



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXVI

Panamá, R. de Panamá lunes 18 de septiembre de 2017

N° 28367-A

CONTENIDO

MINISTERIO DE GOBIERNO

Resolución N° 111-R-73
(De jueves 14 de septiembre de 2017)

QUE APRUEBA EL CÓDIGO DE ÉTICA DEL SERVIDOR PENITENCIARIO.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 11612-Elec
(De miércoles 06 de septiembre de 2017)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA MODIFICACIÓN DE LOS TÍTULOS II, IV Y V DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, APROBADOS MEDIANTE LA RESOLUCIÓN AN NO. 1231-ELEC DE 25 DE OCTUBRE DE 2007, MODIFICADA POR LA RESOLUCIÓN AN NO.6221-ELEC DE 19 DE JUNIO DE 2013, RESOLUCIÓN JD-5863 DE 17 DE FEBRERO DE 2006 Y SUS MODIFICACIONES; Y RESOLUCIÓN AN NO. 411-ELEC DE 16 DE NOVIEMBRE DE 2006 Y SUS MODIFICACIONES.

BANCO DE DESARROLLO AGROPECUARIO

Resolución Administrativa N° 12-2017
(De viernes 08 de septiembre de 2017)

POR LA CUAL SE DELEGA DE MANERA TEMPORAL, LA JURISDICCIÓN COACTIVA DE LA PROVINCIA DE VERAGUAS EN EL LICENCIADO JOSÉ DOPESO, ÚNICAMENTE PARA EL PERÍODO COMPRENDIDO DEL CUATRO (4) DE SEPTIEMBRE AL TRES (3) DE OCTUBRE DE 2017 O CUANDO SE REINTEGRE A SUS FUNCIONES LA LICENCIADA ANAN LINA ROMERO.

REGISTRO PÚBLICO DE PANAMÁ

Nota Marginal de Advertencia N° S/N
(De miércoles 16 de agosto de 2017)

SOBRE LA INSCRIPCIÓN DE LA ENTRADA 239919/2017 DEL DIARIO, QUE AFECTA EL FOLIO REAL (FINCA) NO. 84566, DE LA SECCIÓN DE PROPIEDAD, PROVINCIA DE CHIRIQUÍ, DEL REGISTRO PÚBLICO, CON CÓDIGO DE UBICACIÓN 4602.

Resolución N° DG-198-2017
(De miércoles 13 de septiembre de 2017)

POR LA CUAL SE HABILITA UN HORARIO EXTRAORDINARIO DE TRABAJO EN LA OFICINA REGIONAL DEL REGISTRO PÚBLICO DE PANAMÁ EN LA PROVINCIA DE VERAGUAS.

CONSEJO MUNICIPAL DE SAN CARLOS / PANAMÁ

Acuerdo N° 23
(De miércoles 13 de septiembre de 2017)

POR EL CUAL SE MODIFICA EL ACUERDO 20 DE 15 DE AGOSTO DE 2017, EN EL SENTIDO DE MODIFICAR EL ARTÍCULO SEXTO.

**REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE GOBIERNO**

**Resolución N°. 111-R-73
de 14 de SEPTIEMBRE de 2017**

Que aprueba el Código de Ética del Servidor Penitenciario

LA MINISTRA DE GOBIERNO
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que la Ley 42 de 2016, que desarrolla la Carrera Penitenciaria y dicta otras disposiciones, determina dentro de sus objetivos la administración de recursos humanos, sobre la base de un sistema profesional, jerárquico, disciplinado, íntegro, meritorio y respetuoso de los derechos humanos, estableciendo los fundamentos para que el servidor público de carrera penitenciaria desarrolle su labor de manera efectiva, transparente, objetiva y honesta;

Que artículo 2 de la Ley 42 de 2016, señala como uno de sus objetivos el de normar las relaciones del Ministerio de Gobierno con el servidor público de Carrera Penitenciaria, con particular énfasis en el mérito como medio de ascenso y promoción, basado en la práctica de valores y principios éticos, reconociendo la excelencia en el desempeño de sus funciones;

Que para cumplir con dichos objetivos es necesario dictar los reglamentos y procedimientos que faciliten la puesta en práctica de las medidas y disposiciones señaladas en dicha ley;

Que en virtud de lo antes descrito es necesario adoptar el Código de Ética del Servidor Penitenciario,

RESUELVE

Artículo 1. Aprobar el Código de Ética del Servidor Penitenciario, en adelante el Código.

Código de Ética del Servidor Penitenciario

I. Introducción:

Con el fin de contribuir al fortalecimiento de la dignidad y prestigio y asegurar la prestación de un servicio eficiente, transparente, objetivo y honesto, a través de un correcto ejercicio del servicio público, los servidores públicos de carrera penitenciaria y en funciones que laboren en la Dirección General del Sistema Penitenciario, en el Instituto de Estudios Interdisciplinarios y en la Academia de Formación Penitenciaria según la naturaleza de las funciones de que estén investidos, deben cumplir con los principios establecidos en este Código.

II. Objetivo:

Establecer parámetros que permitan contar con un cuerpo de servidores públicos dentro del servicio penitenciario orientados a la práctica de principios y valores éticos con el fin de proteger y respetar los derechos humanos de las personas privadas de libertad, tal como lo exigen la Constitución Política, los convenios internacionales, las leyes, reglamentos, manuales, protocolos y demás normas aplicables a la institución donde labora.



Página 2.

Resolución No. III-R-73 de 14 de SEPTIEMBRE de 2017
Que aprueba el Código de Ética del Servidor Penitenciario.

III. **Ámbito de Aplicación.**

El presente código de ética se aplica a todos los servidores públicos de carrera penitenciaria y en funciones que presten sus servicios en la Dirección General del Sistema Penitenciario, en el Instituto de Estudios Interdisciplinarios y en la Academia de Formación Penitenciaria de todos los niveles jerárquicos, en adelante servidor penitenciario.

IV. **Marco Normativo:**

Con la implementación de la Ley 42 de 2016, nos enfocamos en un sistema de regulación de las relaciones laborales fundamentado en la ética, el respeto y la aplicación de la Constitución Política, los convenios internacionales, las leyes, reglamentos, manuales, protocolos y demás normas aplicables, sobre todo lo concerniente a los derechos humanos y a la rehabilitación, reinserción y creación de oportunidades. Es por ello que se hace necesario contar con un instrumento que oriente el desarrollo profesional de los servidores penitenciarios mediante la aplicación constante de valores, como la disciplina, la lealtad, el honor, moral y dignidad.

En este sentido ninguna disposición de este código podrá ser interpretada como una disminución de las garantías establecidas en los instrumentos y estándares internacionales de derechos humanos, particularmente las Reglas Mínimas para el Tratamiento de los Reclusos (Reglas Nelson Mandela), Reglas de las Naciones Unidas para el Tratamiento de las Reclusas y Medidas no Privativas de la Libertad para Mujeres Delincuentes (Reglas de Bangkok), Convención sobre los Derechos del Niño, Reglas Mínimas de las Naciones Unidas para la Administración de la Justicia de Menores (Reglas de Beijing), Reglas de Naciones Unidas para la Protección de los Menores Privados de Libertad, Directrices de las Naciones Unidas para la prevención de la delincuencia juvenil (Directrices de Riad), Convención Americana sobre Derechos Humanos, así como en otros códigos de ética aplicables a grupos específicos del personal o el Código Uniforme de Ética de los Servidores Públicos que laboran en las Entidades del Gobierno Central.

V. **Principios fundamentales:**

Los principios que se detallan a continuación son de carácter general y determinan la conducta que los servidores penitenciarios deben observar rigurosamente como lo son: respeto a los derechos humanos, dignidad y diversidad, transparencia, probidad, ética, prudencia, justicia, templanza, confidencialidad, igualdad, no discriminación, responsabilidad e idoneidad.

A) **Responsabilidad.**

1. El servidor penitenciario de todo nivel es responsable y deberá asumir las consecuencias de sus actos, omisiones u órdenes y mientras más jerarquía tenga, mayor será su responsabilidad por lo que debe previamente asegurarse de la legalidad de sus acciones.

