado afecta las exigencias técnicas, de operación, administrativas y de seguridad y ambientales que se encuentren establecidas en el presente Reglamento de Transmisión y demás disposiciones legales vigentes.

Estos ingresos por actividades que utilicen algunos activos de transmisión para fines no regulados se considerarán parte del ingreso que perciba como una deducción en los requerimientos de Ingreso para la actividad regulada. Se tomarán en cuenta los ingresos por servicios de fibra óptica, una vez descontado el 10% de los ingresos que se destinarán a la Caja de Seguro Social según lo dispuesto en la Ley 51 de 27 de diciembre de 2005.

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

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

Donde:

FAACTST: es el factor de ajuste.

IPT: el ingreso máximo permitido que tendría la Empresa de Transmisión con los activos totales en el caso de realizar sólo la actividad de transmisión sea de conexión (IPC) o del sistema principal (IPSP).

INR: el ingreso neto que derivaría de la utilización de las instalaciones de transmisión para actividades no reguladas en el período.

Previa solicitud justificada de ETESA se podrá modificar el factor que multiplica a los INR.

A partir del cálculo del factor de ajuste se deberá realizar el ajuste de los activos a asignar a la actividad de transmisión tomando en cuenta la siguiente fórmula:

$$ACTST = ACT * FAACTST$$

Donde:

ACTST: Valor ajustado de los activos ya sea del sistema principal o de conexión, según corresponda.

ACT: En cada caso los valores corresponderán al valor de los activos fijos brutos y netos utilizados para actividades reguladas sean de conexión o del sistema principal.

Con el valor de los activos brutos y netos ajustados finalmente se evaluarán los ingresos máximos permitidos de la actividad de transmisión.

7. Título IX, Capítulo IX.2, Artículo 185.

Artículo 185: El Ingreso Permitido por la actividad de Transmisión en el periodo tarifario se determinará contemplando, por un lado, los activos del Sistema Principal y de Conexión existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y por el otro las inversiones efectivamente realizadas durante el periodo tarifario.

Así resultará:

$$\begin{aligned} IPT &= IPSP + IPC \\ IPSP &= IPSPE + IPSPA \end{aligned}$$

IPT: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año (j) de la Empresa de Transmisión en el período tarifario.

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

IPC: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos para cada año (j), para cubrir los costos de conexión al sistema de transmisión en el período tarifario

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

IPSPA: Es valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos de cada año (j), para cubrir los costos de los activos del sistema principal de transmisión efectivamente incorporados durante el periodo tarifario. En oportunidad del estudio tarifario este valor se determinará, en forma preliminar como el IPSPApre, usando la misma metodología que se establece en el artículo 186 B, tomando como referencia los activos a incorporar según el Plan de Expansión aprobado. Sobre el IPSPApre no se calculará la Tarifa ya que es un valor indicativo.

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

Artículo 186: Ingreso Máximo 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 en el año tarifario (j) se compondrá de dos términos, a saber:

IPSPEj: Ingreso Máximo Permitido, para el año tarifario (j) asociado con la base de capital de los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior

IPSPAj: Ingreso Máximo Permitido, para el año tarifario (j), asociado con la base de capital de los activos realmente incorporados entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPAj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese año dentro del periodo, se deberá agregar el IPSPA de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario anterior al analizado. Este último término es un arrastre de un IPSPA no reconocido en el periodo tarifario anterior.

