

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 4524 -Elec

Panamá, 23 de junio de 2011

“Por la cual se aprueban modificaciones al Reglamento de Transmisión adoptado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones; y a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT), para los años 3 y 4 del periodo vigente, contenidos en el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA); y se aprueba la metodología de compensación del crédito que recibe la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) por la tarifa de transmisión vigente.”

EL ADMINISTRADOR GENERAL, ENCARGADO

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “*Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad*”, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que conforme al numeral 4 del artículo 20 de la Ley 6 antes citada, le corresponde a la ASEP establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que los numerales 1 y 2 del artículo 98, de la referida Ley 6 de 1997, establecen que la ASEP definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, entre otros, y establecerá toques máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas, así como las metodologías para la determinación de tarifas; para ello, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la ASEP, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, cumpliendo con las fórmulas, toques y metodologías establecidas por la Autoridad;
5. Que mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, la ASEP aprobó el Reglamento de Transmisión, cuyo objeto general es regular el servicio de Transmisión en lo referente a su definición, los derechos y obligaciones, el libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza, dentro del marco de las leyes, y demás reglas de derecho aplicables;
6. Que asimismo, mediante la Resolución AN No.2912-Elec de 28 de agosto de 2009 y su modificación, esta Autoridad Reguladora aprobó el Pliego Tarifario de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante ETESA), correspondiente al período tarifario del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013;



7. Que el artículo 14 del Reglamento de Transmisión establece que las fórmulas tarifarias se revisarán cada 4 años conforme a lo establecido en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, pero cuando algún hecho lo justifique podrán realizarse modificaciones extraordinarias a cualquiera de los títulos del mismo y a las fórmulas tarifarias y, en ese sentido, se hace necesario realizar las respectivas modificaciones para cumplir con lo establecido en la Resolución de Gabinete 101 de 23 de agosto de 2009;
8. Que a través de la referida Resolución de Gabinete 101, fue solicitado al Ministro de Economía y Finanzas, que instruyera a la Junta Directiva de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., para que adecuara las tarifas de transmisión, de manera que se incentive el desarrollo de fuentes alternas de generación y, muy especialmente, las hidroeléctricas;
9. Que para lograr dicho objetivo, la ASEP evaluó nuevamente el procedimiento para el cálculo de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT), revisando diversas metodologías tarifarias, además de la vigente, tales como la Metodología de Seguimiento Eléctrico, Metodología de Seguimiento Electro Geométrico, Metodología de Estampilla y la Metodología de Particiones Medias, encontrando que es necesario un periodo de transición para minimizar el impacto que afectaría a algunos agentes de mercado;
10. Que, como resultado de lo anterior, la ASEP considera conveniente hacer una adecuación a la metodología tarifaria vigente, para lograr una reducción en el Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT), que pagan los agentes en las zonas donde están ubicadas las hidroeléctricas y lograr para los agentes térmicos un efecto menor;
11. Que adicionalmente, se hace necesario llevar a cabo una revisión extraordinaria de la tarifa de transmisión, toda vez que algunos proyectos de generación hidroeléctrica iniciarán operaciones antes de la fecha prevista en el diseño de la tarifa vigente, lo que podría provocar que ETESA reciba ingresos adicionales a los permitidos en los años tarifarios 3 y 4. De acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de Transmisión, de haber ingresos en exceso al Ingreso Máximo Permitido (IMP), ETESA debe devolverlos a los usuarios de transmisión, a través de un ajuste a los Cargos por Uso;
12. Que el artículo 100 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, relativo a la vigencia de las fórmulas de tarifas establece que “Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas”;
13. Que por medio de la Nota ETE-DEOI-PLAN-043-2011 de 21 de febrero de 2011, ETESA presentó a esta Autoridad los cargos que resultan de la aplicación de la modificación al mencionado procedimiento de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) y por el ajuste relacionado a la devolución de ingresos;
14. Que al modificar la metodología de asignación de los cargos por uso, la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (en adelante EDECHI) dejaría de recibir un crédito que era trasladado a la tarifa de los clientes regulados, por lo que se ha contemplado un esquema de compensación a través de los agentes que reciben ahorros o reducciones en sus cargos, a efectos de evitar un incremento en la tarifa aplicada a dichos clientes;
15. Que en virtud delo anterior, esta Autoridad Reguladora, mediante Resolución AN No. 4412-Elec de 27 de abril de 2011, aprobó la celebración de una Audiencia Pública para

