



# GACETA OFICIAL

## DIGITAL

Año CX

Panamá, R. de Panamá martes 24 de junio de 2014

N° 27563

---

### CONTENIDO

---

#### MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA

Decreto N° 101  
(De lunes 23 de junio de 2014)

QUE DESIGNA AL MINISTRO Y VICEMINISTRA DE DESARROLLO AGROPECUARIO, ENCARGADOS.

---

#### MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS

Decreto Ejecutivo N° 199  
(De lunes 23 de junio de 2014)

QUE MODIFICA EL DECRETO EJECUTIVO N° 170 DE 27 DE OCTUBRE DE 1993, EN LO RELACIONADO CON EL RÉGIMEN DE SOCIEDADES DE INVERSIÓN INMOBILIARIAS QUE SE ACOJAN AL INCENTIVO FISCAL DEL PARÁGRAFO 2 DEL ARTÍCULO 706 DEL CÓDIGO FISCAL.

---

#### MINISTERIO DE GOBIERNO

Decreto Ejecutivo N° 260  
(De lunes 23 de junio de 2014)

QUE ORDENA A LOS NOTARIOS PÚBLICOS DE LOS CIRCUITOS NOTARIALES DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ, A UTILIZAR DE MANERA OBLIGATORIA EL SERVICIO DE VERIFICACIÓN DE IDENTIDAD (SVI) DEL TRIBUNAL ELECTORAL.

---

#### MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL

Resolución N° 005  
(De martes 21 de enero de 2014)

POR LA CUAL SE RECONOCE A LA "ASAMBLEA APOSTÓLICA DE LA FE EN CRISTO JESÚS", COMO ORGANIZACIÓN DE CARÁCTER SOCIAL SIN FINES DE LUCRO.

---

#### MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL

Resolución N° 06  
(De miércoles 8 de enero de 2014)

POR LA CUAL SE RECONOCE A LA ENTIDAD DENOMINADA "FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL DE PANAMÁ (FUDESPA)", COMO ORGANIZACIÓN DE CARÁCTER SOCIAL SIN FINES DE LUCRO.

---

#### AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución N° AN 7477-Elec  
(De jueves 19 de junio de 2014)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS COMERCIALES PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD, APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN JD-605 DE 24 DE ABRIL DE 1998.

---

#### AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución N° AN 7485-Elec  
(De viernes 20 de junio de 2014)

POR LA CUAL SE MODIFICA EL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, DENOMINADO RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCIÓN JD-5863 DE 17 DE FEBRERO DE 2006 Y SUS MODIFICACIONES.

---

**AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ / DIRECCIÓN GENERAL DE MARINA MERCANTE**

Resolución N° 106-37-DGMM  
(De viernes 25 de abril de 2014)

POR LA CUAL SE COMUNICA QUE A PARTIR DEL PRIMERO (1) DE JUNIO DE 2013, TODOS LOS BUQUES DE BANDERA PANAMEÑA DE 500 TRB EN ADELANTE, DEBERÁN MANTENER A BORDO UN CERTIFICADO DE CLASE QUE CERTIFIQUE SU ESTRUCTURA, MAQUINARIA Y EQUIPO ELÉCTRICO, QUE CUMPLEN CON LOS REQUISITOS EN LOS CONVENIOS INTERNACIONALES RATIFICADOS POR LA REPÚBLICA DE PANAMÁ.

---

**AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ / DIRECCIÓN GENERAL DE MARINA MERCANTE**

Resolución N° 106-38-DGMM  
(De viernes 25 de abril de 2014)

POR LA CUAL SE ESTABLECE LOS REQUISITOS QUE DEBEN CUMPLIR LAS ENTIDADES AUXILIARES EN CALIDAD DE ORGANIZACIONES RECONOCIDAS O SOCIEDADES CLASIFICADORAS, QUE DESEEN SER AUTORIZADAS PARA EXPEDIR EL CERTIFICADO DE CLASE A BUQUES DE BANDERA PANAMEÑA.

---

**CONSEJO MUNICIPAL DE LOS SANTOS**

Acuerdo N° 35  
(De jueves 12 de junio de 2014)

POR EL CUAL EL CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LOS SANTOS APRUEBA CRÉDITO EXTRAORDINARIO POR LA SUMA DE B/.2,225.00.

---

AVISOS / EDICTOS

## REPÚBLICA DE PANAMÁ

DECRETO N.º 101

De 23 de junio de 2014

Que designa al Ministro y Viceministra de Desarrollo Agropecuario, encargados

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA  
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

## DECRETA:

- ARTÍCULO 1.** Se designa a **GERARDINO BATISTA**, actual Viceministro de Desarrollo Agropecuario, como Ministro de Desarrollo Agropecuario, encargado, del 24 al 26 de junio de 2014, inclusive, mientras el titular **OSCAR ARMANDO OSORIO CASAL**, esté de viaje en misión oficial.
- ARTÍCULO 2.** Se designa a **JULIE LYMBERÓPULOS**, actual Directora de Cooperación Internacional del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, como Viceministra de Desarrollo Agropecuario, encargada, del 24 al 26 de junio de 2014, inclusive, mientras el titular ocupe el cargo de Ministro, encargado.
- PARÁGRAFO.** Estas designaciones rigen a partir de la Toma de Posesión del cargo.

## COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los 23 ( ) días del mes de junio de dos mil catorce (2014).

  
RICARDO MARTINELLI B.  
Presidente de la República

REPÚBLICA DE PANAMÁ  
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS

DECRETO EJECUTIVO N.º 199  
De 23 de junio de 2014



Que modifica el Decreto Ejecutivo N° 170 de 27 de octubre de 1993, en lo relacionado con el régimen de Sociedades de Inversión Inmobiliarias que se acojan al incentivo fiscal del párrafo 2 del Artículo 706 del Código Fiscal

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA  
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

**CONSIDERANDO:**

Que mediante la Ley 114 de 2013, se modificó el párrafo 2 del Artículo 706 del Código Fiscal, respecto al régimen de Sociedades de Inversión Inmobiliaria;

Que mediante el Decreto Ejecutivo No. 170 de 27 de octubre de 1993, tal como quedó modificado por el Decreto Ejecutivo No.98 de 27 de septiembre de 2010, se reglamentaron las disposiciones legales relativas al Impuesto sobre la Renta en la República de Panamá;

Que con motivo de las reformas antes mencionadas resulta indispensable establecer modificaciones al Decreto Ejecutivo No. 170 de 27 de octubre de 1993, ajustándolo a la nueva normativa legal,

**DECRETA:**

**ARTÍCULO 1.** El artículo 122 del Decreto Ejecutivo No. 170 de 27 de octubre de 1993, queda así:

**Artículo 122. Definiciones.**

Para efecto de esta sección se adoptan las siguientes definiciones:

1. **SOCIEDAD DE INVERSION INMOBILIARIA:** toda persona jurídica, fideicomiso o arreglo contractual constituidos bajo las leyes de la República de Panamá, que mediante la expedición y venta de sus cuotas de participación, se dedique al negocio de obtener dinero de inversionistas, a través de pagos únicos o periódicos, con el objeto de invertir y negociar, ya sea directamente o a través de subsidiarias, en bienes inmuebles, títulos representativos de derechos sobre inmuebles o en el negocio de desarrollo y administración inmobiliaria, en la República de Panamá.
2. **UTILIDAD NETA DEL PERÍODO FISCAL:** Es la diferencia o saldo que resulta al deducir de su renta bruta o ingresos generales, los ingresos de fuente extranjera, los ingresos exentos y/o no gravables, así como los costos, gastos y erogaciones deducibles, determinada con base a las Normas Internacionales de Información Financiera o NIIFs.
3. **NEGOCIO DE DESARROLLO Y ADMINISTRACION INMOBILIARIA:** En relación con una persona jurídica, es la actividad de dedicarse habitualmente, ya sea directamente o a través de subsidiarias, al desarrollo, financiamiento y/o administración de bienes inmuebles para propósitos residenciales, comerciales o industriales, en la República de Panamá.

Página N° 2

Decreto Ejecutivo N° 199 de 20 de junio de 2014.

4. **SUBSIDIARIA:** Persona jurídica cuyas acciones emitidas y en circulación con derecho a voto, son de propiedad total o mayoritariamente de otra persona jurídica.

**ARTÍCULO 2.** El artículo 122-A del Decreto Ejecutivo No. 170 de 27 de octubre de 1993, queda así:

**Artículo 122-A. Ámbito de Aplicación.**

El régimen especial de tributación del Impuesto Sobre la Renta establecido en el párrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal aplicará a toda sociedad de inversión inmobiliaria que cumpla con los siguientes requisitos:

- a. Estar registradas en la Superintendencia del Mercado de Valores y listadas y que permitan la cotización activa de sus cuotas de participación en bolsas de valores o mercados organizados registrados ante la Superintendencia del Mercado de Valores de Panamá, conforme a lo establecido en el Texto Único del Decreto- Ley 1 de 1999 y sus leyes reformativas y acuerdos.
- b. Captar fondos en los mercados organizados de capitales con el objeto de realizar inversiones con horizontes superiores a cinco años, para el desarrollo y la administración inmobiliaria residencial, comercial o industrial en la República de Panamá, que tengan como política la distribución anual a los tenedores de sus cuotas de participación de no menos del noventa por ciento (90%) de su utilidad neta del período fiscal.
- c. Estar registradas ante la Autoridad Nacional de Ingresos Públicos (ANIP), conforme al artículo 122-B del presente Decreto Ejecutivo.
- d. Contar con un mínimo de 5 inversionistas durante el primer año de su constitución; un mínimo de 25 inversionistas durante el segundo año; y un mínimo de 50 inversionistas a partir del tercer año, ya sean personas naturales o jurídicas.  
La propiedad para los propósitos de este requerimiento, se basa en la propiedad efectiva de las cuotas de participación.
- e. Emitir acciones o cuotas de participación nominativas.
- f. Contar en todo momento con un activo mínimo de cinco millones de Balboas (B./5,000,000.00).
- g. Deberán ser administradas por su junta directiva, en el caso de sociedades anónimas, por fiduciarios con licencia otorgada por la Superintendencia de Bancos de Panamá, en el caso de fideicomisos, o en cualquier caso por administradores de sociedades de inversión, y no podrán ser constituidas por una entidad bancaria o empresa aseguradora y/o reaseguradoras.

Las subsidiarias de toda sociedad de inversión inmobiliaria también estarán amparadas por el régimen especial establecido en el párrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal, siempre que se registren ante la Autoridad Nacional de Ingresos Públicos (ANIP), conforme al artículo 122-B del presente Decreto y cumplan con los requisitos indicados en este artículo.

**ARTÍCULO 3.** El artículo 122-B del Decreto Ejecutivo No. 170 de 27 de octubre de 1993, queda así:

**Artículo 122-B. Registro ante la Autoridad Nacional de Ingresos Públicos (ANIP).**

Para gozar del régimen especial de que trata el párrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal la sociedad de inversión inmobiliaria registrada ante la



Página N° 3

Decreto Ejecutivo N° 199 de 23 de junio de 2014.

Superintendencia del Mercado de Valores también deberá registrarse ante la Autoridad Nacional de Ingresos Públicos (ANIP), aportando mediante memorial la siguiente documentación:

- (a) Copia auténtica del pacto social o del instrumento de fideicomiso o del arreglo contractual mediante el cual se constituyó la sociedad de inversión inmobiliaria y sus reformas, en que expresamente indique que su objeto exclusivo será el negocio de desarrollo y administración inmobiliario, con todas sus reformas vigentes a la fecha.
- (b) Copia auténtica de la resolución de la Superintendencia del Mercado de Valores, autorizando el registro de la sociedad de inversión inmobiliaria de que se trate.
- (c) Constancia de que los valores de la sociedad de inversión inmobiliaria registrada están listados en una bolsa de valores u otro mercado organizado, -En caso de valores listados en las bolsas de valores, certificación de dicha entidad-
- (d) Certificación expedida por la Superintendencia del Mercado de Valores mediante la cual se haga constar que al cierre del año fiscal que corresponda dicha sociedad está registrada en Superintendencia del Mercado de Valores, salvo que se trate de una sociedad de inversión inmobiliaria constituida durante el año fiscal en que se registró en la Superintendencia del Mercado de Valores, en cuyo caso sólo deberá presentar esta certificación para el año en curso.
- (e) Tres ejemplares del prospecto informativo u otro instrumento de oferta de venta de las acciones o cuotas de participación de la sociedad de inversión inmobiliaria de que se trate.
- (f) Copia auténtica del informe anual (IN-A) correspondiente al informe anual del período inmediatamente anterior, presentado a la Superintendencia del Mercado de Valores en cumplimiento de las normas vigentes por la sociedad de inversión inmobiliaria, salvo que se trate de una sociedad de inversión inmobiliaria constituida durante el año fiscal en que se registró en la Superintendencia del Mercado de Valores, en cuyo caso no tendrá que presentar este informe.
- (g) Declaración jurada correspondiente a lo efectuado en el período inmediatamente anterior, según lo establecido en el artículo 122-C del presente Decreto Ejecutivo.

**Parágrafo 1.** No obstante lo previsto en el artículo 710 del Código Fiscal, las sociedades de inversión inmobiliarias y subsidiarias no tendrán que efectuar el pago del Impuesto sobre la Renta Estimado de la sociedad, siempre que se cumpla con lo establecido en el parágrafo 2 del Artículo 706 del Código Fiscal y en el presente reglamento.

**Parágrafo 2.** Por tratarse de un régimen especial de tributación del impuesto sobre la renta, no les serán aplicables las reglas establecidas en el literal a) del artículo 701 del Código fiscal, en relación con las ganancias por enajenación de bienes inmuebles, ni las reglas establecidas en el literal c) del artículo 701 del Código Fiscal, en relación con las ganancias por enajenación de valores, a las sociedades de inversión inmobiliarias y subsidiarias, que se hayan acogido al régimen especial de que trata el parágrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal.

**ARTÍCULO 4.** El artículo 122-C del Decreto Ejecutivo No. 170 de 27 de octubre de 1993, queda así:

**Artículo 122-C. Informe fiscal.**



Página N° 4

Decreto Ejecutivo N° 199 de 23 de junio de 2014.

Toda sociedad de inversión inmobiliaria amparada en el régimen especial establecido en el parágrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal deberá mantener a disposición de la Autoridad Nacional de Ingresos Públicos (ANIP) una declaración jurada firmada por su Representante Legal u otra persona debidamente autorizada, en la cual haga constar lo siguiente:

- a) El nombre y generales de la sociedad de inversión inmobiliaria;
- b) El nombre y generales del Representante Legal o de la persona debidamente autorizada para otorgar la declaración, en cuyo caso deberá aportarse el documento que le autoriza;
- c) El nombre y generales de todas y cada una de las Subsidiarias del contribuyente;
- d) Que dicha sociedad de inversión inmobiliaria captó fondos a largo plazo en bolsas de valores registradas ante la Suprintendencia del Mercado de Valores de Panamá para dedicarlos al negocio de desarrollo y administración inmobiliaria;
- e) Que la sociedad de inversión inmobiliaria se dedicó durante el año fiscal de que se trate a invertir y negociar, ya sea directamente o a través de subsidiarias, en bienes inmuebles, títulos representativos de derechos sobre inmuebles o en el negocio de desarrollo y administración inmobiliaria.
- f) Que la sociedad de inversión inmobiliaria tiene como política la distribución a los tenedores de sus acciones o cuotas de participación de no menos del noventa por ciento (90%) de su utilidad neta del periodo fiscal.
- g) Informe de la utilidad neta del periodo fiscal de que se trate;
- h) El monto distribuido a los tenedores de cuotas de participación y el monto en impuestos retenidos según la tarifa establecida en el parágrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal, acompañado de los comprobantes de pago de los mismos; quedando entendido que en caso de haberse distribuido menos del noventa por ciento (90%) de su utilidad neta del periodo fiscal que se trate, se deberá justificar el incumplimiento con base a lo establecido en el artículo 122-D de este Decreto Ejecutivo.
- i) Que sus directores, como personas naturales, se encuentren al día con sus declaraciones de renta ante la ANIP y en cuyo caso esta institución emitirá el paz y salvo respectivo a los directores de la sociedad.

**ARTÍCULO 5.** El artículo 122-d del Decreto Ejecutivo No. 170 de 27 de octubre de 1993, queda así:

**Artículo 122-D. Distribución de utilidades.**

Las sociedades de inversión inmobiliarias que se acojan al régimen especial de que trata el parágrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal, deberán tener como política la distribución y, además, deberán efectivamente distribuir a los tenedores de sus acciones o cuotas de participación no menos de noventa por ciento (90%) de utilidad neta del periodo fiscal, con excepción de las siguientes situaciones:

- a) Durante los primeros dos (2) años de registro, la sociedad de inversión inmobiliaria podrá no realizar distribuciones o distribuir un porcentaje inferior al mínimo indicado. Una vez cumplido el plazo estipulado de dos (2) años, de no efectuarse las distribuciones mínimas, la sociedad de inversión inmobiliaria que se acoja al régimen fiscal de que trata el parágrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal, perderá permanentemente el incentivo fiscal allí otorgado.



Página N° 5

Decreto Ejecutivo N° 199 de 23 de junio de 2014.

- b) Durante cualquier periodo fiscal en que, a juicio del administrador o ente competente de la sociedad de inversión inmobiliaria, por situaciones extraordinarias macroeconómicas o del desempeño o perspectivas del negocio de desarrollo y administración inmobiliaria que participe la sociedad de inversión inmobiliaria, se considere conveniente no distribuir el mínimo indicado.

De perdurar la situación por más de plazo de un (1) año, la sociedad de inversión inmobiliaria que se acoja al régimen fiscal del parágrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal, perderá permanentemente el incentivo fiscal allí otorgado.

Estas sociedades de inversión inmobiliarias no estarán obligadas a hacer la retención de que trata este artículo sobre aquellas distribuciones que provengan de:

1. Distribuciones de Subsidiarias que hubiesen retenido y pagado el impuesto que se establece en el parágrafo 2 del artículo 706 del Código Fiscal.
2. Cualesquiera dividendos recibidos de otras inversiones, siempre que la sociedad que distribuya tales dividendos haya retenido y pagado el impuesto correspondiente de que trata el artículo 733 del Código Fiscal.
3. Cualquier renta exenta en virtud del Código Fiscal o leyes especiales.

**ARTÍCULO 6.** Se deroga el artículo 122-E del Decreto Ejecutivo No. 170 de 27 de octubre de 1993.

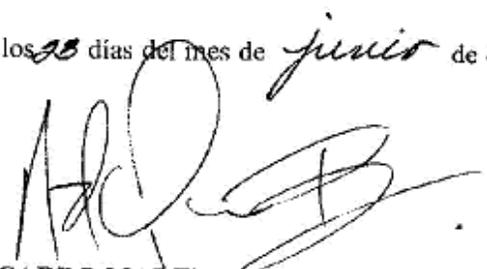
**ARTÍCULO 7.** El presente Decreto Ejecutivo modifica los artículos 122, 122-A, 122-B, 122-C y 122-D y deroga el artículo 122-E del Decreto Ejecutivo No. 170 del 27 de octubre de 1993.

**ARTÍCULO 8.** Este Decreto Ejecutivo comenzará a regir a partir de su promulgación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Numeral 14 del artículo 184 de la Constitución Política de la República de Panamá, y Ley 114 de 27 de septiembre de 2013.

**COMUNÍQUESE, Y CÚMPLASE.**

Dado en la ciudad de Panamá a los 23 días del mes de junio de dos mil catorce (2014).

  
**RICARDO MARTINELLI B.**  
 Presidente de la República

  
**FRANK DE LIMA G.**  
 Ministro de Economía y Finanzas



REPÚBLICA DE PANAMÁ  
MINISTERIO DE GOBIERNO

DECRETO EJECUTIVO N.º 260  
De 23 de junio de 2014



Que ordena a los notarios públicos de los circuitos notariales de la República de Panamá, a utilizar de manera obligatoria el Servicio de Verificación de Identidad (SVI) del Tribunal Electoral

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**  
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

**CONSIDERANDO:**

Que los servicios de notariado y registro son esenciales y prioritarios para el desarrollo y estabilidad económica y jurídica de nuestro país;

Que la Ley 19 de 3 de mayo de 2010, que dicta el régimen de organización del Ministerio de Gobierno, entre una de sus funciones está la de colaborar en los archivos notariales del país;

Que la referida Ley establece que el Ministerio de Gobierno en el nivel operativo estará conformado entre otras, en las gobernaciones de las provincias de la República de Panamá;

Que de conformidad con lo dispuesto en el Código Administrativo los notarios públicos de los circuitos notariales de la República de Panamá, son nombrados por el Órgano Ejecutivo por conducto del Ministerio de Gobierno;

Que corresponde a las gobernaciones del país, en el marco de las disposiciones legales vigentes, coadyuvar en todo lo que sea necesario para el mejoramiento y modernización del servicio público que brindan las diferentes notarias del territorio nacional;

Que existe el interés común, tanto de los notarios del país como del Registro Público de Panamá, de avanzar hacia la adopción de nuevas herramientas tecnológicas y procedimientos que mejoren y brinden un mayor grado de seguridad a los servicios que les corresponden ofrecer, en el marco de las competencias de cada uno;

Que actualmente existen fraudes en los traspasos de bienes inmuebles y otras operaciones comerciales y financieras que se perfeccionan a través de instrumentos legales, como son las escrituras públicas, para luego ser inscritas en el Registro Público y surtir efectos contra terceros;

Que en el interés de combatir estos delitos y fraudes, en sus diferentes modalidades, conviene establecer un mecanismo que permita validar y brindar seguridad documental a los instrumentos que se otorgan en las notarias del país y que posteriormente se remiten al Registro Público para su inscripción;

Que en virtud de lo anterior, resulta necesario establecer la suscripción de manera obligatoria a los notarios de los circuitos notariales de la República de Panamá, al Servicio de Verificación de Identidad (SVI) del Tribunal Electoral,

**DECRETA:**

**Artículo 1.** Ordenar a todos los notarios públicos de los circuitos notariales de la República de Panamá, el uso obligatorio del Servicio de Verificación de Identidad (SVI) del Tribunal Electoral.