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

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

$$IPSPEi = IPSPEGyDi + IPSPEDi$$

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

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

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

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

ADMSPED: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, en un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del

periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

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

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

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

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

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

$$ACTNEEDef = \%NE * ACTSPEDef$$

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

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

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

Feb

deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEEDi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

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

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

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

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

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

$$IPSPEgyDj = (IPSPEgyDi + IPSPEgyDi-1)/2$$

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

Siendo:

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

$$IPSPAD_j = ADMSPAD_j + OMSPAD_j + ACTBSPAD_j * DEP\% + ACTBNEAD_j * DEP\% + (ACTNSPAD_j + ACTNNEAD_j) * RRT + CAD_j$$

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

$$\Delta IPSPAD_j = \Delta ADMSPAD_j + \Delta OMSPAD_j + \Delta ACTBSPAD_j * DEP\% + \Delta ACTBNEAD_j * DEP\% + (\Delta ACTNSPAD_j + \Delta ACTNNEAD_j) * RRT$$

IPSPA_j: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPA_j correspondiente al primer año tarifario

de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar los costos asociados con los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos. Se calculará al menos con tres meses de anticipación al inicio del año tarifario (j).

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

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

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

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

TI% será una tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del IPSPA que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de la banca local y extranjera a un (1) año en el país.

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

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

TI% será una tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del IPSPA que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de la banca local y extranjera a un (1) año en el país.

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

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

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

Rel

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

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

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

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

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

$$\text{ADMSPAGyDj} = (\text{ACTSPAGyDefj} + \text{ACTNEAGyDefj}) * \text{ADMT}\%M^*$$

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

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

kk

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

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

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

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

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

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

31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

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

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

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

Feb

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

$$\text{ADMSPAD}_j = (\text{ACTSPAD}_{\text{Defj}} + \text{ACTNEA}_{\text{Defj}}) * \text{ADMT}\%M^*$$

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

$$\text{OMSPAD}_j = (\text{ACTSPAD}_{\text{Defj}} + \text{ACTNEA}_{\text{Defj}}) * \text{OMT}\%M^*$$

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

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

$$\text{ACTNEA}_{\text{Defj}} = \%NE * \text{ACTSPAD}_{\text{Defj}}$$

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

para la determinación del (%NE) información oficial certificada de la Empresa de Transmisión o los valores equivalentes del VNR para ambos tipos de activos, determinados en oportunidad del estudio tarifario.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Artículo 186 C: Generalidades

Cuando el Estado desarrolle proyectos estratégicos cuyos activos son cedidos a la Empresa de Transmisión, éstos formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y éstos 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 de Administración y Operación y Mantenimiento.

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.

9. Título IX, Capítulo IX.2, Artículo 187.

Artículo 187. Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos de conexión al sistema de transmisión en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPC_i = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_i * DEP\% + ACTNCT_i * RRT$$

Donde:

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

DEP% y RRT son las variables previamente definidas.

ADMCT_i: es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

ADMCT_i se obtiene de:

$$ADMCT_i = ACTCT_{efi} * ADMT\%M^*$$

OMTCT_i: es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario. El valor de OMTCT se obtiene de la siguiente expresión:

$$OMTCT_i = ACTCT_{efi} * OMT\%M^*$$

ACTCT_{efi}: es el valor bruto de los activos fijos eficientes de conexión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo ACTCT_m de las instalaciones eficientes correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTCT_i: es el valor bruto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTCT_m correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTNCT_i: es el valor neto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTNCT_m correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

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 IPC.

Cuando el Estado desarrolle proyectos estratégicos de conexión cuyos activos sean cedidos a la Empresa de Transmisión, los activos asociados formarán parte del Sistema de Conexión a partir de la fecha de entrada en operación y éstos 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 ADMCT_i y OMTCT_i.

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

IPC_j= La suma de los IPCs de cada semestre que corresponde al año tarifario j.

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

$$IPC_j = (IPC_i + IPC_{i-1})/2$$

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

10. Título IX, Capítulo IX.3, Artículo 188.

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

- a) Los cargos por conexión reflejarán los costos de los activos necesarios con el nivel de confiabilidad requerido en las normas para conectar cada cliente al sistema principal de transmisión cuando ésta no es propiedad del usuario.
- b) Los cargos por uso del sistema principal de transmisión reflejarán los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión con el nivel de calidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el período tarifario.
- c) Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