[Handwritten marks]

recibir los comentarios sobre la propuesta de modificación del Reglamento de Transmisión, y la Propuesta de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) para los años 3 y 4 del periodo vigente contenidos en el Pliego Tarifario de Transmisión, la cual se llevó a cabo el 24 de mayo de 2011;

16. Que dentro del plazo otorgado para recibir comentarios a la propuesta de modificación del Reglamento de Transmisión, esta Entidad recibió los comentarios de la empresa AES Panamá, S.A., y de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), los cuales se analizan a continuación:

16.1 Comentario a la Propuesta de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT)

AES Panamá, S.A., señala que desde el 30 de octubre de 2010, la Central Hidroeléctrica Estí ha estado fuera de operación debido a un colapso parcial del túnel de conducción, por lo que solicitan que se considere como fecha de entrada en operación comercial de la Central Hidroeléctrica Estí el 31 de Mayo de 2012 y se suspenda el cobro del CUSPT por 120 MW, y en su defecto, se considere el consumo actual como una demanda.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Los cargos por uso del sistema principal de transmisión, independientemente de la metodología que sustente su cálculo, no están desvinculados de las inversiones en expansión, operación y mantenimiento del sistema de transporte, los cuales en general están directamente asignados a uno o varios agentes para que éstos puedan entregar su energía. Por esta razón, el Ingreso Máximo Permitido, para la empresa transportista, es calculado conforme al costo de un stock de bienes o activos, un plan de inversiones, determinados costos de operación, administración y mantenimiento y una rentabilidad. Dichos activos y las ampliaciones consideradas contemplan la reserva de capacidad para que cada agente generador pueda hacer uso de la misma para ofertar su potencia (y energía), abasteciendo las demandas esperadas, con cierto margen de reserva ante contingencias. De modo que, esos costos deben ser sufragados por cada agente, a través de un cargo que represente la capacidad que el sistema de transporte pone a disposición del mismo, en concepto de soporte físico a su derecho de participar en el mercado de generación.

Particularmente en lo que se refiere a los riesgos en los que se incurre al salir un generador del sistema, éste, se vería imposibilitado de participar en el mercado, y desde el despacho, se tendría que recurrir a otros generadores, que pudieran ser de mayor costo, congestionar la red, aumentar las pérdidas o limitar la capacidad de reserva ante contingencias.

De acuerdo a la metodología de asignación de los cargos se desprende que los cargos fijos se pagan independientemente de la situación que sufra una central en particular. La tarifa sólo tiene cargos fijos por la capacidad instalada independientemente de si es despachada o no la planta.

Cualquier generador que tiene instalaciones dedicadas debe pagarlas independientemente de la situación particular de indisponibilidad forzada o no que está padeciendo. Si no las paga, el transportista no las puede cobrar a través de otro agente, ya que ETESA tiene que tener las instalaciones para cuando se le resuelva el problema, por lo tanto no se acepta el comentario.

16.2 Comentario a la Propuesta de metodología de compensación del crédito que recibe la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) por la tarifa de transmisión vigente.

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) señala que de acuerdo con la metodología propuesta el cálculo del porcentaje de compensación a EDECHI, se hace con base al ahorro total que se produce por la Eliminación de los Cargos

Negativos, tanto para la demanda, como para la generación; sin embargo, para la asignación de la contribución que deberá hacerse para mitigar el efecto de los ingresos dejados de percibir por EDECHI, sólo se estipula la aplicación al ahorro de la generación. La metodología propuesta produce un déficit de compensación de B/.239,252.00, para el año 3; y de B/. 396,369.00, para el año 4.

Con base en lo anterior, para evitar el déficit, sugerimos aplicar una de las dos opciones siguientes:

- Que el porcentaje de asignación de la compensación a EDECHI se determine sólo respecto a los ahorros de los generadores; o bien,
- Que se utilice el ahorro total para determinar la contribución, tanto de la demanda como de la generación.

ANÁLISIS DE LA ASEP

En relación con los comentarios de ETESA, el cálculo de la compensación como se establece en el Anexo C de la Resolución AN No. 4412-Elec de 27 de abril de 2011, se realizó utilizando la totalidad del ahorro de los generadores y los ahorros de las empresas distribuidoras, conforme se indica a continuación:

“Para que se pueda mantener el crédito de transmisión en el 50% se requeriría que los agentes que reciben ahorro (generadores y distribuidores) contribuyan con una parte para cubrir el diferencial.”

