GACETA OFICIAL DIGITAL

Año CV **Panamá, R. de Panamá jueves 23 de abril de 2009** **Nº 26267**

CONTENIDO

ASAMBLEA NACIONAL
Ley Nº 23
(De martes 21 de abril de 2009)

“QUE DECLARA EL TERRITORIO INSULAR ÁREA DE DESARROLLO ESPECIAL, REGULA LA ADJUDICACIÓN EN LAS ZONAS COSTERAS Y DICTA LA LEGISLACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO DE ESTOS MEDIANTE UN PROCESO DE REGULARIZACIÓN Y TITULACIÓN MASIVA DE DERECHOS POSESORIOS”.

MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIAS
Resolución Administrativa Nº 2009-10
(De miércoles 14 de enero de 2009)

"POR LA CUAL SE CORRIGE LA ZONA Nº1 DEL AVISO OFICIAL DE LA EMPRESA COMEDSA, S. A. (2007-06) DE LA RESOLUCIÓN Nº 2007-234 DE 2 DE NOVIEMBRE DE 2007".

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
Decreto Nº 126
(De viernes 29 de agosto de 2008)

"POR EL CUAL SE DESIGNA AL VICEMINISTRO DE RELACIONES EXTERIORES, ENCARGADO"

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
Resolución Nº 2504
(De miércoles 18 de marzo de 2009)

“POR LA CUAL SE MODIFICAN LOS ARTÍCULOS 16, 17, 18, 73, 75, 86, 99, 100, 167, 177, 178, 180, 181, 182, 195, 201, 204, 206, 207, 208 Y 209, ASÍ COMO EL NOMBRE DEL TÍTULO X DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCIÓN JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SE APRUEBA EL LISTADO DE EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN PARA EL PERIODO DEL 1° DE JULIO DE 2009 AL 30 DE JUNIO DE 2013.”

AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMÁ
Resolución Nº 50/08
(De viernes 12 de diciembre de 2008)

"POR LA CUAL SE AUTORIZA LA INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO NACIONAL DE TURISMO DE LA EMPRESA INVERSIONES HERMANOS GARMENDEZ S.A."

COMISIÓN NACIONAL DE VALORES
Resolución CNV Nº 73-2008
(De lunes 17 de marzo de 2008)

"POR LA CUAL SE EXPIDE LICENCIA DE CORREDOR DE VALORES A FLAVIO COPELLO JUNIOR".

AVISOS / EDICTOS

LEY 23
De 21 de abril de 2009

Que declara el territorio insular área de desarrollo especial, regula la adjudicación en las zonas costeras y dicta la legislación para el aprovechamiento de estos mediante un proceso de regularización y titulación masiva de derechos posesorios

LA ASAMBLEA NACIONAL

DECRETA:

Artículo 1. Se declara el territorio insular área de desarrollo especial. Para su aprovechamiento, se autoriza la regularización y titulación masiva de los derechos posesorios que existan sobre el territorio insular acreditados en la forma prevista en esta Ley y de conformidad con los criterios establecidos en la Ley 24 de 2006.

El aprovechamiento del territorio insular queda sujeto a las medidas de seguridad nacional según lo dispone la Constitución Política de la República.

Artículo 2. La Nación reconocerá, a través de la Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales del Ministerio de Economía y Finanzas, la posesión con ánimo de dueño sobre los bienes patrimoniales inmuebles de la Nación, el territorio insular, las zonas costeras y las tierras nacionales.

La posesión se expresa a través del uso habitacional, residencial, ambiental, turístico, comercial o productivo. Los documentos expedidos por las autoridades de policía complementarán la posesión y, por ende, los derechos posesorios.

No procede ninguna sanción sobre el ocupante cuando exista una posesión debidamente reconocida.

El Órgano Ejecutivo, por conducto de la Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales del Ministerio de Economía y Finanzas, aplicará el procedimiento de adjudicación previsto en la Ley 24 de 2006.

Artículo 3. La posesión originaria se reconocerá a las personas que demuestren haber ocupado las tierras a que hace referencia el artículo anterior, con ánimo de dueño, uso, goce y disfrute de forma permanente e ininterrumpida.

Se entiende por poseedor originario quien ha tenido la ocupación por cinco años o más con la aceptación de dicha posesión por parte de los colindantes o de la comunidad. En caso de que el poseedor originario traspase su posesión, la posesión derivada legitima al nuevo poseedor.

Las sociedades anónimas que accedan al título de propiedad por posesión derivada deberán presentar una certificación notariada sobre la titularidad de las acciones emitidas, información que quedará registrada en la resolución de adjudicación definitiva.

Artículo 4. Para los efectos de esta Ley, se entiende por zona costera la que comprende un área de doscientos metros desde la línea de la alta marea hasta tierra firme, sin perjuicio de las limitaciones establecidas en las normativas legales y reglamentarias.

En tal sentido, se respetarán dentro de esta área de doscientos metros las servidumbres de tránsito, la ribera de mar y todas las que establezcan las autoridades correspondientes.

Artículo 5. No serán objeto de adjudicación las zonas de manglares, los territorios indígenas comarcales, las áreas protegidas y cualquier otro territorio sujeto a restricciones legales de apropiación privada. Las autoridades correspondientes podrán identificar dichas áreas y territorios para los fines previstos en la norma respectiva.

En las áreas protegidas no se harán adjudicaciones de derechos posesorios, salvo que estos se hayan iniciado con anterioridad a la fecha de la declaratoria de dichas áreas. En este caso, la titulación del derecho posesorio se sujetará a la normativa ambiental o reglamentaria aplicable. Los casos de derechos posesorios posteriores a la declaratoria podrán ser titulados por disposición expresa de la Autoridad Nacional del Ambiente cuando exista la viabilidad técnica para este proceso.

Tampoco será objeto de adjudicación el territorio insular declarado área estratégica o reservado para programas gubernamentales.

Artículo 6. En los procesos de regularización y titulación masiva, incluyendo los procesos individuales pendientes, se aplicará el criterio de excepción de procedimiento de selección de contratista, en virtud del carácter social del levantamiento catastral y la titulación que impulsa el Estado a través de proyectos especiales.

La Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales del Ministerio de Economía y Finanzas, en el marco de la presente Ley, de la Ley 24 de 2006, del Decreto Ejecutivo 228 de 27 de septiembre de 2006, de los Acuerdos del Comité Técnico Operativo del Programa Nacional de Administración de Tierras y de los Manuales Operativos de Campo, emitirá una resolución de adjudicación definitiva a favor del solicitante, la cual no requerirá del refrendo previo de la Contraloría General de la República y se inscribirá en el Registro Público.

Artículo 7. Los vértices de los predios se georreferenciarán de acuerdo con el Sistema Geodésico Mundial 1984 (WGS-84), que se ha venido aplicando en las zonas de regularización y titulación masiva de tierras, y que permitirá corresponder con la dinámica del marco de referencia del Sistema de Referencia Geocéntrico para las Américas (SIRGAS).

Artículo 8. En los procesos de adjudicación en los que se denuncien actos contrarios a la ley, vicios de consentimiento o acciones de acaparamiento, la Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales del Ministerio de Economía y Finanzas podrá constituir una comisión evaluadora para decidir la viabilidad de dicha adjudicación, y deberá remitir el expediente a los Tribunales de Justicia que sean competentes en caso que sea necesario.

El Consejo Consultivo de la Sociedad Civil del Programa Nacional de Titulación de Tierras coadyuvará a facilitar la constitución de mesas de diálogo, así como el apoyo en la

resolución de conflictos y en todos los casos de identificación del poseedor que permitan superar los aspectos enunciados en este artículo.

Artículo 9. El precio de la adjudicación de derechos posesorios en zonas costeras y territorio insular que realice la Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales del Ministerio de Economía y Finanzas, a quien ejerza la posesión de acuerdo con el artículo 3 de la presente Ley, se fijará de acuerdo con la siguiente tabla:

1. Cincuenta balboas (B/.50.00) por hectárea cuando la superficie del predio sea de una hectárea o fracción de hectárea hasta veinte hectáreas.
2. Cien balboas (B/.100.00) por hectárea cuando la superficie del predio sea de más de veinte hectáreas hasta cincuenta hectáreas.
3. Ciento cincuenta balboas (B/.150.00) por hectárea cuando la superficie del predio sea de más de cincuenta hectáreas en adelante.

El titular del predio sujeto a la limitación de dominio tendrá un plazo hasta de diez años para pagar el valor de la tierra y cancelar la marginal respectiva.

Artículo 10. Todo poseedor puede optar por un título gratuito por su condición de pobreza y dicha titulación se enmarcará en los criterios establecidos en el Código Agrario.

Artículo 11. Las adjudicaciones que realice la Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales del Ministerio de Economía y Finanzas deberán garantizar junto con el Ministerio de Vivienda las servidumbres correspondientes que permitan el acceso público a las playas de costas e islas. Este acceso público se determinará de acuerdo con las normas legales y reglamentarias.

La violación del acceso público a las playas se considera infracción administrativa y será sancionada con una multa no menor de mil balboas (B/.1,000.00) ni mayor de cinco mil balboas (B/.5,000.00). En caso de reincidencia, la multa será no menor de cinco mil balboas (B/.5,000.00) ni mayor de veinte mil balboas (B/.20,000.00). Cualquiera otra infracción será sancionada con multa no menor de veinte mil balboas (B/.20,000.00) ni mayor de cien mil balboas (B/.100,000.00).

La sanción será impuesta por la Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales del Ministerio de Economía y Finanzas.

Las autoridades de policía deberán asegurar el cumplimiento de esta norma, de manera tal que se permita en todo momento el acceso público a las playas de costas e islas.

Artículo 12. Los predios en los que se desarrollen servicios públicos de forma permanente y que se encuentren ubicados en áreas costeras e insulares de propiedad municipal serán adjudicados al Ministerio de Economía y Finanzas para que este, a su vez, los ponga en uso y administración de la institución que ejerza el servicio público respectivo.

Artículo 13. La primera transacción de compraventa de los bienes inmuebles adquiridos en propiedad por sus ocupantes, en cumplimiento de los artículos anteriores, será gravada con

un impuesto del veinticinco por ciento (25%) sobre la ganancia de capital obtenida por el vendedor.

El impuesto de ganancia de capital se aplicará sobre el monto resultante entre el valor del mercado y el precio de adjudicación y el costo de adquisición de los derechos posesorios.

El valor de mercado aceptado deberá estar dentro de un margen de valores con un rango de diez por ciento (10%) al valor promedio definido por la comisión establecida para tales efectos. Se utilizará como referencia el valor de mercado aceptado al momento de la transacción.

Las inversiones en infraestructura y servicios básicos realizadas por el poseedor beneficiario del título de propiedad serán consideradas al momento del cálculo del impuesto de ganancia de capital para efectuar las disminuciones a que haya lugar.

Los traspasos o las donaciones realizadas al cónyuge o a los hijos del poseedor beneficiario del título de propiedad estarán exentos del pago de los impuestos respectivos. En caso de que el donatario realice la venta de la tierra, esta será gravada con el impuesto en la forma prevista en los párrafos anteriores.

El pago del impuesto será requerido por las notarías respectivas previo a la inscripción en el Registro Público.

No se generará este impuesto en los casos en que el poseedor beneficiario del título de propiedad, que conserve la titularidad de la tierra, participe en un proceso de coinversión en el cual aporte la tierra como inversión en especie.

El impuesto de ganancia de capital que trata este artículo se aplicará en adición a los otros tributos a la enajenación y transferencia de bienes inmuebles previstos por la ley.

Artículo 14. Para la definición del valor de mercado se creará una comisión integrada por el Ministerio de Economía y Finanzas, que la coordinará, y dos organizaciones especializadas en el tema que representarán al sector civil organizado.

El Ministerio de Economía y Finanzas solicitará candidatos o ternas a cinco organizaciones civiles para elegir a las que integrarán dicha comisión.

El funcionamiento de esta comisión será reglamentado estableciendo sus principios técnicos de valor en los cuales aparecerá el concepto de zonas homogéneas de valor, observatorios de mercado y soporte técnico de apoyo a esta.

Artículo 15. El artículo 7 de la Ley 24 de 2006 queda así:

Artículo 7. El proceso de adjudicación de los bienes inmuebles ubicados en las áreas declaradas zonas de regularización y titulación masiva de tierras, así como la respectiva inscripción en el Registro Público de los derechos de propiedad sobre ellos constituidos serán obligatorios.

A partir de la promulgación de la presente Ley, los poseedores beneficiarios serán notificados personalmente del inicio del proceso de regularización y titulación masiva de tierras. Si transcurridos treinta días calendario a partir de dicha notificación el poseedor beneficiario no se hubiera acogido a alguna de las opciones

de titulación existentes, la institución correspondiente le adjudicará, a título oneroso, el predio respectivo, y procederá a su inscripción en el Registro Público. En estos casos, se establecerá en el asiento de la inscripción una marginal que limitará su dominio, hasta tanto el titular haya cubierto el costo de la tierra y los trámites de titulación correspondientes.

Una vez se haya inscrito el título, se notificará a los propietarios mediante la fijación de edictos en la alcaldía y en la corregiduría del lugar por cinco días hábiles, y la publicación, por una vez, en un diario de circulación nacional.

Los poseedores de predios catastrados a partir de 1999, a través de programas financiados con recursos del Estado, tendrán, a partir de la promulgación de esta Ley, noventa días calendario para culminar el proceso de adjudicación e inscripción respectiva. En caso contrario, se les aplicará el procedimiento establecido en este artículo.

Artículo 16. Se adiciona el artículo 7-A a la Ley 24 de 2006, así:

Artículo 7-A. A fin de asegurar el avance del catastro nacional, en todos los procesos de regularización y titulación masiva de tierras, cuando se identifique un conflicto de oposición o de otra índole durante el barrido catastral o dentro de la etapa de adjudicación que paralice el proceso de titulación respectivo, se aplicarán los métodos alternos de solución de conflictos establecidos para tales efectos. En caso de mantenerse el conflicto hasta la etapa de generación de los edictos de adjudicación, se procederá a realizar la publicación de estos como predio en conflicto y, vencido el término de oposición, se remitirá el expediente a los tribunales respectivos. Cumplidos estos trámites se emitirá una resolución de adjudicación con una marginal de limitación de dominio, reconociendo la condición de predio en conflicto. Una vez se emita la sentencia del tribunal y esta se encuentre ejecutoriada, el Registro Público procederá a cancelar la marginal respectiva e inscribirá el predio a favor de quien haya sido favorecido con dicha sentencia.

Cuando se identifique un caso de conflicto de oposición o de otra índole que se encuentre dentro de un proceso judicial antes del inicio del barrido catastral del predio respectivo, se cumplirá con lo que establezca la sentencia que será emitida por el despacho judicial correspondiente.

En los casos de fallecimiento del poseedor, se adjudicará a los presuntos herederos que soliciten la apertura del proceso sucesorio del causante. Cumplidos los trámites correspondientes del proceso de regularización, se emitirá una resolución de adjudicación que establezca la marginal de limitación de dominio por causa del proceso sucesorio pendiente. Una vez se dicte la sentencia judicial del proceso sucesorio, el Registro Público procederá a cancelar la marginal respectiva y realizará la inscripción a favor de los herederos declarados en dicha sentencia judicial.

Artículo 17. El literal g del artículo 2 de la Ley 63 de 1973 queda así:

Artículo 2. Son funciones de la Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales del *Ministerio de Economía y Finanzas:*

...

g) La administración, tramitación, adjudicación, concesión, arrendamiento y custodia de las tierras baldías nacionales rurales o urbanas, territorio insular, zonas costeras, así como de los bienes patrimoniales de la Nación, con excepción de los destinados a fines agropecuarios, que sean competencia del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

...

Artículo 18. Se adiciona el ordinal 11° al artículo 27 del Código Agrario, así:

Artículo 27. Se exceptúan de lo dispuesto por el artículo anterior las siguientes tierras:

...

11°. Las tierras marítimas, lacustres y fluviales del Canal de Panamá, incluyendo los diques de tierras de sus lagos, las tierras que bordean el lago Gatún comprendidas desde el agua hasta la altura de 100 pies PLD, las que bordean el lago Alajuela desde el agua hasta la altura de 260 pies PLD, las que bordean los *ríos que vierten a la cuenca hasta su nivel máximo de inundación. Las tierras* de las islas y terrenos insulares que forman parte de los lagos del Canal de Panamá y de sus aguas marítimas, conforme a lo dispuesto en el Título XIV de la Constitución Política desarrollado por la Ley 19 de 1997.

...

Artículo 19. La presente Ley modifica el artículo 7 de la Ley 24 de 5 de julio de 2006 y el *literal g del artículo 2 de la Ley 63 de 31 de julio de 1973*, y adiciona el artículo 7-A a la Ley 24 de 5 de julio de 2006 y el ordinal 11° al artículo 27 del Código Agrario.

Artículo 20. Esta Ley comenzará a regir desde su promulgación.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Proyecto 459 de 2008 aprobado en tercer debate en el Palacio Justo Arosemena, ciudad de Panamá, a los 2 días del mes de abril del año dos mil nueve.

El Presidente,

Raúl F. Rodríguez Araúz

El Secretario General,

Carlos José Smith S.

ÓRGANO EJECUTIVO NACIONAL. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA.
PANAMÁ, REPÚBLICA DE PANAMÁ. 21 DE abril DE 2009.

MARTÍN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República

JOSÉ SIMPSON H.
Ministro de Economía y Finanzas
encargado

REPÚBLICA DE PANAMÁ

MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIAS

DIRECCIÓN NACIONAL DE RECURSOS MINERALES

RESOLUCIÓN No.2009-10

de 14 de Enero de 2009.