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

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

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

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

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

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

Feb

- i) Cuando se considere el ingreso de un equipamiento en el medio de un año tarifario, el ingreso tarifario que se reconocerá para ese año será el del equipamiento multiplicado por la proporción de tiempo que estará en servicio respecto al período anual.
- j) La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se basa en el principio de un sistema de tarificación nodal-zonal, que refleja el uso que cada agente hace de cada equipamiento, obteniéndose un cargo que es la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento de la red.
- k) La metodología de cálculo se aplicará a través de un modelo matemático que deberá representar adecuadamente el Sistema Principal de Transmisión. El modelo deberá tener la configuración del sistema principal de transmisión existente o programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional.
- l) Los cargos serán calculados para el período tarifario y establecidos para cada año tarifario (j) del período.
- m) El Cargo por Uso Esporádico será igual al Cargo por Uso zonal por unidad de energía calculado según el Paso 7 del Artículo 197 de este Reglamento.
- n) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente consumidor será en proporción a la energía consumida y a la demanda máxima anual no coincidente de cada punto de interconexión. La información de la demanda máxima anual no coincidente deberá ser suministrada por cada agente consumidor a solicitud de la Empresa de Transmisión en un plazo de 10 días hábiles de presentada la solicitud. Para los propósitos de la definición de la demanda máxima anual no coincidente, debe tenerse en consideración que:
- (i) Cuando las líneas de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociadas a una zona nodal, permiten transferencias de carga entre sí, o sea es una configuración mallada, o se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona hasta un nivel de media tensión, se considerara la demanda máxima anual no coincidente del grupo de subestaciones y/o líneas alimentadoras.
 - (ii) Cuando la línea de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociada a una zona nodal, es independiente o radial y además no se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona, su demanda máxima deberá ser considerada independiente de otras.
 - (iii) En la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará si la demanda máxima anual no coincidente real del agente consumidor superó la demanda prevista. De ser así se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. De ser menor no corresponderá ningún ajuste.

- o) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente productor será en proporción a la energía generada y a la capacidad instalada del mismo.
- p) En el caso de autogeneradores y cogeneradores, en la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará la máxima potencia inyectada real. Si la máxima potencia inyectada superó la máxima potencia prevista, se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. Si por el contrario la máxima potencia inyectada resultó menor que la máxima potencia prevista, no corresponderá ningún ajuste.
- q) El uso del Sistema Principal de Transmisión durante el periodo de pruebas de conexión de nuevas instalaciones, debe ser remunerado por medio del pago de los cargos correspondientes. Dichos pagos abonarán al IMP aprobado a ETESA.

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

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

Cargos Iniciales por Activos Existentes (CUSPTE_i)

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

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

Cargos Reales por Activos Existentes (CUSPTE_{real})

A partir de los valores de Ingreso Permitido por activos existentes (IPSPEGyD_j e IPSPED_j), los cuales no cambian respecto al cálculo inicial, proporcionándolos para obtener sus correspondientes valores mensuales, dentro de cada año tarifario “j” del período, transcurrido cada mes “m” y conocidos los datos del despacho de generación-demanda real ejecutado para el mes en cuestión, se recalculan los cargos (CUSPTE_{real,j,m}) siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 197 del presente Reglamento – Ítem A; considerando como mínimo nueve (9) escenarios típicos representativos de horas de pico, valle y resto para días hábiles,

sábado y domingo. Se asignará una duración T_e a cada escenario representativo de manera tal que en conjunto de forma anual sumen el total de 8760 horas.

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

Cargos Reales por Inversiones Adicionales (CUSPTAreal)

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

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

Facturación Mensual

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

$$\text{Monto Total}_{a,j,m} = \text{Monto}_a \text{CUSPTE}_{i,j,m} \pm \text{Ajuste}_a \text{CUSPTE}_{realj,m} + \text{Monto}_a \text{CUSPTA}_{realj,m}$$

Donde:

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

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

Ajuste_a CUSPTE_{realj,m}: es el monto de dinero resultante de la diferencia entre el monto CUSPTE_{i,j,m} y el monto de aplicar los cargos reales (CUSPTE_{realj,m}) actualizados, para el agente “a” en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; a partir de los datos reales de energía generada o consumida, según corresponda, en el mes “m” por el agente “a”,

para los cargos por Seguimiento Eléctrico, y los respectivos datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente para los cargos por Estampilla Postal mensualizados.