No obstante, se ha advertido que en esta compensación se deben incluir también los Grandes Clientes conectados al sistema principal de transmisión, por lo que el punto 4 quedará redactado de la siguiente forma:

“4. Aplicará mensualmente este porcentaje al ahorro que se produce en cada planta de generación y para la demanda de cada distribuidor y Gran Cliente conectado directamente al Sistema Principal de Transmisión, que esté en una zona con cargos por uso positivos y lo incluirá en la factura del agente indicándolo como una “Contribución para la reducción del crédito en EDECHI.”

17. Que analizados los planteamientos presentados por los participantes en la Audiencia Pública, esta Entidad Reguladora concluye que debe proceder con la adopción de las modificaciones propuestas, toda vez que las mismas constituyen actualmente, una verdadera necesidad regulatoria que procurará el beneficio de los usuarios, por lo tanto;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la modificación al artículo 182 de la Sección IX.3.1: Criterios Generales para el Diseño de los Cargos por el Servicio de Transmisión del Título IX, denominado Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Conexión, del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, para que se lea así:

“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.*

[Handwritten signature]

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 periodo será el del equipamiento multiplicado por la proporción de tiempo que estará en servicio respecto al periodo 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 periodo 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 periodo tarifario y establecidos para cada año del periodo 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 del 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."*

SEGUNDO: APROBAR la modificación al artículo 190 de la Sección IX.3.4: Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión del Título IX, denominado Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Conexión, del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, para que se lea así:

"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)*

[Handwritten signature and initials]

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:

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

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).

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

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 (FP_z) del Equipamiento Inicial

	Demandas	Generadores
Zona 1	-4,388%	0,000%
Zona 2	0,000%	43,792%
Zona 3	0,000%	14,159%
Zona 4	-7,047%	0,000%
Zona 5	1,676%	0,000%
Zona 6	2,797%	-1,144%
Zona 7	53,647%	-3,996%
Zona 8	0,000%	1,052%
Zona 9	3,315%	-3,863%
Zona 10	0,000%	0,000%

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

$$CRECI_i = \sum l (LO_{li} * CU_{vi})$$

$$CZONI_{i,z} (G/D) = FP_z (G/D) * CRECI_i$$

Donde:

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

$CZONI_{i,z} (G/D)$: 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.

$FP_z (G/D)$: Factor de Proporcionalidad correspondiente a la Zona Z para la

[Handwritten signature]
 H.S.

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:

$$CNODR_{ki} (G/D) = \sum_e \sum_l [T_e / 8760 * CUA_{lei} * LO_{li} * \%USOR_{lkei} (G/D)]$$

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

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

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

$$FIT_{lei} = \sum_k [FI_{lkei} (G) + FI_{lkei} (D)]$$

$$\%USOR_{lkei} (G) = FI_{lkei} (G) / FIT_{lei}$$

$$\%USOR_{lkei} (D) = FI_{lkei} (D) / FIT_{lei}$$

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".

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

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

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

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

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

Paso 8: Determinación de los Cargos por Uso zonales.

a) 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.

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

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


Handwritten initials and numbers: "HAR" and "115" below the signature.

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

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

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".

CRECR_i: 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:

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

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

$$TTRAT_i = TTRAI_i + TTRAR_i$$

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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


Hea
1/5

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*.

$TTRAR_i$: 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*".

$TTRAT_i$: es el monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión de Electricidad en el año tarifario "*i*".

$CZONI_{zi}$ (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*).

$TCZONI_i$ (G): es el total de cargos por zona asociados al "Equipamiento Inicial" correspondiente a los generadores en el año tarifario (*i*).

$TCZONI_i$ (D): es el total de cargos por zona asociados al "Equipamiento Inicial" correspondiente a las demandas en el año tarifario (*i*).

$TCZONR_i$ (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*".

$TCZONR_i$ (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*".

$TCZONT_i$ (G): es el total de cargos zonales correspondiente a los generadores en el año tarifario "*i*".

$TCZONT_i$ (D): es el total de cargos zonales correspondiente a las demandas en el año tarifario "*i*".

$CXUSO_{zi}$ (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.

$CXUSO_{zi}$ (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.

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

$Cinst_{gzi}$ [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*".

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

[Handwritten signature]
11/16

$P_{ma_{dzi}}$ [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."