B) **Integridad y transparencia.**

2. El servidor penitenciario debe mantener y promover altos estándares de honestidad, integridad y transparencia, dentro y fuera de la institución en donde presta sus servicios.
3. El servidor penitenciario no debe permitir que sus intereses individuales entren en conflicto con su posición laboral y en caso de dudas debe solicitar asesoría.
4. El servidor penitenciario debe hacer todo lo posible para prevenir toda forma de corrupción dentro y fuera de la administración penitenciaria, por lo que deberá



Página 3.

Resolución No. III-R-73 de 14 de SEPTIEMBRE de 2017

Que aprueba el Código de Ética del Servidor Penitenciario.

informar inmediatamente cuando tenga conocimiento de alguna conducta que pudiera ser objeto de delito a sus superiores y otros órganos competentes.

5. El servidor penitenciario debe cumplir con las instrucciones legales dadas por sus superiores, pero tiene el deber de abstenerse a cumplir cualquier instrucción que sea manifiestamente ilegal, e informar sobre dicha situación, sin temor a ser sancionado.
6. El servidor penitenciario garantizará el uso y aplicación transparente y responsable de los recursos públicos, absteniéndose de ejercer toda discrecionalidad respecto de los mismos.

C) Respeto y protección de la dignidad humana.

7. El servidor penitenciario debe respetar y defender los derechos humanos y la dignidad de las personas privadas de libertad, visitantes de los centros y compañeros de trabajo.
8. El servidor penitenciario durante el desempeño de sus funciones, debe respetar y proteger la dignidad humana, y mantener y defender los derechos fundamentales de todas las personas privadas de libertad.
9. El servidor penitenciario no podrá infligir, instigar, tolerar ningún acto de tortura u otros tratos o penas crueles, inhumanas o degradantes, bajo ninguna circunstancia, ni siquiera cuando es ordenado por su superior.
10. El servidor penitenciario debe respetar y proteger la integridad física, sexual y psicológica de todas las personas privadas de libertad.
11. El servidor penitenciario debe tratar a las personas privadas de libertad, a sus colegas, y a toda persona que ingrese a un centro penitenciario con respeto y cortesía.
12. El servidor penitenciario debe respetar el derecho a la intimidad de las personas privadas de libertad y solo afectarlo en caso de ser estrictamente necesario y para lograr un objetivo legítimo.
13. El servidor penitenciario no debe utilizar la fuerza salvo en caso de legítima defensa, tentativa de evasión, o resistencia física activa o pasiva a una orden legal, y siempre como último recurso.
14. El servidor penitenciario debe realizar requisas periódicas y en caso de requisas personales solo cuando sea estrictamente necesario, para lo cual deberá seguirse el protocolo correspondiente y deberá respetarse la dignidad personal.
15. El servidor penitenciario debe cumplir de forma estricta con los protocolos correspondientes a la gestión penitenciaria y demás normas establecidas.
16. El servidor penitenciario debe respetar y proteger el derecho de la comunidad a estar a salvo de toda actividad criminal.

D) Atención y asistencia.

17. El servidor penitenciario debe promover la cooperación, apoyo, trabajo en equipo, confianza mutua y la armonía en el entorno laboral.
18. El servidor penitenciario debe garantizar que las personas privadas de libertad puedan ejercer su derecho a la comunicación con su abogado y sus familiares.



Página 4.

Resolución No. 111-R-73 de 14 de SEPTIEMBRE de 2017
Que aprueba el Código de Ética del Servidor Penitenciario.

19. El servidor penitenciario debe ser sensible ante las necesidades específicas de las personas privadas de libertad de especial atención y protección.
20. El servidor penitenciario debe garantizar la plena protección de la salud de las personas privadas de libertad, en particular, debe tomar las medidas inmediatas para brindar atención médica cuando sea necesario.
21. El servidor penitenciario debe garantizar la seguridad, higiene y adecuada alimentación de las personas privadas de libertad. Debe hacer todo lo posible para garantizar que las condiciones penitenciarias cumplan con los requisitos establecidos en las leyes nacionales y estándares internacionales.
22. El servidor penitenciario debe facilitar la participación de las personas privadas de libertad brindándoles la oportunidad de utilizar su tiempo de detención de manera positiva en los programas y actividades educativas, laborales, recreativas, deportivas, culturales y la aplicación eficaz de los modelos de intervención existentes.

E) Equidad, imparcialidad y no discriminación.

23. El servidor penitenciario debe respetar la pluralidad y la diversidad, y no debe discriminar por razón de sexo, orientación y diversidad sexual, edad, raza, color, idioma, religión, opinión política origen nacional o social, o por cualquiera otra condición.
24. El servidor penitenciario debe aplicar procedimientos disciplinarios justos y objetivos de conformidad con lo establecido en la legislación vigente y debe respetar el principio del debido proceso.

F) Cooperación.

25. El servidor penitenciario debe esforzarse en mantener buenas relaciones profesionales con las personas privadas de libertad y sus familias.
26. El servidor penitenciario debe facilitar la cooperación con las organizaciones gubernamentales y no gubernamentales así como con los grupos de la sociedad civil que prestan asistencia social a las personas privadas de libertad.
27. El servidor penitenciario debe promover un espíritu de cooperación, apoyo, confianza mutua y comprensión entre colegas.
28. El servidor penitenciario debe colaborar de manera adecuada con las Instituciones del Sistema de Justicia Penal.

G) Confidencialidad y protección de datos.

29. La información de naturaleza penitenciaria y administrativa en poder del servidor penitenciario es de carácter confidencial, a menos que el desempeño de sus funciones o las necesidades de los diversos actores institucionales de justicia exijan lo contrario.
30. Debe prestarse atención particular a la obligación de respetar los principios de la confidencialidad médica.
31. La recolección, el resguardo y la utilización de datos personales por el personal penitenciario debe ser regido por los principios de protección de datos, y en particular, deben limitarse a lo estrictamente necesario para el logro de objetivos legales.



Página 5.
Resolución No. III-R-73 de 14 de SEPTIEMBRE de 2017
Que aprueba el Código de Ética del Servidor Penitenciario.

H) Conclusión.

32. El servidor penitenciario debe respetar el presente código. También debe hacer lo posible para prevenir la violación de sus disposiciones.
33. El servidor penitenciario, que tenga conocimiento que se ha producido una violación del presente código o está a punto de cometerse, deberá notificarlo a sus superiores inmediatamente y, cuando sea necesario a otras autoridades competentes.

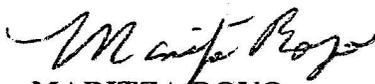
Artículo 2. Esta Resolución empezará a regir a partir de su promulgación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 42 de 14 de septiembre de 2016; Ley 19 de 3 de mayo de 2010, modificada por la Ley 70 de 24 de noviembre de 2015 y la Resolución No. 197-R-131 de 23 de noviembre de 2016, emitida por el Ministerio de Gobierno.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá a los CATORCE (14) días del mes de SEPTIEMBRE de dos mil diecisiete (2017).


MARIA LUISA ROMERO
Ministra


MARITZA ROYO
Secretaria General



La suscrita Secretaria General de:
Ministerio de Gobierno Certifica que el
presente documento es fiel copia del
Original que reposa en los archivos de este
Ministerio


Maritza Royo

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 11612 -Elec

Panamá, 6 de septiembre de 2017

“Por la cual se aprueba la modificación de los Títulos II, IV y V del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobados mediante la Resolución AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, modificada por la Resolución AN No. 6221-Elec de 19 de junio de 2013, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; y Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones.”