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

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

Adicional por Cargos Regionales

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

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

Donde:

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

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

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

12. Título IX, Capítulo IX.3, Artículo 191.

Artículo 191: Cada mes del año tarifario “j”, la Empresa de Transmisión deberá calcular un ajuste a los cargos reales por activos existentes (CUSPTAreal_j), el cual se tendrá en cuenta en la facturación mensual a los agentes.

Debido a que los cargos calculados son dados a valores del Ingreso Permitido en el año de referencia “0” del estudio tarifario (fecha base de cálculo), los mismos se ajustarán según la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) mediante:

$$CUSPTAreal_{j,m} = [0.33 + 0.67 (IPC_{jm} / IPC_0)] * CUSPTAreal_{j,m,0}$$

Donde:

CUSPT_{Ereal,j,m}: es el cargo real por activos existentes del SPT para el año tarifario “j” ajustado por variación del IPC, actualizado a valores del año tarifario “j”.

CUSPT_{Ereal,j,m,0}: es el cargo real por activos existentes del SPT para el año tarifario “j”, con valores a la fecha base del cálculo.

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

IPC_{jm}: es el Índice de Precios al Consumidor de cada mes del año tarifario “j” publicado por la Contraloría General de la República. En caso de que no se encuentre publicado el *IPC_{jm}* se utilizará el inmediato anterior que esté disponible.

Ajuste de los Cargos de Conexión

Al inicio de cada año tarifario “j”, excepto el primero de cada periodo, para el caso de los cargos correspondientes al Sistema de Conexión, estos deberán reajustarse según:

$$Cargoj,j = [0.33 + 0.67 (IPC_j / IPC_0)] * Cargoj,0$$

Donde:

Cargoj,j: es el cargo tarifario para el año tarifario “j”, actualizado al año tarifario “j”.

Cargoj,0: es el cargo tarifario determinado a la fecha base del cálculo para el año tarifario “j”.

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

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

13. Título IX, Capítulo IX.3, Artículo 193.

Artículo 193 Los cargos por conexión de cada equipamiento típico se determinaran con el siguiente procedimiento:

a) Se determinará el ingreso máximo permitido por cargos de conexión asociado al valor nuevo de reemplazo para el año calendario (i) (*IPC_{vnri}*) según la siguiente fórmula:

$$IPC_{vnri} = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_{efi} * DEP\% + ACTCT_{efi} * RRT$$

Siendo *IPC_i*, *ADMCT_i*, *OMTCT_i*, *ACTCT_{efi}*, *DEP%* y *RRT* las variables definidas anteriormente.

b) Se determina el valor presente del ingreso máximo permitido por cargos de conexión asociado al valor nuevo de reemplazo para el periodo tarifario (*IPC_{vnr}*) y el valor presente del ingreso máximo permitido por cargos de conexión para el periodo tarifario (*IPC*).

c) Se determina el coeficiente de adaptación de los activos para el período definido como:

$$FA = IPC / IPC \text{ vnr}$$

d) Se determina el valor de los cargos de conexión CXcxj para cada tipo de conexión "cx" utilizando la siguiente fórmula:

Para las instalaciones consideradas en el cálculo tarifario:

$$CXcxj = (ADMCTcxj + OMTCTcxj + ACTCTefcxj * DEP\% + ACTCTefcxj * RRT) * FA$$

Para las instalaciones que se incorporan:

$$CXcxj = (ADMCTcxj + OMTCTcxj + ACTCTefcxj * DEP\% + ACTCTefcxj * RRT)$$

Siendo ADMCTcxj, OMTCTcxj, ACTCTefcxj las mismas variables definidas anteriormente, pero referidas a cada uno de los equipamientos unitarios para los que se calcula el cargo de conexión.

e) El valor anual de los cargos de conexión anteriormente calculado se ajustará finalmente deduciendo los ingresos autorizados regionales del año para cada conexión, de acuerdo con la información suministrada oficialmente por la CRIE.

