

ANEXO A

Resolución AN No. 11743-Elec de 21 de octubre de 2017

MODIFICACIONES PROPUESTAS AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

Este documento presenta las modificaciones propuestas al Reglamento de Transmisión principalmente para los casos específicos de los títulos relacionados al Régimen Tarifario y los procedimientos tarifarios como resultado de la primera fase del proceso de la revisión tarifaria del Servicio Público de Transmisión del periodo tarifario comprendido entre el 1º de julio 2017 y el 30 de junio 2021.

El objetivo principal es procurar que la Tarifa de Transmisión esté asociada al reconocimiento de los costos por la gestión de operación, mantenimiento, administración y costo de capital por activos existentes del Sistema de Transmisión y por la actividad de Operación Integrada.

1. Título I, Capítulo I.4, Artículo 6

Donde dice:

Prestador del Servicio Público de Transmisión: Es cualquier persona natural o jurídica titular de una concesión para la transmisión de energía eléctrica.

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 que tienen concesiones de transmisión.

Debe decir:

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.

Donde dice:

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 el ESRP 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.

Debe decir:

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

Donde dice:

Artículo 61 La Empresa de Transmisión elaborará 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.

Debe decir:

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.

Donde dice:

Artículo 81 El proceso de expansión del Sistema de Transmisión requiere las siguientes etapas:

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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.

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.

Debe decir:

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.

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

Se modifica el primer párrafo del artículo 174. El resto queda igual.

Donde dice:

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 a un equipamiento de la red de transmisión perteneciente a un usuario. Para tales efectos se deben tener las siguientes consideraciones:

(...)

Debe decir:

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:

(...)

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

Donde dice:

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

Artículo 185 El ingreso permitido por la actividad de Transmisión en el período tarifario se determinará como:

$$IPT = IPSPT + IPCT$$

Donde:

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

IPSPT: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año *i* para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el período tarifario.

IPCT: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos para cubrir los costos de conexión al sistema de transmisión en el período tarifario

Debe decir:

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:

$$IPT = IPSP + IPC$$
$$IPSP = IPSPE + IPSPA$$

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 IPSPA_{pre}, 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 IPSPA_{pre} no se calculará la Tarifa ya que es un valor indicativo.

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

Donde dice:

Artículo 186 Ingreso anual permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión.

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

$$IPSPT_i = IPSPT_{GyDi} + IPSPT_{Li}$$

Donde:

$$IPSPT_{GyDi} = ADMTSP_i + OMTSP_i + (ACTSPT_i + ACTNE_i) * DEP\% + (ACTNSPT_i + ACTNNE_i) * RRT + G_{Ai} + CEyCGC_i$$

$$IPSPT_{Li} = ADMTSPL_i + OMTSPL_i + ACTSPT_{Li} * DEP\% + ACTNSPT_{Li} * RRT + GL_i$$

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

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

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

ADMTSP_i: es el valor del ingreso permitido, para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del período tarifario Asignado a la generación y a la demanda.

ADMTSP_i se obtiene de:

$$ADMTSP_i = (ACTSPT_{efi} + ACTNE_{efi}) * ADMT\%M^*$$

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

OMTSP_i se obtiene de:

$$OMTSP_i = (ACTSPT_{efi} + ACTNE_{efi}) * OMT\%M^*$$

ACTSPT_{efi}: es el valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo de cada componente del sistema principal de transmisión, asignados a la generación y a la demanda.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

ACTNEefi: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, asignados a la generación y a la demanda, calculado en cada año calendario (i) como:

$$\text{ACTNEefi} = \%NE * \text{ACTSPTefi}$$

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

ACTSPTi: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTSPTl correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, asignados a la generación y a la demanda, en cada año calendario (i).

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

ACTNSPTi es el valor neto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPTl correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, asignados a la generación y a la demanda en cada año calendario (i).

ACTNNEi: es el valor neto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEl correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos en cada año calendario (i). En caso que se haya ajustado el valor del ACTNEi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEi.