**Artículo 2.** El presente Decreto Ejecutivo comenzará a regir el día siguiente de su promulgación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Código Administrativo, Ley 19 de 3 de mayo de 2010.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.**

Dado en la ciudad de Panamá, a los *23* ( ) días del mes de *junio* de dos mil catorce (2014).

  
**RICARDO MARTINELLI B.**  
Presidente de la República

  
**JORGE RICARDO FÁBREGA**  
Ministro de Gobierno





*República de Panamá*  
*Ministerio de Desarrollo Social*  
*Despacho Superior*

**Resolución No. 005**  
**(De 21 de enero de 2014)**

**El Ministro de Desarrollo Social**  
**en uso de sus facultades legales,**



**CONSIDERANDO:**

Que el día diecinueve (19) de diciembre del año dos mil trece (2013), mediante Apoderado Legal, la entidad denominada **"ASAMBLEA APOSTÓLICA DE LA FE EN CRISTO JESÚS"**, debidamente registrada a la Ficha S.C. 1295, Rollo 3296, Imagen 16, de la Sección de Micropelícula Mercantil del Registro Público, representada legalmente por el señor **SEVERIANO NIÑO BROWN**, varón, panameño, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal No. **3-85-1930**, ha solicitado al Ministro de Desarrollo Social, el reconocimiento como organización de carácter social sin fines de lucro.

Que para fundamentar su petición, presenta la siguiente documentación:

1. Poder y solicitud dirigido al Ministro de Desarrollo Social, mediante Apoderado Legal donde se solicita el reconocimiento como organización de carácter social sin fines de lucro.
2. Copia autenticada de la cédula de identidad personal del Representante Legal de la Asociación.
3. Certificación del Registro Público N° 427055, donde consta la Representación Legal y que la organización se encuentra inscrita desde el 21 de noviembre de 1974.
4. Copia autenticada de la Escritura Pública número seis mil ochocientos cincuenta y cuatro (6,854) de 6 de noviembre de 2002, por medio de la cual se protocolizan los documentos mediante la cual se reforman los Estatutos de la entidad denominada **"ASAMBLEA APOSTÓLICA DE LA FE EN CRISTO JESÚS"**.
5. Nota del Municipio de Changuinola donde certifica que la Asamblea Apostólica de la Fe en Cristo Jesús realiza una labor social con la niñez, la juventud y la familia por más de cinco años para el desarrollo del Distrito.

Que nos corresponde examinar todos los elementos de juicio tendientes a emitir nuestro criterio, por lo que al analizar la documentación aportada, se pudo constatar que los objetivos y fines sociales de la asociación denominada **"ASAMBLEA APOSTÓLICA DE LA FE EN CRISTO JESÚS"** visibles a foja 18 del expediente administrativo son: "La Asociación tiene como objetivo general la organización de actividades y el desarrollo de eventos, proyectos y obras de Ayuda a la comunidad". También: "a.) Predicar el evangelio de nuestro Señor Jesucristo y practicar su doctrina, según el orden apostólico, para la salvación y regeneración de las almas. b.) Facilitar formación y capacitación para el voluntariado mediante documentación, charlas y cursos. c.) Agrupar bajo un mismo rubro a todas las iglesias o congregaciones presente en las elecciones d) Realizar una labor social con la niñez, la juventud y la familia.

Es fiel copia del original

  
 Firma

Resolución No. 005 de 21 de enero de 2014. Pág. 2

Que en virtud de que esta superioridad está facultada para otorgar reconocimiento de carácter social, a todas aquellas asociaciones cuyos objetivos y fines contenidos en sus estatutos se ajusten a las labores de servicio social, conforme lo dispone el acápite b del Artículo 3 del Decreto Ejecutivo No. 28 de 31 de agosto de 1998, modificado por el Decreto Ejecutivo No. 27 de 10 de agosto de 1999 y por el Decreto Ejecutivo No. 101 de 28 de septiembre de 2001, y ha quedado evidenciado que la asociación cumple con los requisitos exigidos para otorgar el reconocimiento de la misma.

Por tanto,

**RESUELVE:**

**PRIMERO: RECONOCER** a la "ASAMBLEA APOSTÓLICA DE LA FE EN CRISTO JESÚS", como organización de carácter social sin fines de lucro.

**SEGUNDO: INFORMAR** que contra la presente resolución cabe el Recurso de Reconsideración dentro de los cinco días hábiles siguientes a su notificación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 38 de 31 de julio de 2000, Decreto Ejecutivo No.28 de 31 de agosto de 1998, modificado por el Decreto Ejecutivo No. 27 de 10 de agosto de 1999 y por el Decreto Ejecutivo No. 101 de 28 de septiembre de 2001.

  
**GUILLERMO FERRERINO**  
Ministro

ES/LAA

MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL  
ASESORIA LEGAL  
En Panamá, a los veinte y cinco (25) días  
del mes de enero del año 2014 (dieciocho)  
notificamos personalmente a JOSE ALVARADO  
representante legal de Asamblea Apostólica de la Fe en Cristo Jesús  
la resolución 005 de 21 de enero del año 2014 (dieciocho)  
Firma: Roseli C. Obando S.  
Cédula: 8-284-973

Es fiel copia del original  
  
Firma





**República de Panamá**  
**Ministerio de Desarrollo Social**  
**Despacho Superior**

**Resolución No. 06**  
**(De 8 de enero de 2014)**

**El Ministro de Desarrollo Social**  
**en uso de sus facultades legales,**



**CONSIDERANDO:**

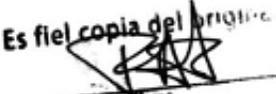
Que mediante Apoderado Legal, la asociación denominada **“FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL DE PANAMÁ (FUDESPA)”**, debidamente inscrita a Ficha S.C. 34820, Documento 2015160, de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Público, representada legalmente por el señor **RUBÉN MARTÍN CASTILLO GILL**, varón, panameño, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal No. **8-235-768**, ha solicitado al Ministro de Desarrollo Social, el reconocimiento como organización de carácter social sin fines de lucro.

Que para fundamentar su petición, presenta la siguiente documentación:

1. Poder y solicitud, dirigido al Ministro de Desarrollo Social, en la cual solicita el reconocimiento de la asociación denominada **“FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL DE PANAMÁ (FUDESPA)”** como organización de carácter social sin fines de lucro.
2. Copia autenticada de la cédula de identidad personal del Representante Legal de la Fundación.
3. Certificación del Registro Público No. 431084, donde consta la representación legal de la Fundación y que se encuentra inscrita desde el veinticinco (25) de julio de 2011.
4. Copia autenticada de la Escritura Pública Número catorce mil trescientos diecinueve (14,319) de veinticuatro (24) de junio de dos mil once (2011), de la Notaría Décima del Circuito de Panamá, por la cual se protocolizan los documentos que contienen los estatutos y la personería jurídica de la **“FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL DE PANAMÁ (FUDESPA)”**.

Que al verificar toda la documentación aportada, se pudo observar que el principal objetivo de carácter social de la entidad denominada **“FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL DE PANAMÁ (FUDESPA)”** es: “Gestionar, a través de actividades y patrocinios, de capital local y extranjero, la consecución de fondos para promover e implementar proyectos en actividades agrícolas, industriales, comerciales o de servicios para la micro, pequeña y mediana empresa”.

Que en virtud que esta superioridad está facultada para otorgar reconocimiento de carácter social, a todas aquellas fundaciones cuyos objetivos y fines contenidos en sus estatutos se ajusten a las labores de servicio social, conforme lo dispone el acápite b del Artículo 3 del Decreto Ejecutivo No. 28 de 31 de agosto de 1998, modificado por el Decreto Ejecutivo No. 27 de 10 de agosto de 1999 y por el Decreto Ejecutivo No. 101 de 28 de septiembre de 2001, y ha quedado evidenciado que la Fundación cumple con los requisitos exigidos para otorgar el reconocimiento de la misma.

Es fiel copia del original  
  
 Firma



Resolución No. 006 de 8 de enero de 2014. Página. 2

Por tanto,

**RESUELVE:**

**PRIMERO: RECONOCER** a la entidad denominada **“FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL DE PANAMÁ (FUDESPA)”**, como organización de carácter social sin fines de lucro.

**SEGUNDO: INFORMAR** que contra la presente resolución cabe el Recurso de Reconsideración dentro de los cinco días hábiles siguientes a su notificación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 38 de 31 de julio de 2000, Decreto Ejecutivo No. 28 de 31 de agosto de 1998, modificado por el Decreto Ejecutivo No.27 de 10 de agosto de 1999 y por el Decreto Ejecutivo No. 101 de 28 de septiembre de 2001.

**NOTIFÍQUESE, CÚMPLASE Y PUBLÍQUESE.**

*Guillermo Ferrufino*  
**GUILLERMO FERRUFINO**  
Ministro

ES/SJ

MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL  
ASESORIA LEGAL  
En Panamá, a las once y cuarenta y nueve ( 9:49 AM )  
del día trece ( 13 )  
de junio de dos mil once ( 14 )  
notificamos personalmente a Ricardo Warner  
representante legal de FUDESPA de  
la resolución 06 de octubre ( 8 ) de  
enero de dos mil once ( 14 )  
Firma: [Signature]  
Cédula: 3-725-109

*X Carite*

Es fiel copia del original

[Signature]  
Firma



*República de Panamá*  
**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**



**Resolución AN No. 7477 -Elec**

**Panamá, 19 de junio de 2014**

“Por la cual se aprueba la Propuesta de modificación de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998.”

**LA ADMINISTRADORA GENERAL**  
 en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” y sus modificaciones, establecen 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 el artículo 3 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, se consideran servicios públicos de utilidad pública;
4. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, otorga a la Autoridad Reguladora, la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por dicha Ley;
5. Que la Ley 6 de 22 de enero de 2002, “Por la cual se dictan normas para la transparencia en la gestión pública, establece la acción de Habeas Data y dicta otras disposiciones”, indica en su artículo 24 que las instituciones del Estado tendrán la obligación de permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos de ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana;
6. Que mediante la Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora ha aprobado las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad;
7. Que el artículo segundo de la Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998, establece que las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad podrán ser modificadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos a través del procedimiento de Consulta Pública, ya sea a petición de parte o de oficio;
8. Que mediante Resolución AN No.6168-Elec de 28 de mayo de 2013 esta Autoridad Reguladora aprobó la celebración de la Consulta Pública No.008-13 para considerar la propuesta de modificación de las Reglas Comerciales para el

Resolución AN No. 7497 -Elec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 2 de 14



Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante la Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998, del 31 de mayo al 13 de junio del 2013;

9. Que dentro del periodo en que la referida propuesta se sometió a Consulta Pública, esta Autoridad Reguladora recibió comentarios de parte de los siguientes interesados:
  - 9.1. Térmica del Caribe, S.A.
  - 9.2. Pedregal Power Company, S. de R.L.
  - 9.3. Generadora del Atlántico, S.A.
  - 9.4. Isthmus Hydropower, Corp.
  - 9.5. Autoridad del Canal de Panamá
  - 9.6. Bahía Las Minas, Corp.
  - 9.7. AES Panamá, S.A.
  - 9.8. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (Centro Nacional de Despacho)
10. Que sobre los comentarios y observaciones presentados, esta Autoridad Reguladora procede a realizar el siguiente análisis:

**10.1. Comentarios al numeral 2.1 Definiciones, numerales 9.6.1.10 y 9.6.1.11**

**Bahía Las Minas, Corp. (BLM):** en la redacción no queda claro si este nuevo Servicio Auxiliar es opcional u obligatorio, ni cuándo aplica.

**Térmica del Caribe, S.A.:** señala que se impone un precio tope en el Costo Marginal del Sistema (CMS); indica que al sacar unidades de la formación del precio del Mercado Ocasional, se disminuye la participación de la oferta y por ende, el mercado será menos óptimo dado que se tendrá una oferta menos atomizada.

Agregan que el CMS es una de las señales que tiene el MME para alertar sobre la escasez de suministro en el país, por lo que al colocar un tope en el mismo puede evitar que estas señales lleguen a los inversionistas.

Por lo anterior, solicita se mantenga la formación del CMS tal cual está actualmente.

**Pedregal Power Company, S. de R.L.:** señala que la propuesta de modificación contradice la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus reformas, en donde se establece que ASEP debe intervenir en el mercado de electricidad para asegurar que no existan prácticas discriminatorias en la prestación de los servicios.

Este nuevo numeral define Unidades de Reserva de forma restrictiva permitiendo que solamente las plantas termoeléctricas con turbinas de gas que operen a base de diesel sean consideradas Unidades de Reserva.

La Propuesta crea entonces un Servicio Auxiliar de Unidades de Reserva, excluyente, diseñado para un solo grupo de generadores y discriminando al resto de los generadores del Mercado.

Solicita que no se incluya en las Reglas Comerciales el numeral 9.6.1.10 y en su lugar desarrollar el alcance de este Servicio Auxiliar de Unidades de Reserva, permitiendo que unidades existentes y futuras puedan prestarlo, y no limitarlo desde un inicio a turbinas de gas.

**Generadora del Atlántico, S.A. (GENA):** señala que con la inclusión de los numerales 9.6.1.10 y 9.6.1.11, se está condenando y desincentivando la productividad de plantas que estén en esta situación, puesto que no se les da oportunidad de que existan periodos en los que puedan generar algún tipo de ganancia. Indica que este numeral representa una virtualización de la situación marginal del sistema porque en lugar de que el precio arroje el indicador de racionamiento se está estableciendo un tope con las siguientes consecuencias:

Resolución AN No. 7477 -Elec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 3 de 14



1. En el corto plazo y ante la posibilidad de racionamiento, la señal de precio distorsionada desincentiva la importación de energía con lo que limita el acceso de energía de afuera para reducir el déficit interno.
2. Reduce el incentivo para que plantas de emergencia de terceros generen (autoabastecimiento), reduciendo así la disponibilidad de energía en el momento de crisis.
3. Se crea una distorsión entre el valor de la energía no suministrada de los contratos de suministro y el valor de la energía en el mercado ocasional en estado de racionamiento.

Recalca que la característica principal de un mercado de ocasión se basa en que toda la información de dicho mercado esté reflejada en el precio o costo marginal de dicho mercado. Este costo marginal del sistema representa la información necesaria para incentivar o no la inversión de nueva producción de energía más eficiente, por lo cual el mismo debe reflejar la situación real del sistema.

Por otro lado, señala que el numeral 9.6.1.10 es ambiguo en cuanto a las turbinas de gas que en un momento determinado operan en ciclo abierto como en ciclo combinado.

**Autoridad del Canal de Panamá (ACP):** considera que la adición de los numerales 9.6.1.10 y 9.6.1.11 afecta el precio de la energía en el mercado ocasional haciendo que el mismo no refleje la realidad de la operación del SIN, ante una situación de alerta de racionamiento o incluso durante el mismo racionamiento.

Según el comentarista, esta propuesta busca alternativas para reducir el precio en el mercado ocasional, en lugar de realizar más licitaciones que permitan obtener una mayor oferta energética para el país y subsecuentemente precios que establezcan la tarifa eléctrica. Es decir licitaciones que cubran la demanda de las distribuidoras en el corto y largo plazo de tal forma que las mismas no se vean en la necesidad de comprar en el spot.

Con la demanda debidamente contratada, no se requerirían compras en el mercado spot por parte de las distribuidoras, y el consumidor final no se vería afectado por las variaciones del precio spot.

Otro punto que le preocupa es el grado de discrecionalidad que existe en la duración de los Estados de Alerta por Racionamiento. Podrían darse estados de alerta prolongados en donde implícitamente habrá un precio tope al spot, vía generación obligada por largo periodo.

**Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (Centro Nacional de Despacho):** señala que la definición de la propuesta llevada a consulta requiere mayor claridad. Con la redacción presentada no se identifica si las Turbinas de Gas que pueden o no formar parte de un Ciclo Combinado y que operan bajo una configuración ciclo abierto son unidades existentes en el plantel de generación o dicha mención es teórica.

Señala que la definición de este servicio debiera tener un fondo desde la perspectiva de la garantía de suministro a la demanda, y no basarse únicamente en que el costo de producción de las unidades prestadoras del servicio supere un determinado umbral.

Sugiere que las unidades de generación termoelectricas, que se denominen Unidades de Reserva surjan de un análisis de despacho de mediano plazo llamado de Máximo Requerimiento Térmico. De forma tal que todos los años se identifique las unidades generadoras que se prevén participen del mercado y por ende del costo marginal del sistema con un nivel de confianza de 95%.

A handwritten signature in black ink, appearing to be a stylized name, located in the bottom right corner of the page.



Resolución AN No. 3477 -Elec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 4 de 14

Sobre la propuesta de redacción del numeral 9.6.1.11, indican que una señal inequívoca en un sistema que está en riesgo de desabastecimiento es el aumento de precio que se debe reflejar a lo interno de su mercado. Indican que estas señales de escasez activan una serie de acciones que el mismo mercado ha diseñado para precisamente atender esta escasez. Un ejemplo, es la demanda interrumpible que se remunera como un servicio auxiliar en nuestro mercado.

Es recomendable modificar las normas en este sentido, antes o al mismo tiempo que se crean mecanismos que pudiesen distorsionar las señales de precios y que a la postre no permitirá el desarrollo de esta figura de interrumpibilidad. Se recomienda que se consideren acciones desde la perspectiva de la Gestión de la demanda, relacionado con procesos de reducir la inelasticidad de la demanda.

Agrega que la propuesta puede provocar que en Panamá los precios del mercado no reflejen el riesgo de desabastecimiento creando allí una inconsistencia con respecto al Mercado Eléctrico Regional (oferta y demanda).

Un aspecto importante guarda relación con las responsabilidades de un Distribuidor, en el caso específico de aplicación de pago por generación obligada debiese considerarse que estos extra costos no fuesen asumidos por los usuarios finales. Esto si se verifican desviaciones importantes en el pronóstico de demanda responsabilidad de las empresas distribuidoras, y que debiesen ser éstas las responsables de asumir dichos extracostos. Esto será un incentivo importante para tratar de reducir los desvíos que ocasionan los errores en el pronóstico de demanda que son responsabilidad de las empresas distribuidoras.

#### *Análisis de la Autoridad*

**Respuesta a Bahía Las Minas, Corp., Térmica del Caribe, S.A., Pedregal Power Company, S.de R.L., Generadora del Atlántico, S.A., Autoridad del Canal de Panamá, y a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (Centro Nacional de Despacho):** Esta Autoridad ha analizado todos los comentarios vertidos por los participantes de la Consulta Pública No.008-13, valorando los mismos y ha concluido que la propuesta plasmada en los numerales 9.6.1.10 y 9.6.1.11 será retirada de la redacción final.

#### **10.2. Comentarios al numeral 9.5.1.5**

**Pedregal Power Company, S. de R.L.:** Sobre la modificación del numeral 9.5.1.5, indican que se infringe el numeral 1 del Artículo 2 de la Ley 6 que establece que el régimen de electricidad debe propiciar el abastecimiento de la demanda. La Propuesta excluye las Unidades Falla del cálculo del precio de la energía en el mercado ocasional lo que, según el comentarista, no promueve ni envía correctas señales de precios para las transacciones del Mercado Eléctrico Regional ("MER") y/o la promoción de uso para nuevas interconexiones.

Solicita no se modifique el numeral 9.5.1.5 de las Reglas del Mercado.

**Generadora del Atlántico, S.A.:** señala que las alertas de racionamiento y aplicación de unidades de falla son indeseables para cualquier sistema, sin embargo, es importante que existan porque permiten de manera organizada establecer una guía de cómo administrar el sistema ante el riesgo de racionamiento de potencia y/o energía, considerando las fatídicas consecuencias que un racionamiento provoca en la economía de un país. Que las unidades de falla no formen parte de la formación de precio del mercado ocasional significa que en un momento de crisis la señal de precio no es la correcta, no existen incentivos de inversión, por lo que la probabilidad de racionamiento aumentaría cada verano. El CMS no reflejaría el costo real de no tener energía, afectando la competitividad de la industria, los comercios e inversionistas en general, que dependen del suministro de energía eléctrica para la correcta operación de sus funciones y negocios.



Resolución AN No. 7477 -Elec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 5 de 14

Agrega que la falta de unidades de falla en la formación de precio, crea una distorsión al precio de la energía en periodos de crisis, y no es congruente con los precios de las penalidades por racionamiento de energía que tienen los contratos de suministro vigentes y los establecidos en las Reglas de Compra.

El precio de la energía en el mercado ocasional debe reflejar el valor de la energía en cada momento del tiempo. En racionamiento el valor de la energía es igual al valor de la energía no suministrada y así lo consideran los contratos con las distribuidoras. Las unidades de falla simulaban ese valor al punto de que la última unidad de falla era equivalente al valor de la energía no suministrada. Es totalmente injusto que si una térmica se dispara en racionamiento y no puede entregar la energía a las distribuidoras tenga que pagarla al valor de la energía no suministrada, pero que cuando salga a vender esa energía la misma valga en el mercado mucho menos. No hay un equilibrio en los riesgos. Si esto se da, las penalidades de los contratos con las distribuidoras deberían ajustarse.