EL ADMINISTRADOR 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 AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, modificada por la Resolución AN No. 6221-Elec de 19 de junio de 2013, esta Autoridad Reguladora, aprobó el Título II del Reglamento de Distribución y comercialización (RDC), denominado Derechos y Obligaciones de las Empresas, los clientes finales y los usuarios de la red de Distribución.
4. Qué asimismo, 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;
5. Que esta Autoridad Reguladora, mediante Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006, y sus modificaciones, aprobó el Título V del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), denominado Régimen de Suministro;
6. 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 afecten el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en el Reglamento;
7. Que de acuerdo a lo establecido en el artículo 12 del Capítulo 1.5 del Título I del RDC, la ASEP someterá a la participación ciudadana las propuestas de modificación al RDC para recibir comentarios y observaciones. Para los casos específicos del Régimen Tarifario y los Procedimientos tarifarios para las redes de distribución se requiere de una audiencia;
8. Que mediante Resolución AN No.11256-Elec de 19 de mayo de 2017, se aprobó la celebración de la Audiencia Pública No.008-17 para considerar la propuesta de modificación a los Títulos II, IV y V del RDC;
9. Que la Autoridad Reguladora presentó propuesta de modificación al artículo 5 del Título II del RDC, denominado Derechos y Obligaciones de las Empresas, los Clientes Finales y los usuarios de la Red de Distribución, a fin de incorporar que el gran cliente con clientes indirectos debe seguir lo establecido en el Procedimiento para regular la relación entre un

Jules
16/09

Resolución AN No. 11612 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 2

gran cliente y las residencias o locales comerciales que están asociados bajo el esquema del título X del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;

10. Que asimismo esta Autoridad Reguladora llevó a consulta la propuesta de modificación del Título IV del RDC, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, en cuanto a los siguientes artículos:

- Modificar los artículos 57 y 59 para aclarar que los grandes clientes con tarifas horarias sólo pagan el cargo por potencia de generación por la demanda máxima en horas punta;
- Modificar el artículo 105 para establecer que los costos monómicos de transmisión y pérdidas en transmisión, se calculen utilizando la energía comprada en vez de la energía transmitida, ya que la energía asociada debe mantener la relación con las ventas de energía a los clientes;
- Modificar el artículo 106 para tomar en cuenta, en el detalle de los costos de generación, la entrada en vigencia del Procedimiento para Autoconsumo con fuentes nuevas, renovables y limpias, aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016, ya que el Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 Kilowatts a las redes de media y baja tensión de las redes de las empresas de distribución, aprobado mediante Resolución AN No. 5399-Elec de 27 de junio de 2012 se mantuvo vigente hasta el 31 de enero de 2017. En este contexto, también se propuso incorporar, además del costo de la energía inyectada a la red por los clientes, la energía inyectada como parte de la energía comprada por la empresa distribuidora;

11. Que adicionalmente esta Autoridad Reguladora propuso modificar los siguientes artículos del Título V del RDC, denominado Régimen de Suministro:

- Modificar el artículo 4 para establecer requerimientos adicionales para la solicitud del servicio eléctrico que permitan identificar al solicitante de manera apropiada como legalmente autorizado para ser receptor del servicio eléctrico;
- Modificar el artículo 16 para aclarar el procedimiento para que el dueño del inmueble pueda solicitar la cancelación del servicio eléctrico y que el mismo no sea utilizado como medida de presión para promover desalojos;
- Modificar el artículo para incorporar que la empresa distribuidora no podrá cobrar retroactivamente diferencias en la facturación causados por errores administrativos;
- Modificar el artículo 40 para incorporar a la información mínima de la factura, el historial del pago;

12. Que del **7 al 21 de junio de 2017**, estuvo disponible el documento contentivo de la referida propuesta de modificación en la Dirección Nacional de Electricidad Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, así como en la página web de la misma; y la mencionada Audiencia Pública se llevó a cabo el día 27 de junio de 2017;

13. Que dentro del plazo otorgado para recibir comentarios a la propuesta de modificación de los Títulos II, IV y V del RDC, la Autoridad Reguladora recibió en tiempo oportuno los comentarios de:

- La Dirección de Planificación, Arquitectura e Ingeniería Municipal de Colón
- La Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)
- Elektra Noreste, S.A. (ENSA)
- Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)

14. Que sobre los comentarios y observaciones presentados, la Autoridad Reguladora procede a realizar el siguiente análisis:



[Handwritten signature]
No. 11612

Resolución AN No. 11612 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 3

14.1 No se presentaron comentarios a la propuesta de modificación del artículo 5 del Título II del RDC.

14.2 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 57 del Título IV del RDC:

14.2.1 ENSA, EDEMET y EDECHI:

Proponen que los créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016 formen parte de los costos extraordinarios. Señalan que de lo contrario solo se reconoce un porcentaje, ya que aplica pérdidas. Los créditos por excedentes de energía de las Centrales Particulares corresponden a energía sin pérdidas del sistema de distribución, por lo que deben ser reconocidos completos.

Además, EDEMET y EDECHI señalan, que la decisión del cliente, no debe perjudicar a la empresa distribuidora. No obstante, de la manera en que la ASEP lo está incorporando, la está perjudicando en el Costo de las Pérdidas No Reconocidas.

Análisis de ASEP:

La modificación que se ha propuesto no tiene relación con el procedimiento, sino que sólo se actualiza la entrada en vigencia del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016, ya que el Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kilowatts a las redes de media y baja tensión de las redes de las empresas de distribución, aprobado mediante Resolución AN No.5399-Elec de 27 de junio de 2012 se mantuvo vigente hasta el 31 de enero de 2017.

Por lo que, esta propuesta no se acepta.

14.2.2 EDEMET-EDECHI:

Señalan que los costos por potencia por confiabilidad de las contrataciones aprobadas por la ASEP, que sean producto de la Resolución AN No.8352-Elec, de 13 de marzo de 2015, deben ser considerados como Costos Extraordinarios y ser incluidos como parte del numeral iv.1, del inciso (b), del artículo 57. Consideran que el beneficio de la instalación de estas plantas es para el cliente, ya que permitiría diferir inversiones cuantiosas que serían trasladadas a la tarifa. Además, en condiciones de racionamiento de energía y/o potencia, estas plantas podrían operar en paralelo o sincronizadas con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Análisis de la ASEP:

Lo solicitado por EDEMET y EDECHI no forma parte de la consulta, no obstante, vale la pena aclarar que los beneficios de esta generación no son sólo para los clientes. Entre los beneficios que puede brindar la instalación de generación en un circuito de distribución podemos mencionar los siguientes:

- Diferimiento de inversiones en la red de distribución, de alta y/o media tensión.
- Potencial disminución de pérdidas en la red de distribución.

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

Resolución AN No. 11612 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 4



- Potencial mejora de los perfiles de voltaje, cuando opere la central.
- Apoyo local en la confiabilidad, disminuyendo la energía no suministrada a los clientes, ante fallas o daños en el circuito, ya que permite suplir parte de la demanda del circuito al operar en isla.

Por lo que, dicha propuesta no se acepta.

14.3 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 59 del Título IV del RDC:

14.3.1 ENSA:

Propone que en los comentarios de la aprobación de estas modificaciones quede claro que solo es el cargo correspondiente a Potencia de Generación en los Grandes Clientes Habilitados con Tarifa Horaria el que se va a aplicar a la demanda medida en el periodo de horas de punta. Los otros cargos por kW correspondientes a otros componentes de la tarifa (Distribución, Perdidas de Distribución, etc.) se aplicarán como corresponden a la demanda medida en Hora de Punta o Fuera de Punta.

Análisis de la ASEP:

La modificación a los artículos 57 y 59 del Título IV del RDC sólo trata sobre la determinación del componente de costo de generación, para aclarar que los grandes clientes con tarifas horarias sólo pagan el cargo por potencia de generación por la demanda máxima en horas de punta.

Los cargos por uso que pagan los Grandes Clientes, son los mismos cargos por componente de costo que pagan los clientes regulados en cada tarifa. La única diferencia corresponde al cargo por potencia de generación. Esta aclaración de que sólo pagarán este cargo por la demanda medida en el periodo de horas de punta y el cargo será cero por la demanda en periodo fuera de horas de punta, ya está en la publicación de los cargos en la Web de ASEP.

Para el resto de los cargos, no se ha incorporado ninguna modificación, por lo que no se justifica una aclaración adicional.

14.3.2 EDEMET y EDECHI

Indican que se deben incluir los costos por fallos de la Corte Suprema de Justicia, relacionados con las contrataciones de energía y/o potencia, donde la empresa de distribución ha cumplido con todas las normas y reglamentos vigentes.