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

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

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

ADMTSPLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del período tarifario, asociados a las instalaciones del sistema principal de transmisión asignadas totalmente a la demanda, así como aquellas incorporadas mediante el mecanismo de leasing. ADMTSPLi se obtiene de:

$$ADMTSPLi = (ACTSPTLefi + ACTNELEfi) * ADMT\%M*$$

OMTSPLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones del sistema principal de transmisión asignadas totalmente a la demanda, así como de aquellas incorporadas mediante el mecanismo de leasing, en el año calendario (i) del período tarifario. OMTSPLi se obtiene de:

$$OMTSPLi = (ACTSPTLefi + ACTNELEfi) * OMT\%M*$$

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

ACTNELEfi: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, asignados totalmente a la demanda, calculado en cada año calendario (i) como:

$$ACTNELEfi = \%NE * ACTSPTLefi$$

ACTSPTLi: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTSPTLi correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión asignados totalmente a la demanda, en cada año tarifario (i) y de los costos indirectos realizados por la Empresa de Transmisión, según los criterios y límites establecidos en el Artículo 184 de este reglamento, y que corresponden a proyectos que se desarrollen mediante el mecanismo de leasing, en cada año calendario (i) y que no han sido incluidos en el contrato de leasing.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

ACTNSPTLi es el valor neto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPTLi correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, asignado totalmente a la demanda, en cada año tarifario (i) y de los costos indirectos realizados por la Empresa de Transmisión, según los criterios y límites establecidos en el Artículo 184 de este reglamento, y que corresponden a proyectos que se desarrollen mediante el mecanismo de leasing, en cada año calendario (i) y que no han sido incluidos en el contrato de leasing.

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

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el Plan de Expansión del sistema de transmisión aprobado por la ASEP a la fecha de cálculo del Ingreso Máximo Permitido. Para estos propósitos se revisarán las fechas indicadas en el Plan de Expansión a efectos de utilizar la fecha prevista más actualizada a la fecha de cálculo del IPST. Los activos que ingresen resultantes del Plan de Expansión serán considerados parcialmente, en función de su fecha de entrada en operación, a los efectos de los cálculos de rentabilidad y costos de Administración y Operación y Mantenimiento correspondientes al semestre (primero o segundo) del año calendario en que entren en operación.

Se deberá considerar asimismo que los Activos No Eléctricos que se necesitan adicionalmente para prestar el servicio de transmisión, tales como informática, vehículos, edificios, terrenos y que forman parte del Plan de Expansión de la Planta General, serán remunerados de acuerdo al valor eficiente establecido como un porcentaje de los activos eléctricos.

Cuando la Empresa de Transmisión desarrolle proyectos mediante el mecanismo de Leasing, los activos asociados formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos se apliquen los cargos previstos para aquellos activos asignados totalmente a la demanda.

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

$$\text{IPSPTj} = (\text{IPSPTi} + \text{IPSPTi-1})/2$$

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

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

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

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el IPSPTj desagregado en IPSPTGyD e IPSPTL y también por nivel de tensión.

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

Debe decir:

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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:

$$\text{IPSPEi} = \text{IPSPEGyDi} + \text{IPSPEDi}$$

Donde:

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

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

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.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

$$ADMSPEgyD = (ACTSPEgyDef + ACTNEEGyDef) * ADMT\%M^*$$

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

$$OMSPEgyD = (ACTSPEgyDef + ACTNEEGyDef) * OMT\%M^*$$

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

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

$$ACTNEEGyDef = \%NE * ACTSPEgyDef$$

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

ACTBSPEgyDi: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPEgyDi(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i).

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

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

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

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

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

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

CAGyDi y CADi: 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 este Reglamento, correspondientes al año calendario i, requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente está indisponible y cumple con los niveles de confiabilidad establecidos. Estos costos deben cubrir la generación obligada esperada requerida en el Sistema Principal de Transmisión en los despachos programados para el periodo tarifario en la condición de sistema de transmisión completo y en la condición de

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

sistema de transmisión con elementos indisponibles, considerando la probabilidad correspondiente. Para su determinación se deberá considerar tanto los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados tanto a la Generación y a la Demanda como totalmente a la Demanda, y los activos que se prevé ingresarán en cada año calendario según el Plan de Expansión de la Transmisión elaborado por la Empresa de Transmisión y aprobado por la ASEP.

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

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

El total de costos determinados para este concepto, debe ser distribuido entre la Generación y Demanda (CAGyDi) y la Demanda (CADi), en las proporciones que, en oportunidad de cada revisión tarifaria, dispondrá la ASEP.

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.