**Autoridad del Canal de Panamá:** En cuanto al cambio propuesto en el numeral 9.5.1.5, en el cual se establece que las Unidades Falla no participarán en la formación de precios de la Energía en el Mercado Ocasional, indica que nuevamente se trastoca la formación de precios, y se busca obtener un precio en el mercado de ocasión que no reflejará la situación en que se encuentre el sistema eléctrico.

Si no se desca utilizar los precios asociados a las unidades falla, al menos es necesario un precio que refleje la escasez de la oferta.

Un precio que se active cuando ya no quede oferta disponible de generación, pero que sea superior al costo variable de la última unidad al despacho. Esto último facilitaría a los agentes del mercado eléctrico panameño, la búsqueda de ofertas de importación en el Mercado Eléctrico Regional.

**Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (Centro Nacional de Despacho):** Sobre la propuesta de modificación del numeral 9.5.1.5, señala que el concepto de unidades de falla se utiliza en otras secciones de las Reglas Comerciales como mecanismo de aplicación de seguro de precio o mecanismo para la formación de demanda que debían evaluarse si no se ve alterado con la propuesta. En la opinión del CND, el que exista un mecanismo que por un lado servirá de señal para que se instalen unidades que reduzcan el riesgo de déficit y que además mitiga los picos de precio, esto no quiere decir que los precios de racionamiento no se presenten cuando efectivamente el Sistema Interconectado Nacional pase por una condición de racionamiento prevista o imprevista.

Sobre este cambio, el CND opina que es incorrecto eliminar por completo la señal que brinda las unidades de falla. Es decir que con la modificación del artículo 9.5.1.5 que se propone, el criterio de cálculo del precio del mercado de corto plazo de tiempo real se estaría trastocando seriamente.

Indica el comentarista que se entiende que se deseen establecer mecanismos para reducir el efecto negativo que pudiesen tener las continuas incursiones del costo marginal de corto plazo del sistema en valores iguales a los costos de falla. Esto es así porque no se considera que un nuevo cambio de esta magnitud apoye la eficiencia económica. Indican que la propuesta afectará tanto a los usuarios finales, como a los agentes generadores e inversionistas.

#### *Análisis de la Autoridad*

**Respuesta a Pedregal Power Company, S. de R.L., Generadora del Atlántico, S.A., Autoridad del Canal de Panamá, y a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (Centro Nacional de Despacho):** En virtud que este cambio guarda relación con la introducción de las Unidades de Reserva en las Reglas Comerciales, mismas que, como se dijo en el comentario anterior, esta



Resolución AN No. 7477 -Elec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 6 de 14

Autoridad estima conveniente retirar de la propuesta; por consiguiente este cambio se descarta.

### 10.3. Comentarios a los numerales 10.8.1 a 10.8.10

**Térmica del Caribe, S.A.:** Considera que disminuir el período de la liquidación de las unidades de reserva tendrá efectos como hacer inviable instalar este tipo de unidades en nuestro mercado. Señala que nuestro mercado no está lo suficientemente adaptado económicamente para disminuir el paso (de mensual a semanal).

Considera que esta liquidación semanal desalentará la instalación de este tipo de plantas, pues el período a contratar será muy corto y la inversión de la misma presentará un riesgo alto para su inversionista.

Agrega que se desalienta aún más este tipo de inversión, debido a que se le obliga a la empresa a devolver, como penalidad, todos los ingresos obtenidos por incurrir en una "prueba Fallida".

Adicionalmente señala que la propuesta viola el Artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el cual indica que los Gobiernos se comprometen a lo siguiente:

"Garantizan el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, para sí o para terceros países de la región, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en este Tratado, sus protocolos y reglamentos" (subrayado por el comentarista)

Indica que en el numeral 10.8.4 de las modificaciones a las Reglas Comerciales dice que durante un período con condición de Alerta de Racionamiento o Racionamiento de Potencia y/o Energía, no podrá comprometerse la potencia de las llamadas Unidades de Reserva.

**Pedregal Power Company, S. de R.L.:** señala que la propuesta contradice el numeral 9 del Artículo 9 de la Ley 6 que provee que ASEP debe establecer criterios y procedimientos para los contratos de venta garantizada de energía y potencia, de forma de promover la concurrencia, cuando procede y la compra de energía en condiciones económicas. Indica que con la inclusión del numeral 10.8.4 en las Reglas del Mercado, se les limitará la venta de potencia a otros Agentes del Mercado. Esto debido a que una vez identificado el bloque de unidades que corresponden con los costos variables a unidades de reserva; el nuevo numeral limitará (i) la oferta de potencia para los generadores que requieren potencia de reserva; (ii) el volumen de oferta para los actos de obligatoria y/o libre concurrencia; (iii) los precios ofertados en dichos actos de obligatoria concurrencia y/o libre concurrencia; y (iv) el porcentaje de contratación que logren las Distribuidoras con dichos actos de libre y/u obligatoria concurrencia.

A su juicio, no se está incentivando la contratación de potencia a través de procesos competitivos; inclinándose el planteamiento propuesto a resolver el problema de garantía con el uso extensivo de servicios auxiliares (Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y Servicio Auxiliar de Unidades de Reserva). Solicita no incluir el numeral 10.8.4 en las Reglas del Mercado.

**Generadora del Atlántico, S.A.:** Para que la propuesta anterior haga sentido, la compensación que se les dé a las unidades de reserva debe ser suficiente como para que cubran todos sus costos y obtengan una rentabilidad razonable con lo que se lograría su permanencia en el sistema en el mediano plazo como unidades de reserva. Para ello la compensación por ser unidades de reserva debería ser lo suficientemente alta para cubrir todos sus costos fijos más un margen de ganancia razonable. Lo que implicaría que esta compensación sería un ingreso

Resolución AN No. 7477 -Elec  
Panamá, 17 de junio de 2014  
Página 7 de 14



adicional a los contratos ya firmados, no solo por unas semanas de crisis, si no durante todo el año.

Por otro lado, el precio máximo de la potencia debería ser revisado como mínimo anualmente, considerar los índices de inflación y crecimiento de la economía, de manera que pueda garantizar a un generador cubrir sus costos y riesgos. Este precio no ha variado desde hace más de tres (3) años, por lo cual un generador no podrá mantenerse disponible en el sistema, listo ante cualquier contingencia si sus ingresos no aumentan en la misma medida que sus costos. Por otro lado, ese precio debería considerar todos los costos que pueden ser traspasados al mercado ocasional producto de la nueva metodología de cálculo de costo variable.

De acuerdo a la última modificación realizada a la Metodología para la Definición de los Costos Variables y Criterios de Arranque, no todos los costos variables reales de un generador por salidas forzadas o mantenimientos mayores pueden ser incluidos como costos variables de operación y mantenimiento por lo que la combinación de generación obligada y precio máximo de la potencia deja un déficit financiero que puede llevar a estas empresas a la quiebra. Inclusive, en las declaraciones de los costos variables se debería incluir el costo financiero atribuido a la diferencia que existe entre la producción de energía y el pago por parte del mercado eléctrico, puesto que esta diferencia crea distorsiones en el capital de trabajo de las empresas de generación, reflejando una debilidad financiera y de liquidez.

Por otro lado, la asignación física proporcional a las plantas que operan en ciclo combinado y ciclo abierto con turbinas de gas, contraviene el concepto financiero de los contratos de suministro vigentes. Es sumamente confuso realizar proporcionalidades de carácter físico para el cumplimiento de contratos financieros que se pueden respaldar con contratos de reserva, mientras que el Servicio Auxiliar no lo permite.

Este Servicio Auxiliar, también representa un riesgo para los agentes productores que sí son competitivos y que tienen contratos vigentes, puesto que les limita la disponibilidad de potencia firme para respaldar sus contratos de suministro en periodos de mantenimiento o salidas forzadas. Este riesgo se traduce en ofertas de potencia a precios más altos, y en menor volumen, puesto que los niveles óptimos de contratación tendrán que mermarse para mitigar el riesgo de falta de potencia disponible en el sistema.

**Autoridad del Canal de Panamá:** En cuanto a los numerales 10.8.1 al 10.8.10, en los cuales proponen diversos detalles de lo que sería el Servicio Auxiliar de Unidades de Reserva, considera que ya existen los mecanismos en el mercado para que estas unidades sean remuneradas en forma adecuada y además se garantice la entrada de nuevas unidades al sistema eléctrico con características similares que ayuden a mantener una reserva disponible en caso de emergencia.

Señala que les preocupa que para el Servicio Auxiliar de Unidades de Reserva propuesto, no es el agente el que oferta (y por tanto asume el riesgo de incumplimiento), sino que la potencia en reserva se define considerando la oferta no comprometida del agente, y se considera como parámetro la potencia firme, la cual no es definida por el agente térmico como antes sino estimada por CND basado en la disponibilidad de los últimos tres años.

De lo anterior se observa que el riesgo asociado a no poder cumplir con la potencia firme exigida ya no es tomado por el agente al ofertar (como es en el caso de contratos y SAERLP), sino que es impuesta por la regulación.

En este sentido no se le permite al agente cubrirse ofertando hasta un nivel de potencia en el cual él reduzca su riesgo (o esté dispuesto a asumirlo), sino que se considera toda la potencia firme no comprometida, y en caso de no llegarse a cumplir en la prueba de máxima carga se penaliza al agente. Considera que esto no es adecuado.



Resolución AN No. 3477 -Ejec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 8 de 14

En cuanto al tema de las pruebas de máxima carga, observamos que el periodo de no remuneración que corresponde al mes corriente en que falló la prueba más tres meses subsiguientes, es muy extenso. El periodo debiera limitarse hasta el momento en que el agente supera la prueba, es decir luego de la prueba fallida, el agente debe resolver las limitantes operativas y programar una nueva prueba con el CND (a costo del agente en cuanto al tema del combustible) y si esta prueba resulta exitosa el periodo de penalidad se limitaría sólo al tiempo comprendido entre la prueba fallida y la exitosa.

**Bahía Las Minas, Corp.:** En el caso de que este Servicio Auxiliar sea obligatorio, la adición de este numeral 10.8.4 restringe la capacidad de administrar los recursos propiedad del generador y consecuentemente administrar los compromisos y riesgos asociados, contrario al concepto de un mercado libre, propone que se mantenga la libertad de gestionar los recursos de generación a los agentes productores ya que son estos los afectados por los riesgos inherentes.

Sobre la propuesta de numeral 10.8.10, el comentarista indica que los conceptos a los que se refiere la Metodología deben ser desarrollados y planteados de forma clara por la ASEP en esta propuesta de cambios ya que el artículo en comento deja más dudas que aclaraciones, al respecto observamos que la gestión del CND no ha sido ágil al momento de cumplir con lo dispuesto en las Reglas Comerciales, prueba de ello es que ha a la fecha no ha presentado una Metodología de Detalle para normalizar la información requerida para la confección del Informe Indicativo de Demandas contrario a lo dispuesto en el artículo 5.1.1.3, de igual forma el artículo 5.1.2.8 señala el desarrollo de una Metodología que permita Revisar el Informe Indicativo de Demandas ante desviaciones registradas, tomó más de 10 años el cumplir con el artículo 14.10.1.6 referente al cálculo de las garantías para respaldar transacciones en el mercado ocasional.

**Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (Centro Nacional de Despacho):** señala que el precio máximo de la potencia está definido en \$/KW-mes. La propuesta habla que la asignación y remuneración del nuevo servicio auxiliar será en pasos semanales, hay que definir claramente cómo pasar esos precios mensuales a precios semanales. Nos queda la duda en que si un prestador de este servicio lo hace parcialmente, días u horas de una (1) semana, ¿cómo debe remunerarse el servicio? Entendemos que debería ser prorrateado, pero no queda claro en la propuesta.

Comenta sobre el numeral 10.8.2, que por un lado, la propuesta establece que el servicio será asignado a la demanda, pero no dice cómo se hará. Se puede suponer que debe ser proporcional, pero la propuesta no lo dice, sería bueno aclararlo. Por otro lado, como se ha expuesto, este requerimiento requiere preguntarse lo siguiente:

- 1) ¿Qué o quienes son responsable del uso de este servicio?
- 2) ¿Quiénes son los que se benefician de este servicio?

Basados en esto se sugiere replantear la propuesta de forma tal que los responsables del uso del servicio y los que se benefician de dicho servicio sean los que paguen por el mismo, al ser un nuevo producto dentro de la estructura comercial del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá.

No parece justo asignar a la demanda (usuario final) el pago de todo el servicio, siendo que otros pudiesen ser los responsables y que varios pudiesen ser los beneficiados de costos marginales sin picos de precios.

Sobre la propuesta de redacción del numeral 10.8.5, el CND considera que las pruebas de máxima carga a las unidades de reserva, se deben realizar al menos una prueba cada tres meses y no que sea cada tres meses. No obstante lo anterior, este nivel de detalle debería estar contenido en una metodología de detalle.



Resolución AN No. 7477 -Elec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 9 de 14

El comentarista agrega que en la redacción del 10.8.6, el Regulador debe establecer en este numeral la fórmula para el cálculo de la remuneración recibida en exceso.

Sobre la propuesta de redacción del numeral 10.8.7, en el mismo se detalla cómo será el mecanismo de aplicación de la penalidad por incumplir con el nuevo servicio auxiliar, sin embargo no queda claro el elemento decisorio entre "la última prueba exitosa" y "la última ocasión en que la Unidad de Reserva fue llamada al Despacho y operó de forma exitosa". Recomienda aclarar bien este procedimiento de aplicación de penalidades.

*Análisis de la Autoridad:*

**Respuesta a Térmica del Caribe, S.A., Pedregal Power Company, S. de R.L., Generadora del Atlántico, S.A., Autoridad del Canal de Panamá, Bahía Las Minas, Corp., y a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (Centro Nacional de Despacho):** Se procede en consecuencia con lo indicado en comentarios anteriores, el cambio se desestima.

**10.4. Comentarios al numeral 14.8.1.4**

**Bahía Las Minas, Corp.:** indican que actualmente se registran casos en los que transcurren más de 90 días calendarios para que el CND realice los ajustes una vez resueltos los reclamos presentados al Documento de Transacciones Económicas (DTE), al tomar en consideración los tiempos que toma resolver dichos reclamos, y no cumplir con los plazos estipulados, la afectación económica a los agentes se agrava.

Sugieren una redacción en la cual se penalice al CND si no cumple con el tiempo de indicado para realizar los ajustes a los DTE.

*Análisis de la Autoridad:*

**Respuesta a Bahía Las Minas, Corp.:** El incumplimiento a las normas sectoriales es verificado por la ASEP a través de la Comisión Sustanciadora. En caso de que el CND no cumpla con dicha normativa, es la Comisión Sustanciadora de la ASEP quien verificará si se debe proceder a sancionarlos o no. Consideramos que no es necesario agregar nada al numeral. El comentario se rechaza.

**10.5. Comentarios al numeral 14.10.13**

**Térmica del Caribe, S.A.:** Indican que con la propuesta de modificación, se crea una asimetría en las fianzas al Mercado Ocasional, ya que a los Participantes Consumidores se les exige una fianza para garantizar las compras al Mercado Ocasional el cual se calcula como el promedio aritmético de los 12 meses del año, mientras que a los Participantes Productores se les exige una fianza calculada como el máximo de los 12 meses del año. Esto claramente representa un trato desigual entre los participantes del MME. Proponen que en este punto se trate de manera igual tanto a los consumidores como a los productores.

Adicionalmente, se pudiera malinterpretar que los Participantes Productores deben colocar una fianza que cubra los doce meses del año, en este caso existiría una sobreprotección de los derechos de los vendedores al Mercado Ocasional innecesaria.

**Pedregal Power Company, S. de R.L.:** Señalan que la Propuesta de cambio para el numeral 14.10.13 contradice el numeral 9 del artículo 5 de la Ley 6, que establece que ASEP debe intervenir en el Mercado para asegurar que no existan prácticas discriminatorias en la prestación de los servicios. Al extender el plazo y monto del Depósito de Garantía para los generadores, se está discriminando en

A handwritten signature in black ink, appearing to be a stylized name or set of initials.

Resolución AN No. 7497 -Elec  
Panama, 19 de junio de 2014  
Página 10 de 14



contra de este grupo de participantes del Mercado Ocasional, mientras que los Distribuidores, participantes también del Mercado Ocasional, mantienen sus depósitos de garantía equivalentes a un mes. De esta forma (i) se está sobreestimado el alcance de los Depósitos de Garantía de los generadores; (ii) se está perjudicando a los generadores; y (iii) se está creando un privilegio para los Distribuidores.

Con lo anterior, no estamos sugiriendo que también los Distribuidores tengan que extender el plazo y monto de sus depósitos de garantía, ya que esto nos parece incorrecto, sobretodo porque el periodo de este Mercado Ocasional está limitado a un (1) mes calendario. Sin embargo, no vemos la necesidad de obligar a los generadores a modificar los términos de las garantías de depósito cuando ya existen en las Reglas Comerciales artículos complementarios los cuales obligan a que este depósito de garantía sea repuesto una vez ejecutado, lo cual permite cubrir todos los meses del año.

En este sentido, si es que el promedio está afectando los montos de fianzas, sugerimos unificar el tratamiento de las garantías que tienen todos los Agentes del Mercado Ocasional, sin establecer prácticas discriminatorias que crean riesgos de insolvencias para un grupo particular de participantes del mercado ocasional.

**Generadora del Atlántico, S.A.:** El cálculo de las garantías de pago debería ser justo y equitativo para todos los agentes del mercado, tanto consumidor como productor. Incrementar los montos de energía exclusivamente para los agentes productores no resuelve el problema financiero que enfrentan la mayoría de los generadores, principalmente térmicos sino que lo agrava.

La mayoría de las generadoras térmicas atraviesan por dificultades financieras derivadas de sus resultados en las transacciones comerciales: el margen que obtienen de sus contratos y de las transacciones en el mercado ocasional no es suficiente para cubrir todos sus costos y obtener ganancias razonables. Peor aún, con la introducción de las 'Unidades de Reserva', no se tendría manera de afrontar los costos financieros derivados de incrementar las garantías de pago, considerando que dichas garantías deben ser instrumentos líquidos de ejecución inmediata. Aunado a esto, el déficit financiero de la mayoría de las empresas térmicas conlleva a que los bancos las clasifiquen como 'Non Performing Assets', dificultado aún más la adquisición de garantías de pago tipo Stand-by.

En este sentido, es importante atacar el problema de raíz, en lugar de aplicar penalidades que no ayudan, empeoran la situación, limitando la disponibilidad de generación que representa el seguro del sistema eléctrico en estaciones secas. En síntesis, nuestros comentarios están motivados a que el CMS pueda reflejar los indicadores correctos del sistema, de manera que los precios ocasionales que siempre mantendrán su volatilidad por naturaleza, mantengan el balance existente entre oferta y demanda.

En el largo plazo, este tipo de cambios genera incertidumbre en las reglas del juego lo que se traduce en una percepción de mayor riesgo para los inversionistas y para los bancos que tienen que financiar los proyectos. El resultado final son menos proyectos de generación, menor oferta y un precio más alto, con un aumento en la probabilidad de racionamientos a futuro.

Es importante indicar que los precios del mercado ocasional no deberían afectar el costo de compra de energía de las distribuidoras en la medida que éstas estén 100% contratadas. Si se cumpliera con esta premisa, las transacciones en el mercado ocasional serían mínimas tanto para agentes productores como para agentes consumidores, de manera que las pocas transacciones que se den sean solo por diferencias. Mantener la energía contratada en un corto, mediano y largo plazo, garantizará la confiabilidad del suministro de energía, sin tener que virtualizar el costo marginal del sistema estableciendo topes al precio de la

Resolución AN No. 7473 -Elec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 11 de 14



energía. Lo ideal es evitar tener que hacer modificaciones importantes a las Reglas Comerciales, de manera que no se afecte la seguridad jurídica del sector. Además, solicitamos por favor aclarar la redacción de la propuesta para que aclare que el monto de la garantía de pago se mantendrá en un mes porque se podrían interpretar que se propone que la garantía sea por 12 meses.

**Isthmus Hydropower Corp.:** Consideramos que la propuesta presentada no es equitativa con los diferentes tipos de Participantes del Mercado, ya que se estaría estableciendo un método de cálculo para los Participantes Consumidores y otra para los Productores, dejando claro un trato discriminatoria para una de las partes, en este caso, los Participantes Productores.

Establecer que la energía a ser utilizada para calcular el valor de la garantía de los Participantes Productores sería la compra de energía anual en el mercado ocasional para los siguientes doce (12) meses corresponderá al estimado de la energía del mes donde se estime el máximo de compra esperado, mientras que para los participantes consumidores la compra de energía mensual estimada en el Mercado Ocasional será el promedio aritmético de estos valores mensuales, deja claramente expresado que, bajo las misas premisas de Costo Marginal y energía mensual a ser comprada, el monto del valor de la Garantía para los Participantes Productores sería más alta que las de los Participantes Consumidores.

Además, establecer que para los Participantes Productores, este monto se debe replicar doce (12) veces, estaría estableciendo un monto que no es cónsono con lo establecido en el numeral 14.10.1.2, que indica que este monto deberá ser suficiente para cubrir sus transacciones de un mes en el Mercado Ocasional y no doce (12) meses, como se pretende establecer con estas modificaciones.

Como comentario general, si el propósito de esta modificación radica en que la ASEP ha detectado problemas en aspectos relativos al cálculo y ejecución de garantías de pago en el Mercado Ocasional, debido a la experiencia en la aplicación de este tipo de instrumentos producto de incumplimientos de algunos Agentes del Mercado, tal y como se indica en la exposición de motivos, recomendamos la revisión del procedimiento para el pago en el Mercado Ocasional cuando un participante del mismo registra un caso de morosidad y/o falta de pago, de tal manera que los demás participantes se vean lo menos posible afectados. Uno de estos pasos podría ser que se evaluara el neto del débito/crédito de este participante y revisar su participación en el mercado ocasional, específicamente cuando compra energía para suplir contratos de suministro y reserva.