TERCERO: MODIFICAR el punto 1.2 del Anexo A de la Resolución AN No.2912-Elec de 21 de agosto de 2009, modificado por la Resolución AN No.3454-Elec de 22 de abril de 2010, que se refiere a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) en el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el periodo tarifario del 1º de julio de 2009 al 30 de junio de 2013, como sigue:

"1.2 CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)

Los CUSPT se aplicarán según las zonas establecidas por la ASEP, en el Reglamento de Transmisión, mediante la resolución No. JD-5216, del 14 de abril de 2005. (Vea detalle de las zonas en el Apéndice A de este Anexo) Los CUSPT reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del Sistema Principal de Transmisión, con el nivel de confiabilidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el periodo tarifario. En el Cuadro No. 2 se presentan los cargos por uso para la Generación (generadores, autogeneradores y cogeneradores).

CUADRO No. 2
CARGOS POR USO
DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
PARA LA GENERACIÓN
(Balboas / kW / año)

Zona	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	29.62	35.86	14.63	16.72
2	48.87	56.58	35.26	34.94
3	36.25	47.75	30.02	33.46
4	14.53	30.80	23.68	16.86
5	10.95	13.22	12.03	8.79
6	-1.82	-2.70	0	0
7	-3.70	-4.21	0	0

Zona	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
8	0.45	0.32	0.08	0
9	4.64	0.85	2.20	0
10	38.36	44.76	33.04	28.64

En el cuadro No. 3 se presentan los cargos por uso para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes).

CUADRO No. 3
 CARGOS POR USO
 DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
 PARA LA DEMANDA
 (Balboas / kW / año)

Zona	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	-33.55	-37.84	0	0
2	0.92	1.41	3.17	3.63
3	0.51	0.89	3.42	4.10
4	-10.87	-20.06	0	0
5	3.49	4.25	4.13	5.30
6	6.30	7.42	6.45	7.51
7	15.05	17.04	13.83	14.15
8	1.08	0.89	2.41	3.39
9	6.23	7.32	6.20	7.77
10	12.17	16.29	19.82	6.43

Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, se aplican a los kW de capacidad instalada de generación; a la potencia máxima inyectada prevista, en el caso de autogeneradores y cogeneradores y a los kW de demanda máxima no coincidente prevista (Apéndice B), en el caso de los participantes consumidores. Los CUSPT se pagan mensualmente, a razón de un doceavo del cargo anual correspondiente.”

CUARTO: APROBAR la metodología de compensación del crédito que recibe la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. por la tarifa de transmisión vigente, para que sea aplicada como sigue:

1. Al inicio del año 3 y del año 4 respectivamente, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. hará un cálculo de la factura de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), con el Cargo por Uso aprobado mediante la Resolución AN N°3454-Elec de 22 de abril de 2010 y calculará el ahorro que se genera entre la tarifa anterior aprobada y la nueva tarifa a los generadores y distribuidores con cargos por uso positivos.
2. Con la factura neta de EDECHI con el cargo por uso anterior, como se indica en el punto 1, se establecerá el monto a compensar.
3. Establecerá el porcentaje a aplicar, dividiendo el monto a compensar entre el ahorro total que se genera entre los generadores y distribuidores con cargos positivos.
4. Aplicará mensualmente este porcentaje al ahorro que se produce en cada planta de generación y para la demanda de cada distribuidor y Gran Cliente conectado directamente al Sistema Principal de Transmisión, que esté en una zona con cargos por uso positivos y lo incluirá en la factura del agente indicándolo como una “Contribución para la reducción del crédito en EDECHI.”
5. La suma total de las contribuciones las aplicará en la factura de EDECHI como un crédito por el servicio de transmisión. Al final este crédito debe ser equivalente a lo que hubiese recibido con la tarifa anterior.


 HCN
 0/3

QUINTO: ADVERTIR que quedan vigentes e inalterables el resto de la Resolución No. JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones y la Resolución AN No.2912-Elec de 28 de agosto de 2009 y su modificación.

SEXTO: DAR A CONOCER que la presente Resolución regirá a partir de su expedición.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones, Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998; Resolución No.JD-5216 de 14 de diciembre de 2005 y sus modificaciones; Resolución AN No.2718-Elec de 30 de junio de 2009 y su modificación; Resolución AN No.2912-Elec de 28 de agosto de 2009 y su modificación.

PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE,



RODRIGO RODRÍGUEZ J.
Administrador General, Encargado

per
45