El total de costos determinados por este concepto debe asignarse a la Generación y Demanda (CEyCGCGyDi) y solo a la Demanda (CEyCGCDi), con igual criterio que el utilizado para asignar los costos CAGyDi y CADi

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:

$$\text{ADMSPED} = (\text{ACTSPEDef} + \text{ACTNEEDef}) * \text{ADMT\%M}^*$$

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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:

$$\text{OMSPED} = (\text{ACTSPEDef} + \text{ACTNEEDef}) * \text{OMT}\%M^*$$

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:

$$\text{ACTNEEDef} = \%NE * \text{ACTSPEDef}$$

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.

ACTBSPEDI: 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 ACTBSPEDI(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).

ACTBNEEDI: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEEDI(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 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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO 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.

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

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 (IPSPEGY_{Di}) como totalmente a la demanda (IPSPED_i), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:

$$\text{IPSPEGY}_{Dj} = (\text{IPSPEGY}_{Di} + \text{IPSPEGY}_{Di-1})/2$$

$$\text{IPSPED}_j = (\text{IPSPED}_i + \text{IPSPED}_{i-1})/2 + \text{CTPR}_j$$

Siendo:

CTPR_j: Es la Compensación Temporal Parcial por Restricción asignada al 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 con 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. Es un costo asignado totalmente a la Demanda.

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 IPSPEGY_D e IPSPED para todo el periodo tarifario, así como un valor anual a partir de la anualización de los mismos (IPSPEGY_{Dja} e IPSPED_{ja}).

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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:

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

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

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

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

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

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).

IPSPAGyD_j: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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 de ingreso del activo, publicada 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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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 de ingreso del activo, publicada 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 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.

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:

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

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un OMSPAGyD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

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

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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.

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 estas se corresponden con los 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 en el Artículo 197 Ítem A.

Artículo 186 C: Generalidades

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

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

Se modifican los literales (i) y (l) del Artículo 188. El resto de los mismos quedarán iguales.

Donde dice:

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

(...)

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

(...)

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

(...)

Debe decir:

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

(...)

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.

(...)

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

(...)

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

Artículo 190 Debido a los supuestos contenidos en los cálculos de los cargos de transmisión al inicio de cada año tarifario, la facturación y los pagos serán considerados preliminares y sujetos a reajuste.

AJUSTE PARCIAL

Cada mes se realizará un ajuste parcial de los montos no recaudados o recaudados de más, si existe una variación mayor al 10% respecto a lo previsto, por la aplicación de los cargos preliminares por uso del Sistema Principal de Transmisión (Seguimiento Eléctrico y Estampilla Postal), tanto para los generadores como para la demanda.

Los montos no recaudados o recaudados de más, se distribuirán a los generadores y la demanda en proporción a la capacidad instalada y a la demanda máxima no coincidente real, respectivamente.

Para cuantificar el ajuste parcial se hará lo siguiente:

Para los Generadores:

- a) Si el ingreso no recaudado o recaudado de más por “Estampilla Postal” de los generadores de las zonas que pagan es mayor al 10% de lo previsto, se debe recuperar o devolver según sea el caso, entre los generadores de las zonas que pagan (corresponde a los generadores que no están excluidos del pago de los cargos por uso del SPT, específicamente los de las zonas 1, 2, 3, 4, 5, 10 y 8 al 50% según señala el punto b, Paso 9 del artículo 197 de este Reglamento) distribuido en proporción a la capacidad instalada de éstos.

De darse una inclusión o retiro de plantas de generación en las zonas excluidas de pago, la diferencia que se causa con respecto a lo previsto, se agrega o deduce del valor que paga la demanda.

- b) Si el ingreso no recuperado o recaudado de más por “Seguimiento Eléctrico” de los generadores de las zonas que pagan es mayor al 10% de lo previsto, se debe recuperar o devolver según sea el caso, distribuido en proporción a la capacidad instalada de los generadores de las zonas que pagan.

El valor a distribuir por “Seguimiento Eléctrico”, se obtiene como sigue:

- i) Se calcula la diferencia entre el ingreso previsto menos el ingreso real por zona.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

El ingreso previsto por zona se obtiene del modelo de cálculo para el mes correspondiente. El ingreso real por zona se calcula multiplicando la generación real por el cargo de la zona.