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

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

Ítem A: Cargos por Activos Existentes (CUSPTE)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

- a) El ingreso permitido que cubre los costos del Sistema Principal de Transmisión correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda (IPSPEGyD_j) y al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda (IPSPED_j), aprobados por la ASEP y determinados para cada año tarifario “j”, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.

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

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

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

Donde:

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

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

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

CUDvj: Es el costo unitario anual, asignado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario “j” correspondientes al Equipamiento Principal Asignado totalmente a la demanda.

LOlj: Es la longitud de la línea “l”, en el año tarifario “j”.

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

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

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

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

Donde:

nx: Cantidad de corrientes incógnita

nl: Cantidad de líneas del SPT

nc: Cantidad de nodos de carga

Feb

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 con los siguientes pasos:

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

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

Donde:

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

g: índice correspondiente a los puntos de inyección

n_{iny}: Número de inyecciones de corriente (proveniente de líneas o de puntos de inyección) que tiene el nodo del que sale la corriente *I_l^g*

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

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

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

Donde:

n_{sal}: Número de cargas o líneas cuyas corrientes son salientes al nodo *N*

V_n: Tensión del nodo del que sale la corriente *I_l*

I_l: Corriente total por la línea “*l*”

kb

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CNODP_{gj}(G) = \sum_e \sum_{l=1}^{n_{LP}} [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lgej}(G) * \%ASIGP(G)]$$

$$CNODP_{kj}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{n_{LP}} [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lkej}(D) * \%ASIGP(D)]$$

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:

$$CNODD_{kj}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{n_{LD}} [T_e / 8760 * CUAD_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lkej}(D)]$$

$$CUAP_{lej} = CUP_{vj} * ABS(F_{lej}) / FMAX_l$$

$$CUAD_{lej} = CUD_{vj} * ABS(F_{lej}) / FMAX_l$$

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

• Para el Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda:

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

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

• Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:

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

Donde:

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

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

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

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$CRECD_j = \sum_{l=1}^{nID} (LO_{lj} * CUD_{vj})$$

Donde:

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:

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

Donde:

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

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

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

Feb

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:

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

Donde:

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

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

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

g: Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad que no están sujetos al pago de los cargos por uso esporádico y cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.

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

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

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

Paso 9: Componentes del cargo por Zona

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

- Para la Generación:

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

Reb

- *Para la Demanda:*

$$CUSPTE_j(D) = CXUSOPS_{2j}(D) + CXUSODS_{2j}(D) + CXUSOPE_j(D) + CXUSODE_j(D)$$

Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación

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

Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA)

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

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

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

Luego, los cargos se calculan de la siguiente manera.

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

$CDE_j(D)$: *Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.*

Feb

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.*

$C_{inst_{gj}}$ [MW]: *Es la capacidad instalada de cada uno de los generadores "g" en el año tarifario "j".*

$P_{ma_{dj}}$ [MW]: *Es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas "d" en el año tarifario "j".*

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

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

15. Título XI, Capítulo XI.1, Artículo 207.

Artículo 207: Los indicadores de costos eficientes para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión por el servicio de operación integrada (SOI) relacionados con el CND para un año tarifario "j" ($IPCND_j$), serán calculados sobre la base de los respectivos costos de operación y mantenimiento de una Empresa Comparadora específica para esta actividad que son:

- a) La cantidad eficiente de personal y su relación salarial.
- b) La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial.

Los indicadores de costo eficiente señalados en los literales a) y b) se utilizarán para determinar el ingreso meta eficiente del Centro Nacional de Despacho ($IPCNDM^*$). Este valor será constante a lo largo de todo el periodo.