EL DIRECTOR NACIONAL DE RECURSOS MINERALES

CONSIDERANDO:

Que mediante memorial presentado por la Firma Forense de Abogados **GARCÍA CAMPOS & ASOCIADOS.,** en su condición de Apoderados Especiales de la empresa **COMEDSA, S.A.,** debidamente inscrita a Ficha 376235, Documento 85459, solicita una concesión para la extracción de minerales no metálicos (piedra de cantera) en una (1) zona de 96.25 hectáreas, ubicada en el corregimiento de Llano de la Cruz, distrito de Parita, Provincia de Herrera, la cual ha sido identificada con el símbolo **CSA-EXTR(piedra de cantera)2007-06;**

Que mediante Resolución No.2007-234 de 2 de noviembre de 2007 se declaró a la empresa **COMEDSA, S.A.,** elegible de acuerdo con las disposiciones del Código de Recursos Minerales, para la extracción de minerales no metálicos (piedra de cantera) en una (1) zona de 96.25 hectáreas;

Que la Resolución No.2007-234 de 2 de noviembre de 2007 fue publicada en la Gaceta Oficial No.25970 de 31 de enero de 2008, junto con los Avisos Oficiales que fueron fijados y desfijados en la Alcaldía Municipal del Distrito de Parita, Corregiduría y Junta Comunal del Corregimiento de Llano de la Cruz;

Que dentro de la Resolución de Elegibilidad No.2007-234 de 2 de noviembre 2007 existe un error de redacción en la Zona No.1 solicitada por la empresa **COMEDSA, S.A.,** en lo que se refiere a la descripción de las zonas; sin embargo la documentación y el contenido del resto del Aviso Oficial corresponde a la solicitud presentada por la peticionaria;

Que en base a la verificación realizada sobre la Resolución No.2007-234, de 2 de noviembre 2007, este Despacho,

RESUELVE:

PRIMERO: CORREGIR, la Zona 1 del Aviso Oficial de la Resolución de Elegibilidad No.2007-234 de 2 de noviembre de 2007, la cual quedará redactada de la siguiente forma:

ZONA N°1: Partiendo del Punto No.1, cuyas coordenadas geográficas son 80º38’53.06" de Longitud Oeste y 7º58’13.39" de Latitud Norte, se sigue una línea recta en dirección Este por una distancia de 874.95 metros hasta llegar al Punto Nº2, cuyas coordenadas geográficas son 80º38’24.49" de Longitud Oeste y 7º58’13.39"de Latitud Norte. De allí se sigue una línea recta en dirección Sur por una distancia de 1,100.05 metros hasta llegar al Punto Nº3, cuyas coordenadas geográficas son 80º38’24.49" de Longitud Oeste y 7º57’37.58" de Latitud Norte. De allí se sigue una línea recta en dirección Oeste por una distancia de 874.95 metros hasta llegar al Punto Nº4, cuyas coordenadas geográficas son 80°38’53.06" de Longitud Oeste y 7º57’37.58" de Latitud Norte. De allí se sigue una línea recta en dirección Norte por una distancia de 1,100.05 metros hasta llegar al Punto N°1 de Partida.

Esta zona tiene un área de 96.25 hectáreas, ubicada en el corregimiento de Llano de la Cruz, distrito de Parita, provincia de Herrera.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Artículo 168, del Código de Recursos Minerales.

JAIME ROQUEBERT

Director Nacional de Recursos Minerales

DECRETO No. 196
(de 29 de agosto de 2008)

"Por el cual se designa al Viceministro de Relaciones Exteriores, Encargado".

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
en uso de sus facultades constitucionales,

DECRETA:

ARTICULO 1: Se designa a GUIDO FUENTES, actual Asistente del Ministro, como Viceministro de Relaciones Exteriores, Encargado, el 29 agosto de 2008, por ausencia de RICARDO J. DURAN J., titular del cargo, quien se encuentra en misión oficial.

PARÁGRAFO: Esta designación rige a partir de la toma de posesión del cargo.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,

Dado en la ciudad de Panamá, a los 29 días del mes de agosto de dos mil ocho (2008).

MARTIN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República

REPÚBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN- No. 2504-Elec Panamá, 18 de marzo de 2009

"Por la cual se modifican los artículos 16, 17, 18, 73, 75, 86, 99, 100, 167, 177, 178, 180, 181, 182, 195, 201, 204, 206, 207, 208 y 209, así como el nombre del Título X del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y se aprueba el Listado de Equipamiento de Conexión y Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión para el periodo del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013."

El Administrador General
en uso de sus facultades legales,
CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, 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 mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, esta Autoridad Reguladora aprobó el Reglamento de Transmisión, el cual contiene las normas relacionadas con la calidad del servicio, los derechos y obligaciones de las empresas que prestan el servicio público de transmisión de electricidad y de los usuarios de la red de transmisión, régimen tarifario, así como normas relacionadas

a la organización de las expansiones, planificación del sistema, conexión y uso, entre otras;

4. Que de acuerdo al artículo 9 del Reglamento de Transmisión, el mismo debe adaptarse a los cambios que surjan en el servicio de Transmisión, a los requerimientos del Mercado Eléctrico Regional, a las modificaciones en la calidad de servicio requerida, a nuevas alternativas para facilitar la expansión del sistema o para obtener mayor eficiencia en su ejecución y, a los cambios tecnológicos que se produzcan;

5. Que conforme al procedimiento establecido en el Reglamento de Transmisión, mediante la Resolución AN No.2109-Elec de 3 de octubre de 2008 entre ellos lo relacionado al Régimen Tarifario, esta Autoridad Reguladora aprobó la celebración de una Audiencia Pública y el procedimiento a seguir, para recibir comentarios a la propuesta de modificación del Reglamento de Transmisión, cuyos principales objetivos son:

5.1 Armonizar la normativa relacionada con la prioridad de uso y aspectos de calidad de las redes nacionales que operan en el ámbito regional, respecto al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional;

5.2 Subsanar las asimetrías en la aplicación de los criterios de seguridad y calidad en algunos equipos, así como en la responsabilidad de planificación de algunos equipamientos;

5.3 Definir las instalaciones de conexión;

5.4 Establecer criterios de detalle para evitar la asignación de costos de negocios no regulados a negocios regulados;

5.5 Incluir criterios de análisis para la remuneración de los activos eléctricos y no eléctricos;

5.6 Determinar los derechos y responsabilidades en la operación y en los ingresos asociados a las nuevas obras realizadas con fondos públicos;

5.7 Aclarar el proceso de traspaso de un equipamiento de propiedad de un usuario del Sistema de Transmisión al Sistema Principal de Transmisión, como consecuencia de su función en red de transmisión;

5.8 Revisión de los criterios y fórmulas para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) y para determinar las tarifas de transmisión;

5.9 Aclarar la redacción y las fórmulas para determinar el Ingreso Máximo Permitido, en los casos de generación distribuida;

6. Que dentro del periodo para presentar comentarios escritos, se recibieron los comentarios del Centro Nacional de Despacho (CND), Elektra Noreste, S.A. (Elektra), AES Panamá, S.A. (AES Panamá) y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA);

7. Que el día 24 de octubre de 2008, fue celebrada la Audiencia Pública, a la cual se refiere la presente resolución, participando como expositor el ingeniero Oscar Rendoll, en representación de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.;

8. Que esta Autoridad analizó los comentarios recibidos como parte del proceso de la Audiencia Pública celebrada el 24 de octubre de 2008, y sobre los mismos señala lo siguiente:

8.1 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 16:**

ETESA

Solicita que se aclare la condicional "*que limiten el uso del Sistema de Transmisión*", debido a que consideran que es contradictorio, pues los contratos firmes regionales deben estar asociados a los derechos de transmisión, que a su vez, son representados por un documento que asigna a su titular un derecho de uso sobre la Red de Transmisión Regional por un determinado período de validez.

Manifiesta que, el Reglamento de Transmisión Regional (RMER) establece que el Ente Operador Regional (EOR) hará las subastas de los Derechos de Transmisión (DT) de la Red de Transmisión Regional (RTR), de la cual nuestro sistema de transmisión forma parte. Para las subastas el EOR determinará, por medio de la Prueba de Factibilidad Simultanea (PFS), la cantidad de DT que podrán ser adjudicados. Esto debe considerar el uso que se le da al sistema de transmisión nacional y la capacidad excedente a comprometer en los DT.

Considera que estos aspectos de prioridad de uso del Sistema de Transmisión y su relación con la asignación de los Derechos de Transmisión, deben ser

parte importante de la armonización regulatoria de nuestra regulación con la del MER, por lo que propone que se mantenga la redacción del artículo 16 que señala:

> *"Cuando se apruebe el Reglamento de Transmisión Regional se deberán de aprobar las modificaciones necesarias para la armonización entre ambos reglamentos de transmisión de requerirse."*

CND

En esta redacción la ASEP propone limitar el uso del Sistema Principal de Transmisión (SPT) a los usuarios nacionales con prioridad sobre los Contratos Firmes Regionales que se pudieran pactar. A este respecto, y en aras de la transparencia, debería igualmente incluir la ASEP las premisas o procedimientos que se deberán tomar en cuenta para la asignación de esa prioridad.

RESPUESTA DE LA ASEP:

En respuesta a ETESA y CND, esta Autoridad indica que sobre el acceso a la Red de Transmisión Regional (RTR), la prioridad de uso de las redes nacionales por parte de los usuarios del Sistema de Transmisión deberá basarse en lo establecido en el Reglamento de Transmisión Regional (RMER) y en la regulación nacional. En este sentido, la modificación propuesta al Reglamento de Transmisión es consecuente con lo establecido en la regulación regional, ya que el RMER en los numerales 4.3 "Acceso a la RTR de Agentes que inyectan energía" y 4.3 "Acceso a la RTR de Agentes que retiran energía" del Libro III "De la transmisión", al igual que en el numeral A3.4.2 del Anexo 3 "Predespacho y Posdepacho Regional" establecen la prioridad de uso de las redes nacionales por la demanda y generación nacional. Específicamente el numeral A3.4.2 indica que la demanda y generación nacional debe modelarse como fija en el predespacho regional.

Por otro lado, la propuesta de modificación del artículo 16 del Reglamento de Transmisión no afecta el otorgamiento de los Derechos de Transmisión, ya que dichos derechos deben otorgarse de acuerdo al resultado de la Prueba de Factibilidad Simultánea, proceso mediante el cual se limita la cantidad de Derechos de Transmisión a ser adjudicados a no más que la máxima cantidad de electricidad equivalente que es físicamente despachable, de acuerdo a lo establecido en el numeral 8.1.5 del Libro III "De la transmisión".

Esta propuesta de modificación complementa la regulación nacional a lo que se establece en la regulación regional, sin embargo, para reforzar el artículo 16, se agregará al mismo que "Este Artículo se aplicará conforme a lo establecido en el RMER".

8.2 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 17:**

ETESA:

Señala la empresa que, con relación a los ingresos que se le asignan, el RMER establece en su numeral 3.2.1 que cada Agente Transmisor tiene el derecho a:

> *"Percibir el Ingreso Autorizado Regional (IAR) de sus instalaciones, establecido de acuerdo a este Reglamento y, cuando corresponda, el ingreso autorizado nacional establecido por las regulaciones nacionales".*

Explica que si el ingreso como empresa regulada no debe aumentar debido al IAR, lo que representa mantener el IMP aprobado, se deben establecer los mecanismos para que en las revisiones tarifarias anuales se hagan los ajustes correspondientes en los cargos de transmisión.

ETESA añade que con relación a las penalidades, el RMER establece los Descuentos por Indisponibilidad (DPI) relacionados al Régimen de Calidad de Servicio que a su criterio representan las penalidades asignadas al agente transmisor. De ser esta la penalidad a la que se refiere este artículo, no es necesario indicar "que las penalidades serán asumidas por ETESA", dado que el numeral 6.4.7.1 del Régimen de Calidad de Servicio del RMER indica que el EOR será responsable de descontar directamente de su IAR los Descuentos por Indisponibilidad.

Por otro lado, señala que el RMER establece en su numeral 6.3.2 relacionado a las compensaciones por indisponibilidad lo siguiente:

> *"Las regulaciones nacionales deberán ser adecuadas, de tal forma que eviten que un Agente Transmisor pague otras compensaciones por la indisponibilidad y reciba otro ingreso equivalente al Valor Esperado de Indisponibilidad (VEI) de una instalación que lo previsto en ese capítulo".*

Considera que por esta razón, ETESA no puede ser penalizada doblemente, es decir, por la aplicación de la regulación regional y la aplicación de la regulación nacional. La empresa propone mantener la redacción del artículo 17 que señala: "La remuneración y compensaciones que se establezcan en el Mercado Eléctrico Regional para las instalaciones de la Red de Transmisión no afectarán los ingresos de ETESA o a los propietarios de instalaciones pertenecientes a la Red de Transmisión."

CND:

Indica que en esta propuesta la ASEP busca asegurar que el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de ETESA no varíe en función de las asignaciones de créditos que el Mercado Eléctrico Regional (MER) pueda asignarle. En este sentido, el CND señala que no se indica el procedimiento de acreditar a la demanda nacional, los créditos que se le asigne a ETESA en el MER.

Debería considerarse por simetría que tampoco las asignaciones de penalidades afectaran el IMP de ETESA. Por ejemplo, la disponibilidad de un equipamiento de transmisión se evalúa tanto en el Mercado Local como en el MER, pudiendo una violación a este indicador afectar negativamente a ETESA, ya que ambos mercados lo están penalizando.

La ASEP debe aclarar el término de penalidad, ya que por ejemplo existen transacciones que resultan en un débito al mercado nacional que se asigna al Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) nacional que en este caso sería ETESA a través del CND. No obstante esta transacción no es de por sí una penalidad del MER, sino una transacción comercial. Ejemplo de lo anterior son las desviaciones graves contenidas en el numeral 4.4.7 del Anexo II del Libro II del RMER.

Concluye, que la penalidad debe abarcar el incumplimiento de un indicador del Transmisor, es decir que la misma sea inherente a esa actividad.

AES Panamá:

Considera que los ingresos que se asignen a ETESA en el ámbito del MER deben ser acreditados a todos los agentes que pagan cargos de transmisión, en concepto de reducción de los costos trasladados a las tarifas.

RESPUESTA DE LA ASEP:

En diciembre de 2005 la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) aprobó el RMER, el cual introduce, entre otros, dos aspectos que requieren ser armonizados con respecto a la normativa nacional: *i)* determina niveles de calidad de servicio superiores a los niveles nacionales y *ii)* remunera las redes nacionales que operan en el sistema regional sólo por el Ingreso Autorizado Regional referido al Valor Esperado por Indisponibilidad.

Debido a que ETESA es una empresa regulada, su ingreso no debe aumentar, por lo cual se ha dispuesto que el Ingreso Autorizado Regional (IAR) el cual es un ingreso adicional al Ingreso Máximo Permitido que recibe ETESA, debe acreditarse a la demanda.

En cuanto a la propuesta de que las penalidades sean asumidas por ETESA, la ASEP analizó que los descuentos que corresponden a los transmisores por compensaciones por indisponibilidad en el MER, se descuentan directamente de su Ingreso Autorizado Regional que deberá pasar a los clientes y el saldo resultante se aplica a ETESA, por lo tanto, no se da una doble penalidad. Se mantiene la premisa de que la remuneración y compensaciones por los niveles de calidad a que se haga acreedor ETESA a nivel regional, no deben afectar sus ingresos permitidos nacionales.

Sobre la solicitud de establecer un procedimiento para acreditar a la demanda los créditos que se asignen a ETESA en el MER, esta asignación se hará proporcionalmente a la demanda de los agentes participantes y a los pagos recibidos.

A efectos de adecuar nuestra normativa con lo dispuesto en el RMER, y dar respuesta a ETESA, el término "penalidad se sustituirá en el texto del artículo 17 por "compensaciones por indisponibilidad
Sobre el comentario de AES de que los ingresos que se asignen a ETESA en el ámbito del MER deben ser acreditados a todos los agentes que pagan cargos de transmisión, la ASEP indica que los clientes finales son los que pagan estos costos por medio de las tarifa eléctrica, por lo tanto, la ASEP considera que dichos ingresos se deben acreditar directamente a la demanda.

8.3 **Comentarios a la propuesta de modificación del literal k) del artículo 73:**

ETESA:

Explica en sus comentarios que, como parte de la justificación de reposición, se deben estimar los costos adicionales de la alternativa de continuar operando el equipamiento instalado y no realizar la reposición de un equipo. Por lo tanto propone cambiar la redacción de la siguiente forma:

> *"Estimación de los costos adicionales por continuar operando el equipamiento instalado y no realizar la reposición del mismo."*

Además, considera que la expresión "en los casos que correspondan" presenta confusiones, lo cual podría evitarse si se ilustra con el ejemplo específico y, en adición, propone cambiar la redacción de este literal de la siguiente forma:

> *"Estimación y justificación de la disminución de la vida útil del equipamiento instalado, cuando se trate de reposiciones anticipadas, con base en los incrementos de costos de operación y mantenimiento y pérdida de calidad de servicio, incluyendo la obsolescencia de los equipos."*

Elektra:

Observa que si bien en el Anexo A, sobre Consideraciones para las Modificaciones al Reglamento de Transmisión, se indica que *"Se debería asegurar que se reponga el equipamiento requerido y no se traslade a costos de reposición aquel equipamiento que puede prolongar su vida útil con un adecuado mantenimiento"*, no observa en la propuesta ningún elemento que permita asegurar que se hayan destinado al mantenimiento de los equipos los recursos necesarios para cumplir con las recomendaciones del fabricante.
En el texto original de este artículo, al referirse a ambos planes de reposición, se indicaba la necesidad de justificar que la reposición no era debida a la falta de mantenimiento que, al eliminarla, estaría propiciando que se descuide el mantenimiento

RESPUESTA DE LA ASEP:

Esta Autoridad coincide con el planteamiento de estos participantes. El Plan de Reposición de Largo Plazo debe justificar la vida útil para cada equipamiento. No se trata de la vida útil determinada teóricamente, sino de la vida útil que se espera considerando que la operación y mantenimiento a aplicar a dicho equipamiento se adecuan a las necesidades del Sistema, por lo que la versión final de este artículo se modificará, para especificar que se trata de reposiciones anticipadas cuya justificación se basa en el incremento de costos de operación y mantenimiento y pérdida de calidad de servicio e incluir como justificación de reposición anticipada la obsolescencia, sólo si ésta obedece a circunstancias técnicas justificadas.

