

ANEXO A

Resolución AN N° 4412 -Elec de 27 de abril de 2011

MODIFICACION AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

La modificación propuesta consiste en mantener la metodología vigente eliminando resultados de cargos tarifarios negativos, los que son reemplazados por cargos cero, para lo cual se modifica el literal l del artículo 182 y se agrega el Paso 9 al artículo 190 del Reglamento de Transmisión así:

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

Artículo 182 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 establece el artículo 102 de la Ley No 6 de 3 de febrero de 1997.

- a) Los cargos por conexión reflejarán los costos de los activos necesarios con el nivel de confiabilidad requerido en las normas para conectar cada cliente al sistema principal de transmisión cuando ésta no es propiedad del usuario.
- b) Los cargos por uso del sistema principal de transmisión reflejarán los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión con el nivel de calidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el período tarifario.
- c) Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.
- d) Si los usuarios del sistema de transmisión que requieran conectarse a la red de transmisión eléctrica construyen a su cargo las instalaciones de transmisión necesarias para su conexión que no estén indicadas en el plan de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a lo establecido por el Decreto Ejecutivo No 22 del 19 de junio de 1998, podrán requerir una remuneración por tales instalaciones de ser solicitadas por otro usuario. En dicha instancia, se evaluará la eficiencia de tales instalaciones y se asignará un régimen tarifario equivalente al que le corresponde a la Empresa de Transmisión Eléctrica para las instalaciones del sistema principal de transmisión, del que formarán parte, con un costo de capital equivalente al valor nuevo de reemplazo de las instalaciones correspondientes. Se definirá como instalaciones eficientes las mínimas necesarias para el cumplimiento de los requerimientos de servicio. La transferencia al sistema principal de transmisión de un equipamiento de un usuario que se haya autorizado como Conexión será restringida a aquel

equipamiento que es estricta y directamente necesario para transmitir la energía de otro usuario del Sistema de Transmisión.

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

- e) Si el usuario solicita a la Empresa de Transmisión Eléctrica que realice las inversiones necesarias para la conexión, ésta tiene la opción de desarrollar tales ampliaciones o adiciones, previo acuerdo con los respectivos usuarios.
- f) Cuando la Empresa de Transmisión Eléctrica realice la inversión y construcción de las instalaciones para conectar a un usuario al Sistema Principal de Transmisión, ésta estará obligada a aplicar el cargo por conexión de las instalaciones correspondientes establecido en el pliego tarifario vigente.
- g) Cuando se produzcan nuevas conexiones o desconexiones a la red de transmisión, la clasificación de los activos existentes entre conexión y pertenecientes al sistema principal podrá ser modificada a partir del nuevo período tarifario de acuerdo con la nueva función que desempeñe el activo. Esto no aplica para las instalaciones o equipamientos del Sistema Principal de Transmisión, aprobados en el Plan de Expansión.
- h) Si en el transcurso de un período ingresa un usuario no programado, pagará un cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión determinado a partir del cargo de la zona correspondiente al que se le sumará el correspondiente cargo por conexión. De estar en la programación del período debe estar incluido en el cálculo tarifario, debiendo abonar durante los años tarifarios que le falten de ese período un cargo que tendrá en cuenta su uso del Sistema de Transmisión durante un lapso menor al del período tarifario.
- i) Cuando 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.
- j) La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se basa en el principio de un sistema de tarificación nodal-zonal,

que refleja el uso que cada agente hace de cada equipamiento, obteniéndose un cargo que es la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento de la red, consistente con la definición de equipamiento inicial y refuerzo del sistema.

- k) La metodología de cálculo se aplicará a través de un modelo matemático que deberá representar adecuadamente el Sistema Principal de Transmisión. El modelo deberá tener la configuración del sistema principal de transmisión existente o programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional.
- l) Los cargos serán calculados para el período tarifario y establecidos para cada año del período tarifario. En ningún caso los cargos a aplicar a la generación y/o la demanda podrán ser inferiores a cero, aunque del cálculo matemático surjan valores negativos. En este caso, los cargos positivos se ajustarán de modo tal que la generación y la demanda abonen respectivamente 70% y 30% de los costos totales.
- m) El uso esporádico tendrá un costo horario equivalente al de una inyección o extracción equivalente permanente en el mismo nodo cuando se trata de cargos positivos y de cero cuando se trate de cargos negativos. El cargo mensual correspondiente al nodo de inyección/extracción de la generación/demanda por unidad de potencia [MW] dividido entre 730 horas y entre 0.60 será el cargo esporádico por unidad de energía [MWh] aplicado a esa generación/demanda. El 95% de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado a la Empresa de Transmisión Eléctrica como un incentivo.