Por lo anterior, solicitamos que el procedimiento de cálculo para la el valor del depósito de garantía para los Participantes Productores se mantenga tal y como está en las presentes Reglas Comerciales.

**Autoridad del Canal de Panamá:** Con respecto al numeral propuesto 14.10.1.3, consideramos que el aumento a la garantía de los compromisos en el mercado ocasional es bastante alto, ya que la garantía estaría cubriendo 12 veces el mes con la mayor proyección de compras.

Sugerimos que se escoja entre el mes con mayor compra proyectado para el año siguiente, y el mes de mayor compra histórica del agente.

**Bahía Las Minas, Corp.:** En la redacción propuesta, el literal b) correspondiente a los participantes consumidores se debe incluir el Servicio auxiliar de Unidades de Reserva ya que son los participantes consumidores quienes pagarán estos cargos y por ende se reflejarán en los Documentos de Transacciones Económicas.

El replicar 12 veces la cantidad correspondiente al mes de máxima compra de energía en el Mercado Ocasional para los participantes productores conllevaría

Resolución AN No. 7477 -Elec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 12 de 14



en la mayoría de los casos a una sobrestimación de la cantidad de energía ya que los meses de máxima compra generalmente corresponden a meses de la estación seca en las centrales hidráulicas y a meses en los que desarrollan actividades de mantenimiento en las centrales térmicas, el asumir que este comportamiento es constante para los 12 meses es evidentemente un error y conllevaría a incrementar a niveles innecesarios los montos de las garantías pudiendo incluso acarrear graves consecuencias financieras a los agentes productores.

**AES Panamá, S.A.:** señalan que las garantías de pago en el Mercado Ocasional deben cubrir cualquier incumplimiento de pago en cualquier mes tanto de los Participantes Consumidores como de los Participantes Productores, pero estas garantías tampoco deben conllevar sobrecostos innecesarios durante periodos que un Participante no requiere tener montos máximos de garantía, es decir para el caso de un Participante Productor Hidroeléctrico no requiere tener montos máximos de garantía de pago durante la temporada lluviosa en donde tiene un alto nivel de generación, igualmente el precio de la energía en el mercado ocasional tiene distintos comportamientos.

Por lo anterior, solicitan que la propuesta segregue en dos periodos los montos máximos de garantía para cubrir incumplimiento en el mercado ocasional, considerando los precios promedios durante cada periodo. Proponemos como periodo de temporada seca de enero a junio y temporada lluviosa de julio a diciembre.

**Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (Centro Nacional de Despacho):** Indican que en las modificaciones anteriores de las Reglas Comerciales las pérdidas de transmisión son evaluadas de manera distinta al costo marginal del sistema. La redacción del literal a) de la Sección de Consumidores parece haberse quedado con ese procedimiento anterior. Se recomienda modificarlo y que se parte del literal b); de hecho así se planteó en la Metodología para la Determinación de las Garantías de Pago aprobada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante Resolución AN No. 5828-Elec de 18 de diciembre de 2012.

Se sugiere se mejore la redacción que tiene que ver con la formulación y cálculo del valor del depósito de garantía para todos los casos (Participantes Consumidores y Participantes Productores). La Entidad Reguladora debe tomar en consideración que los servicios y productos que se manejan el Mercado Mayorista de Electricidad se articulan en pasos semanales (que no necesariamente son semanas calendario y no se enmarcan dentro de un mes específico) y otros en pasos mensuales, y esto complica la gestión del cálculo señalado.

Adicionalmente no se indica claramente si el cálculo realizado se basa en un prorrato, si el cálculo o valor utilizado corresponde al último dato verificado de las transacciones reales, o si pudiese definirse el valor máximo en el lapso de los últimos 12 meses. Por lo anterior, sugerimos analizar en detalle estos aspectos para mejorar el numeral en comento.

Finalmente solicitamos a la ASEP revise el procedimiento ante casos de no pago que han incurrido algunos Agentes del Mercado Mayorista, de forma tal de que la entidad reguladora defina los criterios a aplicar en estos casos particulares.

**Análisis de la Autoridad:**

**Respuesta a Térmica del Caribe, S.A., Pedregal Power Company, S. de R.L., Generadora del Atlántico, S.A., Isthmus Hydropower Corp., Autoridad del Canal de Panamá, Bahía Las Minas, Corp. y a AES Panamá, S.A.:** La modificación propuesta se debe a la experiencia que se ha tenido con la falta de pago de parte de los Agentes Productores, que ha conllevado a irregularidades en la liquidación del Mercado, toda vez que la historia evidencia que los Agentes Consumidores siempre han cumplido con sus compromisos en el Mercado.

Resolución AN No. **7477** -Elec  
Panamá, **19** de **junio** de 2014  
Página 13 de 14



Adicionalmente, se han dado situaciones en donde generadores hidroeléctricos han dejado de pagar oportunamente sus compras en el Mercado Ocasional en plena estación lluviosa, por lo que es necesario garantizar siempre el pago de la energía en dicho mercado.

No obstante lo anterior, coincidimos que sería discriminatorio modificar el monto total de la Garantía, solamente para los Agentes Productores, por lo que se corregirá en la redacción final para que el monto de la Garantía de pago en el Mercado Ocasional, sea tanto para Consumidores, como para Productores.

Adicionalmente, se corregirá la redacción para aclarar que el valor del depósito de garantía será para cubrir el valor correspondiente al mes de máxima compra de energía que tenga el Participante en el año.

**Respuesta a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (Centro Nacional de Despacho):** La propuesta no contradice la Metodología de Detalle aprobada mediante Resolución AN No. 5828-Flec de 18 de diciembre de 2012, toda vez que el monto de la garantía de pago, que corresponde a las pérdidas de transmisión (MGP.5.1.2.5), no forma parte de los montos incluidos en los Servicios Auxiliares Especiales (MGP.5.1.2.4), por lo que no es necesario incluirlo en el literal b) de la Sección "Participantes Consumidores". La redacción actual no representa ningún tipo de incongruencia, por lo que el comentario se rechaza.

Sobre mejorar la redacción de la formulación del cálculo del valor del depósito de garantía, el comentario no se entiende. Desde la creación de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, se ha exigido un depósito de garantía por un monto igual a un mes de compras de energía en el Mercado Ocasional, y de esta manera ha funcionado el Mercado hasta la fecha. No es consistente que, luego de hacer dicha gestión durante más de 15 años, el CND comente que la gestión del cálculo se le complica. El comentario se rechaza.

#### **10.6. Comentarios a la eliminación del numeral 5.5.4.8:**

**Pedregal Power Company, S. de R.L.:** La Propuesta de eliminar el numeral 5.5.4.8 contradice (i) el numeral 1 del Artículo 2 de la Ley 6 que establece que la finalidad del régimen de electricidad es propiciar el abastecimiento de la demanda bajo criterios de eficiencia económica, viabilidad financiera, calidad y confiabilidad; y (ii) el numeral 3 del Artículo 2 que establece que la finalidad del régimen de electricidad es promover la competencia y la participación del sector privado como instrumentos básicos para incrementar la eficiencia en la prestación de los servicios. La eliminación del numeral 5.5.4.8 de las Reglas del Mercado captura y condiciona las opciones del generador. Y es que al no permitir la actualización de las disponibilidades reales de los generadores, se introducen más riesgos sobre la venta de potencia en el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, sin los correspondientes incentivos económicos que nivelen el aumento de riesgo. Participar sin considerar el sobrante real involucra para el generador, ofertar con mucha antelación una confiabilidad de cien por ciento (100%).

Adicionalmente, desde la perspectiva de un productor que adquiere compromisos de potencia, tanto en contratos de suministro como en el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, las opciones para mitigar el riesgo de incumplir se reducen.

De allí que cada vez es más riesgoso para los generadores, ofrecer la potencia firme aun cuando esté disponible y el sistema requiera de estos respaldos. Solicitan que no se elimine el numeral 5.5.4.8.



Resolución AN No. 3477 -Elec  
Panamá, 19 de junio de 2014  
Página 14 de 14

**Bahía Las Minas, Corp.:** señala que no está clara la motivación de eliminar este artículo, su eliminación implicaría que los precios pueden ser modificados a lo largo del año.

**Análisis de la Autoridad**

**Respuesta a Pedregal Power Company, S. de R.L. y a Bahía Las Minas, Corp.:** Este numeral es eliminado, ya que debido a un error de escritura, el mismo es un duplicado el artículo 5.5.4.6 por lo que, con la finalidad de que las reglas sean sencillas y claras, se está eliminando el numeral repetido. Los comentarios no se aceptan.

11. Que con fundamento en lo anteriormente expuesto, esta Autoridad Reguladora;

**RESUELVE:**

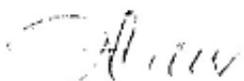
**PRIMERO: APROBAR** la modificación de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, la cual se transcribe en el **ANEXO A** de la presente Resolución y, que forma parte integral de la misma.

**SEGUNDO: ADVERTIR** que para todos los efectos no contemplados en la modificación objeto de la presente Resolución, queda vigente e inalterable el resto de la Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones.

**TERCERO:** Esta Resolución rige a partir de su publicación.

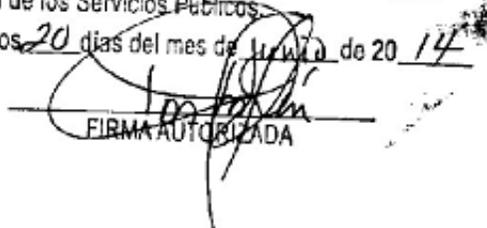
**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006; Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997; y Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO**  
Administradora General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 20 días del mes de junio de 2014

  
FIRMA AUTORIZADA





## **ANEXO A**

**RESOLUCIÓN AN No. 7477 -Elec. de 19 de junio de 2014**

**REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

**REGLAS COMERCIALES**



**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS  
MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES**

**I. SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES NUMERALES:**

5.5.5.10 En tanto no se resuelva un reclamo en la ASEP, el CND deberá utilizar la asignación inicial. Una vez resuelto el reclamo y de ser necesario modificar la asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, la ASEP informará al CND que a su vez deberá informar a los Participantes indicando el ajuste que resulta a la asignación inicial de reserva de largo plazo.

5.5.8.1 El incumplimiento de un Participante en su compromiso al servicio auxiliar de reserva de largo plazo llevará a la pérdida de su remuneración por reserva en la semana del incumplimiento. El CND deberá asignarle además como penalidad el pago de una compensación igual a potencia en reserva no suministrada valorizada al precio de la reserva de largo plazo. El CND debe acreditar el monto total por incumplimientos al pago del correspondiente Servicio Auxiliar de los Participantes que compran dicho servicio.

14.8.1.4 Una vez resueltos los reclamos presentados al Documento de Transacciones Económicas (DTE), el CND tiene treinta (30) días calendario para realizar los ajustes necesarios al DTE reclamado e incluir dichos ajustes en la liquidación siguiente, incluyendo todos los datos que lo sustentan.

14.10.1.3 El valor del depósito de garantía será calculado por el CND y el participante tendrá un plazo de cinco días para emitir cualquier opinión. Si dentro de este plazo no hay acuerdo con el CND, se enviará a la ASEP quien decidirá en última instancia el monto. Mientras se soluciona cualquier conflicto, el participante deberá integrar el depósito de garantía por el valor solicitado por el CND. El procedimiento de cálculo será el siguiente:

**Participantes Consumidores**

- a) Compras de Energía en el Mercado Ocasional: Con la información que disponga, durante el mes de diciembre, el CND deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional (incluye pérdidas de transmisión), para los siguientes doce (12) meses. La compra de energía mensual estimada en el mercado ocasional será el valor correspondiente al mes de máxima compra de energía que tenga el Participante en el año. Esta energía deberá ser evaluada al precio promedio aritmético mensual de la energía en el mercado ocasional. Como referencia, el CND deberá tomar como los valores del costo marginal mensual, los suministrados por el CND a la ASEP para la última revisión tarifaria de las empresas de distribución.



ASEP

ANEXO A  
Resolución AN No. 7477 de 19 de junio 2014  
MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

- b) Servicios Auxiliares Generales y Especiales, Generación Obligada, Compensaciones de Potencia: Con excepción del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, el CND deberá estimar estos montos como el promedio mensual registrado por estos conceptos, durante los últimos doce (12) meses. Para el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, se utilizarán los resultados que se obtengan en la asignación inicial, para el siguiente año, realizada durante el mes de diciembre de cada año. El monto total de la garantía será la suma de los montos calculados en a) y b).

#### Participantes Productores.

- a) Compras de Energía en el Mercado Ocasional: El CND con la información que disponga, durante el mes de diciembre de cada año, deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional necesarias para cubrir los compromisos de los Participantes Productores, para los siguientes doce (12) meses. La compra de energía mensual estimada en el mercado ocasional será el valor correspondiente al mes de máxima compra de energía que tenga el Participante en el año, al precio promedio mensual de la energía en el mercado ocasional. Como referencia, el CND deberá tomar como los valores del costo marginal mensual, los suministrados a la ASEP para la última revisión tarifaria de las empresas de distribución.
- b) Servicios Auxiliares Generales y Especiales, Generación Obligada, Compensaciones de Potencia, pérdidas de transmisión: Con excepción del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, el CND deberá estimar estos montos como el promedio mensual registrado por estos conceptos, durante los últimos doce (12) meses. Para el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, se utilizarán los resultados que se obtengan en la asignación inicial, para el siguiente año, realizada durante el mes de diciembre de cada año.

Monto Total: El monto total de la garantía será la suma de los montos calculados en a) y b).

14.10.1.4 El depósito de garantía deberá ser un instrumento de ejecución no mayor a cinco (5) días hábiles y deberá mantenerse siempre vigente. Esta garantía será renovada dentro del año siguiente a la última garantía entregada y deberá ser presentada al CND por el Participante, con una anticipación de quince (15) días calendario al inicio del nuevo período. En el caso de un nuevo Participante, la garantía debe ser entregada con quince (15) días calendario de anticipación al mes en que inicie su participación en el Mercado Mayorista.



ANEXO A  
Resolución AN No. 7477 de 19 de junio 2014  
MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

**II. SE ELIMINA EL SIGUIENTE NUMERAL:**

5.5.4.8 Los precios ofertados no podrán ser modificados a lo largo del año de asignación. Durante el año y para cada paso de asignación, el CND deberá ajustar las cantidades ofertadas en los siguientes casos:

- a) Para cada Participante Productor, el CND deberá calcular para el paso de asignación el sobrante real como su Potencia Firme de largo plazo más la potencia que compra por contratos menos sus ventas de potencia por contratos. Si resulta negativo, el sobrante se considerará cero. Si este sobrante es menor que la potencia ofertada inicialmente para el paso de asignación, el CND deberá reducir su oferta al sobrante real.
- b) Para cada Participante con Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo asignado inicialmente que, debido a incumplimientos reiterados, haya quedado inhabilitado a proveer el servicio para el resto del año en curso, su oferta se considerará cero.

A small, handwritten signature or mark in the bottom right corner of the page.

# República de Panamá

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 7485-EIcc

Panamá, 20 de junio de 2014

“Por la cual se modifica el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.”

### LA ADMINISTRADORA GENERAL

en uso de sus facultades legales,

### CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica;
4. Que en atención a lo establecido en el acápite a) del artículo 9 del Título I del RDC, dicho Reglamento podrá ser modificado cuando existan situaciones que afectan el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en el Reglamento;
5. Que mediante Resolución AN No.7322-Elec de 30 de abril de 2014, se aprobó la celebración de una Audiencia Pública para considerar la propuesta de modificación al Reglamento de Distribución y Comercialización vigente, y que dicha consulta pública se llevó a cabo del 6 al 21 de mayo de 2014;
6. Que dentro del plazo otorgado para recibir comentarios a la propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, esta Entidad recibió los comentarios de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y de Elektra Noreste, S.A. (ENSA), los cuales se analizan a continuación:

#### 6.1. Comentario a los Artículos 57 y 106

ENSA solicita que en adición a los elementos incorporados en el costo de generación por restricciones, sean incluidos otros sobrecostos no imputables a la gestión eficiente de la distribuidora, tales como:

- Los sobrecostos por la compra de potencia y energía en el mercado ocasional de los contratos cuya terminación o suspensión hayan sido debidamente autorizados por la ASEP (como por ejemplo, el caso reciente de Térmica del Caribe y Pan-Am).



Resolución AN No. 7485 -Elec  
de 20 de junio de 2014  
Página 2 de 6

- Los sobrecostos por la compra de potencia para reserva de confiabilidad determinado por ETESA. Esto se aplicaría solo cuando la empresa mantenga al 100% contratado su Demanda Máxima por Generación (DMG), incluyendo el porcentaje por confiabilidad.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP**

La ASEP ha analizado lo planteado y considera que dada la situación coyuntural por la que atraviesa el sector eléctrico, debido a la acumulación de varios factores, como el atraso de algunos proyectos, baja hidrología y daños en plantas térmicas, en efecto han incrementado los costos de generación, por lo que solamente se acepta incorporar los sobrecostos de energía mencionados; la asignación de la potencia de contratos cancelados o suspendidos por la reserva de confiabilidad, normalmente genera una disminución en el costo.

Respecto a los sobrecostos por potencia para reserva de confiabilidad, no se puede aceptar, ya que su tratamiento está establecido en los reglamentos; y la modificación planteada tiene como objetivo evitar sobrecostos a la empresa distribuidora, cuando sean por causas de restricciones o por problemas de desconstrucción. En el artículo propuesto se está contemplando estos casos.

#### **6.2. Comentario al Artículo 57**

EDEMET y EDECHI señalan que al componente de costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT), se deben incorporar los siguientes costos:

- Cargos por transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER).
- Costos por Reserva de Confiabilidad.
- Cargos Futuros por Nuevas Líneas de Transmisión y Proyectos Bajo el Mecanismo de Leasing.
- Costos de compras, por causas de los generadores que incumplen los contratos.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP**

La propuesta de EDEMET y EDECHI no se acepta, toda vez que los cargos relacionados al MER y a la transmisión no obedecen a situaciones atípicas, como lo es el incumplimiento de contratos.

#### **6.3. Comentario al Artículo 106**

EDEMET y EDECHI señalan que el costo de generación extra por restricciones se debe llamar costo de generación extra por restricciones y otros, y además debe incorporar los siguientes costos:

- Cargos por transacciones en el MER, que mensualmente se presentan en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER).
- Costos adicionales producto de incorporar a la Demanda Máxima de Generación la Reserva de Confiabilidad.
- Cargos Futuros por Nuevas Líneas de Transmisión y Proyectos Bajo el Mecanismo de Leasing.
- Costos de compras, por causas de los generadores que incumplen los contratos EDEMET – EDECHI, cuyas enmiendas han sido aprobadas por la ASEP.

Indican que los costos del MER no deben formar parte de los costos utilizados para la valoración de las Pérdidas No Reconocidas, ya que en la actualidad los Agentes Distribuidores no están habilitados a participar en el MER. Señalan que además, se ha incorporado a los costos del MER un cargo denominado Cargo Complementario Línea SIEPAC, mediante el cual se le traslada a los clientes finales un costo por una



Resolución AN No. 3485 -Elec  
de 20 de junio de 2014  
Página 3 de 6

línea que no se encuentra operando y no se tiene una visión clara de cuando pueda entrar en operación comercial.

En cuanto a los costos adicionales producto de incorporar a la Demanda Máxima de Generación la Reserva de Confiabilidad, los recientes acontecimientos han demostrado, que a pesar que se incluye esta reserva en la Demanda Máxima, y es pagada a los generadores, ya sea a través de la potencia firme contratada o por la reserva de largo plazo, la realidad es que el sistema de generación tiene problemas para garantizar el suministro de energía. En ese sentido, es un costo para reserva y garantía de suministro, que al igual que los otros indicados va orientado a evitar racionamiento en el sistema.

EDEMET y EDECHI solicitan que los costos asociados a proyectos realizados mediante el mecanismo de Leasing, y/o aquellos que sean asignados sólo a la demanda, como es el caso de la Tercera Línea de Transmisión, prevista a iniciar operación comercial en el período 2016 y 2017 de acuerdo al Pliego de Transmisión Vigente, sean excluidos del cálculo para valorar las Pérdidas No Reconocidas, siendo que los Agentes Consumidores no son los únicos que tendrán acceso a dichos proyectos una vez concluidos.

En cuanto a los costos de compra, por causas de los generadores que incumplen los contratos o los sobrecostos por empresas que se declaran en quiebra, o que por fuerza mayor y caso fortuito suspenden el contrato, o contratos que nunca entraron en vigencia, debido a que las plantas no fueron construidas, solicitan que sean excluidos del cálculo de las Pérdidas No Reconocidas, ya que las empresas de distribución tienen su demanda y energía contratada y por razones ajenas a ellas, el suministro de energía no entra en el plazo establecido en el contrato.

EDEMET y EDECHI señalan que hace falta indicar en la definición del componente de  $GPM_p^{CR-BASE}$ , que el mismo corresponde al semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compra.

EDEMET y EDECHI solicitan que en el artículo 106 todos los cálculos se hagan en términos totales, sin hacer la desagregación de punta y fuera de punta. Consideran que esta clasificación de punta y fuera de punta no tiene relación con los costos del sistema, ya que no hay diferenciación entre los costos de generación en punta y fuera de punta, ni los contratos tienen precios diferentes. Señalan que los resultados son los mismos, y se simplifica todo el proceso de cálculo.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP**

Con relación a la modificación, solicitada por EDEMET y EDECHI, con respecto al nombre del costo de generación extra por restricciones y a los costos adicionales, la propuesta no se acepta, toda vez que los cargos relacionados al MER y a la transmisión no obedecen a situaciones atípicas o restrictivas, sino que se deben a la metodología establecida en los reglamentos respectivos. Cabe indicar además, que la línea de interconexión SIEPAC se encuentra en operación.