8.4 **Comentarios a la propuesta de modificación del literal l) del artículo 73:**

ETESA:

Reitera lo indicado en el considerando 9.3 de esta Resolución respecto a la propuesta de modificación del literal k).

RESPUESTA DE LA ASEP:

Esta Autoridad coincide con el planteamiento de este participante, y el texto final del literal l del artículo 73, se modificará para especificar que se trata de reposiciones anticipadas cuya justificación se basa en el incremento de costos de operación y mantenimiento y pérdida de calidad de servicio e incluir como justificación de reposición anticipada la obsolescencia, sólo si ésta obedece a circunstancias técnicas justificadas.

8.5 **Comentarios a la propuesta de modificación del literal n) del artículo 73:**

ETESA:

Señala que se elimina el requerimiento de presentar justificaciones para las inversiones en Planta General, con excepción de las inversiones requeridas para las comunicaciones. En consecuencia, entiende que los activos de comunicaciones, conformarán una clasificación especial y no formarán parte de los activos clasificados en Planta General, para efectos del Régimen Tarifario. Se solicita que la ASEP confirme esta interpretación.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Aunque contablemente las cuentas del sistema de comunicaciones se asignen en la Planta General, regulatoriamente el sistema de comunicaciones se hace parte de los activos del Sistema Principal ya que son equipos que participan activamente en la operación, por lo tanto, se presentarán justificaciones a las modificaciones que se hagan al Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones independientes de la Planta General y se evaluarán tarifariamente como tal. Las inversiones en Planta General propuestas en el Plan de Expansión se consideran indicativas no obstante deberán justificarse.

8.6 **Comentarios a la propuesta de modificación del literal h) del artículo 75:**

ETESA:

Señala que se elimina el requerimiento de presentar justificaciones para las inversiones en Planta General, con excepción de las inversiones requeridas para las comunicaciones. En consecuencia, entiende que los activos de comunicaciones, conformarán una clasificación especial y no formarán parte de los activos clasificados en Planta General, para efectos del Régimen Tarifario. Solicita que la ASEP confirme esta interpretación.

RESPUESTA DE LA ASEP:

No se elimina el requerimiento de presentar justificaciones para las inversiones en Planta General. El mismo se detalla en la propuesta de modificación del Artículo 73 n). Dicha propuesta no solo comprende a las obras de Planta General sino también a las obras en Sistema de Comunicaciones.

Contablemente el Sistema de Comunicaciones sigue siendo parte de los activos clasificados en Planta General. Así se han contabilizado históricamente en los Estados Contables de la empresa; sin embargo el sistema de comunicaciones es un equipo activo en la operación, por lo tanto, se presentarán justificaciones a las inversiones que se presenten en el Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones y se evaluarán tarifariamente independientes de la Planta General.

8.7 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 86:

ETESA:

La última oración del último párrafo de este artículo señala: *"Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor"*. ETESA expresa que para el cumplimiento del criterio n-1 en las instalaciones de conexión, presentará en la próxima revisión del plan de expansión, las inversiones requeridas, con los cronogramas de ejecución correspondientes.

CND:

Indica que esta propuesta tiene el objetivo de establecer que el criterio n-1 debe cumplirse igualmente en los sistemas de conexión de propiedad de ETESA que sean utilizados por un distribuidor. Añade que, de ser así, debe quedar claro quien cubrirá los costos de los equipamientos necesarios para el cumplimiento de esta premisa. Por otro lado, la propuesta sometida a Audiencia Pública no establece los criterios que deben cumplir las conexiones pertenecientes a otros agentes.

RESPUESTA DE LA ASEP:

El comentario de ETESA se refiere a la entrega del Plan de Expansión y no a la propuesta de modificación del RT.

Con respecto al comentario del CND, efectivamente, la propuesta de modificación tiene el objetivo de establecer que el criterio n-1 debe cumplirse igualmente en los sistemas de conexión de propiedad de ETESA

que sean utilizados por un distribuidor, no estableciéndose criterios para conexiones pertenecientes a otros agentes, ya que para los otros agentes existe otra forma de evaluar la calidad del servicio que prestan como lo es a través de las indisponibilidades (generadores) o su nivel de calidad no es relevante para la definición tarifaria (grandes clientes directamente conectados al SPT)

8.8 **Comentarios a la propuesta de modificación de los artículos 99 y 100.**

ETESA:

Señala que mientras que en el artículo 86 se establece el cumplimiento del criterio n-1, para las instalaciones de conexión al servicio de un distribuidor, en los artículos 99 y 100 se agregan el cumplimiento de las normas, en forma general, para las instalaciones de conexión, sin excepción. Este espacio regulatorio se presta a interpretaciones con perjuicio de ETESA. Si el criterio n-1 no es exigible en las instalaciones de conexión de uso de generadores u otros participantes del mercado, entonces, las normas de calidad tampoco deben ser de cumplimiento en dichas instalaciones, y por consiguiente no debe haber cargos ni penalizaciones, cuando las mismas se encuentren indisponibles por mantenimiento o por fallas simples.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Se ha considerado establecer el cumplimiento del criterio n-1 para las instalaciones de conexión al servicio de un distribuidor y no exigir lo mismo a las instalaciones de conexión de uso de generadores u otros participantes del mercado en virtud de que las características de su servicio no están asociadas directamente con la demanda. Los consumidores finales, sobre los cuales repercuten todos los costos del Sistema, tienen un costo de pérdida de suministro que no necesariamente corresponde con la forma en que se considera la disponibilidad de la generación. Los indicadores de calidad se refieren a los cortes de carga y estos no están, en principio, afectados en un sistema de conexión de la generación.

Se procederá a modificar la redacción de los artículos 99 y 100 para agregar que estos artículos se refieren a las instalaciones de conexión propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.

8.9 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 167:**

CND:

En la propuesta de modificación del artículo 167 se establece que para que una instalación de conexión del Sistema de Transmisión, utilizada por más de un usuario, pase a formar parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) dependerá de la función de esta instalación en la red de transmisión. Sin embargo, no establece claramente cuáles son las características de dicha función. El CND considera que esta función debe quedar claramente definida para evitar que quede sujeta a interpretaciones.

AES Panamá:

La ASEP en el numeral 6 del Anexo A, advierte que se modifica el artículo 167 dado que: *"las líneas no deben formar parte de las instalaciones de conexión, y que su traspaso al Sistema Principal de Transmisión está condicionado a que se justifique técnicamente el mismo en función del uso del equipamiento en la red de transmisión"*.

Sin embargo, la modificación propuesta al artículo 167 (Anexo B), señala que solamente el equipamiento de conexión (se excluyen las líneas) compuesto por aquellos equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, sólo podrá ser asignado como parte del Sistema Principal de Transmisión cuando sea usado por más de un usuario, y siempre que dicha asignación esté debidamente justificada en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión.

AES entiende de la propuesta que todas líneas de transmisión formarán parte del SPT, aunque estén asociadas a una instalación de conexión. La empresa solicita una aclaración.

Elektra:

La nueva redacción del artículo 167 sustrae las líneas de transmisión como parte de los activos de conexión de ETESA al indicar en el Anexo A de la Resolución AN No. 2109-Elec que "*Por efectos de inconsistencia en la definición del Sistema Principal de Transmisión, es necesario revisar la*

relación de conexión dentro de ésta y se advierte que las líneas no deben formar parte de las instalaciones de conexión".

Para Elektra no es evidente la inconsistencia que se señala, pues la definición de Sistema Principal de Transmisión se fundamenta en que los activos que ella menciona sean utilizados en operación normal por dos o más agentes del mercado. En consecuencia, el Sistema de Conexión de Transmisión puede y, en efecto, incluye líneas de transmisión, las cuales han sido listadas como parte del Anexo C de la Resolución JD-5216.

Además, la nueva redacción estaría en oposición de la definición de Equipamiento de Conexión incluida en el artículo 6 del Reglamento de Transmisión. Elektra recomienda que la propuesta sea corregida manteniendo el texto original.

RESPUESTA DE LA ASEP:

La función de una instalación de conexión dependerá de las características que se den en el momento y cada caso se analizará en forma particular según las implicaciones de cada uno dentro del sistema. Con respecto al resto de los comentarios la ASEP está de acuerdo por lo que se modificará el Artículo 167 para incorporar las líneas.

8.10 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 177:**

AES Panamá:

En la modificación al literal c) del Artículo 177, se propone incluir los costos de indemnización por la gestión de servidumbre como parte de los costos eficientes de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

AES considera que los costos de indemnización por la gestión de servidumbre deben ser costos eficientes y regulados por la ASEP. Propone que se considere un porcentaje (%) del costo base del equipamiento, tal como se hace con las otras actividades que realiza ETESA, donde la ASEP reconoce un % al diseño, a la ingeniería, administración e inspección.

RESPUESTA DE LA ASEP:

La ASEP coincide en que los costos de indemnización por la gestión de servidumbre deben ser regulados por ASEP en base a costos eficientes. En efecto, así se ha realizado en las revisiones tarifarias anteriores. Sin embargo, no es conveniente considerar un porcentaje (%) del costo base del equipamiento, tal como se hace con las otras actividades que realiza ETESA (por ejemplo: diseño, ingeniería, administración e inspección) ya que los costos por indemnización varían de acuerdo con el área geográfica y topográfica de cada caso en particular. Además, el valor de los terrenos no guarda ninguna relación con el costo base del equipamiento. Dentro del cálculo del IMP de ETESA se evaluará la relación de costos por indemnización en que ha incurrido ETESA y se reconocerá hasta un costo que se considere eficiente.

8.11**Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 178:**

ETESA:

Indica que suministró a la ASEP los ejemplos de cálculos de aplicación de este ajuste, en los cuales se demostró que el mismo desincentiva la utilización de los activos eléctricos en cualquier otra actividad económica diferente, con impacto financiero negativo, prácticamente destructivos, en negocios menores.

Añade que se determinó que un factor de multiplicación de los INR, de 0.1, produce una reducción de ingresos de la actividad no regulada de 5% que, sumados a la aplicación de la Ley 51 de 27 de diciembre de 2007, conllevan a una reducción de 15% de los ingresos de la actividad no regulada. ETESA considera que cualquier ajuste debe ser aplicado, luego de un periodo razonable de ejercicio de la actividad no regulada, con el objetivo de permitir que la misma logre establecerse.

Por lo tanto propone establecer 0.1 como factor de multiplicación inicial de los INR y modificar el último párrafo: El FAACTST será utilizado en los cálculos tarifarios, luego de cinco (5) años de ejercicio de la actividad no regulada, con un factor de multiplicación de los INR que disminuya los ingresos de la actividad no regulada, hasta un máximo de 10%.

AES Panamá:

En la propuesta de modificación de este artículo se indica que: "Previa solicitud justificada de ETESA se podrá modificar el factor que multiplica a los INR". AES sugiere que el Factor que multiplica a los INR debe ser 0.9 en lugar de 0.8, tomando en consideración que en el caso de los ingresos que se perciban en el uso y comercialización de la fibra óptica el 10% será destinado a la CSS. Además, este factor debe mantenerse constante durante el periodo del régimen tarifario aprobado.

Elektra:

Como parte de los requisitos mínimos que establece el artículo 178 para el contrato de acceso que ETESA firme con las empresas que deseen hacer uso de su infraestructura, debe establecerse alguno relativo a la desconexión del arrendatario si sus operaciones entorpecen o ponen en riesgo la calidad del servicio que ETESA debe brindar como prestador del servicio público de transmisión.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Esta Autoridad está de acuerdo con la propuesta de Elektra de introducir dentro del acuerdo de uso o contrato de acceso la desconexión del servicio si las operaciones de la empresa que hará uso de la infraestructura entorpecen o ponen en riesgo la calidad del servicio que ETESA debe brindar como prestador del servicio público de transmisión, por lo que se incluirá en el artículo 178 un literal agregando que el cliente será desconectado si afecta negativamente o ponen en riesgo la calidad del servicio que presta ETESA.

Con respecto al factor de multiplicación de los INR la ASEP coincide con el comentario de ETESA en cuanto a que debe incentivarse inicialmente la concreción de este tipo de negocios. No así con el análisis parcial que realiza la empresa acerca de la disminución que tendrían los INR ante la aplicación del factor de multiplicación. Hay que recordar que este tipo de negocio utiliza la infraestructura existente, tienen costos marginales muy bajos y los ingresos generados corresponden a beneficios extras. Para que el análisis sea completo deben considerarse los ingresos adicionales que obtendría la empresa en la realización de estos negocios.

Se tomará en cuenta la sugerencia de que los ingresos por actividades no reguladas serán netos de las deducciones del 10% de los ingresos por servicios de fibra óptica que se destinarán a la CSS, de acuerdo a la Ley 51, por lo que en la definición de la fórmula de INR se reemplazará el ingreso bruto por el ingreso neto luego de la deducción del 10% a la CSS.

8.12 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 180:**

ETESA:

Manifiesta que al 31 de diciembre de 2007, la relación del valor de los activos de Planta General (edificios y mejoras, equipos de oficina, transporte, taller, informática, laboratorio, comunicación, mobiliario de oficina y misceláneos entre otros) dividido entre el valor total de los activos eléctricos (subestaciones y líneas), era de 10%. Con la construcción del edificio central propuesto en los dos últimos planes de expansión, la relación llega a 14%. Con base en los cálculos realizados por ETESA, el porcentaje asignado del 8% está por debajo de la relación real de los Activos No eléctricos con respecto a los Activos Eléctricos, adicionalmente el mismo no llega a reconocer el incremento que representan hoy en día los altos costos de construcción de un edificio.

Expone la empresa que, dado que desconoce la forma en que fue determinado el 8% como valor tope reconocido, considera que si el mismo corresponde a un valor (porcentaje) eficiente de otras empresas de transmisión o la empresa comparadora, al igual que como se determinan los porcentajes eficientes de los gastos de administración, operación y mantenimiento, se debe establecer este porcentaje en el Régimen Tarifario.

ETESA propone ajustar el porcentaje asignado de acuerdo a la realidad de ETESA, o bien, si dicho porcentaje está establecido por la empresa comparadora, considera conveniente que se mantenga el principio de cálculo en este artículo y el valor porcentual se establezca como parte del Régimen Tarifario para el cálculo del IMP.

AES Panamá:

Sobre el establecimiento del valor tope para remunerar los activos de la Planta General, AES señala que la ASEP no justifica cómo se establece el porcentaje del 8% de los Activos No Eléctricos sobre los Activos Eléctricos del Sistema Principal de Transmisión. Considera que la ASEP debe presentar a los agentes del mercado el estudio con la justificación de como se llegó a este valor tope propuesto.

En el caso de los proyectos estratégicos que desarrolle el Estado (Ejemplo; S/E Concepción) y que serán cedidos a ETESA para que estos formen parte del Sistema Principal de Transmisión, AES indica que a partir de su fecha de entrada en operación dichos activos serán considerados para determinar los costos eficientes de ADMTSPi y OMTSPi. Solicita aclarar cual será el mecanismo de devolución de estos costos eficientes incluidos en la tarifa de transmisión, en el caso que la fecha de entrada en operación comercial de estos proyectos estratégicos desarrollados por el Estado se atrase o los mismos no se lleguen a ejecutar durante el periodo del régimen tarifario aprobado.

Elektra:

Comenta que en la propuesta de modificación del Artículo 73 se indica que ETESA deberá presentar un Plan de Expansión de la Planta General, el cual será indicativo, y deberá incluir la justificación económica de las inversiones requeridas en planta general y sistemas de comunicación. Sin embargo, más adelante, en la modificación propuesta al artículo 180 se indica que no se reconocerán el 100% de las inversiones de Planta General realizadas o proyectadas en el Plan de Expansión de Planta General, sino que se aplicará un porcentaje relacionado con los Activos Eléctricos.

Al respecto Elektra indica que no está de acuerdo con que se limiten las inversiones en Planta General de ETESA con un porcentaje. Elektra cree que al igual que el resto de las inversiones de transmisión, las mismas deben ser evaluadas y aprobadas de forma individual, tomando como base la sustentación económica que se le está solicitando. Al aplicar un porcentaje fijo podría estar limitando inversiones en mejoras a la productividad de la empresa que se traducirían posteriormente en menores costos para los clientes, o bien, se estaría incentivando inversiones en exceso.

Elektra solicita explicación de cómo se va a aplicar el 8% definido en el párrafo citado. Explica la empresa que interpreta es que para activos No Eléctricos sólo se reconocería el 8% del valor de los Activos Eléctricos. Por otro lado, no ve como se calculó ese 8% y cuál es su sustento práctico, por lo que solicita aclarar cómo se aplicará.

RESPUESTA DE LA ASEP:

La ASEP considera que las inversiones de ETESA deben corresponder a inversiones eficientes y se deben ajustar a su principal función que es el servicio de transmisión.