Para la aplicación de este Artículo se considerará lo siguiente:

- (i) Según lo establecido en la Ley No 45 de 4 de agosto de 2004, los usuarios que hayan instalado una planta o un grupo de plantas de generación eólica conectadas en un mismo punto en la red de transmisión eléctrica, pagarán el cargo por uso con base en el cargo esporádico que le corresponda de acuerdo a la zona donde está conectada la planta o el grupo de plantas de generación en la siguiente forma:
 - (i.1) El generador eólico cuya capacidad instalada sea de hasta 10 MW no paga el cargo por uso esporádico independientemente de la energía inyectada a la red de transmisión.
 - (i.2) El generador eólico cuya capacidad instalada es de más de 10 MW y hasta 20 MW pagará el cargo por uso esporádico sólo por la energía inyectada a la red de transmisión en cada hora por encima de los 10 MWh.

- (i.3) El generador eólico cuya capacidad instalada sea mayor a los 20 MW pagará el cargo por uso esporádico por toda la energía inyectada a la red de transmisión.
 - (ii) En las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto las importaciones como las exportaciones pagarán el cargo por uso esporádico de acuerdo a la zona en donde estén inyectando o retirando energía. Para la aplicación de este numeral, las importaciones serán consideradas como una generación conectada en la zona en donde inyecten energía y las exportaciones serán consideradas como una demanda conectada a la zona en donde retiran energía. En el caso de las transacciones con agentes de países del MER, esta norma se aplicará hasta la entrada en vigencia del Reglamento el Mercado Eléctrico Regional.
- n) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente consumidor será en proporción a la demanda máxima anual no coincidente de cada punto de interconexión. La información de la demanda máxima anual no coincidente deberá ser suministrada por cada agente consumidor a solicitud de ETESA en un plazo de 10 días hábiles de presentada la solicitud. La demanda máxima anual no coincidente suministrada por los agentes consumidores será válida durante los cuatro años de vigencia de las fórmulas tarifarias. Para los propósitos de la definición de la demanda máxima anual no coincidente, debe tenerse en consideración que:
- (i) Cuando las líneas de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociadas a una zona nodal, permiten transferencias de carga entre sí, o sea es una configuración mallada, o se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona hasta un nivel de media tensión, se considerara la demanda máxima anual no coincidente del grupo de subestaciones y/o líneas alimentadoras.
 - (ii) Cuando la línea de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociada a una zona nodal, es independiente o radial y además no se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona, su demanda máxima deberá ser considerada independiente de otras.
 - (iii) En la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará si la demanda máxima anual no coincidente real del agente consumidor superó la demanda prevista. De ser así se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. De ser menor no corresponderá ningún ajuste.
- o) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente productor será en proporción a la capacidad instalada del mismo. De ser mayor la capacidad instalada de lo previsto corresponderá un ajuste en el cargo

asignado. Si la capacidad instalada es menor de lo previsto, no corresponderá ningún ajuste en el cargo asignado.

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

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

Artículo 190 La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se realizará sólo para el cálculo inicial de los cargos y la misma se compone de los siguientes pasos:

Paso 1: Construcción, para cada año tarifario, del modelo de la red de transmisión que tendrá la misma estructura del Sistema de Transmisión existente más todos aquellos equipos de transmisión cuya entrada en servicio esté comprometida durante el período para el que se realiza el cálculo tarifario. Los ingresos de equipamientos se considerarán que están todo el mes si ingresan antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se los considerará como ingresando al mes siguiente.

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

- a) Para cada topología resultante del Sistema de Transmisión de Electricidad se calcularán los flujos incrementales de potencia activa en cada línea del Sistema de Transmisión de Electricidad que resultan de un incremento neto de 1 [MW] de generación en cada nodo del modelo que es compensado en el nodo de referencia. Se construye así, para cada topología de red, la denominada **Matriz β** [n° de líneas x n° de nodos] cuyo coeficientes **$\beta_{l,k}$** serán iguales al incremento de flujo en la línea "l" producido por la inyección de 1 MW en el nodo "k", totalmente compensado por un incremento de demanda en el nodo de referencia. Se considerará como la **Matriz β** de cada año tarifario, aquella que represente la topología que tenga mayor duración o que predomine durante dicho año.
Se selecciona como nodo de referencia el nodo Panamá 115 kV para el cálculo de los cargos que permiten recuperar los costos asociados a los refuerzos del sistema.
- b) Para el cálculo de los flujos incrementales se utilizará un modelo de flujos de carga de desacoplado rápido tipo "DC Load Flow", sin resistencias y todas las tensiones de nodo igual a 1.0 p.u.

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

- a) Se considerarán hasta tres (3) escenarios típicos para cada año tarifario: representativos de un año seco / medio / húmedo, en horas de máxima demanda. Estos estados de carga se obtendrán utilizando el modelo de despacho de cargas que se utiliza para la programación de mediano plazo. Se asignará una duración T_e a cada escenario representativa de su probabilidad de ocurrencia, de forma tal que en conjunto sumen el total de 8760 horas del año.
- b) Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia similar al utilizado para determinar la **Matriz β** . La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión de Electricidad deberán representarse por separado.