En el caso de los sobre costos por compra de potencia para reserva de confiabilidad, reiteramos que no corresponde incluirlos, ya que de darse contrataciones de potencia específicas para resolver problemas de restricciones, estarían contempladas en la forma como está redactado el artículo.

El subíndice p del componente  $GPM_p^{CR-BASE}$  indica que el mismo se trata del componente para el semestre p, no obstante, se agregará en la definición que el mismo corresponde al semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compra.

El artículo 106 se ha modificado en cuanto al desarrollo del procedimiento de actualización tarifaria de los cargos de generación, en el sentido de simplificar los cálculos para actualizar los cargos utilizando el costo de generación total y luego



Resolución AN No. 7485 -Elec  
de 20 de junio de 2014  
Página 4 de 6

ajustar los correspondientes a las horas de punta y a las horas fuera de punta en base a una proporcionalidad. La modificación planteada se incluirá en el RDC para que se inicie su aplicación a partir del 1 de julio de 2014.

No obstante, esta Autoridad ha evaluado las observaciones en cuanto a que los contratos de energía tal y como se han realizado por lo general no tienen el costo segregado, y que en el caso de establecer nuevas tarifas horarias se buscarían alternativas para estructurarlas de forma que no requieran tener una diferenciación de este tipo. No obstante, es preciso mantener la segregación de los cargos de punta y fuera de punta hasta tanto se modifique el pliego tarifario vigente.

Con ese propósito la ASEP hará una revisión integral de los artículos del Régimen Tarifario que corresponden al establecimiento de la estructura tarifaria, para utilizar los costos de generación totales sin segregar en punta y fuera de punta.

#### *6.4. Comentario al componente de costos autoabastecimiento*

EDEMET y EDECHI solicitan que la ASEP establezca que los costos de autoabastecimiento se considerarán dentro del semestre "p", son los costos reales que se pagaron a los clientes por este rubro; y los mismos no tendrán que esperar a que se conviertan en p-2 para su reconocimiento.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP**

Este costo forma parte de los costos de generación que se permitirá trasladar a la tarifa según el semestre en el que se imputen los costos, al igual que el resto de los costos reales de la distribuidora. En caso de que se prevean costos de autoabastecimiento para un semestre futuro se deben incorporar en las previsiones.

#### *6.5. Comentario sobre Costos de Generación por Restricciones:*

EDEMET y EDECHI solicitan que confirme que tanto para el cálculo del costo de generación por restricciones, como para el cálculo del precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones (real o pronosticado), se utilice las Ventas (real o pronóstico) (kWh) de la distribuidora a los clientes.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP**

Se confirma que lo interpretado por EDEMET y EDECHI es correcto.

#### *6.6. Comentario a los artículos 126 y 128*

EDEMET y EDECHI solicitan a la ASEP aplicar el Ajuste Parcial Mensual por Cargos de Variación de Combustible, en los plazos que se han establecido en el Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización.

Señalan que el propósito principal planteado con esta modificación entre otras cosas, era la de estabilizar las tarifas que se aplican semestralmente a los clientes regulados, buscando atender el efecto y/o las variaciones del costo del combustible que inciden directamente en las tarifas del servicio de energía eléctrica que se aplican a los clientes.

A partir del mes de agosto de 2010, estas variaciones mensuales no están siendo aplicadas a los clientes regulados de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Distribución.

Plantean que las medidas adoptadas por la ASEP, con la no aplicación de los cargos por variación de combustible, están afectando seriamente las finanzas de las empresas distribuidoras, toda vez que su recuperación puede tomar seis meses después de lo que corresponde.



Resolución AN No. 7485 -Elec  
de 20 de junio de 2014  
Página 5 de 6

### ANÁLISIS DE LA ASEP

Mediante la Resolución de Gabinete No.64 de 26 de junio de 2012, el Estado aprobó un mecanismo de compensación a las empresas distribuidoras de la energía eléctrica, por los montos dejados de percibir a través de las actualizaciones tarifarias semestrales y mensuales (parciales) de energía eléctrica, mediante pagos del Fondo de Compensación Energética (FACE).

La mencionada Resolución de Gabinete No.64 de 26 de junio de 2012, estableció que los resultados de la actualización mensual (parcial), una vez revisados y validados por la ASEP se notifican al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), como Fideicomitente de FACE; y una vez finalizado el semestre, la ASEP remitirá a dicho Ministerio el informe semestral, el cual contendrá los resultados de las actualizaciones tarifarias mensuales para determinar si existen sobrecostos por compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica o un excedente.

ASEP respeta lo establecido mediante el Régimen Tarifario aprobado; y dispone una redistribución distinta con la forma de recuperar el cargo variable por combustible (CVC), según lo establecido por la Resolución de Gabinete No. 64 de 26 de junio de 2012, que es determinada al concluir cada periodo semestral.

#### 6.7.Comentario a la fecha de entrada en vigencia de la modificación

ENSA solicita que la modificación aprobada sea efectiva a partir del mes de enero del 2014, ya que para esta empresa los sobrecostos tienen mayor impacto en el primer semestre en relación con el segundo semestre.

Señalan que la empresa se ha visto afectada por este concepto desde el mes de noviembre de 2013. En este sentido, consideran que los sobrecostos de generación impacten en el costo de la pérdida de energía no reconocida al mes de abril en alrededor de B/2.8 millones y esperan que al mes de junio esto aumente a B/4.6 millones, mientras que la propuesta de la ASEP sólo permite recuperar el 38% del impacto que han tenido dichos sobrecostos en el costo de las pérdidas de energía no reconocida, que al mes de junio, y de ser retroactivo, recuperarían \$1.7 de \$4.2 MM.

### ANÁLISIS DE LA ASEP

Respecto a la petición de ENSA, relativa a la vigencia de las modificaciones a partir del mes de enero de 2014 debido a que durante este semestre los sobrecostos tienen mayor impacto, debemos advertir que el artículo 48 de la Constitución Política claramente establece que "las leyes no tienen efecto retroactivo, excepto las de orden público o de interés social cuando en ellas así se exprese.", entendiéndose que la referida norma constitucional se refiere a leyes en el sentido material, por lo que se incluyen los actos administrativos. Por consiguiente, no es factible que la modificación al Régimen Tarifario sea aplicable a partir de enero de 2014, debido a que esta norma no es de orden público o de interés social.

En consecuencia, la modificación propuesta estará vigente a partir del 1 de julio de 2014 y la misma no permite retroactividad en su aplicación.

Cabe agregar que la empresa distribuidora ha solicitado mediante la Nota DME-093-14 fechada 21 de febrero de 2014, con base en el artículo 95 de la Ley 6 de 1997, una revisión extraordinaria en las fórmulas tarifarias, alegando que han ocurrido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas. Esta solicitud se encuentra en evaluación y en el evento de que proceda, se emitirá el acto administrativo correspondiente a fin de dar cumplimiento a lo establecido en la Ley 6 de 1997.



Resolución AN N.º 3405 -Elec  
de 20 de junio de 2014  
Página 6 de 6

7. Que en atención a que la actividad de distribución de energía eléctrica es regulada y dado el interés social involucrado en la misma, ya que se trata de la prestación de un servicio público, es deber de la ASEP realizar los actos necesarios para que se cumplan las funciones y objetivos de la Ley de su creación y de las Leyes Sectoriales, por lo que;

**RESUELVE:**

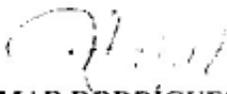
**PRIMERO: APROBAR** las modificaciones al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, las cuales se transcriben en el ANEXO A de la presente Resolución y, que forma parte integral de la misma.

**SEGUNDO: COMUNICAR** que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos emitirá una versión unificada del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que contenga los cambios aprobados a través de la presente resolución.

**TERCERO: ADVERTIR** que la presente Resolución regirá a partir del 1 de julio de 2014.

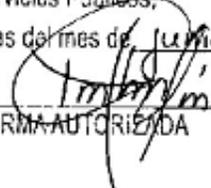
**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.**

  
**ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO**  
Administradora General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 20 días del mes de junio de 20 14

  
FIRMA AUTORIZADA





**ANEXO A**

**RESOLUCIÓN AN No. 785 -Elec. de 20 de junio de 2014**

*RP*



Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:
- (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.
  - (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
  - (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
  - (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
  - (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
  - (vi) Menos los costos de Potencia energizados

El CPG resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega del semestre considerado. Este componente de costo es distinto para cada clase de clientes (incluyendo para Grandes Clientes). Para distribuir los costos de la potencia mayorista entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.

- (i) Los costos a considerar son los siguientes:
  - (i.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales.
  - (i.2) Costos por compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
  - (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
  - (i.4) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
  - (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
  - (i.6) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
  - (i.7) Costos de potencia energizados.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía

QA



comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ( $\%CR_p^p$ ).

$$CEGP = \sum_1^7 Costos \times \%CR_p^p$$

- (iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada ( $1 - \%CR_p^p$ ).

$$CEGFP = \sum_1^7 Costos \times (1 - \%CR_p^p)$$

- (iv) Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.

- (iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:

- (iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- (iv.1.2) Costos de autoabastecimiento.
- (iv.1.3) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- (iv.1.4) Porción del Mercado Ocasional ocasionada por la compra de energía de los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP.

- (iv.2) El componente de costo por energía por restricciones resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes. A estos componentes se les agrega el (GEGRT) para obtener un componente de costos por energía total,  $CEGP_{Total}$  y  $CEGFP_{Total}$ .

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

**a) Cargo por Potencia de Generación**



Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación *BASE*, siempre corresponde con los costos de generación en horas de punta estimados para el semestre  $p$ . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos *Base* y las ventas reales) en el semestre  $p-2$  y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre  $p-2$ .

El cargo tarifario por potencia a aplicar durante el semestre  $p$ , para cada categoría tarifaria  $i$  teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGEN_{p,i}^p = CPOTGEN_{p,i}^{p-BASE} + CPOTGEN_{p,i}^{p-Correcc}$$

$CPOTGEN_{p,i}^p$ , ó  $CPOTGEN_{p,i}^p$ : Cargo tarifario por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria  $i$  del semestre  $p$ ,

$CPOTGEN_{p,i}^{p-BASE}$  ó  $CPOTGEN_{p,i}^{p-BASE}$ : Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria  $i$  del semestre  $p$ .

Nota. Debe considerarse que el  $CPOTGEN_{p,i}^p$  será un cargo aplicado en kW o en kWh para las horas de punta (P) dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como  $CPOTGEN_{p,i}^p$ , y otro en kWh identificado como  $CPOTGEN_{p,i}^p$ , en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste. El  $CPOTGEN_{p,i}^p$  correspondiente a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia se actualizará con un factor de ajuste que sólo toma en cuenta el costo promedio por potencia de generación asociado a los Grandes Clientes y los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, el cual se detallará más adelante.

$CPOTGEN_{p,i}^{p-Correcc}$ : Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos *Base* y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre  $p-2$ , para cada categoría tarifaria  $i$  y referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{p-BASE} = CPOTGEN_{p-1,i}^{p-BASE} \times \left( \frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

20



$CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE}$  ó  $CPOTGENE_{p-1,i}^{P-BASE}$ : Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GPM_p^{CR-BASE}$ : Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras.

Los costos de generación en horas de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total de generación permitido ( $GM_p^{CR-BASE}$ ) por el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ( $\%CR_{p-2}^p$ ).

$$GPM_p^{CR-BASE} = GM_p^{CR-BASE} \times \%CR_{p-2}^p$$

$GM_p^{CR-BASE}$ : Los costos totales de generación permitidos a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido ( $CGP_p^{CR-BASE}$ ) más el costo de generación extra por restricciones y otros ( $CGR_p^{CR-BASE}$ ).

$$GM_p^{CR-BASE} = CGP_p^{CR-BASE} + CGR_p^{CR-BASE}$$

$$\%CR_{p-2}^p = CR_{p-2}^p / CR_{p-2}$$

$\%CR_{p-2}^p$ : Valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2.

$CR_{p-2}^p$ : Energía realmente inyectada al sistema de la distribuidora en horas de Punta durante el semestre p-2, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CR_{p-2}$ : Energía total que ha sido realmente inyectada al sistema de la distribuidora durante el semestre p-2, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

El costo de generación permitido ( $CGP_p^{CR-BASE}$ ) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia:

- (1.1) Costos de compra de potencia de Contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.

OK



- (1.2) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (1.3) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (1.4) Costos por reserva de largo plazo: costos correspondientes a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP.
- (1.5) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
2. Costos por compra de energía:
- (2.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos.
- (2.2) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.
- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP en horas de punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho



económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.

- (2.4) La energía asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- (2.5) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.

### 3. Costos del Mercado:

- (3.1) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (3.2) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.
- (3.3) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
- (3.4) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.

El costo de generación permitido ( $GM_p^{CR-BASE}$ ) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$GM_p^{CR-BASE} = Monómico\_GP_p \times VE_p$$

$VE_p$ : Ventas pronosticadas de energía durante el semestre p. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluido el consumo pronosticado de Alumbrado Público.

El precio promedio ponderado monómico de generación permitido ( $Monómico\_GP_p$ ) resulta de la división de los costos de generación pronosticados entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en el semestre p, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

*[Handwritten signature]*



$$\text{Monómico}_{GP_p} = \frac{\text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Potencia}_p + \sum \text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Energía}_p + \text{Costo}_{del}_{Mercado}_p}{\text{EnergíaComprada}_p}$$

El costo de generación extra por restricciones y otros ( $CGR_p^{CR-BASE}$ ) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
4. Porción del Mercado Ocasional causada por la compra de energía para suplir los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP: los sobre costos calculados con base en cómo habría sido la liquidación si los contratos cancelados o suspendidos siguieran vigentes y su costo según contrato. El costo total del mercado ocasional sumando la porción asignada a Costo de generación extra por restricciones y la porción asignada en Costos por compra de Energía debe sumar el monto establecido por compra de energía en el Mercado ocasional, según la liquidación presentada por el CND.

El costo de generación por restricciones ( $CGR_p^{CR-BASE}$ ) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_p^{CR-BASE} = \text{Monómico}_{GR}_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado monómico de generación por restricciones ( $\text{Monómico}_{GR}_p$ ) resulta de la división del costo de generación por restricciones pronosticado entre la suma



de las ventas pronosticadas (kWh) de la distribuidora durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluyendo el Alumbrado Público.

$$Mon\acute{o}mico\_GR_p = \frac{Costos\_de\_Compra\_de\_Potencia\_que\ ASEP\_determine_p + \sum Costos\_de\_Autoabastecimiento_p + \sum Sobrecostos\_por\_Generaci\acute{o}n\_Obligada_p + Porci\acute{o}n\ del\ Mercado\ Ocasional\ por\ contratos\ cancelados\ o\ suspendidos_p}{VF_p}$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generaci3n, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin correcci3n alguna por diferencias de semestres pasados.

$GP_{p-1}^{CR-BASE}$  : Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generaci3n en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. Esta proyecci3n debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte alg3n cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentaci3n. Este valor se calculará a partir de la expresi3n siguiente:

$$GP_{p-1}^{CR-BASE} = \left[ \begin{aligned} &SUM(CPOTGENE_{p-1,j}^{p-BASE} \times VE_{p,j}) + SUM_i \left( CPOTGEN_{p-1,j}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left( CPOTGENGC_{p-1,j}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{(GC)} \right) + \\ &SUM_{(TI=MDHORARIA)} (CENEGEN_{p-1,j}^{p-BASE} \times VE_{p,j}^p) + \\ &SUM_{(TI=MDHORARIA)} (CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \times FCP_i) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGENGC_{p-1,j}^{p-BASE}$  : Cargo Base por potencia de generaci3n para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$CENEGEN_{p-1,j}^{p-BASE}$  : Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medici3n con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

$\sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC}$  : Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p.



$VE_{p,i}^P$ : Ventas pronosticadas de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{BASE}$ : Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left( \frac{GPM_p^{P-Correcc}}{GPM_{p-1}^{P-BASE}} \right)$$

$GPM_p^{P-Correcc}$ : Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “r”. Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPM_p^{P-Correcc} = (GPR_{p-2}) \times (1 + r)^2 + Int_{p-2}$$

$$Int_{p-2} = \sum_{n=1}^6 AM_n \times \left( \frac{r}{6} \right)$$

$Int_{p-2}$  son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2 ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GPR_{p-2} = CGPR_{p-2}^C - \left[ \begin{aligned} &SUM(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM \left( CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{j=1}^6 DMAX_{p-2,i,j} \right) + \\ &SUM \left( CPOTGEN_{p-2,i}^{GC-BASE} \times \sum_{j=1}^6 DMAX_{p-2,i,j}^{GC} \right) + \\ &SUM_{i=1}^{i=10} (CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} + VarxComb_i \times VR_{p-2,i}) + \\ &SUM_{i=1}^{i=10} (CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C + VarxComb_i \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C) \end{aligned} \right] + GPR_{p-1}$$

$GPR_{p-2}$ : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) en horas de Punta del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2

*OK*



ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$CGPR_{p-2}^C$ : Costo permitido Real de generación en horas de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido real de generación en horas de Punta es el resultado de multiplicar el costo total real de generación ( $CGR_{p-2}^C$ ) por el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ( $\%CR_{p-2}^P$ ).

$$CGPR_{p-2}^C = CGR_{p-2}^C \times \%CR_{p-2}^P$$

$CGR_{p-2}^C$ : Los costos totales de generación reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido real ( $CGPR_{p-2}^C$ ) más el costo de generación real extra por restricciones y otros ( $CGRR_{p-2}^C$ ).

$$CGR_{p-2}^C = CGPR_{p-2}^C + CGRR_{p-2}^C$$

El costo de generación permitido real ( $CGPR_{p-2}^C$ ) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGPR_{p-2}^C = \text{Monómico}_{GR_{p-2}} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ( $\text{Monómico}_{GR_{p-2}}$ ) resulta de la división de los costos de generación reales entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico}_{GR_{p-2}} = \frac{\text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Potencia}_{p-2} + \sum \text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Energía}_{p-2} + \text{Costo}_{del}_{Mercado}_{p-2}}{\text{Energía}_{Comprada}_{p-2}}$$

El costo de generación real por restricciones ( $CGRR_{p-2}^C$ ) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGRR_{p-2}^C = \text{Monómico}_{GRR_{p-2}} \times VR_{p-2}$$

*Q.F.*



El precio promedio ponderado monómico de generación por restricciones (*Monómico\_GRR<sub>p-2</sub>*) resulta de la división del costo de generación real por restricciones entre la suma de las ventas reales (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre p-2, incluyendo el alumbrado Público.

$$\text{Monómico\_GRR}_{p-2} = \frac{\text{Costos\_de\_Compra\_de\_Potencia\_que\_ASEP\_determine}_{p-2} + \sum \text{Costos\_de\_Autoabastecimiento}_{p-2} + \sum \text{Sobrecostos\_por\_Generación\_Obligada}_{p-2} + \text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_{p-2}}{\text{VR}_{p-2}}$$

$\text{CPOTGEN}_{p-2,i}^{P-BASE}$ : Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria *i* para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2. En el caso en que en la categoría tarifaria *i* el cargo por potencia se exprese energizado parcialmente, debe utilizarse también  $\text{CPOTGEN}_{p-2,i}^{P-BASE}$ .

$\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{P-BASE}$ : Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$\text{VR}_{p-2,i}^P$ : Ventas Reales de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria *i* con medición horaria durante el semestre p-2.

$\sum_{k=1}^6 \text{DMAX}_{p-2,k,i}^{GC}$ : Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p-2.

$\sum_{k=1}^6 \text{DMAXE}_{p-2,k,i}^{GC}$  Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p-2.

$\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{BASE}$ : Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria *i* que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2 según los cargos tarifarios BASE.

$\text{FCP}_{p-2,i}^C$ : Valor del Factor de Consumo en Punta “Corregido” correspondiente a la categoría tarifaria *i* y el semestre p-2. Este nuevo Factor de Consumo en Punta para cada categoría tarifaria *i* permite conservar la coherencia entre la energía comprada durante las horas de punta y la vendida en este mismo intervalo de tiempo, manteniendo como



diferencia las pérdidas. El cálculo de la corrección de este factor se realiza mediante las ecuaciones siguientes:

$$VRSM_{p-2}^P = VR_{p-2}^P - \sum_{i=1}^{i=MDNHOHORARIA} (VR_{p-2,i}^P)$$

$$FCVRSM_{p-2}^P = \frac{VRSM_{p-2}^P}{\left( \sum_{i=1}^{i=MDNHOHORARIA} (VR_{p-2,i}^P \times FCP_i) \right)}$$

$$FCP_{p-2,i}^C = FCP_i \times FCVRSM_{p-2}^P$$

Para calcular  $VR_{p-2}^P$  es necesario tener en cuenta que la relación existente entre esta energía de Punta y la total vendida ( $VR_{p-2}$ ) en p-2 debe ser similar a la relación entre las energías compradas en punta  $CR_{p-2}^P$  y la total comprada  $CR_{p-2}$  en el mismo semestre. Por este motivo se plantean las siguientes ecuaciones:

$$\%CR_{p-2}^P = \frac{CR_{p-2}^P}{CR_{p-2}}$$

$$VR_{p-2}^P = \%CR_{p-2}^P \times VR_{p-2}$$

$VRSM_{p-2}^P$ : Ventas consideradas reales de energía en la punta (P) para las categorías tarifarias "sin" medición horaria durante el semestre p-2.