Es deber de esta Autoridad velar por el interés de los usuarios y evitar que las empresas maximicen rentas incrementando el volumen de activos reconocidos regulatoriamente, ya que este aspecto incrementa los cargos a los usuarios. Por lo tanto, se hace preciso establecer algún límite para la remuneración de los activos no asociados directamente con sus funciones.

Para este fin, esta Autoridad estableció el 8% como valor tope para reconocer activos no eléctricos eficientes, según lo siguiente:

1. La ASEP hizo una investigación a nivel latinoamericano y encontró que otros reguladores han establecido porcentajes de valores eficientes a los activos no eléctricos utilizando una metodología que consiste aplicar un porcentaje como tope a estos activos sobre los activos eléctricos de la empresa de transmisión.

2. Considerando los valores de Activos No Eléctricos (ANE) tales como: edificios y mejoras, terrenos, equipos de oficina, transporte, taller, informática, laboratorio, mobiliario de oficina y misceláneos, de la empresa comparadora vigente de ETESA, se calculó la relación de los Activos No Eléctricos – Activos Eléctricos (ANE-AE) y se observó que la relación de ANE en relación a los AE para TRANSBA ha oscilado en el orden de 8% durante el periodo 2004 - 2007. Por consiguiente, si el valor de los ANE (Planta General) de ETESA supera el 8% con respecto al valor de los AE

(SPT y Conexión) de la comparadora, se encuentran por encima de los valores que puedan considerarse eficientes.
La ASEP analizó los argumentos presentados por ETESA sobre el porcentaje establecido y consideró adecuado aumentar un 2% el porcentaje puesto como tope estableciendo de esta manera un 10% de los ANE – AE.
Sobre mantener el principio del cálculo en el Reglamento y establecer el porcentaje en el Régimen Tarifario, la ASEP indica que se debe mantener el porcentaje de costo eficiente en el RT y dejar en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido la aplicación del mismo sobre los valores de los activos resultantes.
En cuanto al mecanismo de devolución de los costos eficientes incluidos en la tarifa de transmisión, en el caso de que se atrase la fecha de entrada en operación comercial de los proyectos estratégicos desarrollados por el Estado o los mismos no se lleguen a ejecutar durante el periodo del régimen tarifario aprobado, está contemplado en el artículo 183 del RT (Actualización de los cargos). En el mismo se define el Coeficiente de Actualización Estructural (CAESi) que considera las variaciones en las fechas de ingreso o egreso efectivo de un equipo. Sin embargo, en este caso en particular, no habrá devoluciones puesto que esos ingresos no son contemplados en la tarifa ya que no se reconoce ni rentabilidad ni depreciación.

8.13 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 181:**

AES Panamá:
En la propuesta de modificación de este artículo se indica que en el caso que el Estado desarrolle proyectos estratégicos cuyos activos sean cedidos a ETESA y que son activos de conexión que pasarán a formar parte del Sistema de Conexión de Transmisión a partir de su fecha de entrada en operación y que dichos activos de conexión serán considerados para determinar los costos eficientes de ADMTSPi y OMTSPi.
AES señala que la ASEP deberá aclarar cual será el mecanismo de devolución de estos costos eficientes incluidos en la tarifa de transmisión, en el caso que la fecha de entrada en operación comercial de estos proyectos estratégicos desarrollados por el Estado se atrase o los mismos no se lleguen a ejecutar durante el periodo del régimen tarifario aprobado.

RESPUESTA DE LA ASEP:
El mecanismo de devolución de los costos eficientes incluidos en la tarifa de transmisión, en el caso que la fecha de entrada en operación comercial de los proyectos estratégicos desarrollados por el Estado se atrase o los mismos no se lleguen a ejecutar durante el periodo del régimen tarifario aprobado está contemplado en el artículo 183 del RT (Actualización de los cargos). En el mismo se define el Coeficiente de Actualización Estructural (CAESi) que considera las variaciones en las fechas de ingreso o egreso efectivo de un equipo. Sin embargo, en este caso en particular, no habrá devoluciones puesto que esos ingresos no son contemplados en la tarifa ya que no se reconoce ni rentabilidad ni depreciación.

8.14 **Comentarios a la propuesta de modificación del literal d) del artículo 182:**

ETESA:
Propone añadir al artículo que la depreciación equivalente al tiempo de operación comercial de las instalaciones antes de la adquisición por ETESA, deberá ser descontada del valor eficiente reconocido.
En adición sugiere eliminar la última oración del artículo 182 d) dado que está en contradicción con la oración anterior, o bien modificar lo siguiente:

> *"... 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 de las instalaciones de conexión a pesar de ser usadas por más de un usuario..."*

CND:
Explica que la redacción pareciera no estar acorde con la motivación que da lugar a la propuesta de modificación en cuanto al concepto de equipamiento

de conexión y cuándo el mismo se mantiene como conexión según el número de usuarios. Indica que el criterio no está claro.

Elektra:

Indica que según la nueva redacción de este artículo, ETESA está obligada a comprar los activos de conexión propiedad de otros usuarios y el dueño de estas instalaciones de conexión está obligado a venderlas. La empresa señala que la ASEP no puede obligar a los propietarios de estas líneas de conexión que vendan estos activos a ETESA, porque con ello estaría violando el derecho a construir, operar y mantener activos de transmisión que el artículo 78 de la Ley 6 le otorga a las distribuidoras y generadoras, a saber:

> *"Los agentes del mercado podrán encargarse de la construcción, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión y subestaciones, requeridas para la conexión y uso de plantas de generación y redes de distribución."*

En ese sentido, Elektra solicita que este párrafo quede así:

> *"… Las instalaciones de conexión que son propiedad de Grandes Clientes Habilitados y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridas por ETESA a un costo eficiente… La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes."*

RESPUESTA DE LA ASEP:

La ASEP está de acuerdo con la propuesta de cambio reglamentario de incluir que la depreciación equivalente al tiempo de operación comercial de las instalaciones antes de la adquisición por ETESA, se descuente del valor eficiente reconocido, a efectos de que su valor represente el costo actual. En atención a ello, la redacción del literal d) del artículo 182 se modificará para incluir esta propuesta.

En relación al comentario de ETESA y CND sobre el párrafo donde se incluyen las líneas dentro de los equipamientos de conexión, manifestamos que con los cambios que se introducen al artículo 167, no habrá tal inconsistencia.

Sobre el comentario de Elektra, la ASEP opina que en ningún caso se está violando el derecho a construir, operar y mantener activos de transmisión de acuerdo a lo que establece el artículo 78 de la Ley 6. Las partes de las instalaciones de un agente que sean inherentes a la operación del sistema o que son inversiones para garantizar la integridad y/o la seguridad del mismo, deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión.

La ASEP no está de acuerdo con referirse únicamente a los Grandes Clientes en este artículo, ya que esto aplica para cualquier usuario del Sistema de Transmisión.

8.15 **Comentarios a la propuesta de modificación del literal m) del artículo 182:**

ETESA:

Considera que el factor de 0.60 en la fórmula del cálculo de los cargos esporádicos no representa ninguna transformación o conversión. Su inclusión en los cálculos prácticamente duplican los costos de la transacción esporádica, lo cual amerita una explicación para los participantes del mercado eléctrico.

Prosigue la empresa que con relación a este cargo, es importante señalar que en la actualidad, algunos participantes del mercado eléctrico panameño, a los cuales ETESA no está autorizada a aplicarles cargos de transmisión, están realizando transacciones esporádicas de importación. Algunos de ellos están amparados por la Ley 45 y otros, debido a su capacidad instalada igual o menor de 5 MW, de acuerdo a la clasificación de usuarios (directos o indirectos) no se deben considerar para el pago de los cargos por transmisión.

Dado que el cargo por uso esporádico es parte de los cargos por uso del sistema principal de transmisión ETESA considera necesario que la ASEP, con base en las funciones que le otorga la Ley 6 de febrero de 1997, interprete la legislación y aclare la reglamentación de los cargos por uso esporádico del sistema de transmisión, para las importaciones de los

participantes beneficiados por la Ley 45 de incentivos y/o con capacidad menor de 5 MW.

Con respecto a la aplicación de los cargos por uso esporádico y la necesidad de armonizar el Reglamento de Transmisión con el RMER, ETESA señala que el tema de las transacciones de importaciones deben ser tratadas a nivel regional, dado que dichas transacciones incluyen la remuneración del servicio de transmisión por el uso de las redes de transmisión regionales. Por lo tanto, una vez entre en aplicación el RMER este cargo esporádico para las importaciones debe dejar de aplicarse.

En cuanto a la metodología para el cobro de los servicios de transmisión a las plantas eólicas, utilizando los cargos por uso esporádico, ETESA hace un llamado de atención sobre los siguientes puntos:

La plantas eólicas, actualmente en trámite de viabilidad y acceso (100-150 MW), deben ser modeladas en el plan de expansión para establecer las necesidades de ampliaciones en el sistema de transmisión. Creando requerimientos de inversiones adicionales que no serán cubiertos por el cargo por uso esporádico de estas plantas.

Si el IMP de ETESA es distribuido entre todos los agentes del mercado, con excepción de las plantas eólicas, el resto de los agentes estarán cubriendo estas inversiones para que sean utilizadas esporádicamente por las plantas eólicas.

CND:

Según el CND, la propuesta de la ASEP parece tener el objetivo de aumentar el cargo por uso esporádico; sin embargo, no se exponen las razones técnicas y económicas que fundamentan este cambio. El cargo esporádico hasta este momento se aplica a las importaciones de energía y de acuerdo al Reglamento de Transmisión, en el futuro, a las centrales eólicas. Dado lo anterior, el aumento en el precio de las importaciones impactará en la formación del despacho económico.

AES Panamá:

Propone las siguientes modificaciones a este artículo: el uso esporádico debe ser un costo horario equivalente asignado a una inyección o extracción equivalente permanente en el mismo nodo, independientemente de la zona que esté ubicada con cargos positivos o negativos. Da como ejemplo que un Autogenerador que utiliza esporádicamente la Red de Transmisión debe pagar cargo por uso esporádico, independientemente de la zona de ubicación tenga cargos por Uso de la Red positiva o negativa.

AES complementa sus comentarios manifestando que la ASEP no justifica cómo se obtiene y cuál es el objetivo de introducir un nuevo factor de 0.60 para establecer el cargo esporádico, medida que aumenta considerablemente los cargos esporádicos afectando negativamente las transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad y reduciendo los incentivos de la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004 para usuarios que hayan instalado plantas de generación eólicas.

Además, considera que los ingresos por uso esporádico producidos deben ser asignados a todos los agentes que pagan cargos de transmisión, en concepto de reducción de los costos traslados a las tarifas.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Dadas las características del Sistema de Transmisión panameño, los cargos de usos zonales permiten establecer tarifas en forma eficiente de manera que haya responsabilidad de los usuarios con respecto a los costos que incurren en la utilización de dicho Sistema. Por consiguiente es consistente e igualmente eficiente que el cargo por Uso Esporádico dependa de las zonas donde se use. Sobre el factor de 0.60 en la fórmula del cálculo de los cargos esporádicos, efectivamente no representa ninguna transformación o conversión. Se trata de un factor de utilización que considera la relación entre la energía y la potencia aplicada a agentes que por su modalidad de producción o consumo no pueden prever con certeza sus volúmenes de transacción, basado en la definición de Uso Esporádico del Artículo 6 del RT.

Es responsabilidad de ETESA la modelación de plantas eólicas en los análisis que realiza del Plan de Expansión, sin embargo, para efecto del pago

de los cargos de Transmisión es necesario tomar en cuenta que el esquema tarifario de generación se define en base a la capacidad instalada y esto afectaría notablemente a los generadores eólicos cuyo factor de uso es generalmente muy bajo. Es por eso que se propone mantener el esquema de uso esporádico con el factor de uso de 0.60 agregando que pagarán el mismo al cargo esporádico que le corresponda de acuerdo a la zona donde está conectada la planta o el grupo de plantas de generación.

Con respecto a los usuarios extranjeros del sistema de transmisión, mientras que los agentes nacionales reciben directamente las señales tarifarias y asumen los cargos de transmisión al momento de hacer inversiones, los extranjeros no participan en las ampliaciones que se deban realizar. Esta característica se basa en el hecho de que los agentes extranjeros no tienen compromisos firmes de contratación o, en el caso que los tengan, no hay certeza de que una inversión que requieran la retribuyan con anterioridad a la finalización de su vida útil. Por tal razón se está aclarando la forma de cobrar las transacciones con agentes de otros países.

Por otra parte, haciendo referencia al comentario de AES, la ASEP no coincide con la solicitud de que los ingresos producidos deben ser asignados a los agentes que pagan los cargos de transmisión. Los ingresos por uso esporádico deben ser asignados a los usuarios finales, quienes son, en última instancia, los que pagan los costos del sistema.

En referencia a la aplicación de la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004 y/o con capacidad menor o igual a 5 MW esta Autoridad indica:

La exoneración de cargos de transmisión y/o distribución a que hace referencia la Ley 45 es sólo para la venta directa o al mercado ocasional (artículo 8 de la Ley) que realicen los sistemas de centrales de minihidroelécticas, los sistemas de centrales geotermoeléctricas y los sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 10 MW al igual que lo dispuesto en el artículo 9 para plantas de más de 10 MW y hasta 20 MW, es sólo para incentivar la construcción y desarrollo de plantas de generación de dichos sistemas de centrales tal y como dispone el artículo 1 de la referida Ley.

Lo anterior también aplica para el caso de las exoneraciones dadas a las plantas de hasta 5 MW de capacidad instalada.

Finalmente, la ASEP concluye que el objetivo de la propuesta no es aumentar el cargo por uso esporádico sino representar adecuadamente el uso del sistema a través de un factor de utilización estimado en 0.60. Asimismo, no hay discriminación ni positiva ni negativa con respecto a los cargos que debe pagar las importaciones de energía. Las mismas pagarán igual que la demanda nacional.

8.16 **Comentarios a la propuesta de modificación del literal a) del artículo 195:**

ETESA:

Comenta que el literal a) propone que la u, debe ser resaltada con comillas y en negrita. Adicionalmente el término potencia debe ser reemplazado por demanda en la definición de ΣDui.

AES Panamá:

Sobre el literal a) AES propone cambiar la definición de PCui a:

PCui = demanda máxima anual no coincidente del usuario **u** en el año tarifario “i”, o capacidad neta de entrega en el punto de interconexión al SIN al momento de hacer la pruebas de entrada de operación comercial, del generado “g” en el año tarifario “i”.

Esta sugerencia se basa en que la capacidad instalada no es necesariamente la máxima capacidad de entrega de un generador al SIN, que generalmente es su potencia instalada máxima es reducida por los consumos auxiliares, pérdidas, antes de utilizar la Red de Transmisión.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Se ajustará el texto en atención a lo comentado por ETESA.

Sobre la solicitud de cambio de la definición de PCui, los cargos de transmisión se pagan por capacidad instalada. El procedimiento establecido en el Artículo 195 debe ser consistente con dicho criterio.

8.17**Comentarios a la propuesta de modificación del literal c) del artículo 195:**

ETESA:

Sobre el factor del 0.60, ETESA considera que se debe mantener el mismo criterio propuesto por ellos para el artículo 182 inciso m).

AES Panamá:

Sobre el literal c) de dicho artículo, AES señala que en la propuesta de modificación la ASEP no justifica cómo se obtiene y cuál es el objetivo de introducir un nuevo factor de 0.60 para establecer el cargo esporádico, medida que aumenta considerablemente los cargos esporádicos.

RESPUESTA DE LA ASEP:

En la respuesta a los comentarios al literal m) del artículo 182 legible en el considerando 8.15 de la presente resolución, se explica lo relacionado al factor para establecer el cargo por uso esporádico.

8.**18 Comentarios a la propuesta de modificación del literal d) del artículo 195:**

AES Panamá:

En la propuesta de modificación de este artículo en el literal d) se establece que "…Para este propósito se establecerá una metodología uniforme de detalle para que sea aplicada por los agentes, la que será aprobada por la ASEP."

AES solicita aclarar quién tendrá la responsabilidad de elaborar la metodología uniforme de detalle (el CND o el Comité Operativo).

RESPUESTA DE LA ASEP:

Previa recepción de una propuesta metodológica de las distribuidoras, la ASEP tendrá la responsabilidad de evaluar y adecuar la propuesta, la cual será aprobada por ASEP.

8**.**19 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 201:**

CND:

De acuerdo a lo expresado por el CND, la modificación de este artículo establece que el plan de inversiones que deberá presentar el CND, debe contener los requerimientos de servicios adicionales o nuevos a ser prestado por esta dependencia. Sin embargo, la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 establece que el CND es el responsable de prestar el servicio de operación integrada y administración del Mercado Mayorista de Electricidad, definiendo las funciones que debe cumplir para poder prestar dicho servicio, por lo tanto, las inversiones que realice deben estar dirigidas a cumplir con dichas funciones y no para servicios adicionales o nuevos, como lo establece la propuesta de modificación; a menos que esto se refiera a servicios nuevos asociados con el Servicio de Operación Integrada, de ser así, debería aclararse.

RESPUESTA DE LA ASEP:

La ASEP considera correcta la apreciación del CND: los requerimientos de servicios adicionales o nuevos contenidos en la propuesta de modificación se refieren a servicios nuevos asociados con el Servicio de Operación Integrada, por lo que se modificará este artículo para que esto quede claro.