Análisis de la ASEP:

Al respecto de lo anterior, esta Autoridad, debe señalar que anteriormente, ya se ha pronunciado respecto a esta solicitud, negándola.

14.4 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 105 del Título IV del RDC:

14.4.1 ENSA:

Solicita que quede claramente definido que los costos permitidos de transmisión incluyen no solo lo facturado en las ventas de los clientes y

[Handwritten signature]
 [Handwritten initials]

Resolución AN No. 11612 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 5

el alumbrado público, sino también lo facturado a los Grandes Clientes Habilitados a quienes les aplica el cargo de transmisión.

También señalan que, para las Pérdidas de Transmisión, se debe establecer un límite de pérdidas permitido al Transmisor, ya que las ineficiencias de su red se están cargando a la Demanda y al Distribuidor, y no hay ninguna señal desde el punto de vista regulatorio que obligue al Transmisor a buscar eficiencias en el control de pérdidas de su sistema. Indican que en los últimos años se ha ido incrementando el nivel de Pérdidas de Transmisión hasta un 5% y estos son trasladados directamente a los consumidores de todo el mercado.

Adicionalmente, debemos manifestar que aunque esto no forma parte de las modificaciones de la Consulta Pública dicha distribuidora propone agregar a la lista de costos de transmisión lo siguiente:

(vii) *Menos ingresos por cargos de uso o conexión de otros agentes.*

Análisis de la ASEP:

La modificación propuesta al artículo 105 es para establecer que los costos monómicos de transmisión y pérdidas en transmisión, se deben calcular utilizando la energía comprada en vez de la energía transmitida, ya que la energía asociada debe mantener la relación con las ventas de energía a los clientes.

No obstante, hemos advertido que en efecto como los Grandes Clientes pagan a la empresa de distribución el componente de Transmisión como parte de los cargos por uso, entonces, al utilizar la energía comprada (contratos + mercado ocasional) en la fórmula, se debe agregar la energía que el CND asigne a los Grandes Clientes de la empresa distribuidora. De esa forma, la energía comprada mantiene la relación con la energía vendida, incluyendo la energía de los Grandes Clientes. Se modificará el artículo en este sentido.

En el caso del Monómico de pérdidas en transmisión sólo se debe usar la energía comprada (contratos + mercado ocasional) para los clientes regulados, ya que los Grandes Clientes no pagan a la distribuidora lo correspondiente a pérdidas en transmisión.

En cuanto a lo expuesto acerca de las pérdidas en Transmisión, debemos indicar que este es un tema, que corresponde al Reglamento de Transmisión.

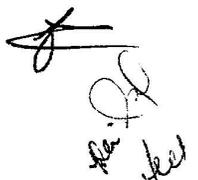
Respecto a la propuesta de ENSA de restar a los costos de transmisión, los ingresos por cargos de uso o conexión de otros agentes, esto en efecto de darse ha tenido que aplicarse de esa manera. No obstante, para que quede más explícito, se acepta la incorporación.

Respecto a las demás modificaciones que ENSA propone en sus comentarios, las mismas no se aceptan, al no formar parte de las modificaciones presentadas, por lo que no se justifica realizarlas.

14.5 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 106 del Título IV del RDC:

14.5.1 ENSA:

Propone que los Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas,



Resolución AN No. 116/12 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 6

Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016 formen parte de los costos extraordinarios.

ENSA solicita agregar a la lista de costos de compra de potencia, aunque esto no forma parte de las modificaciones presentadas a Consulta Pública:

(1.6) Menos los costos de Potencia energizados.

En la definición de *Int_{p-2}* ENSA pretende incorporar la definición de “r” que ya está definido en el artículo 113.

Análisis de la ASEP:

Respecto a la solicitud de que los créditos que resultan a favor de los clientes formen parte de los costos extraordinarios, ver respuesta a los comentarios del artículo 57.

Sobre la solicitud de agregar a la lista de costos de compra de potencia la resta de los costos de Potencia energizados, es conveniente aclarar que para la actualización de los cargos de generación de las tarifas, se toman en cuenta todos los costos de generación por lo que no es necesario separar costos energizados en el detalle. Por lo que no se acepta esta solicitud.

Respecto a la modificación que incorpora ENSA en la definición de *Int_{p-2}*, queremos aclarar que la definición de “r” está en el artículo 113, el cual no forma parte de esta consulta. Por lo que no se acepta su propuesta.

14.5.2 EDEMET y EDECHI:

Indican que los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 kW que se instalen por calidad del servicio eléctrico, deben ser considerados como Costos Extraordinarios. Consideran que el beneficio de la instalación de estas plantas es para el cliente, ya que permitiría diferir inversiones cuantiosas que serían trasladadas a la tarifa. Además, en condiciones de racionamiento de energía y/o potencia, estas plantas podrían operar en paralelo o sincronizadas con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Adicionalmente, solicitan que así como se incluyen los costos resultantes de arbitrajes ante la ASEP, se incorporen los costos por fallos de la Corte Suprema de Justicia, relacionados con las contrataciones de energía y/o potencia, donde la empresa de distribución ha cumplido con todas las normas y reglamentos vigentes.

Análisis de la ASEP:

Respecto al primer punto planteado, sobre los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 kW que se instalen por calidad del servicio eléctrico, ver respuesta a los comentarios del artículo 57

Sobre el segundo punto, que tampoco forma parte de la consulta, esta Autoridad ya se ha pronunciado respecto a esta solicitud, negándola.

14.6 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 4 del Título V del RDC:

[Handwritten signature]

Resolución AN No. 11612 -Elec
de 6 de Septiembre de 2017
Página No. 7

14.6.1 ENSA:

Solicita que para los proyectos de interés social liderados por el Estado, como por ejemplo: Techos de Esperanza, se incorporen al Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MIVIOT), como parte de las entidades que emiten la certificación de tenencia del inmueble. Igualmente solicita, que para los casos en que el Banco Hipotecario sea el dueño de la unidad habitacional, medie algún tipo de certificación, que debe estar debidamente pre establecida.

De igual manera, consideran oportuno incorporar una excepción de presentar permiso de ocupación para las instalaciones que no son habitables como antenas de telecomunicación, cámaras de vigilancias, seguridad, publicidad exterior, plantas de bombeo de agua o tratamiento, entre otros, para que se pueda presentar la certificación eléctrica del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Panamá.

Señalan además, que realizando un análisis integral del requisito contenido en el acápite b, (i) del artículo 4, consideran que el mismo va a imponer una carga burocrática (mayormente innecesaria) tanto para los proyectos de OER, como para sus aspiraciones de reducir la pérdida provocada por invasiones ilegales, aún en aquellos casos en que cuenten con aval del dueño de la tierra (cuando es una institución de gobierno), para servir dichas invasiones. Advierten que los proyectos de OER en muy pocos casos tienen aval de ANATI (como parcela de tierra), mucho menos para cada lote individual. En virtud de lo anterior, propone incorporar una excepción a la norma para atender estos proyectos de interés social.

Por otra parte, consultan, si en el caso de que se presente un solicitante con copia de una Escritura Pública, corresponderá a la distribuidora validar la titularidad del inmueble.

También consultan, si el esquema propuesto establece que se debe presentar copia del permiso expedido por el Municipio y la certificación del Cuerpo de Bomberos, o solamente el documento expedido por el Municipio.

Con relación a los casos donde el permiso de ocupación esté a nombre de una persona distinta al solicitante, en cuyo caso éste deberá presentar además de la copia del permiso de ocupación otorgado por la autoridad competente, una carta de autorización para aportarla a la solicitud, en original y firmada por el propietario o tenedor del bien inmueble o por el representante legal o por el apoderado legal de éstos, consultan que si se trata de conexiones de suministro en instalaciones gestionadas por promotores, en caso de que un tercero gestione el suministro en favor del propietario del inmueble, correspondería contar con dos autorizaciones: ¿una para solicitar el servicio y otra relacionada con el permiso de ocupación?