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

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

- a) Los ingresos máximos permitidos que cubren los costos del Sistema Principal de Transmisión (IPSPT_i) aprobados por la ASEP, determinados para cada año tarifario, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.
- b) Para cada año tarifario (i), se calcula el costo equivalente por unidad de longitud las líneas del Sistema Principal de Transmisión que pertenecen al nivel de tensión “v”, como:

$$CU_{vi} = IPSPT_{vi} / \sum (LO_{li})$$

Donde:

i: es cada año tarifario.

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

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

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

LO_{li} : es la longitud de la línea l.

Paso 5: Se divide el Sistema Principal de Transmisión en dos subsistemas: El subsistema denominado “**Equipamiento Inicial**” aprobado por la ASEP mediante Resolución. El

subsistema denominado “**Refuerzos del Sistema**” comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario.

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

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

Factores de Proporcionalidad (FPz) del Equipamiento Inicial

	Demandas	Generadores
Zona 1	-4388%	0,000%
Zona 2	0,000%	43792%
Zona 3	0,000%	14159%
Zona 4	-7047%	0,000%
Zona 5	1676%	0,000%
Zona 6	2797%	-1144%
Zona 7	53647%	-3996%
Zona 8	0,000%	1052%
Zona 9	3315%	-3863%
Zona 10	0,000%	0,000%

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

$$CRECI = \sum (LOI_i * CU_{vi})$$

$$CZONI_z (G/D) = FP_z (G/D) * CRECI$$

Donde:

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

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

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

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

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

$$CNODR_{ki} (G/D) = \sum_e \sum_l [T_e / 8760 * CUA_{lei} * L_{oli} * \%USORl_{kei} (G/D)]$$

$$CUA_{lei} = CU_{vi} * ABS(F_{lei}) / F_{MAXI}$$

$$F_{ilkei} (G) = + MAX [0, G_{kei} * \beta_{lkei} / F_{lei} * ABS (F_{lei})]$$

$$F_{ilkei} (D) = + MAX [0, - D_{kei} * \beta_{lkei} / F_{lei} * ABS (F_{lei})]$$

$$F_{ITlei} = \sum_k [F_{ilkei} (G) + F_{ilkei} (D)]$$

$$\%USORl_{kei} (G) = F_{ilkei} (G) / F_{ITlei}$$

$$\%USORl_{kei} (D) = F_{ilkei} (D) / F_{ITlei}$$

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Paso 8: Determinación de los Cargos por Uso zonales.

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

$$CZONR_{zi} (G) = FPR_i * \sum_k z (CNODR_{kzi} (G))$$

$$CZONR_{zi} (D) = FPR_i * \sum_k z (CNODR_{kzi} (D))$$

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

$$CREC_{Ri} = \sum_l (LO_{li} * CU_{vi})$$

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

$$TTRA_{li} = CZON_{li} (G) + CZON_{li} (D)$$

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

$$TTRAT_i = TTRAI_i + TTRAR_i$$

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

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

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

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

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

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

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

$$(Cinstg_i))] / \sum_{gz} (Cinstg_{zi})$$

$$CXUSO_{zi} (D) = [TCZONT_i (D) + (0.3 * TTRAT_i - TCZONT_i (D)) * (\sum_{dz} (Pmad_{zi}) / \sum_d$$

$$(Pmad_i))] / \sum_{dz} (Pmad_{zi})$$

Donde:

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

g: es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Paso 9: Eliminación de los cargos por uso negativos.

- a. Los cargos zonales por el uso del Sistema Principal de Transmisión que resulten negativos del procedimiento anterior se llevarán a cargo nulo o cero, sean estos los que pagan tanto la generación como la demanda.
- b. El mayor ingreso resultante debe ajustarse de modo tal que:
 - b.1. El monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión en el año tarifario “i” sea equivalente al Ingreso Máximo Permitido de ese año.
 - b.2. Se mantenga la proporción 70% / 30% establecida en el Paso 8 entre la recaudación obtenida de parte de los generadores y de la demanda.
- c. A tales efectos, los cargos mayores que cero serán ajustados en una proporción tal que la recaudación obtenida de parte de los generadores y de la demanda mantenga la proporción establecida en el Paso 8. La proporción de ajuste de los cargos positivos será igual para todos los cargos que pagan los generadores. Del mismo modo, se aplicará otro idéntico factor de ajuste para todos los cargos positivos que paga la demanda.
- d. Se calcula el monto total a recaudar vía cargos por uso utilizando estos cargos recalculados que deben respetar las condiciones establecidas en b.1 y b.2.