8**.**20 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 204:**

CND:

La propuesta de la ASEP establece un nuevo cargo al uso esporádico y que se acreditará a la demanda y al CND. Señala, además, que no se exponen las razones técnicas y económicas que fundamentan este cambio. El cargo esporádico hasta este momento se aplica a las importaciones de energía y de acuerdo al Reglamento de Transmisión, en el futuro, a las centrales eólicas. Dado lo anterior, el aumento en el precio de las importaciones impactará en la formación del despacho económico.

Por otro lado, la ASEP propone asignar al CND un porcentaje (5%) del nuevo cargo que se pretende crear, como incentivo. El CND considera que de crearse este cargo, el porcentaje de asignación para el CND no debe considerarse como un incentivo, sino como la remuneración de un servicio prestado y al cual tiene derecho, pues los agentes que califican para este cargo tienen la obligación de pagar el Servicio de Operación Integrada (SOI), por tanto debería incluirse en el IMP correspondiente a este servicio.

AES Panamá:
Con respecto al cargo, AES solicita cambiar la redacción de capacidad instalada por capacidad neta de entrega en el punto de interconexión al SIN.
La empresa está de acuerdo en que los agentes que solo pagan por Uso Esporádico de Transmisión, deban pagar un Cargo por el Servicio de Operación Integrada (SOI), no así aquellos agentes que ya pagan cargo por SOI, por ejemplo generadores que importan ya pagan un cargo por el Servicio de Operación Integrada.
Adicionalmente, AES señala que la ASEP no justifica cómo se obtiene y cuál es el objetivo de introducir un nuevo factor de 0.60 para establecer el cargo esporádico, medida que aumenta considerablemente los cargos.
RESPUESTA DE LA ASEP:
Estamos de acuerdo con el CND y se eliminará la palabra incentivo en la propuesta de cambio reglamentario del Artículo 204.
Sobre la solicitud de AES de que los cargos de transmisión se calculen sobre la capacidad neta la ASEP aclara que para efectos tarifarios estos cargos se pagan por capacidad instalada. El procedimiento establecido en este Artículo debe ser consistente con dicho criterio
Con respecto al comentario de AES el cual indica que aquellos agentes que ya pagan cargos por SOI, por ejemplo generadores que importan ya pagan un cargo por el Servicio de Operación Integrada, no deben pagar la porción de cargo asociado al Cargo por Uso Esporádico, la ASEP señala que para el cálculo del SOI éste se distribuye entre la capacidad instalada existente en Panamá. En el caso de las importaciones, estas transacciones actualmente no remuneran al CND por el Servicio de Operación Integrada.
Sobre el factor de 0.60 en la fórmula del cálculo de los cargos esporádicos, esto ya fue explicado cuando se respondió el Artículo 182 m).
8.21 **Comentarios a la propuesta de modificación de los artículos 206 y 207:**
CND:
Solicita que se analice la doble penalización que se les está aplicando por la aplicación de los indicadores de gestión y por los resultados de las auditorias anuales establecidas en el Reglamento de Transmisión; y la merma de recursos que la aplicación del Factor de Ponderación (FP) puede acarrear y que puede causar afectación en determinado momento, del servicio de operación integrada ordenado al CND por Ley.
En este sentido, considerando lo establecido en artículo 100 de la Ley 6, el cual dispone la posibilidad de modificación de las fórmulas tarifarias antes del plazo y a lo dispuesto en el artículo 14 del Reglamento de Transmisión que establece la posibilidad de modificaciones extraordinarias a cualquiera de los Títulos del mismo y a las fórmulas tarifarias cuando algún hecho lo justifica, solicita lo siguiente:
En primer lugar, solicita modificar el artículo 209 del Reglamento de Transmisión el cual en la actualidad dispone que las auditorias puedan ser: a) ordinarias: aquellas realizadas todos los años por ETESA para evaluar el cumplimiento de objetivos y b) extraordinarias: ante la presunción de incumplimientos o ineficiencias sectoriales importantes que las justifican.
El CND propone que se modifique el artículo 209 de forma tal, que se realicen sólo las auditorias de tipo extraordinarias y que éstas se efectúen sólo ante la presunción de incumplimientos o ineficiencias sectoriales que las justifiquen, siendo que estas auditorias no tengan la finalidad de disminuir los ingresos del CND, más bien deberían buscar las causas por la cual se están dando estas ineficiencias en las actuaciones del CND y con esto, buscar las soluciones que mejoren estas actuaciones. Reducir los ingresos del CND atenta contra el servicio de utilidad pública de operación integrada que por Ley debe brindar esta dependencia.
En segundo lugar, eliminar de los artículos 206 y 207, el Factor de Ponderación (FP) que lleva la fórmula de ajuste de cargos, ya que como se ha explicado, puede comprometer de forma grave la capacidad financiera del CND."
Añade el CND que la entidad reguladora ha acogido parte de los comentarios que en su momento fueron presentados por ellos. Sin embargo, le preocupa

que aún se mantenga el Factor de Ponderación (FP) pues como ha indicado, la sola aplicación de este factor puede comprometer los servicios que el CND presta, pues si como resultado del mismo se le disminuye en sus ingresos y contrapuesto a dicha disminución no tiene rentabilidad alguna, definitivamente que alguno de sus procesos se verá afectado, independientemente de cuánto sea la afectación de los ingresos del CND.

Por otro lado, expresa el CND, de mantener la ASEP la propuesta de modificación en los términos planteados, surgen dudas respecto al margen de tolerancia del 3%, así como con el período de cura establecido para mejorar los procesos. Solicita aclaración de que si se refiere a que se considera como un resultado sin aplicación de reducción del ingreso para el CND el 97% de cumplimiento, y a partir de qué porcentaje de cumplimiento se concederá el término para mejorar los procesos deficientes.

Además de lo anterior, observa que la ASEP en la parte final del documento "CONSIDERACIONES PARA LAS MODIFICACIONES DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN" que acompaña esta propuesta de modificación recomienda la derogación de la Resolución No. JD-4233 de 26 de septiembre de 2003 y sus modificaciones, por lo tanto solicita a la ASEP para evitar una doble penalidad al CND, proceder con esta recomendación.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Se ha considerado mantener el Factor de Ponderación (FP) en la fórmula de ajuste de los cargos por el Servicio de Operación Integrada (SOI), como herramienta que permite alcanzar la eficiencia y eficacia en la gestión del CND pero, atendiendo el efecto que produce en el CND, se recomienda flexibilizar su aplicación otorgando al CND un periodo de 18 meses de gracia.

La ASEP desea aclarar que, con respecto al porcentaje que se otorga, si se obtiene un resultado por debajo de 97% se penalizará y si es por encima de este porcentaje no se penalizará. En todo caso, cualquier deficiencia que se destaque en las auditorias, aunque estén dentro del margen de tolerancia, es deber del CND mejorarla.

Considera también que se deben mantener las auditorias ordinarias al CND ya que constituyen una herramienta fundamental para el monitoreo y control de la gestión del CND. Las auditorias serán a cargo de la ASEP y bajo su responsabilidad, para garantizar los objetivos que se desean.

La ASEP procederá a derogar la Resolución de la JD-4233 y sus modificaciones, ya que implica una doble penalización a la gestión del CND por parte del Regulador.

8.22 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 208:**

CND:

La propuesta indica un Anexo d) que contiene los subprocesos nacionales y regionales, pero en la documentación puesta a disposición por la ASEP no se encuentra dicho Anexo. Por lo tanto, el no poder revisar el listado de los subprocesos contenidos en dicho documento, nos impide presentar comentarios al respecto.

Otro aspecto que el CND considera debe ser modificado en este artículo es el literal b), pues no entiende por qué la auditoría, de permanecer, que debe realizar la ASEP al CND debe tener como uno de sus objetivos evidenciar el cumplimiento de las obligaciones legales por parte de los agentes del Mercado. Estas auditorias deben evidenciar solamente el cumplimiento de las obligaciones del CND, pues no tiene sentido penalizar al operador del sistema por los incumplimientos legales de los Agentes del Mercado.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Se procederá a corregir el literal b) para aclarar la redacción en el sentido de observar el cumplimiento del CND referente a sus obligaciones con el Servicio de Operación Integrada y a la fiscalización de los agentes en el cumplimiento del SOI.

Los sub-procesos a lo que se refiere el literal c) en un Anexo d, no se incluirán en el Reglamento de Transmisión, por lo que se procederá a corregir el artículo. Los procesos y sub-procesos se indicarán en el Ingreso Máximo Permitido.

El señalamiento de que se provea de evidencias razonables del cumplimiento de las obligaciones legales de los agentes del Mercado tiene como objetivo el contar con elementos adicionales para revisar y evaluar las actividades responsabilidad del CND sobre actividades que los agentes del mercado deben cumplir relacionadas con el SOI.

8.23 **Comentario general**

CND:

El CND sugiere una revisión de las definiciones contenidas en el artículo 6 del Reglamento de Transmisión, a fin de que sean acordes con los conceptos que se introducen en la propuesta de modificación.

En los documentos presentados por la ASEP, la entidad reguladora no ha indicado cuándo entrarían en vigencia las modificaciones propuestas. Por las implicaciones que estas modificaciones conllevarán recomendamos que las mismas sean efectivas a partir de la vigencia del nuevo Régimen Tarifario.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Las inconsistencias que pudieran darse en las definiciones fueron corregidas en los artículos correspondientes. Sobre la entrada en vigencia de las modificaciones, ésta se indicará en la Resolución que apruebe las modificaciones.

9. Que analizados los comentarios presentados por los participantes de la Audiencia Pública, corresponde a esta Autoridad conforme lo dispone el numeral 29 de la Ley 26 de 1996, realizar las funciones establecidas en la Ley y reglamentos para que se cumplan las funciones y los objetivos de la Ley sectorial, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR los artículos 16, 17, 18, 73, 75, 86, 99, 100, 167, 177, 178, 180, 181, 182, 195, 201, 204, 206, 207, 208 y 209, así como el nombre del Título X del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, tal y como se establece en el Anexo A de la presente Resolución, de la cual forma parte integral.

SEGUNDO: APROBAR el Listado de Equipamiento de Conexión y Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión para el Servicio Público de Transmisión de Electricidad, para el periodo tarifario del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013, el cual está contenido en el Anexo B de esta Resolución de la cual forma parte integral.

TERCERO: ADVERTIR que queda vigente e inalterable el resto de la Resolución N° JD-5216 de 14 de abril de 2005 y demás modificaciones.

CUARTO: COMUNICAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos emitirá una versión unificada del Reglamento de Transmisión que contenga todos los cambios aprobados a través de la presente resolución.

QUINTO: DEROGAR las Resoluciones JD-4233 de 26 de septiembre de 2003, JD-4426 de 22 de diciembre de 2003, JD-4807 de 27 de julio de 2004, JD-5111 de 14 de enero de 2005, JD-5154 de 4 de marzo de 2005, JD-5419 de 19 de julio de 2005 y JD-5512 de 12 de septiembre de 2005 relativas al establecimiento de Indicadores de Gestión al CND y cualquiera otra disposición contraria al reglamento aprobado en la presente Resolución.

SEXTO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006. Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Ley 6 de 22 de enero de 2002.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

VICTOR CARLOS URRUTIA G.

Administrador General

ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 2504 – Elec

de 18 de marzo de 2009

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

EN EL TÍTULO II: GENERALIDADES

Artículo 16 El uso del Sistema de Transmisión es prioritario para los usuarios nacionales del Sistema de Transmisión. Los derechos de transmisión regionales que involucren instalaciones de la Red de Transmisión, no podrán limitar el uso

del Sistema de Transmisión por los usuarios nacionales. Este artículo se aplicará conforme a lo establecido por el RMER.

Artículo 17 La remuneración y compensaciones que se establezcan en el Mercado Eléctrico Regional para las instalaciones de la Red de Transmisión no afectarán los ingresos de ETESA o a los propietarios de instalaciones pertenecientes a la Red de Transmisión. Los ingresos que se acrediten a ETESA en el ámbito del Mercado Eléctrico Regional serán asignados a la demanda nacional como una reducción tarifaria a los usuarios finales, de existir saldos negativos por compensaciones por indisponibilidad los mismos serán asumidos por ETESA, al igual que las multas y/o sanciones que se le asignen a nivel regional.

Artículo 18 Los cargos de transmisión que se asignan en el Mercado Eléctrico Regional a los agentes que retiran energía y a los agentes que inyectan energía serán pagados por tales usuarios.

EN EL CAPÍTULO V.2: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Artículo 73 El Plan de Expansión de la Transmisión deberá contener como mínimo los siguientes puntos:

a) Resumen Ejecutivo.

b) Introducción: Descripción del contenido, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del sistema de transmisión y los criterios generales aplicados para su confección.

c) Descripción del Sistema de Transmisión: Deberá incluir la descripción general y particular del sistema de transmisión que la Empresa de Transmisión tiene a su cargo. Debe incluir, como mínimo, la siguiente información:

(i) Capacidad de transmisión existente y remanente detallada por tramo.

(ii) Límites asociados al control de la frecuencia, tensión y/o estabilidad del Sistema ante pequeñas o grandes perturbaciones.

(iii) Esquemas de control de emergencia que minimizan las restricciones a la transmisión.

(iv) Normas operativas del Mercado Mayorista que establecen límites a la transmisión.

(v) Cargas de los transformadores de las subestaciones.

(vi) Flujos de potencia pronosticados para el pico anual y para las horas de mínima del sistema a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.

(vii) Nivel de cortocircuito trifásico y monofásico pronosticado en el pico anual a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.

(viii) Esquemas geográficos y diagramas unifilares del sistema existente y del futuro previsto, destacando longitudes de líneas, potencias de generadores, transformadores y equipos de compensación de potencia reactiva, así como los límites físicos de las instalaciones de la Empresa de Transmisión.

(ix) Base de datos completa y organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión, y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.

d) Criterios de Planificación. Deberá incluir: los criterios adoptados y la sustentación de los escenarios elegidos.

e) Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión:

(i) Las tecnologías aplicadas.

(ii) Los costos de las instalaciones típicas.

(ii.1) Antecedentes de los últimos años de costos reales de obras, licitaciones.

(ii.2) Indicadores de precios eficientes a partir de comparaciones internacionales.

f) Requerimiento de servicio adicional por parte de los Agentes.

g) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo:

(i) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento eléctrico y del desempeño del Sistema Principal de Transmisión.

(ii) Ampliaciones menores recomendadas.

h) Plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión de largo plazo: Las obras de expansión indicadas serán aquellas cuya ejecución en un horizonte de 10 años se inicia en una fecha posterior a las consideradas en el corto plazo.

i) Niveles de confiabilidad previstos en los distintos nodos del Sistema Principal de Transmisión y los niveles estándares de calidad de servicio de los equipamientos y líneas de transmisión del sistema de transmisión.

j) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de corto plazo: son las programadas en un horizonte de 4 años. Por cada ampliación de Transmisión a ejecutar se deben elaborar los siguientes informes:

(i) Un estudio que justifique la ampliación de transmisión con la indicación de la fecha de inicio de construcción proyectada y la fecha de entrada en operación.

(ii) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio.

(iii) Los costos estimados y su justificación mediante una comparación con costos de mercado (benchmarking) adecuado.

(iv) Los beneficios sociales netos obtenidos evaluados en distintos escenarios hidrológicos, de precios de combustible, etc.

(v) Los beneficios de cada uno de los agentes.

(vi) La evolución de los cargos de transmisión por proyecto y total.

k) Plan de reposición de Largo Plazo de los activos existentes, definido como las renovaciones y mejoras a los bienes e instalaciones en explotación, si suponen un aumento de la capacidad instalada o inciden en alargar la vida útil de los activos, deberá contar con los siguientes informes:

(i) Estimación de los costos adicionales que se producirían en la operación y el mantenimiento del equipamiento instalado si no se realiza la reposición de dicho equipamiento.

(ii) Estimación y justificación de la disminución de la vida útil del equipamiento instalado en base a los costos de operación y mantenimiento y de pérdida de calidad de servicio del mismo, incluyendo la obsolescencia de los equipos si ésta obedece a circunstancias técnicas.

(iii) Plan de reposición de los activos existentes a largo plazo (más de 10 años).

(iv) Justificación de que la solicitud de reposición no se debe a falta de mantenimiento de los equipos.

l) Plan de Reposición de instalaciones de corto plazo que deberá contar con los siguientes informes:

(i) Estimación de los costos adicionales por continuar operando el equipamiento instalado y no realizar la reposición del mismo.

(ii) Estimación y justificación de la disminución de la vida útil del equipamiento instalado en base a los costos de operación y mantenimiento y de pérdida de calidad de servicio del mismo.

(iii) Evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición y

justificación económica de su conveniencia.

(iv) Ampliación de la vida útil del equipamiento (de ser una reposición parcial).

m) Plan de ampliación de conexión cuya solicitud de acceso ha sido aprobada, el cual solo tiene carácter informativo.

n) El Plan de Expansión de la Planta General se considerará indicativo. Las obras de la planta general y las del Sistema de Comunicaciones deberán ser debidamente sustentados con lo siguiente:

(i) Justificación económica de la inversión propuesta.

(ii) Evolución de los activos no eléctricos con respecto a los activos eléctricos

o) Anexo: Base de Datos del sistema empleada para los estudios: Se deberá detallar completamente los datos utilizados en relación con los estudios, debidamente organizados y explicitados. Entre los datos requeridos se mencionan:

(i) Datos de demanda, consumos y curvas típicas.

(ii) Ampliaciones previstas de generación.

(iii) Características técnicas de los equipamientos del Sistema de Transmisión.