Señalan que los permisos de ocupación se le otorgan al primer dueño y/o promotor y no es inusual, especialmente en apartamentos que se compran como inversión, que el primero que lo ocupa sea inclusive un segundo dueño. En tal sentido, con relación a la autorización requerida, consideran que debe ser suficiente que se verifique que el permiso de ocupación corresponde a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio, independientemente que el permiso esté a nombre diferente del titular.

Resolución AN No. 11612 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 8

Por último, solicitan que en los casos en donde media un inquilino (que desea hacer uso o está) haciendo uso de un inmueble y por consiguiente del suministro de energía que requiere para utilizarlo, que se utilice el sistema de prepago para reducir el extenso trámite que se está solicitando tanto al dueño de un inmueble que lo quiere arrendar o bien desocupar, como a la distribuidora que al final carga con la deuda (prácticamente incobrable) de un inquilino que se muda sin pagar.

Análisis de la ASEP

En cuanto a la solicitud de incluir al Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MIVIOT) y al Banco Hipotecario Nacional, como parte de las entidades que emiten certificaciones de propiedad y/o posesión de una unidad habitacional, le indicamos, que esta Autoridad al constatar que el Banco Hipotecario Nacional de Panamá, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 123 de 31 de diciembre del 2013, es quien tiene entre sus facultades, financiar los proyectos de viviendas de carácter social y adquirir por conducto del referido Ministerio, aquellos terrenos que dicha Institución categoriza como asentamientos informales para continuar con los trámites de legalización y financiamiento, junto con las dependencias estatales correspondientes, y que sus financiamientos, operan sobre la base de total recuperación de la inversión, es decir, que el traspaso y/o título de propiedad del predio que se está pagando, solamente será inscrito a nombre del prestatario (a), hasta que el total de la deuda adquirida sea cobrada, se acepta la propuesta de incluir en la modificación, al Banco Hipotecario Nacional, ya que dicha entidad es la que se encarga de financiar los proyectos de interés social y asentamientos informales liderados por el MIVIOT, de otorgar préstamos con garantía hipotecaria a particulares y emitir la certificación de propiedad correspondiente.

Sobre la solicitud de incorporar excepciones de presentar permiso de ocupación para las instalaciones que no son habitables como antenas de telecomunicación, cámaras de vigilancias, y otros, así como para atender proyectos de interés social que maneja la OER y las solicitudes de autoridades comunales o municipales para la construcción de infraestructura eléctrica e instalación del suministro de energía para nuevas comunidades establecidas informalmente ubicado en terrenos propiedad de la Nación, tierras colectivas y/o terrenos privados, le indicamos que la ASEP no es competente para establecer ningún tipo de excepciones que no sean establecidas por el Municipio.

Con relación a la interrogante que hace la distribuidora, sobre la validación de la titularidad de un bien inmueble que conste en la copia de una Escritura Pública, debemos indicar que ese no era el propósito de esta modificación; no obstante, esta Autoridad debe aclarar, que en ningún momento se ha consignado que la distribuidora está obligada a validar la titularidad del bien inmueble que conste en dicha escritura, simplemente debe recibir la copia que se le presente, ya que dicho documento forma parte de los requisitos que se piden para solicitar el suministro de electricidad.

Con relación al requisito de presentar copia del permiso de ocupación que emitan los Municipios al solicitante del servicio de energía eléctrica, previa certificación del Benemérito Cuerpo de Bomberos, ya que esta certificación es un requisito para el otorgamiento del permiso de ocupación del Municipio, se modificará la redacción para que quede claro, que solo se debe presentar el permiso o certificado expedido por el Municipio.



[Handwritten signature]
[Handwritten initials]
[Handwritten text]

Resolución AN No. 11612 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 9



Sobre la consulta de que cuando se trata de conexiones de suministro en instalaciones gestionadas por promotores, en caso de que un tercero gestione el suministro en favor del propietario del inmueble o que el inmueble haya cambiado de propietario, se modificará la redacción para establecer que sólo se deberá verificar que el permiso de ocupación corresponda a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio, ya que con el resto de los documentos que se han agregado a los requisitos es suficiente para comprobar la propiedad y el derecho de uso del bien inmueble.

Sobre el último punto que solicitan modificar del artículo 4, le indicamos que el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en Panamá establece que las empresas distribuidoras ofrecerán el sistema de medición prepago a los clientes de barrios o edificios multifamiliares con características socioeconómicas que los ubican en situación de pobreza generalizada, y las áreas identificadas para ofrecer este servicio deben ser propuestas por las distribuidoras para aprobación de la ASEP, por lo que la solicitud de incorporar que el servicio prepago sea una alternativa para los casos en donde media un inquilino, no se puede aceptar. Una modificación como esta tendría que presentarse a la ASEP para ser evaluada en el marco de una modificación al Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en Panamá, la cual también tendría que ser sometida a Consulta Pública. No se puede modificar el mencionado Procedimiento a través de una modificación al RDC y sin una consulta ciudadana específica sobre el tema.

14.6.2 EDEMET y EDECHI:

Con relación a este artículo la distribuidora señala que se debe especificar que la vigencia de la certificación expedida por el Registro Público o por la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, debe ser de 3 meses tal como se establece en la práctica jurídica a nivel nacional.

Además solicita que en el acápite (ii) se pida adjuntar copia simple de la escritura para certificar que el dueño del inmueble es el que realiza el contrato de arrendamiento.

En cuanto al punto (v) de la modificación, la distribuidora manifiesta que en este punto entienden que el cliente tiene que presentar ambos documentos, tanto el permiso de ocupación emitido por el municipio como la Certificación de los bomberos y que éstos sean otorgados al cliente (no a un tercero). Por lo que solicitan que se aclare, pues hay Municipios que emiten permisos de ocupación sin que el cliente haya ido al Cuerpo de Bomberos. La Certificación del Cuerpo de Bomberos, certifica que la instalación no tiene riesgos y protege tanto al cliente como a la empresa de distribución.

Análisis de la ASEP

A fin de garantizar la validez de la información que se aporta en la Certificación de Registro Público o de la entidad que corresponda, esta Autoridad acepta la propuesta de la distribuidora en el sentido de establecer un plazo para la vigencia de dicho documento, el cual será de seis (6) meses.

En cuanto a la copia simple de la escritura pública que se pide con relación al punto (ii), debemos señalar que, además del contrato de arrendamiento, el solicitante tiene el deber de presentar cualquiera de los

Resolución AN No. 11612 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 10

documentos que se citan en el acápite (i). Por lo que, no se acepta la propuesta.

Como ya se señaló en la respuesta a los comentarios de ENSA, se modificará la redacción para que quede claro que solo se debe presentar el permiso o certificado expedido por el Municipio.

14.6.3 DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN, ARQUITECTURA E INGENIERÍA MUNICIPAL

Solicitan que se utilice el certificado de ocupación para instalación de suministro eléctrico que ellos otorgan a quioscos y otras estructuras donde el Benemérito Cuerpo de Bomberos otorga la certificación eléctrica para los casos de personas rurales o residentes de áreas que no poseen título de propiedad por diversas razones y por lo tanto, no están en condiciones que se les otorgue un permiso de construcción o de ocupación.

Análisis de la ASEP

Esta Autoridad ha evaluado la solicitud, y se va a incorporar que se pueda utilizar el certificado de ocupación para instalación de suministro eléctrico o de medidor que otorga el Municipio.

14.7 **Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 16 del Título V del RDC:**

14.7.1 **ENSA:**

Señala que esta disposición puntual no solo se ha convertido en una herramienta para que propietarios de inmuebles puedan proceder con la desconexión por abandono, sino también, para facilitar la evasión de deuda y ha permitido que propietarios de inmueble la utilicen como mecanismo de presión para promover un desalojo.

Indican que al pretender que la distribuidora sea un ente validador de declaraciones juradas, les lleva a tener que incurrir en gastos operativos y administrativos adicionales e improductivos en muchos casos, por lo que consideran razonable incorporar dentro de los requerimientos con los que debe cumplir aquel propietario del inmueble, el reconocimiento de los costos de inspección asociados. Este costo funcionaría como garante de la veracidad de una declaración y/o elemento que permita el resarcimiento de los gastos incurridos por la distribuidora en este proceso. Además, consideran que debe mediar la responsabilidad solidaria sobre los saldos de la cuenta, más en estos casos, en donde el arrendador de un bien inmueble lucra de aquel inquilino que irresponsablemente deja un saldo adeudado a la distribuidora.