- ii) Para las zonas excluidas de pago, zonas 6, 7, 8 (al 50%) y 9, se multiplica la diferencia entre la generación prevista menos la real por el cargo CADIC energizado (CADICE) respectivo de la zona.

El CADICE se calcula dividiendo el CADICU entre las horas del periodo.

En el caso de que la energía real de las zonas 6, 7, 8 y 9 resulte menor a la energía prevista de su zona, dicha diferencia no se tomará en cuenta en el cálculo.

- iii) Para obtener el monto a recuperar o devolver de todas las zonas, se suma algebraicamente el resultado de los montos calculados en i) y en ii).
- iv) Se descuenta o adiciona la mitad de los ingresos recaudados de más o dejados de recaudar en la zona 8, según sea el caso.
- v) El valor del ingreso a recuperar o devolver, se distribuye en proporción a la capacidad instalada de los generadores de las zonas que pagan.

Las variaciones de la energía generada real respecto a la prevista, afectan el cálculo del CADICU, por lo que las diferencias que se den en las zonas exceptuadas del pago deben tomarse en cuenta para el cálculo de lo que deban pagar los generadores de las zonas que pagan y lo que correspondería traspasar a la demanda.

Para la demanda:

- a) Si los ingresos no recaudados o recaudados de más por “Estampilla Postal” y por “Seguimiento Eléctrico”, cada uno por separado, son superiores al 10% de lo previsto, se hace el ajuste, distribuyéndolos en proporción a la demanda máxima no coincidente real de los agentes consumidores.
- b) La porción que corresponde a la diferencia de la energía prevista menos la real (Seguimiento Eléctrico) de las zonas 6, 7, 8 y 9 de generadores, multiplicada por el CADICE, se adiciona al valor que debe pagar la demanda y se distribuye en proporción a la demanda máxima no coincidente real de los agentes consumidores de las zonas que pagan el CADIC (Zonas de la 5 a la 10 según el punto c, Paso 9 del artículo 197 de este Reglamento).

En el caso de que la energía real de las zonas 6, 7, 8 y 9 resulte menor a la energía prevista de su zona, dicha diferencia no se tomará en cuenta en el cálculo.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

La mitad de los ingresos recaudados de más o dejados de recaudar en la zona 8 se descuentan o adicionan, según sea el caso, del valor que deben pagar los agentes consumidores de las zonas de la 5 a la 10.

ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS

Concluido un año tarifario corresponderá realizar los ajustes para cada agente entre lo pagado en el año tarifario anterior y lo que realmente debería haber pagado.

A los efectos de determinar lo que realmente debería haber pagado cada agente, la Empresa de Transmisión deberá recalculer los cargos correspondientes al año anterior, ajustando el IPST y siguiendo el mismo procedimiento establecido para el cálculo de los cargos de transmisión a que hace referencia el Artículo 197 de este Reglamento, considerando:

- a) El IPST ajustado. Para el cálculo de los cargos se actualizará el IPST del año anterior ajustando, respecto del valor preliminar inicial lo siguiente:
 - El valor de la generación obligada u otros costos asociados incluidos en el término GA. Previo a ello deberá presentar los cálculos de GA a la ASEP a fin de solicitar su aprobación o no objeción.
 - El plan de inversiones correspondiente ajustando la fecha de entrada de las instalaciones previstas. En el caso que se haya puesto en servicio una instalación originalmente no prevista, su incorporación en el ajuste del IPST deberá contar con la aprobación o no objeción de la ASEP.
- b) Con el IPST ajustado se recalcularán los cargos siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 197 de este Reglamento, para lo cual se utilizarán los siguientes escenarios:
 - Se considerarán como mínimo nueve (9) escenarios típicos representativos de horas de pico, valle y resto para días hábiles, sábado y domingo para cada mes del año tarifario. Estos estados de carga se obtendrán del despacho ejecutado real. Se asignará una duración T_e a cada escenario representativo de forma tal que en conjunto sumen el total de 8760 horas del año.
 - Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia desacoplado rápido tipo “DC Load Flow”, sin considerar las resistencias de los componentes de la red y con todas las tensiones de nodo igual a 1.0 p.u. La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión deberán representarse individualmente.
- c) Con los nuevos cargos y los valores reales de capacidad instalada, demanda máxima no coincidente y energía generada, se recalculará la facturación del año anterior para cada agente.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