(iv) Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.

p) Anexo: Calidad de servicio del Sistema de Transmisión: Presentación de los datos históricos que se detallan a continuación para líneas, transformadores, conexiones y equipos de compensación de potencia reactiva, indicando la empresa responsable. Para esta presentación se considera recomendable tener en cuenta la información disponible de los últimos cinco años, como mínimo:

(i) Estadísticas de desempeño del sistema de transmisión referidas a la calidad de servicio.

(ii) Indisponibilidad por fallas o por salidas programadas.

(iii) Coeficientes de disponibilidad por tramo de línea y global de todas las líneas.

(iv) Coeficientes de disponibilidad de transformadores y de equipos de compensación serie y shunt.

(v) Cantidad de interrupciones del servicio y sus causas.

(vi) Estadísticas de perturbaciones en la forma de onda de la tensión fuera de sus límites en puntos críticos del sistema.

(vii) Nodos con niveles de tensión y factor de potencia fuera de los valores permitidos, valores límites alcanzados y su duración

Artículo 75 El Plan de Expansión, que tendrá como fecha objetivo de aprobación el 30 de octubre del año previo a su vigencia, será presentado para su aprobación mediante el siguiente procedimiento:

a) Se establece como fecha de inicio del desarrollo del Plan de Expansión del año de vigencia el 1° de noviembre del año anterior.

b) ETESA deberá realizar todas las actividades necesarias y en los plazos requeridos.

c) Cada uno de los capítulos o secciones se desarrollará en las siguientes etapas:

(i) ETESA deberá presentar a los Generadores y Distribuidores y a la ASEP el capítulo respectivo antes de cuatro semanas de la fecha de terminación correspondiente.

(ii) Los Generadores y Distribuidores y la ASEP tendrán un periodo de dos semanas para hacer sus observaciones y presentarlas a ETESA.

(iii)ETESA tendrá un periodo de dos semanas antes de la fecha de terminación para que realice los ajustes si corresponden y dar respuesta fundamentada a las observaciones recibidas.

d) El desarrollo de los siguientes capítulos o secciones deberá ser realizado en las fechas previstas:

(i) Estudios Básicos para el Plan de Expansión: 31 de diciembre es su fecha de terminación. Consistirá de:

(i.1) Pronóstico de la Demanda.

(i.2) Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación.

(i.3) Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión

(i.4) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo.

(i.5) Niveles de confiabilidad previstos en los distintos nodos del Sistema Principal de Transmisión.

(i.6) Análisis dinámico del funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión, que asegure el cumplimiento del criterio de seguridad n-1.

(ii) Plan(es) Indicativo(s) de Generación: 31 de marzo es su fecha de terminación.

(iii) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión en general: 31 de mayo es su fecha de terminación. Consistirá de:

(iii.1) Plan de Expansión de Corto Plazo.

(iii.2) Plan de Expansión de largo plazo.

(iii.3) Plan de Reposición de largo plazo de los Activos Existentes.

(iii.4) Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes.

(iii.5) Plan de Expansión de la Planta General que califiquen como ampliaciones mayores y del Sistema de Comunicaciones.

e) ETESA presentará el Plan de Expansión para la aprobación de la ASEP a más tardar el 30 de junio de cada año, consolidando todos los requisitos y capítulos incorporando los ajustes realizados por las observaciones en las etapas previas y de acuerdo a lo indicado en este Reglamento.

f) Antes de la fecha de inicio:

(i) El CND, los Distribuidores, los Generadores y Grandes Clientes conectados al sistema principal de transmisión suministrarán a ETESA la información requerida para modelar la evolución del sistema.

(ii) Los usuarios del Sistema de Transmisión informarán a ETESA y al CND sus requerimientos de ampliación del Sistema de Transmisión.

g) El Plan de Expansión deberá ser evaluado por un Consultor o Empresa Consultora especializada independiente, contratada por la ASEP, que deberá auditar el cumplimiento de las obligaciones reglamentarias y la calidad del estudio cuyo informe deberá ser suministrado a la ASEP antes del 31 de julio.

h) La ASEP realizará después del 30 de junio y antes del 30 de octubre de cada año una consulta pública para evaluar el Plan de Expansión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de Transmisión a ejecutar, incorporadas en el Plan de Expansión de Corto Plazo, el Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes y del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones.

i) Sobre la base del resultado de la consulta pública, el informe de la consultora independiente y su propio análisis la ASEP tiene la responsabilidad de analizar el plan propuesto por ETESA, y las observaciones de los usuarios, solicitar ajustes a ETESA de justificarlo como necesario, previo a su aprobación. La aprobación por la ASEP de las Ampliaciones de Transmisión a ejecutar incorporadas en el Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo y la Reposición de instalaciones a ejecutar incluirá el monto presupuestado que no deberá ser superado por la Empresa de Transmisión, sin previa autorización de la ASEP, y el plazo de ejecución a partir del cual la obra se considerará en servicio, asumiendo la Empresa de Transmisión todas las consecuencias derivadas de su indisponibilidad.

EN EL TÍTULO VI SECCIÓN VI.1.1: CRITERIO DE SEGURIDAD

Artículo 86 El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.

EN CAPITULO VII.1 : PARÁMETROS TÉCNICOS

Artículo 99 Las exigencias referentes a la calidad de servicio, establecidas en el presente Reglamento, serán de aplicación para los que prestan el Servicio Público de Transmisión, como también, para todos los usuarios del Sistema de Transmisión tanto para la etapa de diseño como para la operación. Para los fines de las Normas de Calidad de Servicio para el Sistema de Transmisión, las instalaciones de Conexión de un distribuidor deberán cumplir las mismas condiciones, obligaciones, procedimientos de informes y demás requisitos por incumplimientos a la normativa establecida, que los requeridos para las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 100 Los incumplimientos operativos de los parámetros establecidos, se traducirán en un recargo para los agentes del mercado responsables, retribuciones para los agentes del mercado que contribuyan a la solución de los problemas

ocasionados por los incumplimientos de otros agentes del mercado y reducciones tarifarias a los clientes finales de las Empresas Distribuidoras y Grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y a las instalaciones de Conexión al servicio de un distribuidor. La reducción tarifaria se fundamenta en que lo abonado por las distribuidoras y grandes clientes en concepto del servicio prestado, está asociado a una determinada calidad de servicio de dicha prestación.

EN EL CAPITULO VIII.2 : SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Artículo 167 La parte del equipamiento de conexión compuesto por 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, sólo podrá ser asignado como parte del Sistema Principal de Transmisión cuando sea usado por más de un usuario, y siempre que dicha asignación esté debidamente justificada en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión.

EN EL CAPÍTULO IX, SECCIÓN IX.1.2 COSTOS EFICIENTES DE LOS ACTIVOS DEL SISTEMA PRINCIPAL O DE LOS ACTIVOS DE CONEXIÓN NO EJECUTADOS POR ACUERDO ENTRE PARTES

Artículo 177 Los costos que se podrán activar para cada activo del Sistema de Transmisión a partir de la aplicación del presente Reglamento serán:

a) Los costos obtenidos a través de un proceso de libre concurrencia que se consideren eficientes.

b) Los costos regulados como eficientes por el ERSP para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son: Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección. Considerándose los siguientes parámetros para determinar los costos eficientes:

(i) Diseño: 3 % del costo base del equipamiento.
(ii) Ingeniería: 4 % del costo base del equipamiento.
(iii) Administración: 4 % del costo base del equipamiento.
(iv) Inspección: 3 % del costo base del equipamiento.

c) Los costos de Indemnización por Servidumbres y por Mitigación del Impacto Ambiental.

d) Los costos adicionales justificados.

EN TÍTULO IX, CAPÍTULO IX.2: INGRESOS PERMITIDOS POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

Artículo 178 El ingreso permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica en el período tarifario tiene en cuenta las actividades realizadas por la Empresa de Transmisión que no correspondan a las actividades asignadas en la Ley No 6 de 3 de febrero de 1997 (actividades no reguladas). De existir tales actividades que utilicen algunos activos de transmisión para otros fines, ETESA deberá cumplir con lo siguiente:

a) Establecer un acuerdo de uso o contrato de acceso entre ETESA y la empresa que hará uso de la infraestructura, el cual debe estar basado conforme lo dispuesto en los Decretos Ejecutivos No.138 de 15 de junio de 1998 por el cual se dictan las normas para la utilización de instalaciones dedicadas a la prestación de servicios públicos de telecomunicaciones, radio y televisión y el Decreto No. 23 relativo al uso de instalaciones de electricidad o cualquier otra reglamentación que surja al respecto.

b) El acuerdo de uso deberá indicar como mínimo:

i) Identificación del solicitante del servicio público y sus antecedentes que aseguren la solvencia de su servicio y compromisos.
ii) Infraestructura a la que se requiere tener acceso.
iii) Servicio que se prestará.
iv) Descripción del equipamiento que utilizará para el acceso y uso compartido.
v) La desconexión del servicio si las operaciones del cliente afectan negativamente o ponen en riesgo la calidad del servicio de ETESA.
vi) Precio que pagará el usuario por el uso compartido de la infraestructura. Este precio debe reflejar los costos de operación y mantenimiento y otros costos ocasionados por la introducción de otro operador en el uso de una determinada infraestructura, un

margen de rentabilidad razonable acorde al servicio prestado y riesgos asumidos.

c) Registrar el acuerdo del uso de la infraestructura de transmisión en la ASEP.

d) ETESA no podrá dar acceso a la infraestructura si los estudios muestran que el servicio solicitado afecta las exigencias técnicas, de operación, administrativas y de seguridad y ambientales que se encuentren establecidas en el presente Reglamento de Transmisión y demás disposiciones legales vigentes.

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

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

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

Donde:

FAACTST: es el factor de ajuste.

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

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

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

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

$$ACTST = ACT*FAACTST$$

Donde:

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

ACT: En cada caso los valores $ACTSPT_i$ y $ACTNSPT_i$, $ACTCT_i$ y $ACTNCT_i$ corresponderán al valor de los activos fijos brutos y netos utilizados para actividades reguladas sean de conexión (ACTC) o del sistema principal (ACTSP).

Las variables $ACTSPT_i$ y $ACTNSPT_i$, $ACTCT_i$ y $ACTNCT_i$ son definidas posteriormente en el presente Reglamento.

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

EN EL TÍTULO IX, SECCIÓN IX.2.1: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.

Artículo 180 Ingreso anual permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión. Los ingresos máximos permitidos $IPSPT_i$ a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPSPTi = ADMTSPi + OMTSPi + ACTSPTi*DEP\% + ACTNSPTi*RRT + GA$$

Donde:

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

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

$$ADMTSPi = ACTSPTefi * ADMT\%^{M}*$$

OMTSPi: es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

OMTSPi se obtiene de:

$$OMTSPi = ACTSPTefi * OMT\%^{M}*$$

ACTSPTefi: es el valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor

nuevo de reemplazo correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, utilizando un parámetro eficiente para reconocer los Activos No Eléctricos dado como un porcentaje tope del 10% del valor de dichos activos, obtenido de la relación de los Activos No Eléctricos con respecto a los Activos Eléctricos.

ACTSPTi: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo
original, calculado como la suma de los valores $ACTSPT_l$ correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión en cada año calendario (i) más la planta general determinada, utilizando un valor tope de los Activos No Eléctricos dado como el 10% de los Activos No eléctricos con respecto a los Activos Eléctricos.

ACTNSPTi es el valor neto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores $ACTNSPT_l$ correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión en cada año calendario (i) más la planta general determinada, utilizando un valor tope del 10% para los Activos No Eléctricos, determinado por la relación de los Activos No Eléctricos con respecto a los Activos Eléctricos.

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 101 de la Ley No 6 de 3 de febrero de 1997.

GA: los costos de generación obligada u otros costos adicionales del mercado mayorista relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento, 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. ETESA deberá presentar los procedimientos y metodologías empleadas para su estimación a la aprobación de la ASEP.

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

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

$$IPSPT_j = (IPSPT_i + IPSPT_{i-1})/2$$

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.

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.

EN EL TÍTULO IX, SECCIÓN IX.2.2: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

Artículo 181 Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos de conexión al sistema de transmisión en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

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

Donde:

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

DEP% y RRT son las variables previamente definidas.

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

$ADMCT_i$ se obtiene de:

$$ADMCT_i = ACTCTef_i * ADMT\%^M*$$

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

$$OMTCT_i = ACTCTef_i * OMT\%^M*$$

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

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

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

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el plan de expansión del sistema de transmisión aprobado por la ASEP a la fecha de cálculo de los ingresos máximos permitidos. 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.

Cuando el Estado desarrolle proyectos estratégicos cuyos activos sean cedidos a ETESA, y que son activos de conexión, estos formarán parte del Sistema de Conexión de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y 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 ADMTCi y OMTCi.

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

$$IPCT_j = (IPCT_i + IPCT_{i-1})/2$$

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

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.

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:

(i1) 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.

(i2) 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.

(i3) 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.

Se modifica el nombre del Título X:

TITULO X: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR USO DE REDES E INSTALACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES

Se modifica el Título X.2:

CAPÍTULO X.2: CARGO POR USO DE REDES E INSTALACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES

Artículo 195 El procedimiento a seguir es el siguiente:

a) Para efectos de identificar los equipamientos afectados éstos se determinarán de acuerdo al uso exclusivo o compartido que tengan los equipos. Cuando existan equipamientos de conexión compartidos cada usuario **"u"** abonará una proporción ($PROP_u$) del cargo total de los equipamientos de acuerdo a la potencia (demanda o capacidad) máxima requerida para cada año tarifario (i).

Independientemente de si la potencia es inyectada o extraída del equipamiento o equipamientos, la proporción de cada usuario será determinada como:

$$\mathbf{PROP_{ui} = PC_{ui} / (\Sigma G_{ui} + \Sigma D_{ui})}$$

Donde:

$PROP_{ui}$ = es la proporción del usuario **"u"** para el año tarifario "i".

PC_{ui} = demanda máxima anual no coincidente del usuario **"u"** en el año tarifario "i", o capacidad instalada del generador "g" en el año tarifario "i".

ΣG_{ui} = Sumatoria de las capacidades instaladas de cada uno de los usuarios generadores en el año tarifario "i".

ΣD_{ui} = Sumatoria de las demandas máximas anuales no coincidentes de cada uno de los usuarios consumidores en el año tarifario "i".

En caso de equipamientos sobredimensionados, es decir, cuando se determine que existe un equipo de menor capacidad y costo, que pueda efectuar la misma función, la proporción del cargo, se calculará en base al costo del equipamiento menor, tomando como referencia los costos de un equipamiento similar de ETESA.

b) El cálculo de los cargos se podrá simplificar tanto como sea necesario en función de las características del usuario y de la red de transmisión involucrada respetando los conceptos de la metodología aplicada a la Empresa de Transmisión Eléctrica, con los siguientes criterios:

i) El cargo por el Uso de Redes y/o de instalaciones propiedad de otros agentes se determinará para los usuarios que existan aplicando los mismos criterios, sin tener en cuenta el momento en que cada uno se conectó al sistema.

ii) El Ingreso Máximo Permitido (IMP) será estimado considerando:

ii.1) El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) utilizado en el cálculo tarifario para el mismo tipo de equipamiento.

ii.2) La relación entre la capacidad requerida y la nominal del equipamiento. La capacidad requerida es la capacidad técnica y económicamente adaptada a los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional.
ii.3) Idénticos parámetros eficientes de operación y mantenimiento, administración, depreciación y rentabilidad que se utilizan para ETESA.

c) A los fines de determinar el cargo por uso de redes y/o de instalaciones propiedad de otros agentes, se considerarán los valores de Ingreso Máximo Permitido correspondientes a este equipamiento multiplicado por la relación entre la capacidad requerida (capacidad técnica y económicamente adaptada a los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional) y la nominal del equipamiento, cuando el equipamiento fue instalado por el usuario por su decisión.
Para la conexión de generación eólica o similar, el uso esporádico tendrá un costo horario equivalente al de una inyección o extracción equivalente permanente en el mismo nodo. 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 esporádica.
d) En el caso de un agente conectado a la red de un distribuidor, además del cargo por uso de redes, éste deberá pagar un cargo por pérdidas en la red de distribución cuando el usuario ocasione un incremento positivo de las pérdidas de energía en dicha red. El costo económico de este incremento se valorará al precio reconocido al distribuidor por el costo de abastecimiento. La determinación del incremento será realizada en función de la capacidad horaria de cada generador de inyectar energía a la red. Para este propósito se establecerá una metodología uniforme de detalle para que sea aplicada por los agentes, la que será aprobada por la ASEP.

EN EL TÍTULO XI, CAPÍTULO XI.1: FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Artículo 201 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.

Artículo 204 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI se distribuirá como un cargo distribuido entre toda la capacidad instalada, en el caso de los generadores, y toda la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores. El cargo por el servicio de operación integrada se establecerá como un cargo para el período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión y distribuidores. Este cargo debe tener identificado la porción que

corresponde al componente de hidrometereología y al componente que corresponde al CND.
Los agentes que pagan por el Uso Esporádico de Transmisión tendrán, además, un cargo por el Servicio de Operación Integrada (SOI). El cargo mensual correspondiente a generación/demanda del SOI 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 esporádica. El 95% de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado al CND.

Artículo 206 Los cargos por el servicio de operación integrada serán actualizados anualmente:
a) Para tener en cuenta el servicio que presta efectivamente el CND se determinará el factor de ponderación FP del servicio de despacho entregado el año tarifario anterior.
b) Para tener en cuenta las variaciones de precios a través del Indice de Precios al Consumidor.
c) Estos cargos se ajustarán de acuerdo con la siguiente fórmula:

Componente de Hidrometreología

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

Componente de CND

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

Donde:

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

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

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

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

FP: factor de ponderación de servicio del CND aplicado al año i y que se evalúa primeramente a través de una auditoria ordinaria en función del servicio entregado en el año base y cuyo resultado se confirma a través de una auditoria específica en el año intermedio dentro del período tarifario.