Señalan que la única fórmula que garantiza la correcta gestión de la cuenta por parte de un usuario del servicio, es que la misma se encuentre asociada a la finca, tal como es el caso del manejo de las cuentas de consumo de agua, ya que con ello se imposibilitaría al usuario o terceros, el utilizar los vacíos existentes en la normativa para evadir deudas o promover mecanismos de presión que nos dejan inmiscuidos en una disputa privada.

Adicionalmente, señalan que estarían anuentes a utilizar la tecnología prepago para este propósito, es decir, que cada vez que en las solicitudes de nuevos suministros medie un contrato de alquiler, el suministro a instalar sea obligatoriamente prepago.

Resolución AN No. 11613 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 11



Consideran que el servicio prepago puede ser una alternativa para reducir el extenso trámite que se está solicitando tanto al dueño de un inmueble que lo quiere arrendar o bien desocupar, como a la distribuidora que al final carga con la deuda (prácticamente incobrable) de un inquilino que se muda sin pagar.

Análisis de la ASEP

La propuesta de modificación de este artículo busca aclarar el procedimiento para que el dueño del inmueble pueda solicitar la cancelación del servicio eléctrico y que el mismo no sea utilizado como medida de presión para promover desalojos.

El costo de inspección que proponen forma parte del costo de operación normal de distribución, ya que antes de hacer una desconexión la empresa siempre tiene que verificar las instalaciones y realizar una medición. Por lo tanto, esta solicitud no se acepta.

Sobre el tema de asociar la cuenta a la finca o que el propietario del inmueble sea solidario en la deuda del inquilino, ASEP ya se ha pronunciado negándola.

Respecto a incorporar que el servicio prepago sea una alternativa para los casos en donde media un inquilino, como ya se señaló en la respuesta a sus comentarios del Artículo 4, una modificación como esta tendría que presentarse a la ASEP para ser evaluada en el marco de una modificación al Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en Panamá, la cual también tendría que ser sometida a Consulta Pública. No se puede modificar el mencionado Procedimiento a través de una modificación al RDC y sin una consulta ciudadana sobre el tema, por lo que la solicitud no se puede aceptar.

14.7.2 EDEMET- EDECHI:

Con relación al punto “b”, la distribuidora manifiesta que se debe agregar, que **“no se desconectará si hay alguna persona habitando el lugar”**.

Análisis de la ASEP

Esta Autoridad considera que el argumento es válido, por lo que se modificará la redacción del artículo para incorporarlo.

14.8 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 38 del Título V del RDC:

14.8.1 ENSA:

Manifiesta que debe gestionar el aseguramiento de la calidad en sus procesos, pero no se debe perder de vista que no es infalible y pueden existir situaciones de error, que deriven en restimaciones, ajustes de facturación, entre otras consideraciones que impacten la facturación del cliente. Existen situaciones puntuales, que no se registran continuamente, pero que promueven estas recuperaciones, las cuales son gestionadas para obtener el reconocimiento de lo que fue efectivamente medido y consumido, tomando como referencia datos ciertos de consumo y promoviendo en gran medida la suscripción de acuerdos de pago sumamente accesibles para evitar causar un impacto significativo en los pagos mensuales de los clientes.

[Handwritten signature]
11/09/17

Resolución AN No. 11012 -Elec
 de 10 de septiembre de 2017
 Página No. 12

Considera que con su propuesta se permite la recuperación, siempre que se cuente con un acuerdo con el cliente. Este sería un punto intermedio en donde se reconoce la posibilidad de gestionar la recuperación de energía efectivamente consumida y dejada de facturar, en donde el cliente consciente de dicho consumo y de forma responsable, habilite dicha recuperación a través de un acuerdo de pago.

Análisis de la ASEP

La empresa tiene todas las herramientas para realizar una gestión efectiva de la facturación. La empresa es la única con potestad de leer, facturar, etc., el cliente no tiene injerencia en esos trabajos. Cuando se generan este tipo de errores, el cliente se ve afectado sin que haya tenido algo que ver con el error de la empresa. Por lo tanto, no se acepta su propuesta.

14.8.2 EDEMET- EDECHI:

Solicita que los reclamos por Pagos Mal Aplicados, no se contemplen como una Falla Administrativa, toda vez que estos pueden ser el resultado de información errónea por parte del cliente y no de la distribuidora.

Adicionalmente, solicita que no se deben considerar como Fallas Administrativas situaciones derivadas de instrucciones de la Autoridad, sin la debida anticipación, cuando ésta se aparte de lo establecido en el Régimen Tarifario, como la aplicación de porcentajes de subsidios, que son informados a la distribuidora muy cerca de la facturación.

Análisis de la ASEP

Esta Autoridad considera, que los reclamos por pagos mal aplicados, son total competencia de la empresa. La empresa tiene todas las herramientas para realizar una gestión efectiva de la facturación y del cobro. Así como de verificar la información en caso de cualquier tipo de reclamos. Por lo que, esta propuesta no se acepta.

En cuanto a las situaciones derivadas de instrucciones de la Autoridad, sin la debida anticipación, cuando ésta se aparte de lo establecido en el Régimen Tarifario, como la aplicación de porcentajes de subsidios, que son informados a la distribuidora muy cerca de la facturación, se ajustará la redacción para considerar como excepción las situaciones derivadas de instrucciones de la Autoridad, como la aplicación de porcentajes de subsidios o aportes del Estado informados a la distribuidora con poco tiempo previo a la fecha de facturación, lo que puede atrasar el proceso de facturación. Incorporando, además, que en estos casos, ASEP evaluará si la empresa podrá cobrar la diferencia en función de la evidencia que presente la empresa distribuidora.

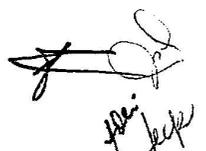
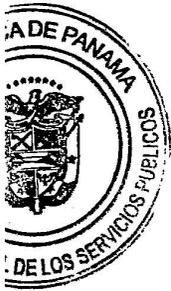
14.9 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 40 del Título V del RDC:

14.9.1 ENSA, EDEMET y EDECHI:

Proponen que el Historial de pago sea de los últimos 3 meses, cuyos datos señalen la fecha y el monto de pago.

Análisis de la ASEP

Se acepta la propuesta.

Resolución AN No. 11612 -Elec
de 6 de septiembre de 2017
Página No. 13

14.9.2 EDEMET-EDECHI.

Con relación al acápite “r” del referido artículo 40, la distribuidora pide que la fecha y hora de la demanda máxima del período de facturación en los casos en que el medidor pueda suministrar esta información, “sea a solicitud del cliente y no que sea colocado en la factura.”

Análisis de la ASEP

Lo planteado no forma parte de la consulta y esta Autoridad considera que es una información importante para el cliente, por lo que no se acepta su solicitud.

15. Que el numeral 26 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 establece entre las atribuciones de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, realizar en general, todos los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la ley, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la modificación al Título II del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado Derechos y Obligaciones de las Empresas, los clientes finales y los Usuarios de la Red de Distribución, aprobado mediante Resolución AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, modificada por la Resolución AN No. 6221-Elec de 19 de junio de 2013, contenido en el **ANEXO A** de la presente Resolución y, que forma parte integral de la misma.

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

TERCERO: APROBAR la modificación al Título V del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado Régimen de Suministro, aprobado mediante la Resolución AN No.411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, la cual se transcribe en el **ANEXO C** de la presente Resolución y, que forma parte integral de la misma.

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

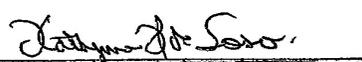
QUINTO: Esta Resolución rige a partir de su promulgación.