$FCVRSM_{p-2}^P$ : Factor de corrección de las ventas reales de energía en punta durante el semestre p-2 de las categorías tarifarias que "no" poseen medición horaria.

$GPR_{p-4}$ : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[ \begin{array}{l} \sum (CPOGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}) + \\ \sum (CPOGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^k DMAX_{p-2,k,i}) + \\ \sum (CPOGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^k DMAX_{p-2,k,i}^{CC}) + \\ \sum_{i=1}^{i=MDNHOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}) + \\ \sum_{i=1}^{i=MDNHOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i} \times FCP_i) \end{array} \right] - \left[ \begin{array}{l} \sum (CPOGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}) + \\ \sum (CPOGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^k DMAX_{p-2,k,i}) + \\ \sum (CPOGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^k DMAX_{p-2,k,i}^{CC}) + \\ \sum_{i=1}^{i=MDNHOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}) + \\ \sum_{i=1}^{i=MDNHOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i} \times FCP_i) \end{array} \right]$$

$CPOGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$  ó  $CPOGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$ : Cargo *Correcc* por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

*Handwritten mark*



$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$ : Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria  $i$  del semestre  $p-2$ .

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$ : Cargo *Correcc* por energía en punta para cada categoría tarifaria  $i$  que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre  $p-2$ .

**b) Cargo por Energía de Generación en Punta y Fuera de Punta**

De igual manera que para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrá en cuenta para la actualización de los cargos por energía, los conceptos mencionados, es decir, el denominado Base, que siempre corresponde a los costos estimados para el semestre  $p$  y sus actualizaciones y el denominado *Correcc*, que corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre  $p-2$  y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre  $p-2$ . Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

**(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria**

**(i.1) Cargo por energía en horas de Punta**

El cargo tarifario por generación de energía en horas de punta (P), para cada categoría tarifaria  $i$ , se calculará como:

$$CENEGEN_{p,i}^P = CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^P$ : Cargo tarifario por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria  $i$  que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre  $p$ .

$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE}$ : Cargo Base por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria  $i$  que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre  $p$ .

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$ : Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales

*PA*



(producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,j}^{p-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{p-BASE} \times \left( \frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Adicionalmente, al realizar los cálculos para cada semestre p, se calculará el término de corrección, que resultará de la expresión siguiente:

$$CENEGEN_{p,j}^{p-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{p-BASE} \times \left( \frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Las variables utilizadas en esta expresión han sido también definidas anteriormente.

#### (i.2) Cargo por energía en horas Fuera de Punta

El cálculo del cargo tarifario por generación de energía en horas Fuera de Punta, para cada categoría i, se efectúa de manera similar al detallado en el apartado anterior, de la suma de los cargos BASE y su corrección, así:

$$CENEGEN_{p,j}^{FP} = CENEGEN_{p,j}^{FP-BASE} + CENEGEN_{p,j}^{FP-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,j}^{FP}$ : Cargo tarifario por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,j}^{FP-BASE}$ : Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,j}^{FP-Correcc}$ : Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,j}^{FP-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left( \frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

*Sep*



$CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE}$ : Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria  $i$  que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre  $p-1$ .

$GFPM_p^{CR-BASE}$ : Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre  $p$ , calculado a partir de las estimaciones de compras. Los costos de generación en horas Fuera de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo de generación permitido ( $GM_p^{CR-BASE}$ ) por uno menos el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre  $p-2$  ( $\%CR_{p-2}^p$ ).

$$GFPM_p^{CR-BASE} = GM_p^{CR-BASE} \times (1 - \%CR_{p-2}^p)$$

$GFP_{p-1}^{CR-BASE}$ : Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre  $p$ , calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre  $p$  y los cargos BASE del semestre  $p-1$ . Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GFP_{p-1}^{CR-BASE} = \left[ \frac{\sum_{i=1}^{n} (CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p-1,i}) + \sum_{i=1}^{n} (CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i})}{\sum_{i=1}^{n} (CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i} \times (1 - FCP) + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i})} \right]$$

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$ : Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria  $i$ , estimado al momento de calcular  $GFP_{p-1}^{CR-BASE}$ .

El término de corrección en el cargo tarifario por energía, resultará de la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left( \frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GFPM_p^{CR-Correcc}$ : Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$GFPM_p^{CR-Correcc} = (GFP_{p-2}) \times (1 + r) + Int_{p-2}$$

$$Int_{p-2} = \sum_{n=1}^6 AM_n \times \left( \frac{r}{6} \right)$$

*Handwritten signature or mark.*



$Int_{p-2}$  son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2, ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GFPR_{p-2} = CGFPR_{p-2}^C + \left[ \frac{\sum_{(1) \rightarrow \text{MUNICIPAL}} \left( CENEGEN_{p-2,i}^{FF-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FF} + CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + \sum_{(2) \rightarrow \text{MUNICIPAL}} \left( CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C) + CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + \text{VaraComb}_i \times VR_{p-2,i}^{FF}}{\sum_{(1) \rightarrow \text{MUNICIPAL}} \left( CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C) + CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + \text{VaraComb}_i \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C)} \right] + GFPR_{p-1}$$

$GFPR_{p-2}$  : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales, más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente), incluidos ingresos producidos por los cargos BASE por consumo de alumbrado público, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) ambos en el semestre p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CGFPR_{p-2}^C$  : Costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta es el resultado de multiplicar el costo total real de generación ( $CGR_{p-2}^C$ ) por uno menos el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ( $\%CR_{p-2}^P$ )

$$CGFPR_{p-2}^C = CGR_{p-2}^C \times (1 - \%CR_{p-2}^P)$$

$CENEGEN_{p-2,i}^{FF-BASE}$  : Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^{FF}$  : Venta real de energía en horas Fuera de Punta durante el semestre p-2 a todos los clientes de la categoría i con medición horaria.



$CCONAP_{p-2,i}^{BASE}$ : Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria  $i$ , calculado para el semestre  $p-2$ .

$GFPR_{p-4}$ : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) ambos en el semestre  $p-2$  y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GFPR_{p-4} = \left[ \begin{array}{l} \left[ \begin{array}{l} SUM_{NO-MONHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) + \\ SUM_{NO-MONHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \end{array} \right] \\ \left[ \begin{array}{l} SUM_{NO-MONHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) + \\ SUM_{NO-MONHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \end{array} \right] \end{array} \right]$$

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc}$ : Cargo *Correcc* por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria  $i$  que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre  $p-2$ .

$CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc}$ : Cargo *Correcc* por energía para cada categoría tarifaria  $i$  que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre  $p-2$ .

$CCONAP_{p-2,i}^{Correcc}$ : Cargo *Correcc* por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria  $i$  del semestre  $p-2$ .

(ii) *Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria*

Siguiendo la misma secuencia de cálculos que los efectuados anteriormente para los cargos por energía, donde se determinaron los valores base y las correcciones correspondientes, en este caso se utilizan las siguientes expresiones:

$$CENEGEN_{p,i} = CENEGEN_{p,i}^{BASE} + CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}$ : Cargo tarifario por energía para cada categoría tarifaria  $i$  que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre  $p$ .

$CENEGEN_{p,i}^{BASE}$ : Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria  $i$  que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre  $p$ .



$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$ : Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$$CENEGEN_{p,i}^{BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[ FCP_i \times \left( \frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left( \frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$$CENEGEN_{p,i}^{Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[ FCP_i \times \left( \frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left( \frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

### c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos por potencia de generación estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia en el semestre p-2.

El cargo tarifario por potencia para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i, teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGENGC_{p,i}^p = CPOTGENGC_{p,i}^{p-BASE} + CPOTGENGC_{p,i}^{p-Correcc}$$

$CPOTGENGC_{p,i}^p$ : Cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p.

$CPOTGENGC_{p,i}^{p-BASE}$ : Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p.



$CPOTGENGC_{p,i}^{P-Correcc}$ : Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos por potencia de generación reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia, ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGENGC_{p,i}^{P-BASE} = CPOTGENGC_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left( \frac{GPMGC_p^{CR-BASE}}{GPGC_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGENGC_{p-1,i}^{P-BASE}$ : Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GPMGC_p^{CR-BASE}$ : Valor permitido a recuperar en la tarifa de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos por potencia de generación que le corresponden en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras.

En este caso, los costos por potencia de generación permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de la potencia de generación (*Costo Promedio\_Potencia\_G<sub>p</sub>*) por los kW de demanda de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, ambos valores estimados para el semestre p. El costo promedio de potencia resulta de la división de los costos por potencia de generación pronosticados entre la demanda (kW) total de la distribuidora en los nodos de compra o entrega. El cálculo de este costo resulta de:

$$GPMGC_p^{CR-BASE} = DMAXE_p^{UC} \times (\text{Costo\_Promedio\_Potencia\_G}_p)$$

$DMAXE_p^{UC}$ : Total de Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, durante el semestre p.

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, demanda comprada y vendida) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

Para calcular el valor  $GPMGC_p^{CR-BASE}$  se debe considerar que en cada semestre los costos por potencia de generación permitidos a trasladar a las tarifas de los Grandes Clientes, se determinarán utilizando el precio promedio por potencia de generación para atender a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia. Este costo resulta de:



- (i) Costos de compra de potencia de contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (ii) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
- (vi) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional, asociados a la potencia.
- (vii) Menos los costos de Potencia energizados.

$GPGC_{p-1}^{CR-BASE}$ : Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia para cubrir los costos por potencia de generación causados por ellos en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de demanda del semestre p y los cargos BASE por potencia del semestre p-1. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GPGC_{p-1}^{CR-BASE} = \left[ \text{SUM}_i \left( CPOTGENGC_{p-1,j}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p,k,j}^{(K)} \right) \right]$$



Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGENGC_{p,i}^{p-Correcc} = CPOTGENGC_{p-1,i}^{p-BASE} \times \left( \frac{GPMGC_p^{CR-Correcc}}{GPGC_{p,i}^{CR-BASE}} \right)$$

$GPMGC_p^{CR-Correcc}$ : Valor de los apartamentos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPMGC_p^{CR-Correcc} = (GPRGC_{p-2}) \times (1+r)$$

$$GPRGC_{p-2} = CGPRGC_{p-2}^C - \left[ \text{SUM} \left( CPOTGENGC_{p-1,i}^{p-BASE} \times \sum_{j=1}^6 DMAX_{p-1,i,j}^{OC} \right) \right] + GPRGC_{p-4}$$

$GPRGC_{p-2}$ : Monto necesario para cubrir los apartamentos que se produjeron entre los costos por potencia de generación reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos Correcc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correcc y las ventas reales) por potencia en el semestre p-2 ambos referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia.

$GPRGC_{p-4}$ : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos por potencia (producidos por los cargos Correcc y las ventas estimadas) y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Correcc y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPRGC_{p-4} = \left[ \text{SUM} \left( CPOTGENGC_{p-1,i}^{p-Correcc} \times \sum_{j=1}^6 DMAX_{p-1,i,j}^{OC} \right) \right] - \left[ \text{SUM} \left( CPOTGENGC_{p-2,i}^{p-Correcc} \times \sum_{j=1}^6 DMAX_{p-2,i,j}^{OC} \right) \right]$$

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{p-Correcc}$ : Cargo Correcc por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CGPRGC_{p-2}^C$ : Costo permitido Real por potencia de generación calculado en base a los costos reales por potencia (facturados a la distribuidora) y a la demanda real en el semestre p-2. El costo permitido real por potencia de generación es el resultado de multiplicar el costo promedio por potencia de generación ( $\text{Costo\_Promedio\_Potencia\_G}_{p-2}$ ) por los kW reales de demanda de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, ambos valores para el semestre p-2. El costo promedio por potencia resulta de la división de los costos reales por potencia de generación entre la demanda real (kW) de la distribuidora en los nodos de compra o entrega en el semestre. El cálculo de este costo resulta de:



$$CGPRGC_{p-2}^C = DMAX_{p-2}^{GC} \times (\text{Costo\_Promedio\_Potencia\_}G_{p-2})$$

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{p-BASE}$ : Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cada categoría tarifaria  $i$  para el semestre  $p-2$ , teniendo en cuenta solamente los valores BASE de  $p-2$ .

$DMAX_{p-2}^{GC}$ : Total de Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, durante el semestre  $p-2$ .

Artículo 126 A partir de julio de 2014, el cargo por Variación por Combustible se actualizará mensualmente conforme al siguiente calendario:

- (i) En julio y agosto se actualizan los costos de mayo.
- (ii) En agosto y septiembre se actualizan los costos de junio.
- (iii) En septiembre y octubre se actualizan los costos de julio.
- (iv) En octubre y noviembre se actualizan los costos de agosto.
- (v) En noviembre y diciembre se actualizan los costos de septiembre.
- (vi) En diciembre se actualizan los costos de octubre; y así sucesivamente para cada semestre.

Artículo 128 La actualización parcial mensual seguirá los siguientes principios:

- a) La Tarifa original actualizada para los semestres de julio a diciembre y enero a junio de cada año, se mantiene.
- b) La ASEP podrá disponer mediante Resolución una redistribución distinta de los meses a recuperar el cargo variable por combustible (CVC) cuando por situaciones de incrementos o decrementos de costos significativos así lo amerite.

Artículo 130 Para establecer el cargo por efecto de variación del precio del combustible, denominado "Variación por Combustible" se determina el monto requerido adicional por efecto de las variaciones de costos entre la tarifa vigente y la que resultaría con los ajustes respectivos, como sigue:

$IT_{i,m-I}^{p-restante}$ : Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa vigente para cada categoría tarifaria  $i$  para el periodo "p-restante". En la última actualización mensual de cada semestre, el "p-restante" corresponderá solamente ese mes.

$IT_{i,m}^{p-restante}$ : Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa para cada categoría tarifaria  $i$  con los cargos actualizados para el mes "m" con la metodología establecida en el artículo 138 para el periodo "p-restante". En la última actualización mensual de cada semestre, el "p-restante" corresponderá solamente ese mes.

Valor que se recuperará en el mes  $m$  será:  $(IT_{i,m}^{p-restante} - IT_{i,m-I}^{p-restante})$

Se calcula el cargo promedio para cada categoría tarifaria  $i$ , expresado en B/. por kWh, así:



**Cargo por Variación por Combustible:**  $(IT_{i,m}^{p\text{-restante}} - IT_{i,m-1}^{p\text{-restante}}) / Venta_i (kWh)$   
 "p-restante"

Donde la  $Venta_i (kWh)$  "p-restante" corresponde a la proyección presentada cuando se estimó el periodo p para cubrir el periodo "p-restante".

Este cargo se incluirá en el detalle de las facturas que se emitan a partir del 1° de julio de 2014 y se aplicará a la venta de energía facturada en kWh al cliente.

El cargo en la factura será el acumulado, es decir que reflejará la suma de los cargos por Variación por Combustible (el calculado el mes anterior y el del mes) cuando corresponda. Por ejemplo: en el mes de julio la factura al cliente reflejará solamente el cargo del mes de julio, al igual que en el mes de enero. En el mes de agosto la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para julio y el calculado para agosto, en el mes de septiembre la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para agosto y el calculado para septiembre.



**DIRECCIÓN GENERAL DE MARINA MERCANTE  
RESOLUCIONES Y CONSULTAS**

**RESOLUCION NO. 106-37-DGMM**

**Panamá, 25 de abril de 2014**

**EL SUSCRITO DIRECTOR GENERAL DE LA  
DIRECCIÓN GENERAL DE MARINA MERCANTE  
EN USO DE LAS FACULTADES LEGALES QUE LE CONFIERE LA LEY**

**CONSIDERANDO:**

Que mediante el Decreto Ley No. 7 de 10 de febrero de 1998 se crea la Autoridad Marítima de Panamá, unificando las distintas competencias marítimas de la Administración Pública y fungiendo como Autoridad Suprema de la República de Panamá para ejercer los derechos y dar cumplimiento a las responsabilidades del Estado Panameño dentro del marco de los Convenios Internacionales, y demás leyes y reglamentos vigentes.

Que de conformidad el artículo 30 del Decreto Ley 7 de 10 de febrero de 1998 modificado por el artículo 187 de la Ley No. 57 de 6 de agosto de 2008, establece entre otras funciones de la Dirección General de Marina Mercante, ejecutar los actos administrativos relativos al registro de naves en la Marina Mercante Nacional, autorizar cambios en dicho registro y resolver su pérdida por las causales señaladas en la Ley, así como velar por el estricto cumplimiento y la eficaz aplicación de las normas jurídicas vigentes en la República de Panamá, convenios internacionales, códigos o lineamientos sobre la seguridad marítima, prevención de la contaminación y protección marítima de sus naves.

Que la República de Panamá adoptó el Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar 1974 (SOLAS por sus siglas en inglés) mediante Ley 7 de 27 de octubre de 1977 y su Protocolo de 1978 mediante Ley 12 de 9 de noviembre de 1981; de igual forma adoptó el Protocolo relativo al Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar 1974, hecho en Londres el 11 de noviembre de 1988 mediante Ley No. 31 de 11 de julio de 2007.

Que el Capítulo II-1 Parte A-1, Regla 3-1, del Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar 1974, enmendado (SOLAS por sus siglas en inglés) establece que los buques se proyectarán, construirán y mantendrán cumpliendo las prescripciones sobre aspectos estructurales, mecánicos y eléctricos de una sociedad de clasificación que haya sido reconocida por la Administración de conformidad con las disposiciones de la regla XI-1/1, o las normas nacionales aplicables de la Administración que ofrezcan un grado de seguridad equivalente.

Que la Organización Marítima Internacional mediante Resolución MSC.194 (80) del 20 de mayo de 2005, adopta las enmiendas al Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar, 1974, enmendado.

Que esta Dirección General de Marina Mercante, mediante Resolución No. 106-OMI-02-DGMM de 18 de octubre de 2007, unificó todas las enmiendas de las prescripciones establecidas en el Código para la Implantación de los Instrumentos Obligatorios de los Estados Miembros de la OMI, adoptadas al Capítulo II-1 del Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (SOLAS), 1974 enmendado, aprobadas mediante Resolución MSC 194 (80) del 20 de mayo de 2005.

ilc

re



**RESOLUCION NO. 106-37-DGMM**  
**Pág. 2**

**Panamá, 25 de abril de 2014**

Que la República de Panamá adoptó el Convenio Internacional sobre Líneas de Carga, 1966, mediante Ley 20 de 23 de octubre de 1975, modificado y adicionado por el Protocolo de 1988, el 11 de noviembre de 1988 y aprobado mediante la Ley 29 de 11 de julio de 2007.

Que el Convenio Internacional sobre Líneas de Carga, 1966, modificado por el Protocolo de 1988, establece lo siguiente en el Anexo I, Capítulo I, Generalidades, Regla 1, en relación a la Resistencia y estabilidad sin avería de los buques: "La Administración deberá asegurarse de que la resistencia estructural general del casco es suficiente para el calado correspondiente al francobordo asignado. Los barcos cuya construcción y entretenimiento se lleven a cabo de acuerdo con las prescripciones de una sociedad de clasificación, reconocida por la administración, podrá considerarse que posee resistencia suficiente.

Que mediante Resolución JD-No 019-2005 de 24 de noviembre de 2005, modificada por la Resolución J.D. No.022-2009 de 29 de octubre de 2009, se regulan los requisitos de las Organizaciones Reconocidas para efectuar inspecciones y expedir certificados estatutarios en nombre de la República de Panamá.

Que conforme el artículo 128 de la Ley No. 57 de 6 de agosto de 2008, la Dirección General de Marina Mercante podrá delegar en otras entidades sus facultades de verificar y certificar el cumplimiento de las normas de navegación, de seguridad, laboral, de protección y prevención de la contaminación a las naves de la Marina Mercante Nacional, pudiendo limitar las facultades o cantidades de las entidades auxiliares que realicen dichas funciones, por motivos de control y mejoramiento de los estándares de seguridad de su flota.

Que esta Dirección General en base a todo lo anterior y con la finalidad de velar por el estricto cumplimiento a las responsabilidades del Estado Panameño dentro del marco de los Convenios Internacionales, y demás leyes y reglamentos vigentes.

**RESUELVE:**

**PRIMERO: COMUNICAR** que a partir del primero (1) de junio de 2013, todos los buques de bandera panameña de 500 TRB en adelante, deberán mantener a bordo un Certificado de Clase que certifique su estructura, maquinaria y equipo eléctrico, que cumplen con los requisitos en los Convenios Internacionales ratificados por la República de Panamá.

Se exceptúan de lo antes señalado los siguientes buques: buques de carga de arqueado bruto inferior a 500, buques carentes de propulsión mecánica, buques de madera, yates de recreo no dedicados al tráfico comercial y buques pesqueros.

**SEGUNDO: INFORMAR** que el Certificado de Clase antes mencionado, deberá ser emitido por entidades auxiliares en calidad de Organizaciones Reconocidas o Sociedades Clasificadoras debidamente autorizada por esta Dirección General de Marina Mercante, a la que se le haya delegado de manera formal la emisión de este certificado, de acuerdo a la Resolución JD-No 019-2005 de 24 de noviembre de 2005, modificada por la Resolución J.D. No.022-2009 de 29 de octubre de 2009 y la Ley No. 57 de 6 de agosto de 2008

**TERCERO: COMUNICAR** el contenido de la presente Resolución a todos los Departamentos de la Dirección General de Marina Mercante, a las Oficinas Internacionales autorizadas por la Autoridad Marítima de Panamá, a los Consulados, Organizaciones Reconocidas, Sociedades Clasificadoras autorizadas por la Dirección General de Marina Mercante y usuarios del registro panameño.