Artículo 207 Para la determinación del factor de ponderación del servicio de despacho FP se realizará el siguiente procedimiento:
a) Se desarrollarán auditorias que permitan evaluar el grado de cumplimiento de los procesos que desarrolla el CND de acuerdo a sus obligaciones reglamentarias. La auditoria la realizará la ASEP de acuerdo a lo establecido en el Capitulo Auditoria del CND. En cada periodo tarifario, se desarrollará una auditoría en el año inicial del periodo tarifario y otra en un período intermedio del periodo tarifario.
b) La auditoria empleara los criterios de valorización establecidos en el presente Reglamento determinando la puntuación de cada uno de los procesos regulados del CND. El puntaje asignado PA a cada proceso estará comprendido entre un máximo del 1 cuando todos los procesos resultan sin observaciones y un mínimo de 0,5 si todos resultan con defecto crítico.
c) El puntaje de calificación obtenido por cada macro proceso del punto anterior se multiplica por un "factor de costos" (FC) que representa los recursos asignados al proceso respecto del total de los recursos disponibles del CND. El FC para cada proceso se calcula de la siguiente manera:

(i) Se ha determinado para cada área de la Empresa Comparadora el porcentaje de gastos de personal de la Empresa Comparadora asignado a dicha área sobre el total de gastos en personal del CND y a su vez dentro de cada área el gasto en personal asignado a cada proceso.

(ii) El FC de cada proceso será igual al porcentual de gastos de personal que se le asigna al mismo con respecto a los gastos totales en personal.

La asignación de los factores de costos serán aprobados por la ASEP en cada periodo de revisión tarifaria.
d) Finalmente el factor de ponderación del año i : FP= FC*PA será determinado con la calificación PA. Se establecerá un margen de tolerancia del 3% para la aplicación de este factor.
El CND tiene 18 meses para mejorar aquellos procesos cuya calificación PA sea menor que uno. En la auditoria siguiente se verificará si aquellos procesos observados y calificados con un PA menor que uno han sido corregidos, en cuyo caso tendrán un PAi=1, de no ser así se aplicará el PAi que se obtenga de la auditoría a cada proceso del año i hasta finalizar el período tarifario vigente.

Artículo 208 Las auditorias que realice la ASEP del servicio del CND deberá proveer:
a) Una revisión y evaluación objetiva e independiente de las actividades del CND y de los informes emitidos.
b) Una evidencia razonable del cumplimiento de las obligaciones legales por parte del CND y de la fiscalización a los agentes del Mercado en el cumplimiento del SOI.
c) la adecuación de, al menos, los siguientes procesos:

i. la organización de la base de datos
ii. la planificación de la operación
iii. la programación de la operación del sistema
iv. la operación en tiempo real
v. el análisis post operativo
vi. las transacciones económicas
vii. el sistema de información

Los sub-procesos nacionales y regionales se presentarán en el documento que establece el Ingreso Máximo Permitido del CND, los cuales pueden ser modificados si se introducen nuevos procesos.

Artículo 209 Las auditorias realizadas por la ASEP podrán ser:
a) Ordinarias: Aquellas realizadas para evaluar el cumplimiento de objetivos.
b) Extraordinarias: ante la presunción de incumplimientos o ineficiencias sectoriales importantes que las justifican.

ANEXO B

Resolución AN No2504 -Elec. de 18 de marzo de 2009

Listado de Equipamiento de Conexión y Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión para el Servicio Público de Tral1smisión para el periodo tarifario del l° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013

SISTEMA PRINCIPAL Sistema Principal *SUBESTACIONES* *Patio 115KV-Panamá* *Patio 115KV-Cáceres* *Patio 115KV· Santa Rita* *Patio 115KV-Mata de Nance* *Patio 115KV-Caldera* *Patio 115KV-Panamá II* *Patio 230KV-Panamá II* *Patio 230KV-Panamá* *Patio 230KV-Chorrera* *Patio 230KV-L1ano Sánchez* *Patio 230KV- Veladero* *Patio 230KV-Mata de Nance* *Patio 230KV-Progreso* *Patio 230KV-Guasquitas* *Patio 230KV-Changuinola* *Patio 230KV-Fortuna Nave 3 (a)* ***Sistema Principal LINEAS*** *Líneas 115KV-BLM1-Santa Rita (115-1 B, 115-2B)* *Líneas 115KV-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A)* *Línea 115 KV-Panamá-Chilibre (115-3A)* *Línea 115 KV-Chilibre-BLM2 (115-3B)* *Línea 115KV-Panamá CPSA (115-4A)* *Línea 115KV-CPSA-BLM2 (115-4B)* *Líneas 115KV-Panamá-Cáceres (115-12)* *Líneas 115KV-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)* *Líneas 230KV-Bayano-Pacora (230-1A)* *Líneas 230KV-Bayano-Panamá 11 (230-2A)* *Líneas 230KV-Pacora-Panamá 11 (230-1 B)* *Líneas 230KV-Panamá II-Panamá (230-1C, 230-2B)* *Líneas 230KV-Panamá-Chorrera (230·3 A, 230-4A)* *Líneas 230KV-Chorrera-L1ano Sánchez (230-3B, 230-4B)* *Líneas 230KV-L1ano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A)* *Líneas 230KV-Veladero-Mata de Nance (230-5B, 230-6B)* *Líneas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)* *Líneas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9)* *Líneas 230KV-Progreso-Frontera (230-10)* *Líneas 230KV-Panamá 1I-L1ano Sánchez (230-12, 230-13)* *Líneas 230KV-L1ano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)* *Líneas 230KV-Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17)* *Líneas 230KV-Guasquitas-Fortuna (230-18)* *Líneas 230KV-Fortuna-Changuinola (230-20)* *Líneas 115 KV-Santa Rita - Panamá 11* *Líneas 230 KV-Antón-Pan 11* *Líneas 230 KV-Guasquitas-Fortuna* *Líneas 230 KV-Guasquitas-L1ano Sánchez* *Líneas 230 KV-Llano Sánchez-Panamá 11* *Líneas 230KV-Changuinola-Frontera (230-21)* *Línea 115 KV-Panamá-Cáceres subterránea (115-37)* *Planta General* *Comunicaciones*	***CONEXIÓN*** ***Sistema de Conexión*** ***SUBESTACIONES*** *Patio 34.5 KV-Chorrera* *Patio 34.5 KV-Llano Sánchez* *Patio 34.5 KV-Mata de Nance* *Patio 34.5 KV-Progreso* *Patio 34.5KV-Changuinola* *Patio 115KV-L1ano Sánchez* *Patio 115KV-Progreso* *Patio 115KV-Charco Azul* *Patio 230 KV-Chorrera (3 Interruptores de 230 KV Y 2 trafos 230/115/34.5 KV)* *Patio 230 KV-Llano Sánchez (2 cuchillas motorizadas de 230 KV Y 2 trafos 230/115/34.5KV)* *Patio 230 KV. Concepción (nave futura)* *Patio 230 KV - Las Guías* *Patio 230 KV - Cañazas* *Patio 230 KV - Chan I* *Patio 230 KV - Antón* *Patio 230 KV - Barro Blanco* *Patio 230 KV - BONTEX-SUEZ* ***Sistema de Conexión*** ***L1NEAS*** *Líneas 115KV-Caldera-Estrella (115-17)* *Líneas 115KV-Caldera-Los Valles (115-18)* *Líneas 115KV-Caldera-Paja de Sombrero (115-19)* *Líneas 115KV-Progreso-Charco Azul (115-25)* INSTALACIONES ESTRATÉGICAS OBSERVACIONES Adición S/E Caldera 115/34.5 KV S/E Concepción 230/34.5 KV

RESOLUCION No. 50/08

De 12 de Diciembre de 2008

EL ADMINISTRADOR GENERAL DE LA AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMA EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES.

CONSIDERANDO:

Que la empresa **INVERSIONES HERMANOS GARMENDEZ S.A.**, se encuentra debidamente registrada a Ficha 363032, Rollo 66027, Imagen 45 de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Público, cuyo representante legal es **Ana Lorena Pezzoti Correa,** ha presentado solicitud para su inscripción en el Registro Nacional de Turismo, con el fin de acogerse a los beneficios fiscales establecidos en la Ley No. 58 de 28 de diciembre de 2006, para el desarrollo del proyecto de hospedaje público turístico denominado **Days Inn At Pan Canal Plaza** con una inversión declarada de Cuatro Millones, (B/. 4, 000,000.00).

Que de acuerdo a informe técnico emitido por el Registro Nacional de Turismo, el proyecto de hospedaje público presentado por la empresa **INVERSIONES HERMANOS GARMENDEZ S.A.**, estará ubicado Arriba del Rey de Albrook Corregimiento de Ancón, Provincia de Panamá. Dicho informe establece que el proyecto será construido sobre la *Finca No.* **190619**, inscrita en el Documento 92331, de la sección de propiedad, Provincia de Panamá, del Registro Público, área que se encuentra fuera de Zona Turística, de conformidad con lo establecido en la evaluación técnica turística.

Que el proyecto a incentivarse consiste en ofrecer el servicio de hospedaje público a través de la modalidad de hotel, el cual se encuentra conformado estructuralmente de la siguiente manera: 146 habitaciones y los siguientes servicios complementarios: puerta cochera, sala de espera, recepción, lounge bar, restaurante/comedor oficinas administrativas, salones de reuniones, servicios sanitarios y demás áreas operativas el hotel.

Que consta en el expediente nota fechada 20 de agosto de 2008, dirigida a Bolívar Zambrano, Director Nacional de Evaluación y Ordenamiento Ambiental de la Autoridad Nacional del Ambiente, mediante la cual se le hace entrega del EIA categoría I del proyecto Days Inn At Pan Canal Plaza. Esta nota tiene el sello de la ANAM y fue recibido el 25 de

agosto de 2008.

Que los informes técnicos, turísticos, económicos y legales han arrojado resultados positivos, respecto al proyecto de hospedaje público turístico, que llevará a cabo la empresa **INVERSIONES HERMANOS GARMENDEZ S.A**.,

Que el Administrador General Encargado, una vez analizados los documentos e informes relativos a la solicitud de la empresa **INVERSIONES HERMANOS GARMENDEZ S.A.,** en base a la facultad que le confiere el numeral 8 del artículo 9 del Decreto Ley No. 4 de 27 de febrero de 2008,

RESUELVE:

PRIMERO: AUTORIZAR la inscripción en el Registro Nacional de Turismo de la empresa **INVERSIONES HERMANOS GARMENDEZ S.A**., inscrita a Ficha 363032, Rollo 66027, Imagen 45, de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Público, cuyo representante legal es **Ana Lorena Pezzoti Correa**, para que la misma pueda acogerse a los beneficios fiscales establecidos en el articulo 1 de la Ley No. 58 de 28 de diciembre de 2006, para el desarrollo del proyecto de hospedaje público turístico denominado **Days Inn At Pan Canal Plaza.**

SEGUNDO: SEÑALAR que la empresa gozará de los incentivos fiscales establecidos en el artículo 1 de la Ley No.58 de 28 de diciembre de 2006, desde la fecha de su inscripción en el Registro Nacional de Turismo, a saber:

1. Exoneración total, por el término de veinte años, del impuesto de importación y de toda contribución, gravamen o derechos de cualquier denominación o clase, excepto el Impuesto de Transferencia de Bienes Corporales Muebles y la Prestación de Servicios, que recaigan sobre la introducción de materiales, enseres, muebles, equipos, naves y vehículos automotores con una capacidad mínima de ocho pasajeros, siempre que sean declarados indispensables para el normal desarrollo de la actividad turística por el Instituto Panameño de Turismo. Los materiales y equipos que sean exonerados deben utilizarse de manera exclusiva en la construcción y el equipamiento de los establecimientos de alojamiento público.
2. Exoneración del impuesto de inmueble, por el término de veinte años, contados a partir de la fecha de inscripción en el Registro Nacional de Turismo. Esta exoneración cubrirá los bienes inmuebles propiedad de la empresa, lo que incluye el terreno y las mejoras, que sean objeto de equipamiento, rehabilitación y/o remodelación realizados con una inversión mínima de tres millones de balboas (B/.3,000.000.00) en el área metropolitana y de cincuenta mil balboas (B/.50,000.00) en el interior de la República, siempre que en la actualidad no se encuentren exonerados y que sean utilizados íntegra y exclusivamente en las actividades turísticas señaladas en el presente artículo. Las Fincas a ser incentivadas son las siguientes: *Finca No.* **190619**, inscrita en el Documento 92331, **de Sección de Propiedad Provincia de Panamá**
3. Exoneración a la empresa de todo impuesto o gravamen sobre su capital.
4. Exoneración del pago del impuesto de muellaje y de cualquier tasa de aterrizaje en muelles, aeropuertos o helipuertos, propiedad de la empresa construido o rehabilitadas por ella. Estas facilidades podrán ser utilizadas en forma gratuita por el Estado.
5. Exoneración del pago del impuesto sobre la renta causado por los intereses que devenguen los acreedores de instituciones bancarias o financieras en operaciones destinadas a inversiones en establecimientos de alojamiento público turístico.
6. Se permitirá una tasa del diez por ciento (10 %) por año, excluyendo el valor del terreno, para los fines del cómputo de depreciación sobre los bienes inmuebles.
7. No serán considerados como préstamos comerciales ni préstamos personales los préstamos otorgados; por tanto, no serán objeto de la retención establecida en la Ley No. 4 de 1994 y sus modificaciones, siempre que los prestatarios de dichas facilidades se encuentren debidamente inscritos en el Registro Nacional de Turismo del Instituto Panameño de Turismo.

Parágrafo: Se beneficiarán de los incentivos de esta Ley, las inversiones en las siguientes actividades: canchas de golf y de tenis, baños saunas, gimnasios, discotecas, restaurantes, centros de convenciones y marinas, siempre que estén integradas a la inversión hotelera. En ningún caso podrá ser objeto de los beneficios de esta Ley, cualquier otro tipo de inversión turística que no se encuentre taxativamente contemplado en las actividades establecidas en este artículo.

TERCERO: SOLICITAR a la empresa **INVERSIONES HERMANOS GARMENDEZ S.A.,** que en un término no mayor de treinta (30) días hábiles, consigne ante la Autoridad de Turismo de Panamá / Contraloría General de la República, la Fianza de Cumplimiento por el uno por ciento (1%) de la inversión total, o sea, por la suma de **Cuarenta Mil Balboas,** de conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley No. 58 de 2006, el cual establece las obligaciones que acepta cumplir la empresa solicitante, posterior a lo cual se procederá a la debida inscripción de la empresa en el Registro Nacional de Turismo.

CUARTO: ADVERTIR a la empresa que en caso de incumplimiento de sus obligaciones podrá ser sancionada de conformidad con lo establecido en el artículo 5 de la Ley No. 58 de 28 de diciembre de 2006.

QUINTO: La empresa **INVERSIONES HERMANOS GARMENDEZ S.A**., debe presentar ante el Registro Nacional de Turismo, la Resolución mediante la cual la Autoridad Nacional del Ambiente, autoriza el cambio de razón comercial, una vez la misma sea emitida por dicha Autoridad.

SEXTO: Instruir al Registro Nacional de Turismo para que Oficie copia de la presente Resolución al Ministerio de Economía y Finanzas, Autoridad Nacional de Aduanas, Ministerio de Comercio e Industrias y Contraloría General de la República.

ORDENAR la publicación de la presente Resolución por una sola vez en la Gaceta Oficial.

Fundamento Legal: Ley No. 58 de 28 de diciembre de 2006 y Decreto Ley No. 4 de 27 de febrero de 2008.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE

RUBÉN BLADES

Administrador General

1

REPUBLICA DE PANAMÁ

COMISIÓN NACIONAL DE VALORES

RESOLUCIÓN CNV No. 73 -2008

(17 de marzo de 2008)

La Comisión Nacional de Valores,

en uso de sus facultades legales y,

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Ley No.1 de 8 de julio de 1999, Artículo 8, atribuye a la Comisión Nacional de Valores la facultad de expedir licencia a los Corredores de Valores;

Que el Decreto Ley No.1 de 8 de julio de 1999, Título III, Capítulo IV, establece que sólo podrán ocupar el cargo o desempeñar las funciones de Corredor de Valores en la República de Panamá, aquellas personas que hayan obtenido la correspondiente licencia expedida por la Comisión;

Que el Artículo 49 de la citada excerta legal establece que las personas que soliciten licencia de Corredor de Valores deberá aprobar el examen correspondiente establecido por la Comisión Nacional de Valores;

Que el Acuerdo 2-2004 de 30 de abril de 2004, establece el procedimiento sobre los requisitos para el otorgamiento de licencia y procedimientos de operación de casas de valores, asesor de inversiones, corredor de valores, ejecutivos principal y analistas.

Que el 5 de octubre de 2007, **FLAVIO COPELLO JUNIOR,** presentó el Examen de Conocimiento General administrado por la Comisión Nacional de Valores, el cual fue aprobado satisfactoriamente;

Que el día 7 de diciembre de 2007, y en cumplimiento del Acuerdo No.2-2004 de 30 de abril de 2004, ha presentado Solicitud Formal para obtener Licencia de Corredor de Valores, acompañada de los documentos exigidos por las leyes aplicables;

Que mediante notas CNV-9807-DMI (01) de 30 de diciembre de 2007 y CNV-9931-DMI (01) de 24 de enero de 2008, se remitió observaciones a la solicitud de la Licencia, las cuales fueron atendidas por parte del solicitante mediante notas recibida en esta Comisión el día 9 de enero y 29 de febrero de 2008;

Que la solicitud en referencia, así como los documentos sustentatorios, fueron analizados por la Dirección Nacional de Mercados de Valores e Intermediarios, según Informes fechado 17 de enero de 2008 y 2 de marzo de 2008;

Que, realizados los análisis correspondientes a lo interno de esta Institución, esta Comisión Nacional de Valores estima que **FLAVIO COPELLO JUNIOR** ha cumplido con los requisitos legales y reglamentarios de obligatorio cumplimiento para la obtención de la Licencia de Corredor de Valores.