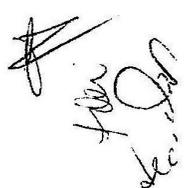
FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Resolución AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, modificada por la Resolución AN No. 6221-Elec de 19 de junio de 2013; Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.11256-Elec de 19 de mayo de 2017; AN No.4337-Elec de 21 de marzo de 2011 y sus modificaciones.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ROBERTO MEANA MELENDEZ
Administrador 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 12 días del mes de Septiembre de 2017


FIRMA AUTORIZADA





ANEXO A

**MODIFICACIÓN AL TÍTULO II DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN**

RESOLUCIÓN AN No. 11612-Elec. de 6 de septiembre del 2017

“Por la cual se aprueba la modificación de los Títulos II, IV y V del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobados mediante las Resoluciones AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, modificada por la Resolución AN No. 6221-Elec de 19 de junio de 2013, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y Resolución AN No.411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones.”

fed
ff

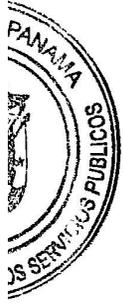


AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
MODIFICACIÓN AL TÍTULO II DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN

Artículo 5 “Con la facultad otorgada a la ASEP en la Ley 6 de 1997, se establece que toda persona natural o jurídica con una demanda superior a 100 kW por punto de interconexión o sitio es un gran cliente con todos los derechos y obligaciones consignados en dicha Ley, el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, este RDC y demás normativas vigentes. De requerirse una modificación o reducción a la demanda máxima superior que define a los grandes clientes, se hará cuando se realicen las revisiones tarifarias cada cuatro (4) años o cuando se renueven las concesiones de distribución.

El gran cliente que cuente con clientes indirectos deberá cumplir con lo establecido en el Procedimiento para regular la relación entre un gran cliente y las residencias o locales comerciales que están asociados bajo el esquema del título X del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.”


lect



ANEXO B

**MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN**

RESOLUCIÓN AN No.11612 -Elec. de 6 de septiembre del 2017

“Por la cual se aprueba la modificación de los Títulos II, IV y V del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobados mediante las Resoluciones AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, modificada por la Resolución AN No. 6221-Elec de 19 de junio de 2013, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y Resolución AN No.411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones.”

Jeep
Pal

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN

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. 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.

En el caso de los Grandes Clientes, se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos. Los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo pagarán este cargo por la demanda medida en el periodo de horas de punta y el cargo será cero por la demanda en periodo fuera de horas de punta.

- 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.
- (i.8) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución 5399-Elec de 27 de junio de 2012.
- (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 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 y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.
- (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.
- (i.1.1) Costos de autoabastecimiento.
- (i.1.2) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.

(i.1.3) 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.

(i.1.4) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.

(iv.2) El componente de costo extraordinario por energía 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 59 “Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

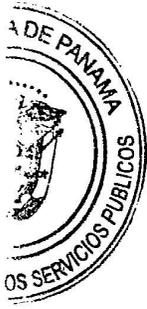
En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia. En el caso de los Grandes Clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia deberán ser asignados a un cargo por demanda (en kW), se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos. Para los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo pagarán este cargo por la demanda medida en el periodo de horas de punta y el cargo será cero por la demanda en periodo fuera de horas de punta. Para el resto de los clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia podrán ser energizados o incorporados parcialmente al cargo por energía a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuya equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita:

- a) La asignación de CUCOST Y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase.
- b) La distribución de CEGP, CEGFP y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y fuera de punta de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece.”

Artículo 105 “Cargos tarifarios de transmisión:

Handwritten signature/initials
Leop



a) *Cargo fijo de transmisión*

El cargo tarifario de transmisión CPT_i para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados anteriormente. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de transmisión 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 de transmisión a aplicar durante el semestre p se calculará como:

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

$CPT_{p,i}$: Cargo tarifario de transmisión para el semestre p , para cada categoría tarifaria i .

$CPT_{p,i}^{BASE}$ ó $CPT_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p , para cada categoría tarifaria i .

$CPT_{p,i}^{Correcc}$ ó $CPT_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión 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 referenciados al semestre $p-2$.

Nota: Los cargos CPT_i ó $CPT_{p,i}$ serán aplicados respectivamente en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria y su actualización se efectuará con el mismo factor de ajuste.

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

$$CPT_{p,i}^{BASE} = CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-BASE}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPT_{p-1,i}^{BASE}$ ó $CPT_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre $p-1$ para cada categoría tarifaria i .

$TM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes para cubrir los costos del sistema de transmisión pronosticados para el semestre p . Esto corresponde al valor permitido a traspasar a la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes, incluyendo a los Grandes Clientes, para cubrir los costos puros de transmisión en el semestre p .

Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo monómico de transmisión (*Monómico T_p*), que resulta de dividir el costo de transmisión

entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (en contrato más mercado ocasional) más la energía asignada por el CND a los Grandes Clientes en el semestre p, por los kWh vendidos más el consumo de alumbrado público (VE_p) y el consumo de los Grandes Clientes, así:

$$TM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (\text{Monómico } T_p)$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los costos asociados a la transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados. Los costos de transmisión se refieren a los siguientes costos:

- (i) Costos de conexión.
- (ii) Costos por el uso de la red de transporte.
- (iii) Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- (iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por la Autoridad.
- (v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.
- (vi) Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de Regulación del Mercado Regional.
- (vii) Menos ingresos por cargos por uso o conexión de otros agentes.

$T_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de transmisión aplicados a las ventas a los clientes conectados a la empresa distribuidora, en el semestre p. Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por transmisión para cada clase de cliente i, que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes por categoría tarifaria del semestre p, incluyendo a los Grandes Clientes. 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 siguiente expresión:

$$T_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i \left(CPT_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) + \text{SUM}_i \left(CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p,k,i} \right) \right]$$

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i (clase de clientes), para el semestre p.

$DMAX_{p,k,i}$: Potencia máxima de demanda pronosticada para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) y para cada mes k del semestre p .

El segundo de los términos denominado *Correcc* resultará de la siguiente expresión:

$$CPT_{p,i}^{Correcc} = CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-Correcc}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

$$TR_{p-2} = CTR_{p-2} - \left[\sum_i (CPT_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + \sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) \right] + TR_{p-4}$$

TR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados al 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 $p-2$ para cada categoría tarifaria i .

r : es el valor en centésimos que corresponda al promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un año.

$CPT_{p-2,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i .

$VR_{p-2,i}$: Ventas Reales de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre $p-2$.

$DMAX_{p-2,k,i}$: Demanda máxima facturada correspondiente al mes “ k ” dentro del semestre $p-2$ y categoría tarifaria i .

CTR_{p-2} : Costo permitido real de transmisión calculado en base a los costos reales de transmisión en el semestre $p-2$. El costo permitido real de transmisión es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de transmisión ($Monómico_{T_{p-2}}$) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, más el consumo de los Grandes Clientes, estos valores para el semestre $p-2$. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales totales de transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional), más el consumo de los Grandes Clientes en el semestre $p-2$. El cálculo de este costo resulta de:

$$CTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (\text{Monómico}_{T_{p-2}})$$

VR_{p-2} : Venta real de energía durante el semestre p-2. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p-2 a todos los clientes, incluido el consumo de los Grandes Clientes y el consumo real de Alumbrado Público.

TR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron 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 para cada categoría tarifaria i. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$TR_{p-4} = \left[\begin{array}{l} \left[\sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + \sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i} \right) \right] - \\ \left[\sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + \sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) \right] \end{array} \right]$$

$DMAXE_{p-2,k,i}$: Demanda máxima estimada correspondiente al mes "k" dentro del semestre p-2 y categoría tarifaria i.

$CPT_{p-2,i}^{Correcc}$ ó $CPT_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

b) Cargo por pérdidas de transmisión

El cargo tarifario por pérdidas en transmisión $CPET_i$, para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados en el cálculo anterior. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de las pérdidas de energía en transmisión 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 de pérdidas en transmisión a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i, teniendo en cuenta tanto la variación de costos respecto de los ingresos previstos, así como también la compensación de desviaciones que pudieran haberse producido en el semestre p-2, se calculará como:

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

$CPET_{p,i}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i para el semestre p . Este cargo está asociado a la recuperación de los costos de pérdidas de energía en Transmisión.