- d) La diferencia, para cada agente, de lo que pagó con lo que realmente debió haber pagado generará un crédito a su favor, si lo pagado es mayor a lo que debió haber pagado, o un débito, si lo pagado es menor a lo que debió haber pagado.
- e) Adicionalmente se calculará para las demandas el crédito correspondiente al 95% de los ingresos que recibió la Empresa de Transmisión por los cargos regionales. Estos créditos se sumarán a los créditos o débitos resultantes de los ajustes de los cargos de los puntos anteriores de este Artículo. Estos créditos se calcularán mediante:

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

Donde:

$CIREG_{ki}$: Es el crédito que le corresponde a cada demanda “k”, debido a los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “i”.

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

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

- f) Al finalizar el año tarifario, los créditos o débitos finales que se generan de la suma de los resultados del literal d) y e), no serán actualizados con el Índice de Precios al Consumidor (IPC), y serán descontados o agregados en la facturación del Cargo por Uso inmediatamente siguiente, de acuerdo al procedimiento de liquidación realizado por la Empresa de Transmisión.

Debe decir:

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

Cargos Iniciales por Activos Existentes (CUSPTEi)

Al inicio de un período tarifario se determina el Ingreso Permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión 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 (IPSEgyD_j e IPSPEd_j).

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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 Te a cada escenario representativo de manera tal que en conjunto de forma anual sumen el total de 8760 horas.

Mensualmente, la Empresa de Transmisión publicará los valores de los cargos CUSPTE_{real,j,m} para conocimiento de todos los agentes.

Cargos Reales por Inversiones Adicionales (CUSPTA_{real})

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 (CUSPTA_{real,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:

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

Donde:

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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 $CUSPTE_{real,j,m}$: es el monto de dinero resultante de la diferencia entre el monto $CUSPTE_{i,j,m}$ y el monto de aplicar los cargos reales ($CUSPTE_{real,j,m}$) 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 $CUSPTA_{real,j,m}$: es el monto de dinero resultante para el agente “a” de aplicar los cargos por nuevas inversiones ($CUSPTA_{real,j}$) en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; cuyos cargos $CUSPTA_{real,j}$ 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.

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

Donde dice:

Artículo 191 Al final de cada año tarifario, excepto el último de cada periodo tarifario, la Empresa de Transmisión deberá calcular un ajuste a los cargos preliminares correspondientes al siguiente año tarifario. Para ello, en el caso de los cargos correspondientes al SPT, deberá seguir el procedimiento establecido en el Artículo 197 de este Reglamento ajustando el IPSPT, y todos sus componentes, respecto de las previsiones contenidas en el estudio tarifario. El ajuste del IPSPT y sus componentes comprenderá:

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

Calculado el valor ajustado del IPSPT_{io}, y mediante la aplicación del procedimiento establecido en el Artículo 197 de este Reglamento, se recalcularán los cargo correspondientes al SPT.

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

Donde:

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

Debe decir:

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

Dado 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:

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

Donde:

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

IPC₀: es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de 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 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:

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

Donde:

Cargo_{jj}: es el cargo tarifario para el año tarifario “j”, actualizado al año tarifario “j”.

Cargo_{j,0}: es el cargo tarifario determinado a la fecha base de 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.

Rib

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

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

Donde dice:

Artículo 197 El Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión se asignará a los agentes mediante la aplicación de las metodologías del seguimiento eléctrico y de estampilla postal. El método del seguimiento eléctrico se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad utilizada de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de energía. El método de estampilla postal se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad remanente de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de potencia. Los cargos se calcularán en forma preliminar al inicio de cada año tarifario en base a datos estimados y los mismos se reajustarán en base a datos del despacho ejecutado al final de año tarifario. La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se compone de los siguientes pasos:

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

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

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

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

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

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

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

Donde:

i : *Es cada año tarifario.*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

n_x : Cantidad de corrientes incógnita

n_l : Cantidad de líneas del SPT

n_c : Cantidad de nodos de carga

n_g : Cantidad de puntos de inyección

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

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

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

Donde:

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

j : índice correspondiente a los puntos de inyección

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

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

Siendo:

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

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

Donde:

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

V_n : Tensión del nodo del que sale la corriente I_l

I_l : Corriente total por la línea " l "