16. Título XI, Capítulo XI.1, Artículo 208.

Debe decir:

Artículo 208: Las inversiones requeridas por el CND serán reconocidas como gastos y recuperadas en el periodo tarifario como parte del $IPCND$. Las mismas serán reconocidas de dos formas, a saber:

- i) Las inversiones menores, en base a un monto establecido en el Plan de inversiones presentado.

- ii) Las inversiones que superen el monto establecido para inversiones menores deberán tener una pre-aprobación mediante una metodología equivalente a la aprobación del Plan de Expansión de Corto Plazo. El Plan de inversiones requeridas del CND deberá contener:
 - a) Requerimientos de servicios que se incorporarán.
 - b) Plan de Inversiones del CND: son las inversiones programadas en un horizonte de 5 años. Por cada inversión a ejecutar se deben elaborar los siguientes informes:
 - i) Un estudio que justifique la inversión con la indicación de la fecha de compra y operación.
 - ii) Los costos estimados y su justificación mediante una comparación con costos de mercado (“benchmarking”).
 - iii) Estimación de los beneficios que se obtendrán y riesgos que se evitarán como resultado de la incorporación de la inversión. La inversión deberá asociarse a uno o más procesos que realiza el CND.

17. Título XI, Capítulo XI.1, Artículo 210.

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

$$IPSOI_j = IPHM_j + IPCND_j$$

Donde:

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

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

18. Título XI, Capítulo XI.1, Artículo 213.

Artículo 213: Los cargos anuales por este servicio, descritos en el Artículo 211, correspondientes al CND y al servicio de Hidrometeorología, serán facturados mensualmente considerando la 12 ava parte del monto total.

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

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

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

Para tal fin se calculará la diferencia entre el Ingreso facturado correspondiente al año anterior y su valor actualizado real, tanto para el IPCND como para el IPHM, calculándolo de igual manera, considerando el gasto anual real en personal y las inversiones realmente realizadas, así:

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

El ajuste al Ingreso Permitido así determinado (Δ IPCND_j e Δ IPHM_j) será asignado a la demanda y a la generación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 211 y se denominará Ajuste IPSOI diferenciándolo en sus componentes del CND y del servicio de Hidrometeorología.

En cada periodo tarifario, excepto en el 2017-2021, el Ajuste IPSOI determinado en el primer año tarifario, corresponde a los cálculos de los Δ IPCND_j e Δ IPHM_j del cuarto año tarifario del periodo tarifario anterior.

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

Facturación Mensual

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

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

Adicionalmente en la facturación mensual, se aplicará a la demanda, el descuento por el 95% de los ingresos mensuales percibidos de aquellos agentes que pagaron el Uso Esporádico de Transmisión de las transacciones con agentes de los países del MER y con agentes de otros países.

19. Título XI, Capítulo XI.1, Artículo 214.

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

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

$$Cargo_{j,j} = [0.33 + 0.67 (IPC_j / IPC_0)] * Cargo_{j,0}$$

Donde:

Cargo_{j,j}: es el cargo tarifario correspondiente al SOI (tanto lo correspondiente al CND y al servicio de Hidrometeorología) para el año tarifario “j”, ajustado por la variación del IPC, actualizado a valores del año tarifario “j”.

Cargo_{j,0}: es el cargo tarifario correspondiente al SOI (tanto lo correspondiente al CND y al servicio de Hidrometeorología) determinado a la fecha base del cálculo para el año tarifario “j”.

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

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

20. Título XII, Artículo 219.

Artículo 219 En los casos en los que se instale equipamiento de conexión en la red de transmisión por otros agentes, la empresa de transmisión deberá ser reconocida por los costos de supervisión de la construcción de esas instalaciones de conexión a incorporar de acuerdo a lo establecido en el artículo 40 del Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998. Estos costos de supervisión serán del 5% del valor de los activos reconocidos y se facturarán directamente al agente por la Empresa de Transmisión Eléctrica.

Feb