**RESOLUCION NO. 106-37-DGMM**  
**Pág. 3**

**Panamá, 25 de abril de 2014**

**CUARTO:** Esta Resolución empezará a regir a partir de su publicación en Gaceta Oficial.

**QUINTO:** Esta Resolución deroga la Resolución No. 106-146-DGMM de 14 de diciembre de 2012.

**FUNDAMENTO LEGAL:**

- Decreto Ley No. 7 de 10 de febrero de 1998
- Ley No. 57 de 6 de agosto de 2008
- Ley No. 7 de 27 de octubre de 197
- Ley No. 12 de 9 de noviembre de 1981
- Resolución JD-No 019-2005 de 24 de noviembre de 2005
- Ley No. 31 de 11 de julio de 2007
- Ley No. 20 de 23 de octubre de 1975
- Ley No. 29 de 11 de julio de 2007
- Resolución No.106-OMI-02-DGMM de 18 de octubre de 2007
- Resolución J.D. No.022-2009 de 29 de octubre de 2009

**COMUNÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

**ING. ALFONSO CASTILLERO**  
**Director General de Marina Mercante**

AC/JLC/MMR

266



ES COPIA AUTENTICA DE SU ORIGINAL  
*De hoja 1 a hoja 3*

Panamá, *25 de abril de 2014*

Director General de  
Marina Mercante



**DIRECCIÓN GENERAL DE MARINA MERCANTE  
RESOLUCIONES Y CONSULTAS**

**RESOLUCION NO. 106-38-DGMM**

**Panamá, 25 de abril de 2014**

**EL SUSCRITO DIRECTOR GENERAL DE LA  
DIRECCIÓN GENERAL DE MARINA MERCANTE  
EN USO DE LAS FACULTADES LEGALES QUE LE CONFIERE LA LEY**

**CONSIDERANDO:**

Que es función de la Autoridad Marítima de Panamá recomendar políticas y acciones, ejercer actos de administración y hacer cumplir las normas legales y reglamentarias referentes al Sector Marítimo.

Que dentro de su estructura orgánica se encuentra la Dirección General de Marina Mercante, organismo de servicios administrativos y de ejecución de programas, cuyo funcionamiento y organización interna se ajusta a lo especificado en el Decreto Ley No. 7 de 10 de febrero de 1998 modificado por la Ley 57 de 6 de agosto de 2008 y en los reglamentos que se dicten en desarrollo de este.

Que de conformidad el artículo 30 del Decreto Ley 7 de 10 de febrero de 1998 modificado por el artículo 187 de la Ley No. 57 de 6 de agosto de 2008, establece entre otras funciones de la Dirección General de Marina Mercante, ejecutar los actos administrativos relativos al registro de naves en la Marina Mercante Nacional, autorizar cambios en dicho registro y resolver su pérdida por las causales señaladas en la Ley, así como velar por el estricto cumplimiento y la eficaz aplicación de las normas jurídicas vigentes en la República de Panamá, convenios internacionales, códigos o lineamientos sobre la seguridad marítima, prevención de la contaminación y protección marítima de sus naves.

Que la República de Panamá adoptó el Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar 1974 (SOLAS por sus siglas en inglés) mediante Ley 7 de 27 de octubre de 1977 y su Protocolo de 1978 mediante Ley 12 de 9 de noviembre de 1981; de igual forma adoptó el Protocolo relativo al Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar 1974, hecho en Londres el 11 de noviembre de 1988 mediante Ley No. 31 de 11 de julio de 2007.

Que el Capítulo II-1 Parte A-1, Regla 3-1, del Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar 1974, enmendado (SOLAS por sus siglas en inglés) establece que los buques se proyectarán, construirán y mantendrán cumpliendo las prescripciones sobre aspectos estructurales, mecánicos y eléctricos de una sociedad de clasificación que haya sido reconocida por la Administración de conformidad con las disposiciones de la regla XI-1/1, o las normas nacionales aplicables de la Administración que ofrezcan un grado de seguridad equivalente.

Que la Organización Marítima Internacional mediante Resolución MSC.194 (80) del 20 de mayo de 2005, adopta las enmiendas al Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (SOLAS), 1974 enmendado.

Que esta Dirección General de Marina Mercante, mediante Resolución No. 106-OMI-02-DGMM de 18 de octubre de 2007, unificó todas las enmiendas de las prescripciones establecidas en el Código para la Implantación de los Instrumentos Obligatorios de los Estados Miembros de la OMI, adoptadas al Capítulo II-1 del Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (SOLAS), 1974 enmendado, aprobadas mediante Resolución MSC 194 (80) del 20 de mayo de 2005.



**RESOLUCION NO. 106-38-DGMM**  
**Pág.2**

**Panamá, 25 de abril de 2014**

Que la República de Panamá adoptó el Convenio Internacional sobre Líneas de Carga, 1966, mediante Ley 20 de 23 de octubre de 1975, modificado y adicionado por el Protocolo de 1988, el 11 de noviembre de 1988 y aprobado mediante la Ley 29 de 11 de julio de 2007.

Que el Convenio Internacional sobre Líneas de Carga, 1966, modificado por el Protocolo de 1988, establece lo siguiente en el Anexo I, Capítulo I, Generalidades, Regla 1, en relación a la Resistencia y estabilidad sin avería de los buques: "La Administración deberá asegurarse de que la resistencia estructural general del casco es suficiente para el calado correspondiente al francobordo asignado. Los barcos cuya construcción y entretenimiento se lleven a cabo de acuerdo con las prescripciones de una sociedad de clasificación, reconocida por la administración, podrá considerarse que posee resistencia suficiente".

Que esta Dirección General mediante Resolución No. 106-146-DGMM de 14 de diciembre de 2012, estableció que a partir del primero (1) de junio de 2013, todos los buques de bandera panameña de 500 TRB en adelante, deberán mantener a bordo un Certificado de Clase que certifique su estructura, maquinaria y equipo eléctrico, que cumplen con los requisitos en los Convenios Internacionales ratificados por la República de Panamá.

Que mediante el artículo 128 de la Ley 57 de 6 de agosto de 2012, la Dirección General de Marina Mercante podrá delegar en otras entidades sus facultades de verificar y certificar el cumplimiento de las normas de navegación, de seguridad, laboral, de protección y prevención de la contaminación a las naves de la Marina Mercante Nacional, pudiendo limitar las facultades o cantidades de las entidades auxiliares que realicen dichas funciones, por motivos de control y mejoramiento de los estándares de seguridad de su flota. La delegación es un acto administrativo, privativo y soberano del Estado panameño ejecutado por la Dirección General de Marina Mercante para el cumplimiento de una función específica asignada por el Estado, sometido a las leyes de la República de Panamá y a sus tribunales competentes. Estas entidades auxiliares estarán sujetas a la Ley laboral competente de su domicilio.

Que la Asamblea General de la Organización Marítima Internacional (OMI), aprobó la Resolución A.739(18) del 4 de noviembre de 1993, mediante la cual se establecen las Directrices relativas a la autorización de las Organizaciones Reconocidas que actúen en nombre de la Administración, así como, instando a los Gobiernos a que apliquen las mismas lo antes posible. Adicionalmente se insta a los gobiernos a que revisen las normas mínimas para las organizaciones reconocidas que actúen en nombre de la Administración cuyo texto figura en el apéndice 1 del anexo de la resolución antes indicada.

Que la Asamblea General aprobó la Resolución A.789(19) de 23 de noviembre de 1995, mediante la cual se adoptan Especificaciones relativas a las funciones de Reconocimiento y Certificación de las Organizaciones Reconocidas que actúen en nombre de la Administración, instando asimismo a los Estados Partes a aplicar dichas especificaciones junto con el Anexo de la Resolución A.739(18) y a revisar las normas aplicables a las organizaciones ya reconocidas, basándose en dichas especificaciones.

Que la Junta Directiva de la Autoridad Marítima de Panamá emitió la Resolución JD-No. 019-2005 de 24 de noviembre de 2005, modificada por la Resolución J.D. No.022-2009 de 29 de octubre de 2009 la cual constituye el nuevo reglamento que regula a las Organizaciones Reconocidas para efectuar inspecciones y expedir certificados estatutarios a las naves de la Marina Mercante Nacional en nombre de la República de Panamá.



**RESOLUCION NO. 106-38-DGMM**  
**Pág. 3**

**Panamá, 25 de abril de 2014**

Que además, de los requisitos establecidos en la Resolución JD-No. 019-2005 de 24 de noviembre de 2005, modificada por la Resolución J.D. No.022-2009 de 29 de octubre de 2009, se hace necesario establecer requisitos adicionales para todas aquellas entidades auxiliares en calidad de Organizaciones Reconocidas o Sociedades Clasificadoras que deseen ser autorizadas para emitir el Certificado de Clase a nombre de esta Administración.

Que las Sociedades Clasificadoras en la industria marítima son organizaciones privadas que tienen como objetivo garantizar la seguridad de la vida humana, la carga y la nave a través de la aplicación de reglas de clasificación.

Que las denominadas reglas de clasificación son requerimientos técnicos que superan las reglas estándares de los Convenios Internacionales del sector marítimo y permiten verificar el diseño de las naves, su estabilidad, seguridad, impacto ambiental entre otros aspectos.

Que conforme el artículo 130 de la Ley No. 57 de 6 de agosto de 2008, la Dirección General de Marina Mercante es el ente administrativo con competencia privativa para fiscalizar, supervisar y auditar a las entidades auxiliares, a fin de garantizar el estricto cumplimiento de sus obligaciones, así como para solicitarles cualquier reporte e información que estime necesarios sobre la prestación de sus servicios. La Dirección General de Marina Mercante tendrá la facultad para solicitar información relacionada con la ejecución de la normativa marítima y el cumplimiento de los convenios internacionales.

Que la Dirección General de Marina Mercante podrá sancionar de acuerdo con la ley a las entidades auxiliares del registro que rehúse suministrar la información que le sea solicitada o viole las normas sobre la materia delegada.

Que mediante la Resolución No. 106-149-DGMM de 14 de diciembre de 2012, se habilitó la posibilidad a todas las Organizaciones Reconocidas por la República de Panamá a solicitar autorización para la emisión de los certificados de clase, sin embargo, esta Dirección General de Marina Mercante considera viable que las entidades auxiliares que aplican reglas de clasificación y certifican la clase de una nave, las denominadas Sociedades Clasificadoras, puedan emitir certificado de clases a las naves panameñas.

**RESUELVE:**

**PRIMERO: ESTABLECER** que las entidades auxiliares en calidad de Organizaciones Reconocidas o Sociedades Clasificadoras, que deseen ser autorizadas para expedir el Certificado de Clase a buques de bandera panameña en nombre de esta Administración, deberán cumplir con los siguientes requisitos;

1. Organigrama de las entidades auxiliares en calidad de Organizaciones Reconocidas o Sociedades Clasificadoras donde se identifiquen las reglas de clase.
2. Dos (2) copias de las Reglas de Clase, entiéndase que éstas abarcan: casco, máquinas y sistemas eléctricos.
3. Registro de Derecho de Autor de Reglas de Clase.
4. Descripción de funcionamiento personal y alcance del departamento de clase.
5. Demostración de cómo se desarrollan y actualizan las reglas de clase constantemente y con que herramientas tecnológicas cuenta el Departamento.
6. Norma ISO de clase incluida.

**RESOLUCION NO. 106-38-DGMM****Panamá, 24 de abril de 2014****Pág. 4**

7. De ser necesario, adjuntar acuerdo con otras organizaciones reconocidas por la Dirección General de Marina Mercante en donde se demuestre el alcance de dicho acuerdo y la validez del mismo.
8. Todas las Organizaciones Reconocidas que deseen ser autorizadas por esta Administración para emitir certificados técnicos, tienen que demostrar adicionalmente que tienen la estructura para emitir certificado de clase a las naves. Así como acreditar en su aplicación todos los documentos correspondientes y exigidos por esta Administración para la emisión del mismo.
9. Cualquier otro documento que requiera la administración.

Que adicionalmente al cumplimiento de los requisitos antes señalados, se deberá cumplir con lo establecido en el artículo décimo de la Resolución JD-No.019-2005 de 24 de noviembre de 2005, modificada por la Resolución J.D. No.022-2009 de 29 de octubre de 2009.

**SEGUNDO:** Las entidades auxiliares autorizadas a expedir el Certificado de Clase, quedarán sujetas a cumplir con todas las normas nacionales y los convenios internacionales de los que la República de Panamá sea signataria, a fin de mantener su autorización.

**TERCERO:** Las entidades auxiliares en calidad de Organizaciones Reconocidas o Sociedades Clasificadoras se someterán a las disposiciones de la Resolución JD-No.019-2005 de 24 de noviembre de 2005, modificada por la Resolución J.D. No.022-2009 de 29 de octubre de 2009, la Ley 57 de 6 de agosto de 2008 y a cualquier otra disposición aplicable.

**CUARTO: COMUNICAR** el contenido de la presente Resolución a todos los Departamentos de la Dirección General de Marina Mercante, a las Oficinas Internacionales autorizadas por la Autoridad Marítima de Panamá, a los Consulados y usuarios del registro panameño.

**QUINTO: ADVERTIR** que la Dirección General de Marina Mercante es el ente administrativo con competencia privativa para fiscalizar, supervisar y auditar a las entidades auxiliares, a fin de garantizar el estricto cumplimiento de sus obligaciones, así como para solicitarles cualquier reporte e información que estime necesarios sobre la prestación de sus servicios.

**SEXTO:** Todas las Organizaciones Reconocidas que a la fecha de la publicación de esta Resolución hayan sido autorizadas por esta Administración para expedir certificados técnicos, tendrá seis (6) meses para conseguir su autorización para emitir certificado de clase, de lo contrario se iniciará un proceso de cancelación en contra de la misma.

**SEPTIMO:** Esta Resolución deroga la Resolución No. 106-149-DGMM de 14 de diciembre de 2012.

**OCTAVO:** Esta administración se reserva el derecho a autorizar a las Sociedades Clasificadoras Nacionales o Internacionales para que las mismas puedan emitir certificado de clase a las naves inscrita en la Marina Mercante de la República de Panamá, sin necesidad de constituirse en Organización Reconocida.



**RESOLUCION NO. 106-38-DGMM**  
**Pág. 5**

**Panamá, 25 de abril de 2014**

**NOVENO:** Esta Resolución entrará en vigencia a partir de su publicación.

**FUNDAMENTO LEGAL:**

- Decreto Ley No. 7 de 10 de febrero de 1998
- Ley 57 de 6 de agosto de 2008
- Ley 7 de 27 de octubre de 1977
- Ley 12 de 9 de noviembre de 1981
- Resolución JD-No.019-2005 de 24 de noviembre de 2005
- Ley No. 31 de 11 de julio de 2007
- Ley No. 20 de 23 de octubre de 1975
- Ley No. 29 de 11 de julio de 2007
- Resolución No.106-OMI-02-DGMM de 18 de octubre de 2007.
- Resolución J.D. No.022-2009 de 29 de octubre de 2009

**COMUNÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

**ING. ALFONSO CASTILLERO**  
**Director General de Marina Mercante**

AC/JLC/RM  
*TC*



**ES COPIA AUTENTICA DE SU ORIGINAL**

*De folio 106-38-5*

Panamá, *25 de abril de 2014*

**Director General de  
Marina Mercante**



**REPUBLICA DE PANAMÁ  
PROVINCIA DE LOS SANTOS  
DISTRITO DE LOS SANTOS  
CONSEJO MUNICIPAL**

**ACUERDO No.35  
(12 de junio de 2014)**

POR EL CUAL EL CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LOS SANTOS APRUEBA CREDITO EXTRAORDINARIO POR LA SUMA DE B/.2,225.00

**CONSIDERANDO:**

1. Que el señor Alcalde ha solicitado a este ente Legislativo la aprobación de un crédito extraordinario por la suma de B/.2,225.00, suma ésta sustentada por el Superávit en el saldo bancario al 31 de diciembre de 2013

2. Que la modificación presupuestaria será la siguiente:

**Modificación del Presupuesto:**

**Presupuesto de Ingresos:**

**14 Saldo Caja en Banco**

**142 Disponible libre en Banco**

*14.20.01 Saldo Corriente:*

<i>Presup. Ley</i>	<i>Presup. Modificado</i>	<i>Ajuste</i>	<i>Presup. Modificado a la fecha</i>
B/.45,100.00	B/.79,443.00	B/.2,225.00	B/.81,668.00
		B/.2,225.00	
<b>TOTAL</b>		<b>B/.2,225.00</b>	

*Departamento de Alcaldía:*

<i>Presup. Ley</i>	<i>Presup. Modificado</i>	<i>Ajuste</i>	<i>Presup. Modificado a la fecha</i>
0.1.02.01-611 5,750.00	B/.7,451.00	B/.2,225.00	B/.9,686.00
		B/.2,225.00	
<b>TOTAL</b>		<b>B/.2,225.00</b>	

3. Que por lo antes expuesto, el suscrito Consejo Municipal del Distrito de Los Santos en uso de las facultades legales que la Ley le confiere.

**ACUERDA**

**ARTICULO PRIMERO:** Aprobar crédito extraordinario por la suma de B/.2,225.00, suma ésta sustentada por el Superávit en el saldo bancario al 31 de diciembre de 2013

**Modificación del Presupuesto:**

**Presupuesto de Ingresos:**

**14 Saldo Caja en Banco**

**142 Disponible libre en Banco**

*14.20.01 Saldo Corriente:*

<i>Presup. Ley</i>	<i>Presup. Modificado</i>	<i>Ajuste</i>	<i>Presup. Modificado a la fecha</i>
B/.45,100.00	B/.79,443.00	B/.2,225.00	B/.81,668.00
		B/.2,225.00	
<b>TOTAL</b>		<b>B/.2,225.00</b>	

Pag. No. 2

Acuerdo No.35 (12 de junio de 2014)

**Departamento de Alcaldía:**

	<i>Presup. Ley</i>	<i>Presup. Modificado</i>	<i>Ajuste</i>	<i>Presup. Modificado a la fecha</i>
0.1.02.01-611	5,750.00	B/7,451.00	B/2,225.00	B/ 9,686.00
<b>TOTAL</b>			<b>B/2,225.00</b>	

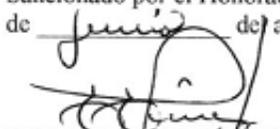
**ARTICULO SEGUNDO:** Este acuerdo surte efecto a partir de su aprobación.

Dado en el salón de actos del Honorable Concejo del Distrito de Los Santos, a los doce días del mes de junio de dos mil catorce.

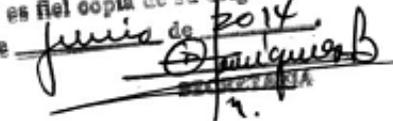
  
**H.C. NELLYS DOMINGUEZ**  
 Presidente del Consejo.

  
**DAMARYS HENRIQUEZ**  
 Secretaria del Consejo

Sancionado por el Honorable Alcalde Municipal del Distrito de Los Santos, a los 18 días del mes de junio de año dos mil catorce.

  
**LIC. EUDOCIO PÉREZ**  
 Alcalde Municipal

  
**SERAFINA PINTO**  
 Secretaria.

CONSEJO MUNICIPAL  
 DISTRITO DE LOS SANTOS  
 Este documento es fiel copia de su original  
 Los Santos 19 de junio de 2014  
  
 SECRETARIA

**AVISOS**

**AVISO AL PÚBLICO:** Para dar cumplimiento al artículo 777 de Comercio e Industrias, se le comunica al público en General, la publicación por tres veces en la Gaceta Oficial que el señor **JORGE ANTONIO CUAN MOJICA**, con cédula No. 6-71-897, le traspasa el negocio denominado **MOT REMOLQUE PANAMA** ubicado en Barriada San Martín, corregimiento de Canto del Llano, distrito de Santiago, provincia de Veraguas, con aviso de operación No. 199453, a la señora **MAYLINE ANGÉLICA CUAN PÉREZ**, con cédula No. 9-746-442. L. 208-9512600. Tercera publicación.

**AVISO DE DISOLUCIÓN.** Mediante la escritura pública No. 10,082 de 30 de mayo de 2014, de la Notaría Segunda del Circuito de Panamá, inscrita a la Ficha 664776, Documento 26129528 de la Sección de Mercantil del Registro Público desde el día 06 de junio de 2014, ha sido disuelta la sociedad: **SHENSI INTERNATIONAL, S.A.** L. 201-414723. Única publicación.

---

AVISO DE DISOLUCIÓN. Mediante la escritura pública No. 10,081 de 30 de mayo de 2014, de la Notaría Segunda del Circuito de Panamá, inscrita a la Ficha 101219, Documento 2613396 de la Sección de Mercantil del Registro Público desde el día 06 de junio de 2014, ha sido disuelta la sociedad: **SHALOM ENTERPRISE, INC.** L. 201-414722. Única publicación.

---

Bajo el Artículo 777, del Código de Comercio yo, **EUSEBIO MARTÍNEZ ARRIETA**, con cédula No. 3-118-922, le traspaso el negocio a la Sra. **MARIANELA MARTÍNEZ**, con Cédula No. 3-103-921, con el aviso de operación No. 3-118-922-2009-154129 y con la razón comercial denominado **RESTAURANTE LAS PALMERAS**. L. 201-414748. Primera publicación.

---

AVISO AL PÚBLICO. Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 777 del Código de Comercio, yo, **XIANHE WU**, comerciante, portador de la cédula de identidad personal E-8-87728, hago constar por este medio que traspaso el derecho de llave de mi negocio denominado **RESTAURANTE EL MANJAR CHINO**, ubicado en provincia de Panamá, distrito de Panamá, corregimiento de Pedregal, calle principal No. 25, con aviso de operación 2013-371409, al señor **ANDA LI**, con cédula de identidad personal E-8-86988. L. 201-414789. Primera publicación.