Por lo que se,

RESUELVE:

PRIMERO: EXPEDIR, como en efecto se expide, **Licencia de Corredor de Valores** a **FLAVIO COPELLO JUNIOR,** portador del pasaporte No. CT921405.

SEGUNDO: INFORMAR a **FLAVIO COPELLO JUNIOR,** que está autorizado a ejercer actividades de negocios propias de la Licencia No. 386 que por este medio se le expide, sujeta al cumplimiento de las disposiciones legales del Decreto Ley No.1 de 8 de julio de 1999, Acuerdos Reglamentarios adoptados por esta Comisión Nacional de Valores y demás disposiciones legales aplicables a los Corredores de Valores.

Se advierte a la parte interesada que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración el cual deberá ser interpuesto dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de la notificación de la presente Resolución.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Decreto Ley No.1 de 8 de julio de 1999 y Acuerdo No.2-2004 de 30 de abril de 2004.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Carlos A. Barsallo P.

Comisionado Presidente

Juan Manuel Martans S. .

Comisionado Vicepresidente

Yolanda G. Real S

Comisionada, a.i.

Avisos

AVISO. Yo , TUN CHUN WONG LAO, con cedula de identidad personal No. N-18-996, contribuyente No. 01 1993 3810, en mi condición de propietario de la empresa denominada: FRUTERIA MIMI, ubicado en vía Argentina, Calle J, El Cangrejo, le solicito habilite la licencia de licor otorgada mediante Resolución No. L-170 de 31 de agosto del año 2004, por traspaso a favor de : MARIA DEL CARMEN CENTELLA MORENO, con cedula de identidad No. 6-49-44, para operar el establecimiento antes mencionado. A la vez autorizo a la señora Emilia de Rodríguez, con cédula de identidad personal No. 6-65-473, para realizar los trámites relacionados, sin otro particular, queda de usted, Atentamente Tun Chun Wong Lao. Cèd N-18-996. L. 201-316292. Segunda Publicación.

COMUNICACIÓN DE VENTA DE ESTABLECIMIENTO COMERCIAL. Con fundamento del artículo 777, del Código de Comercio, se le comunica a todos los interesados la venta del establecimiento comercial denominado LA BODEGUITA VIP, amparado bajo el aviso de operación No. 1236384-590045-2007-103055, dedicado al expendio de alimentos, cigarrillos, bebidas de envase abierto para consumo dentro del local y eventos artísticos, ubicado en Vía España, Edificio Dominó locales 5 y 6, en donde la señora CINTHIA VANESA CABALLERO, con cédula 9-174-844, representante legal de La Bodeguita VIP, S.A., le vende a PANAMÁ TRAVEL CONNECTION, representada por el señor EXBERTO CEDEÑO T, con cédula No. 4-714-74, el mencionado establecimiento comercial. Atentamente, Cinthia Vanesa Caballero. Exberto Cedeño T. L-201-316455 Tercera Publicación.

AVISO en cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 777 del código de comercio procedemos a comunicar que he traspasado el establecimiento comercial denominado **BODEGA MONTENEGRO** ubicado en Salitral de Santa Cruz, amparado por el registro comercial tipo B No. 2147 al señor Wilmer Omar Carreño con cédula No. 4-205-877. L. 201-316677 Segunda Publicación.

_____

AVISO DE SESION Por este medio se hace del conocimiento público que la sociedad anónima **ENTERTAIMENT RESTAURANT TOURISM INC**., debidamente inscrita a la ficha 412432,Documento 319657, ha sedido a favor de **WHOOPS, S.A**., debidamente inscrita a la ficha 643328 Documento 1478797, el nombre comercial **WHOOPS STREETWEAR**, otorgado en el aviso de operación No. 316957-1-412432-2008-143833. Primera Publicación. L 201-316734

_____

Para dar cumplimiento con el Articulo 777 del Código de Comercio, comunico que yo Marcelino López Barrios con cédula 7-72-671 propietario del establecimiento, denominado **LA INSUPERABLE** ubicada en los Asientos de Oria de Pedasì, el mismo será traspasado por venta a la Sra. Enilda Ballesteros Escudero con cédula 7-98-825. Primera Publicación. L 201-316742

_____

AVISO DE DISOLUCIÓN Por medio de la Escritura Pública No.6,209 de 3 de abril de 2009, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 15 de abril 2009, a la ficha 499902, Documento 1560468, de la Sección de Mercantil del Registro Público de Panamá, ha sido disuelta la sociedad **"WAXTON ENTERPRISES INC**." Única publicación. L 201-316666

_____

AVISO DE DISOLUCIÓN Por medio de la escritura Pública No.4,339 de 10 de marzo de 2009, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 15 de abril de 2009, a la ficha 363608, Documento 1560497, de la Sección de Mercantil del Registro Público de Panamá, ha sido disuelta la sociedad "**NORQUEST INC."** Única Publicación . L 201-316667

Avisos

AGUADULCE, PROVINCIA DE COCLE EDICTO PÙBLICO No 7-09 El Alcalde municipal del distrito de Aguadulce, al Pùblico HACE SABER Que el señor**, JUAN DE DIOS ROA CASTILLO,** varón panameño, mayor de edad, soltero jubilado, con cèdula 2-18-614, con domicilio en Calle Estudiante, Corregimiento de Aguadulce, Distrito de Aguadulce, acudo ante usted con todo respeto para solicitarle en mi nombre y representación a titulo de plena propiedad por venta de un (1) lote de terreno, ubicado en calle Estudiante, Corregimiento de Aguadulce, Distrito de Aguadulce, y dentro de las àreas adjudicables pertenecientes a la finca 14,824, rollo 5409, Doc. 1, propiedad del Municipio de Aguadulce, tal como se escribe en el plano No 201-13619, inscrito en la Dirección General de Catastro del Ministerio de Economia y Finanzas el dia 3 de julio 2000. Con una superficie **de cuatrocientos treinta y seis metros cuadrados con cincuenta y un centímetros cuadrados (436.51m2),** comprendido dentro de los siguientes linderos y medidas: Norte: Finca Municipal 14824, ocupada por Thelma Maria Roa y mide 21.05 mts. Sur: calle Estudiante y mide 21.57 mts. Este: Finca Municipal 14824, ocupada por Raùl Antonio y Adrian A. Roa Torres y mide 20.84mts. Oeste: Finca Municipio 14824, ocupada por David Pimentel y mide 20.20 mts. Con base a lo que dispone el acuerdo Municipal No 6 del 30 de enero de 1995, se fija este Edicto en Lugar visible de este Despacho en la Corregiduria respectiva por un lapso de quince (15) dias hàbiles para que dentro de este tiempo puedan oponerse la (s) persona (s) que se siente (n) afectada (s) por la presente solicitud. Copia de este Edicto se le entregarà a la interesada, para que publique en diario de circulación nacional por tres dìas seguidos y un dìa en la Gaceta Oficial. Aguadulce, 2 de marzo de 2009. El Alcade(fdo) Alonso Amado Nieto R. La Secretaria (fdo) Sherly Calderón de Castillo. Publicar una vez. L 201-316617

_____

REPUBLICA DE PANAMA MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DIRECCIÓN NACIONAL DE REFORMA AGRARIA REGION No 7 CHEPO EDICTO No 8-7-102-2009 El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Panamá al pùblico HACE CONSTAR: Que los señores: **PASCUAL RODOLFO PALOMINO QUINTANAR SHEYLA BEDELLA DÌAZ de PALOMINO**. Vecinos de COLONIAS DEL SOL CAMPO LIMBEG Corregimiento de JUAN DIAZ del Distrito de PANAMÁ provincia de Panamá, portador de la cédula de identidad personal No 5-13-478/ 8-266-722, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud No 8-7-247-2003 del 20 de Noviembre de 2003, según plano aprobado No 805-01-17110, la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicables con una superficie total de 3 HAS +7,894.81 M2 que forman parte de la Finca No 160102, Rollo No 22632, Código No 8401-doc. 1, propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario. El terreno esta ubicado en la localidad de TIERRA PROMETIDA, Corregimiento de CABECERA, Distrito de CHEPO Provincia de PANAMÁ, comprendida dentro de los siguientes linderos: Norte: Iohann Alberto Robles Garibaldo. sur: alma nivea rosa urriola. este: Rìo Pijiba, Agapito Vasquez. oeste: carretera principal de tierra prometida a otras fincas de 15.00 mts. Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Chepo, o en la corregiduria de cabecera, copia del mismo se

le entregarà al interesado para que los haga publicar en los òrganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artìculo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) dìas a partir de la ùltima publicación. Dado en CHEPO, a los 13 días del mes de abril del 2009. (fdo) ANYURI RÌOS Secretaria Ad- Hoc. ING . FRANCISCO LOPEZ Funcionario Sustanciador. 201-316764

REPUBLICA DE PANAMA MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DIRECCIÓN NACIONAL DE REFORMA AGRARIA REGION No 7 CHEPO. EDICTO No 8-7 105-2009 El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Panamá al público. HACE CONSTAR: Que el señor, FRANCISCO ANTONIO VILLAFAÑE GUARNIZO, Vecino (a) de Higuera, Corregimiento de Chepo cabecera, del Distrito de Chepo, Provincia de Panamá, Portador de la cédula de identidad personal No 8-785-522, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud No 8-7-195-2007, según plano aprobado No 805-06-18923, la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable con una superficie total de 8 HAS +5750.73 M2 Ubicada en La Lojosa, Corregimiento de Santa Cruz De Chinina, Distrito de Chepo, provincia de Panamà. Norte: terrenos ocupados por Gentil Eduardo Villafañe, Sur: Océano Pacifico, Este: Terreno ocupado por Eduardo Andres Villafañe, Oeste: Océano Pacífico. Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este despacho, en la alcaldía del distrito de Chepo o en la corregiduría de Santa Cruz de Chinina, copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los organos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Chepo , a los 17 días del mes de marzo del 2009. (fdo) DIVINA CORDOBA, secretaria ad-hoc. FRANCISCO LÓPEZ funcionario sustanciador. L. 201-316749.

REPÚBLICA DE PANAMÁ MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DIRECCIÓN NACIONAL DE REFORMA AGRARIA REGIÓN No. 4, COCLÉ. EDICTO No. 122-09**.** EL SUSCRITO FUNCIONARIO SUSTANCIADOR DE LA DIRECCIÓN NACIONAL DE REFORMA AGRARIA DEL MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO EN LA PROVINCIA DE COCLÉ. HACE SABER: Que **EYDA MARIA QUIROS DE MORENO,** vecino (a) de Panamá, corregimiento Panamá, distrito de Panamá, portador de la cédula No. 2-85-2780**,** ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud No. 2-0026-08 A, según plano aprobado No. 206-05-11343, adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie total de 9 Has + 1572.48 m2, ubicada en la localidad de El Rosario, corregimiento de El Coco, distrito de Penonomé, provincia de Coclé, comprendida dentro de los siguientes linderos. Globo A: 7 Has + 0286.72 M2 Norte: Herminio Coronado M., Concepción Coronado, camino de tosca a El Rosario- A C.I.A. Sur: Camino de tierra a El Rosario- a Rio Chorrera. Este: Jesús Rodríguez Cumbrera, Manuel Marquez. Oeste: Escuela El Rosario, Encarnación Coronado, Nicolas Marquez R. Globo B: 2Has + 1285.76 M2 Norte: Camino de tierra a El Rosario - A Rio Chorrera Sur: Maria Garcia Este: Manuel Marquez, Crecencio Cumbrera. Oeste: Camino a otras fincas. Para los efectos legales, se fija el presente Edicto en lugar visible de la Reforma Agraria en la provincia de Coclé y en la corregiduría de El Coco. Copia del mismo se hará publicar en el órgano de publicidad correspondiente, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de 15 días a partir de su última publicación. Dado en la ciudad de Penonomé, hoy 13 de abril de 2009. (fdo.) SR. JOSÉ E. GUARDIA L. Funcionario Sustanciador. (fdo.) LIC. MARIXENIA B. DE TAM. Secretaria Ad-Hoc. L.208-9018852.

REPÚBLICA DE PANAMÁ MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DIRECCIÓN NACIONAL DE REFORMA AGRARIA REGIÓN No. 5, PANAMÁ OESTE. EDICTO No. 090-DRA-2009**.** El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, en la provincia de Panamá. HACE CONSTAR: Que el señor (a) **SERGIO NIÑO ROGRIGUEZ Y OTROS**, vecino (a) de El Coco, corregimiento de El Coco del distrito de La Chorrera, provincia de Panamá, portador de la cédula de identidad personal No. 8-360-479, respectivamente han solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud No. 8-5-014-2008, según plano aprobado No. 807-03-19703, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 1015.38 M2, ubicada en la localidad de Lagarterita, corregimiento de Amador, distrito de La Chorrera, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos. Norte: Nicolas Cantoral Rodríguez. Sur: Genaro Borges Ureña. Este: Calle de tosca de hacia Cerro Cama y hacia Lago Gatún. Oeste: Campo de juego de Lagarterita. Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de La Chorrera, o en la corregiduría y Amador, copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artìculo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 20 días del mes de Febrero de 2009. (fdo.) ING. MIGUEL MADRID. Funcionario Sustanciador. (fdo.) ZELIDETH QUINTERO Secretario Ad-Hoc. L.201-316650.

EDICTO No. 49 DIRECCIÓN DE INGENIERÍA MUNICIPAL DE LA CHORRERA.- SECCIÓN DE CATASTRO ALCALDÍA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA. EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER: QUE EL SEÑOR (A) **GASPAR LORENZO CARRILLO CAMARENA**, varón, panameño, mayor de edad, jubilado, residente en La barriada Virgen de Guadalupe, No. 66, portador de la cédula de identidad personal No. 8-104-365, en su propio nombre en representación de su propia persona, ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a Título de Plena Propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado Calle 44 Sur, de la Barriada Santos Jorge, Corregimiento Barrio Colón, donde hay casa distingue con el número ___, y cuyos linderos y medidas son los siguientes: Norte: Resto de la Finca 6028, Tomo 194, Folio 104, propiedad del Municipio de La Chorrera con: 42.08 Mts. Sur: Resto de la Finca 6028, Tomo 194, Folio 104, propiedad del Municipio de La Chorrera con: 37.46 Mts. Este: Calle 44 Sur con 13.16 mts. Oeste: Resto de la Finca 6028, Tomo 194, Folio 104, propiedad del Municipio de La Chorrera con: 11.75 Mts. Mts. Área total del terreno cuatrocientos ochenta y cuatro metros cuadrados con cincuenta y tres decímetros cuadrados (484.53 Mts.2). Con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No. 11-A del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de diez (10) días, para que dentro de dicho plazo o término pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas. Entréguesele, sendas copias del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez en un periódico de gran circulación y en la Gaceta Oficial. La Chorrera, 15 de abril de dos mil nueve. El Alcalde (fdo.) LCDO. LUIS A. GUERRA M. Jefe de la Sección de Catastro: (fdo.) SRTA. IRISCELYS DIAZ G. Es fiel copia de su original. La Chorrera, quince (15) de abril de dos mil nueve. SRTA. IRISCELYS DIAZ G. Jefe de la Sección de Catastro Municipal. L. 201-316719.

EDICTO No. 27 DIRECCIÓN DE INGENIERÍA MUNICIPAL DE LA CHORRERA.- SECCIÓN DE CATASTRO ALCALDÍA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA. EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER: QUE EL SEÑOR (A) **ORLANDO QUIROZ DEL CID**, varón, panameño, mayor de edad, soltero, residente en Cerro Batea, portador de la cédula de identidad personal No. 4-98-2608, en su propio nombre en representación de su propia persona, ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a Título de Plena Propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado Calle Elvis, de la Barriada Nueva El Chorro, Corregimiento Barrio Colón, donde se llevará a cabo una construcción distingue con el número ___, y cuyos linderos y medidas son los siguientes: Norte: Resto de la Finca 6028, Tomo 194, Folio 104, propiedad del Municipio de La Chorrera con: 18.00 Mts. Sur: calle Elvis con 18.00 mts. Este: Resto de la Finca 6028, Tomo 194, Folio 104, propiedad del Municipio de La Chorrera con: 29.60 mts. Oeste: Servidumbre de quebrada-quebrada Matuna con 29.60 mts . Área total del terreno quinientos treinta y dos metros cuadrados con ochenta decímetros cuadrados (532.80 Mts.2). con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No. 11-A del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de diez (10) días, para que dentro de dicho plazo o término pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas. Entréguesele, sendas copias del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez en un periódico de gran circulación y en la Gaceta Oficial. La Chorrera, 16 de abril de dos mil nueve. El Alcalde (fdo.) LCDO. LUIS A. GUERRA M. Jefe de la Sección de Catastro: (fdo.) SRTA. IRISCELYS DIAZ G. Es fiel copia de su original. La Chorrera, dieciséis (16) de abril de dos mil nueve. SRTA. IRISCELYS DIAZ G. Jefe de la Sección de Catastro Municipal. L. 201-316731.