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

El porcentaje de participación de un generador " j " en el uso de una línea " l " se determina mediante la siguiente ecuación:

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

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

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

Donde:

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

Paso 6: Se determina el cargo nodal correspondiente a la generación de cada nodo " j " y la demanda de cada nodo " k " del Sistema de Transmisión que permite

recuperar el costo asociado a la utilización de cada línea del Sistema Principal de Transmisión, en el año tarifario “i”:

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:

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

Donde:

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

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

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

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

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

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

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

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

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

- a) Este Paso será de aplicación exclusiva para el periodo comprendido entre la puesta en vigencia de este Reglamento y la puesta en servicio de la primera instalación definida por la ASEP como “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda”.
- b) Se definen como Agentes Excluidos del pago de los cargos por uso del SPT a los generadores de la Zona 6, Zona 7 y Zona 9 y como Agentes Excluidos del pago del 50% de los cargos por uso del SPT a los generadores de la Zona 8.
- c) Se definen como Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional a todas las demandas, excluidas las de la Zona 1, Zona 2, Zona 3 y Zona 4.
- d) El Cargo Adicional del SPT para el año tarifario “i” (CADIC_i) se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CADIC_i = \sum_z^{zexc} CZONP_{zi}(G) + CXUSOPE_i(G) * \sum_z^{zexc} \sum_g Cinst_{zgi} + 0.5 * (CZONP_{z8i}(G) + CXUSOPE_i(G) * \sum_g Cinst_{z8gi})$$

Donde:

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

z8: Zona correspondientes a los Agentes Excluidos del pago del 50% de los cargos por uso del SPT (Zona 8)

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

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

Donde:

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

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

Paso 10: Componentes del cargo por Zona

El Cargo de cada Zona, para generación y demanda, es la suma del Cargo por Energía determinado en base al método del Seguimiento Eléctrico, más el Cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal, más el Cargo Adicional que le corresponda a la demanda. En forma transitoria los agentes generadores de la Zona 6, Zona 7 y Zona 9 quedan excluidos del pago de los cargos por uso del SPT y los agentes generadores de la Zona 8 quedan excluidos del pago del 50% de los cargos por uso del SPT.

Debe decir:

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

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

Ítem A: Cargos por Activos Existentes (CUSPTE)

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

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

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

Para el cálculo a realizar al inicio de un 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 desacoplado rápido tipo “DC Load Flow”, sin considerar las resistencias de los componentes de la red y con todas las tensiones de nodo igual a 1.0 p.u. La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión deberán representarse individualmente.

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

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

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

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

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

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

Donde:

n_x : Cantidad de corrientes incógnita

n_l : Cantidad de líneas del SPT

n_c : Cantidad de nodos de carga

n_g : Cantidad de puntos de inyección

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

b) Por cada nodo de la red se construye un circuito equivalente de acuerdo 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_m^g : Corriente por la línea o carga "l" proveniente del punto de inyección g

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

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

Donde:

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

V_n : Tensión del nodo del que sale la corriente I_l

I_l : Corriente total por la línea “ l ”

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

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

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

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

Donde:

$CNODP_{gl}(G)$: 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.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

- *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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

g : *Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad 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”.*

Paso 9: Componentes del cargo por Zona

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

- *Para la Generación:*

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

- *Para la Demanda:*

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

Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación

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

Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA)

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

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

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

Luego, los cargos se calculan de la siguiente manera.

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

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

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

- *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.



ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde dice:

Artículo 207 Los indicadores de costos eficientes para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión por el servicio de operación del sistema integrado (SOI) relacionados con el CND (IPCNDi), 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.

Reb

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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 (IPCND^{M*}). Este valor será constante a lo largo de todo el periodo.

Debe decir:

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 (IPCND^{M*}). Este valor será constante a lo largo de todo el periodo.

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

Donde dice:

Artículo 208 Las inversiones requeridas por el CND serán reconocidas como gastos y recuperadas en el periodo tarifario. Toda aquella inversión que supere el monto establecido para inversiones menores deberá tener una aprobación con una metodología equivalente a la aprobación del Plan de Expansión de Corto Plazo, incluida la consulta pública. El Plan de inversiones 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.

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:

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

- 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.

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

Donde dice:

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

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

Donde:

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

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

Debe decir:

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

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

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”.