---

**EDICTOS**



ADMINISTRACION REGIONAL  
PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO

**EDICTO-ANATI-CHANG-0004-14**

El Administrador Regional de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la Provincia de Bocas del Toro

**HACE SABER:**

Que el señor (a) **EVELIA EDITH SANCHEZ SAMUDIO**, residente en **Rambala**, Distrito de **Chiriquí Grande**, Provincia de **Bocas del Toro**. Con cedula, **4-724-1717**, ha solicitado ante la Administración Regional de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), mediante solicitud **1-244-12** del, 4 de Diciembre del 2012, la adjudicación a título oneroso de una parcela de Tierras Estatal Patrimonial de **0HA+0,677.93M<sup>2</sup>**, **Finca N° 105, Rollo 23743, Asiento 1, Documento 1**. Ubicado en la localidad de **Rambala**, Corregimiento de **Rambala**, Distrito de **Chiriquí Grande**. Comprendida según plano **103-05-2559** del **15 de Noviembre** de **2013**, dentro de los siguientes linderos generales:

**Norte:** Corregiduría de **Rambala**, Calle hacia **Chiriquí Grande**- hacia otros lotes.

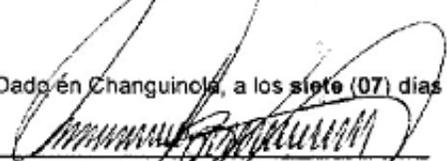
**Sur:** **Vladimir Ariel Moreno Miranda** (parte de la finca 105, rollo 23743, asiento 1, documento 1), **Lucrecia Cáceres de González**, Vereda (parte de la finca 105, rollo 23743, asiento 1, documento 1).

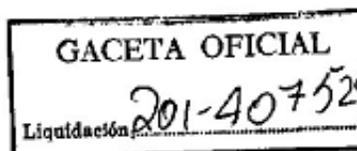
**Este:** **Lucrecia Cáceres de González**, Vereda de 3.00mts (parte de la finca 105, rollo 23743, asiento 1, documento 1).

**Oeste:** **Anayansi Jordán Pérez de Acosta**, Vereda de 3.00mts.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía o Corregiduría del lugar donde está ubicado el terreno, y copia del mismo se entregaran al interesado para que lo haga publicar en los órganos de publicidad correspondiente, tal como lo ordena el artículo 108 de la Ley 37 de 23 de septiembre de 1962. Este edicto tendrá una vigencia de quince (15) días hábiles a partir de la última publicación.

Dado en Changuinola, a los siete (07) días del mes de Noviembre de 2013.

  
Vernal Samuel Bogle Scott  
Administrador- Sustanciador, Encargado  
ANATI- BOCAS DEL TORO



**EDICTO NO. 12**

**La SUSCRITA JEFA DEL DEPARTAMENTO DE  
CATASTRO MUNICIPAL DE LA CHORRERA  
HACE SABER:**

Que en el Contrato de Compra y Venta a Plazo No. 7347 se ha dictado la Resolución No. 07 del tenor siguiente:

VISTOS:

Que el señor (a) ANASTACIA CAMARENA, portadora de a cédula de identidad personal No. 9-35-452-Solicitó a venta y adjudicación a Título de Plena Propiedad un globo de terreno Municipal clasificado con el Lote No. 1 de la Manzana No. A-1 ubicado en el lugar denominado Calle El Pescado de la Barriada 2da. Rincón Solano, Corregimiento Guadalupe, de ésta Ciudad Cabecera y cuyos datos constan en el Expediente No. 8410 recibido en éste Despacho el día 12 de abril de mil novecientos setenta y siete que reposa en los archivos de la Dirección de Ingeniería Municipal.

Que el señor(a) ANASTACIA CAMARENA, portadora de a cédula de identidad personal No. 9-35-452-----el día 21 de junio de 1977 celebró Contrato de Compra Venta a Plazo con éste Municipio, comprometiéndose a pagar B/. 8.00 Mensuales, sobre el saldo adeudado del lote de terreno descrito, aceptado el señor (a) ANASTACIA CAMARENA, portadora de a cédula de identidad personal No. 9-35-452, las cláusulas del mismo.-

Que el señor (a) ANASTACIA CAMARENA, portadora de a cédula de identidad personal No. 9-35-452-----no ha cumplido con el Contrato de Compra Venta a Plazo No. 7347 teniendo hasta hoy 8 de agosto de dos mil doce un Contrato Vencido, del cual la ultima fecha de pago tiene 31 años y 5 meses que no paga, ni al Capital ni al Interés.-

Que por las anteriores consideraciones y en uso de sus facultades legales, el suscrito Alcalde Municipal Del Distrito de La Chorrera.

**RESUELVE:**

Rescindir: Como en efecto se rescinde del Contrato de Compra Venta a Plazo No. 11,409, celebrado por el señor(a) 7347, celebrado por el señor ANASTACIA CAMARENA, portadora de a cédula de identidad personal No. 9-35-452, de generales civiles conocidas y que los pagos efectuados por éste quedarán a favor de ésta Municipalidad.

La Chorrera, 9 de octubre de dos mil doce.-.-

FDO. EL ALCALDE.

FDO. DIRECTOR DE LA DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL.-

Por tanto se fija el presente Edicto en un lugar visible del Departamento de Catastro Municipal del Distrito de La Chorrera, hoy La Chorrera, 27 de mayo de dos mil catorce-

ES FIEL COPIA DE SU ORIGINAL  
MUNICIPALIDAD DE LA CHORRERA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA  
*[Handwritten Signature]*

ING. ABILIO A. DOMINGUEZ  
DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL



GACETA OFICIAL  
Liquidación 201-44332

EDICTO No. 111

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.  
EI SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:  
QUE EL SEÑOR (A) DANIEL PEREZ ZAMBRANO, BELGIS CHIAL ZAMBRANO,  
GAMARIS EVELIA CHIAL DE CASTILLO, GLADYS ARGELIS BARRIOS ZAMBRANO  
AHORA GLADYS ARGELIS BARRIOS ZAMBRANO DE ESPINOZA Y NORIS GISELA  
CHIAL ZAMBRANO DE PEREZ, con cedula de identidad personal No.  
7-67-527, 8-212-1923,8-209-2131,7-71-433 y 8-319-67.....

En su propio nombre en representación de SUS PROPIAS PERSONAS  
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 28 SUR, de la Barriada BARRIO BALBOA, Corregimiento BARRIO BALBOA, donde HAY CASA distingue con el numero \_\_\_\_\_ y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

- NORTE: FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194  
OCUPADO POR GLADYS DIAZ Y JUANA DE ALBA CON.33.59 MTS
- SUR : FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194  
OCUPADO POR DOMINGA GUEVARA CON.34,89 MTS
- ESTE : FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194  
OCUPADO POR ENRIQUE CEDENO, Y JOSEFA ORTEGA CON, 09.51 MTS
- OESTE: CALE 28 SUR CON. 07.80 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO DOSCIENTOS OCHENTA Y CUATRO METROS  
CUADRADOS (284,00 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 dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas. Entréguesles senda copia 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, 27 de mayo de dos mil catorce

ALCALDE: (fdo.) **SR. TEMISTOCLES JAVIER HERRERA**

DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL (fdo.) **ING. ABILIO DOMINGUEZ**

Es fiel copia de us original  
La Chorrera, veintisiete (27)  
de mayo de dos mil catorce

*Abilio Dominguez*  
ING. ABILIO DOMINGUEZ  
DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL



**GACETA OFICIAL**  
Liquidación 201-414437

EDICTO No. 144

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO.

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.  
EI SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:  
QUE EL SEÑOR (A) JOSE ANGEL NAVARRO VITERI, panameno, mayor  
de edad, Soltero, oficio Estudiante, residente en El Coco,  
casa No.6420, portador de la cedula de identidad personal  
No.8-737-2290...

En su propio nombre en representación de SU PROPIA PERSONA  
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a titulo de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado CALLE VALDEZ, de la Barriada POTRERO GRANDE, Corregimiento EL COCO, donde SE LLEVARA A CABO UNA CONSTRUCCION distingue con el numero \_\_\_\_\_ y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

NORTE:	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 30.00 MTS
SUR :	CALLE SANTA MARTA	CON. 30.00 MTS
ESTE :	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 30.00 MTS
OESTE:	CALLE VALDEZ	CON. 30.00 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO NOVECIENTOS METROS CUADRADOS (900.00 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 dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas. Entrégueseles senda copia 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, 29 de mayo de dos mil catorce

ALCALDE: (fdo.)SR. TEMISTOCLES JAVIER HERRERA

DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL (fdo.) ING. ABILIO DOMINGUEZ

DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL:

Es fiel copia de su original  
La Chorrera, veintinueve (29)  
de mayo de dos mil catorce

*Abilio Dominguez*  
ING. ABILIO DOMINGUEZ  
DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL



GACETA OFICIAL  
Liquidación: 201-414490

REPÚBLICA DE PANAMÁ



AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN DE TIERRAS

REGION No.5, PANAMA OESTE

**EDICTO N° 059-ANATI-2014**

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Panamá al público,

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a): **EDISON BENIGNO VERGARA UREÑA**  
Vecino (a) de **EL LIRIO** corregimiento: **EL ARADO** del Distrito de **LA CHORRERA**  
Provincia de **PANAMA** Portador de la cédula de identidad personal N° **7-71-1758**  
ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud  
N° **8-5-288-2012** del **20 DE JUNIO DE 2012** según plano aprobado N° **807-05-23776**  
la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional  
adjudicables con una superficie total de **24 HAS + 5612.95 M2** propiedad de la  
Autoridad Nacional de Administración de Tierras.

El terreno está ubicado en la localidad de **EL LIRIO** Corregimiento **EL ARADO**  
Distrito de **LA CHORRERA** Provincia de **PANAMA**, comprendida dentro de los  
siguientes linderos:

**NORTE: FINCA N° 256865 COD. N° 8605 DOC N° 1 PROPIEDAD DE EDISON BENIGNO VERGARA UREÑA PLANO N° 807-05-17379.**

**SUR: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR DALIA MARIA SANCHEZ TUÑON.**

**ESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR OVIDIO ENRIQUE GOMEZ VERGARA Y QUEBRADA SIN NOMBRE.**

**OESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR JOSE FELIX MORENO, TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR LINO ANDRES MARTINEZ SANCHEZ, TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR SANTIAGO MARTINEZ, TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR EZEQUIEL ZAMBRANO DOMINGUEZ, TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR DANILO ANTONIO HERNANDEZ, TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR MARIA VICTORIA HENRIQUEZ KELLET, SERVIDUMBRE DE 5.00 MTS HACIA CALLE PRINCIPAL DEL LIRIO HACIA OTROS LOTES, QUEBRADA SIN NOMBRE.**

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 de **EL ARADO** copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos 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 CAPTRA, a los **19** días del mes de **JUNIO** de **2014**

Firma: *Elba de Jaén*  
Nombre: SRA. ELBA DE JAÉN  
Secretaria Ad - Hoc.



Firma: *Lucia Jaén*  
Nombre: SRA. LUCIA JAÉN  
Funcionario Sustanciador

GACETA OFICIAL  
Liquidación 201-414807

REPÚBLICA DE PANAMÁ



REGION No.5, PANAMA OESTE

EDICTO N°126-ANATI-2014

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Panamá al público.

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a): **SAMUEL OLMEDO DIAZ** Vecino (a) de BARRIO COLON corregimiento: BARRIO COLON del Distrito de LA CHORRERA Provincia de PANAMÁ. Portador de la cédula de identidad personal N° 8-68-781 ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° 8-219-90 del 21 de NOVIEMBRE de 1990 según plano aprobado N° 802-06-10805 la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicables con una superficie total de 14 HAS +0363.93 M2 propiedad de MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO.

El terreno esta ubicado en la localidad de EL ESCOBAL Corregimiento CIRI GRANDE Distrito de CAPIRA Provincia de PANAMÁ, comprendida dentro de los siguientes linderos

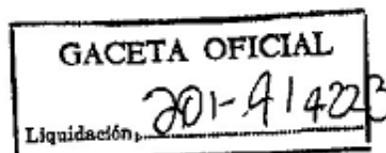
NORTE: JUANA MENDOZA; QUEBRADA ESCOBAL Y SERVIDUMBRE DE TIERRA DE 5.00 MTS  
SUR: RAMON MORAL Y QUEBRADA EL ESCOBAL  
ESTE: ELIGIO RIVERA  
OESTE: RAMON MORAN

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de CAPIRA o en la corregiduría de CIRI GRANDE copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos 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 CAPIRA, a los 02 días del mes de JUNIO de 2014

Firma: Elba de Jaen  
 Nombre: SRA. ELBA DE JAEN  
 Secretaria Ad - Hoc.

Firma: Lucia Jaen  
 Nombre: SRA. LUCIA JAEN  
 Funcionario Sustanciador



REPÚBLICA DE PANAMÁ



REGION No.5, PANAMA OESTE

**EDICTO N° 141-ANATI-2014**

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Panamá al público.

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a): **WENTIAN LUO**

Vecino (a) de **AVENIDA LAS AMERICAS FRENTE PLAZA ITALIA** corregimiento: **BARRIO COLON** del Distrito de **LA CHORRERA** Provincia de **PANAMÁ** Portador de la cédula de identidad personal N° **N-17991** ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° **8-5-184-2000** del **22 DE MARZO DE 2000** según plano aprobado N° **809-06-24394** la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicables con una superficie total de **28 HAS + 8,298.02 M2** propiedad de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras.

El terreno está ubicado en la localidad de **EL PALOMAR** Corregimiento **LA LAGUNA** Distrito de **SAN CARLOS** Provincia de **PANAMA**, comprendida dentro de los siguientes linderos:

**NORTE: FINCA 123572 ROLLO 11057 COD. 8806 PROPIEDAD DE INVERSIONES LUNGGI, S.A. PLANO N° 88-06-6821.**

**SUR: FINCA 93132 ROLLO 2640 DOC. 14, PROPIEDAD DE GUILLERMO HENRIQUEZ DE SOUZA PLANO N° 88-4484, SERVIDUMBRE VIAL DE 10.00 MTS A LA LAGUNA.**

**ESTE: FINCA 123572 ROLLO 11057 COD. 8806 PROPIEDAD DE INVERSIONES LUNGGI, S.A. PLANO N° 88-06-6821.**

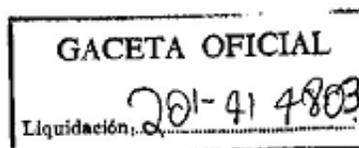
**OESTE: FINCA 190372 DOC. 88260 COD. 8806 PROPIEDAD DE AFSANETH ANSARI DE GONZALEZ PLANO N° 809-06-14291.**

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de **SAN CARLOS** o en la corregiduría de **LA LAGUNA** copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos 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 CAPIRA, a los **13** días del mes de **JUNIO** de **2014**.

Firma: Elba de Jaen  
Nombre: SRA. ELBA DE JAEN  
Secretaria Ad - Hoc.

Firma: Lucia Jaen  
Nombre: SRA. LUCIA JAEN  
Funcionario Sustanciador



REPÚBLICA DE PANAMÁ



REGION No.5, PANAMA OESTE

EDICTO N° 142-ANATI-2014

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Panamá al público.

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a): **WENTIAN LUO**  
 Vecino (a) de **AVENIDA LAS AMERICAS FRENTE PLAZA ITALIA** corregimiento:  
**BARRIO COLON** del Distrito de **LA CHORRERA** Provincia de **PANAMÁ**. Portador  
 de la cédula de identidad personal N° **N-17991** ha solicitado a la Autoridad Nacional  
 de Administración de Tierras mediante solicitud N° **8-5-196-2014** del **7 DE MAYO**  
**DE 2014** según plano aprobado N° **809-06-24395** la adjudicación del título oneroso  
 de una parcela de tierra baldía nacional adjudicables con una superficie total de **5**  
**HAS + 4842.86 M2** propiedad de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras.

El terreno está ubicado en la localidad de **EL PALOMAR** Corregimiento **LA LAGUNA**  
 Distrito de **SAN CARLOS** Provincia de **PANAMÁ**, comprendida dentro de los  
 siguientes linderos:

**NORTE: FINCA 123572 ROLLO 11057 COD. 8806 PROPIEDAD DE**  
**INVERSIONES LUNGGI, S.A. PLANO N° 88-06-6821, RIO MARIA..**

**SUR: FINCA 93132 ROLLO 2640 DOC. 14, PROPIEDAD DE GUILLERMO**  
**HENRIQUEZ DE SOUZA PLANO N° 88-4484.**

**ESTE: RIO MARIA.**

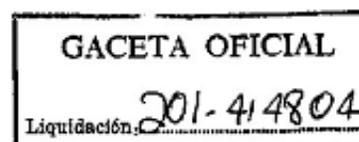
**OESTE: FINCA 123572 ROLLO 11057 COD. 8806 PROPIEDAD DE**  
**INVERSIONES LUNGGI, S.A. PLANO N° 88-06-6821, SERVIDUMBRE VIAL DE**  
**10.00 MTS A LA LAGUNA.**

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en  
 la Alcaldía del Distrito de **SAN CARLOS** o en la corregiduría de **LA LAGUNA** copia  
 del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos 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 CAPIRA, a los **13** días del mes de **JUNIO** de **2014**

Firma: *Elba de Jaen*  
 Nombre: SRA. ELBA DE JAEN  
 Secretaria Ad - Hoc.

Firma: *Lucia Jaen*  
 Nombre: SRA. LUCIA JAEN  
 Funcionario Sustanciador



EDICTO No. 222

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.  
EI SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:  
QUE EL SEÑOR (A) RADAMES ENRIQUE ZAMBRANO DOMINGUEZ, panameno,  
mayor de edad, estado civil Casado, con residencia en Rio Congo  
Cerca de la Junta Comunal, Calle A, telefono 6134-1921, Labora  
en El Ministerio de Educacion, con cedula de identidad personal  
No.8-521-2056,.....

En su propio nombre en representacion de SU PROPIA PERSONA  
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a titulo de plena propiedad, en  
concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar  
denominado VEREDA de la Barriada RIO CONGO  
Corregimiento EL ARADO, donde HAY CASA  
distingue con el numero \_\_\_\_\_ y cuyo linderos y medidas  
son los siguiente:

NORTE:	FINCA 113088 ROLLO 8015 DOC. 1 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 23.78 MTS
SUR :	FINCA 113088 ROLLO 8015 DOC. 1 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LAS CHORRERA	CON. 24.19 MTS
ESTE :	FINCA 113088 ROLLO 8015 DOC. 1 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 11.27 MTS
OESTE:	VEREDA	CON. 11.35 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO DOSCIENTOS SETENTA Y UN METRO CUADRADOS CON  
VEINTITRES DECIMETROS CUADRADOS (271.23 MTS.2)

con base a lo que dispone el Articulo 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 termino de DIEZ  
(10) dias, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.  
Entrégueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicacion por una sola vez  
En un periódico de gran circulacion y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 18 de junio de dos mil catorce

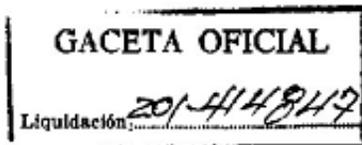
ALCALDE: (fdo.) **SR. TEMISTOCLES JAVIER HERRERA**

DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL (fdo) **ING. ABILIO DOMINGUEZ**

Es fiel copia de su original  
La Chorrera, diesciocho (18)  
de junio de dos mil catorce



*Abilio Dominguez*  
ING. ABILIO DOMINGUEZ  
DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL





REPUBLICA DE PANAMA  
 AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACION DE TIERRAS  
 DIRECCION NACIONAL DE TITULACION Y REGULARIZACION  
 ANATI, CHIRIQUI

EDICTO N° 099 -2014

EL SUSCRITO FUNCIONARIO SUSTANCIADOR DE LA DIRECCION NACIONAL DE TITULACION Y REGULARIZACION ANATI, DE LA PROVINCIA DE CHIRIQUI AL PÚBLICO.

HACE CONSTAR:

Que el señor (a) ALBERTO RAFAEL VALDEZ BERNAL  
 Vecino (a) del ALTO BOQUETE, Corregimiento ALTO BOQUETE del Distrito de BOQUETE  
 Provincia de CHIRIQUI portador de la cedula de identidad personal N° 2-63-718, ha  
 solicitado a La Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° 4-0433 según plano aprobado N° 404-04-24209, la adjudicación del título oneroso de una  
 parcela de tierra baldía Nacional adjudicable con una superficie total de 0 hrs+3,635.05 M²

El terreno está ubicado en la localidad de ALTO BOQUETE, Corregimiento de ALTO BOQUETE, Distrito de BOQUETE, Provincia de CHIRIQUI, comprendida dentro de los siguientes linderos:

- NORTE: QUEBRADA LOS PLAYONES
- SUR: CAMINNO A LA CARRETERA DAVID-BOQUETE, CAMINO A OTROS LOTES
- ESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR: DANIEL JIMENEZ SUIRA
- OESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR: ROLANDO COSSU SUIRA.

Para los efectos legales se fija el presente EDICTO en lugar visible de este DESPACHO, en la ALCALDIA del DISTRITO de BOQUETE o en la CORREGIDURIA de ALTO BOQUETE y copias del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos 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 David, a los 09 días del mes de Junio de 2014.

FIRMA: [Firma manuscrita]  
 Nombre: Licdo. Fabio Franceschi S  
 Funcionario Sustanciador.



[Firma manuscrita]  
 NOMBRE. ENEIDA LOZADA V.  
 SECRETARIA: Ad-Hoc

GACETA OFICIAL  
 Liquidación: 201-41437R