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

Donde dice:

Artículo 213 Debido a los supuestos contenidos en los cálculos de los cargos por el servicio de operación integrada al inicio de cada año tarifario, la facturación y los pagos por este servicio serán considerados preliminares y sujetos a reajuste. Así, concluido un año tarifario corresponderá realizar los ajustes para cada agente entre lo pagado en el año tarifario anterior y lo que realmente debería haber pagado.

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

- a) El IPCND e IPHM ajustado. Se recalculará el IPCND e IPHM del año anterior actualizando solo la cantidad de personal y las inversiones realizadas, así:
 - La cantidad de personal del año en revisión deberá ser la realmente contratada y en funciones. En caso que la cantidad de personal haya superado la prevista en el estudio tarifario para el año en cuestión, para que pueda ser considerada deberá justificarse y solicitar la aprobación o no objeción de la ASEP.
 - Se utilizarán los proyectos y monto de la inversión respectiva realmente ejecutadas respecto al plan reconocido en la revisión tarifaria. En el caso de haber ejecutado una inversión originalmente no prevista, su incorporación en el ajuste del Ingreso Máximo deberá contar con la aprobación o no objeción de la ASEP,
- b) El Ingreso Permitido así corregido será asignado a la demanda y a la generación en proporción a la suma de la demanda máxima anual no coincidente y a la suma de la capacidad instalada respectivamente. La parte que le corresponda a la demanda será luego ajustada restándole el 95% de los ingresos anuales percibidos de aquellos agentes que pagaron el Uso Esporádico de Transmisión. Con los valores finales asignados a la demanda y a la generación se recalculará los cargos por el SOI y se refacturará todo el año anterior.
- c) La diferencia entre los valores anuales resultantes para cada agente del proceso de refacturación y los resultantes de la facturación original, dará lugar a créditos o débitos a favor de cada agente. Estos créditos o débitos deberán ser acreditados o facturados a los agentes en la siguiente facturación mensual. En el caso de agentes presentes en el año tarifario anterior pero no en el presente, la Empresa de Transmisión deberá poner a su disposición los créditos y, en el caso de débitos, deberá tenerlos en cuenta al momento de devolver la garantía que cada agente tiene depositada.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

Debe decir:

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:

ΔIPCND_j ; Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho por las diferencias entre el IMP previsto y real del año tarifario (j-1) para el CND.

ΔIPHM_j ; Es el ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología por las diferencias entre el IMP previsto y real del año tarifario (j-1) para el servicio de Hidrometeorología.

A los efectos de determinar las diferencias entre el IMP previsto y real del año tarifario (j-1), la Empresa de Transmisión deberá recalcular el IPCND_{j-1} correspondiente al año anterior, considerando lo siguiente:

Se calculará el ΔIPCND_j e ΔIPHM_j a aplicar en el año tarifario (j), como diferencia entre el IPCND_{j-1} originalmente calculado correspondiente al año anterior y su valor actualizado, calculado de igual manera y considerando las remuneraciones totales realmente pagadas y las inversiones realmente realizadas, así:

- Las remuneraciones al personal en el año en revisión deberán ser las realmente pagadas. En caso que el monto de las remuneraciones pagadas haya superado la prevista en el estudio tarifario para el año en cuestión, para que pueda ser considerado deberá justificarse y solicitar la aprobación o 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 (ΔIPCND_j e ΔIPHM_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.

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

El cálculo del Ajuste IPSOI deberá ser aprobado por la ASEP previo a la facturación.

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.

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

Donde dice:

Artículo 214 Al final de cada año tarifario, excepto el último de cada periodo tarifario, la Empresa de Transmisión deberá calcular los cargos preliminares ajustados correspondientes al siguiente año tarifario correspondientes al SOI. Para ello deberá seguir el procedimiento establecido ajustando el IPSOI, y todos sus componentes, respecto de las previsiones contenidas en el estudio tarifario. El ajuste del IPSOI y sus componentes comprenderá:

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

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

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

ANEXO A - MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

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

Donde:

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

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

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

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

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

Debe decir:

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

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

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

Donde:

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

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

IPC_0 : es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de 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.

17. Título XII, Artículo 219.

Donde dice:

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 4% del valor de los activos reconocidos y se facturarán directamente al agente por la Empresa de Transmisión Eléctrica.

Debe decir:

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.