$CPET_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i calculado para el semestre p .

$CPET_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de pérdidas de transmisión 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 referenciados al semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i .

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

$$CPET_{p,i}^{BASE} = CPET_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-BASE}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPET_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i en el semestre $p-1$.

$PTM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir pérdidas en transmisión en el semestre p . Esto corresponde al valor permitido en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, para cubrir los costos puros por pérdidas de energía en transmisión en el semestre p .

Los costos de pérdidas de transmisión permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de pérdidas en transmisión (*promedio* PT_p) por la venta de energía estimada (kWh) (VE_p), incluido el consumo de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p . El costo promedio resulta de la división de los costos totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional) en el semestre p referenciada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$PTM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (\text{promedio } PT_p)$$

Dado que el semestre p es futuro, los costos asociados a las pérdidas de transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados.

$PT_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de $p-1$ para cubrir los costos de pérdidas de energía en transmisión, aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p . Esto corresponde a los ingresos estimados que

resultan de aplicar los cargos Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i que contienen las tarifas del semestre $p-1$ a la proyección de ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del semestre p . 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 siguiente expresión:

$$PT_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i \left(CPET_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) \right]$$

Al igual que en el apartado anterior, al realizar los cálculos para el semestre p , se determinará adicionalmente un término de corrección que resultará de la siguiente expresión:

$$CPET_{p,i}^{Correcc} = CPET_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-Correcc}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

$$PTR_{p-2} = CPTR_{p-2} - \left[\text{SUM}_i \left(CPET_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) \right] + PTR_{p-4}$$

PTR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en el semestre $p-2$ entre los costos de pérdidas de transmisión 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) en el semestre $p-2$, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CPET_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión del semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i .

$CPTR_{p-2}$: Costo permitido real de pérdidas de transmisión calculado en base a los costos reales de pérdidas de transmisión en el semestre $p-2$. El costo permitido real de pérdidas de transmisión es el resultado de multiplicar el costo promedio de transmisión (*promedio* PT_{p-2}) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre $p-2$. El costo promedio resulta de la división de los costos reales totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional) en el semestre $p-2$. El cálculo de este costo resulta de:



$$CPTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (\text{promedio_} PT_{p-2})$$

PT_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamentos que se produjeron en el semestre p-2 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). Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PTR_{p-4} = \left[\text{SUM}_i (CPET_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \right] - \left[\text{SUM}_i (CPET_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \right]$$

$CPET_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.”

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 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:

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

$CPOTGEN_{p,i}^p$ ó $CPOTGENE_{p,i}^p$: Cargo tarifario por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p,

$CPOTGEN_{p,i}^{BASE}$ ó $CPOTGENE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p.

Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN_i$ será un cargo aplicado en kW o en kWh 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 $CPOTGEN_i$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_i$. El $CPOTGENGC_i$ correspondiente a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de

generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.

$CPOTGEN_{p,i}^{Correcc}$: 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 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:

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

$CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE}$ ó $CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

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

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

El costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) 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.
- (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. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico. 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. Se incluyen los costos de compra de energía contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP asociada a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico.
- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP: 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.
- (2.6) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016. Para la verificación de este punto, la empresa distribuidora deberá presentar el detalle de consumo e inyecciones de los clientes, así como el cálculo de los costos, considerando:
- (i) La energía inyectada hasta el 25% se reconoce al valor del costo promedio semestral de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, en el semestre que se acumulan los excedentes, según lo dispuesto en el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.
 - (ii) La energía inyectada superior al 25% no se considerará como costo de compra de contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora.

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.

$$CG_p^{CR-BASE} = \text{Monómico}_G P_p \times VE_p$$

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.



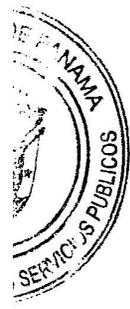
El precio promedio ponderado monómico de generación permitido ($Monómico_GP_p$) resulta de la división de los costos de generación pronosticados entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional), la de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

$$Monómico_GP_p = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_p + \sum Costos_de_Compra_de_Energía_p + Costo_del_Mercado_p}{EnergíaComprada_p}$$

El costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$) 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.
5. Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.

El costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación extraordinario 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 extraordinario (Monómico_GR_p) resulta de la división del costo de generación extraordinario 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.

$$\text{Monómico_GR}_p = \frac{\begin{aligned} &\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_p + \\ &\text{Costos_de_Autoabastecimiento}_p + \\ &\sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_p + \\ &\text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_p + \\ &\text{Sobrecostos por incremento de precios de contratos por arbitraje}_p \end{aligned}}{VE_p}$$

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

$G_{p-1}^{CR-BASE}$: 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 generación 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. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGENE_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ &SUM_{i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P + CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP} \right) + \\ &SUM_{i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGENGC_{p-1,i}^{BASE}$: 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.

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

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

$VE_{p,i}^P$: 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.

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

$VE_{p,i}^{FP}$: Ventas pronosticadas de energía en las horas fuera de punta (FP) 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.

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-1.

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

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

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

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

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

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.



$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{GC} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i \left(VarxComb_i \times VR_{p-2,i} \right) + \\ &SUM_{i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ &SUM_{i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) \end{aligned} \right] + GPR_{p-4}$$

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

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

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

El costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) 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.

$$CGR_{p-2} = Monómico_GR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($Monómico_GR_{p-2}$) 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 (contratos más mercado ocasional), la de generación propia ingresada y la energía total inyectada a su red por los clientes en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$Monómico_GR_{p-2} = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_{p-2} + \sum Costos_de_Compra_de_Energía_{p-2} + Costo_del_Mercado_{p-2}}{EnergíaComprada_{p-2}}$$

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

$$CGRR_{p-2} = \text{Monómico_GRR}_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($\text{Monómico_GRR}_{p-2}$) resulta de la división del costo de generación extraordinario real 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.

$$\text{Monómico_GRR}_{p-2} = \frac{\begin{aligned} &\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_{p-2} + \\ &\text{Costos_de_Autoabastecimiento}_{p-2} + \\ &\sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_{p-2} + \\ &\text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_{p-2} + \\ &\text{Sobrecostos por incremento de precios de contratos por arbitraje}_{p-2} \end{aligned}}{VR_{p-2}}$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE}$: 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 $CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE}$.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta (P) 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.

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

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas fuera de punta (FP) 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.

$VR_{p-2,i}^{FP}$: Ventas Reales de energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.

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

$CENEGEN_{p-2,i}^{BASE}$: 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.



$VarxComb_i$: Cargo Variación por Combustible para cada categoría tarifaria i relacionados a los costos del semestre $p-2$.

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

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 distribidora les compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[\begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i} \right) \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) \\ &SUM_{i \in MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ &SUM_{i \in MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) \end{aligned} \right] - \left[\begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) \\ &SUM_{i \in MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ &SUM_{i \in MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$ ó $CPOTGENE_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación calculado para cada categoría tarifaria i del semestre $p-2$.

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribidora 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 $p-2$.

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

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

$CCONAP_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correc* por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i para 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 (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:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$





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

$$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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:

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

$CENEGEN_{p,i}^{FP}$: 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 .

$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE}$: 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 .

$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$: 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:

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

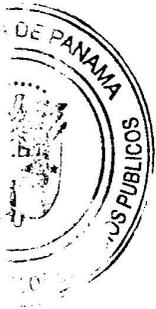
El término de corrección en el cargo tarifario por energía, resultará de la siguiente expresión:

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

(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.

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

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

c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

El cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.



ANEXO C

**MODIFICACIÓN AL TÍTULO V DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN**

RESOLUCIÓN AN No. 116/2-Elec. de 6 de septiembre del 2017

“Por la cual se aprueba la modificación de los Títulos II, IV y V del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobados mediante las Resoluciones AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, modificada por la Resolución AN No. 6221-Elec de 19 de junio de 2013, Resolución:JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y Resolución AN No.411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones.”



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
MODIFICACIÓN AL TÍTULO V DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN

Artículo 4 “Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:

- a) No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica u otro concepto resultante de este reglamento. La deuda por parte del cliente anterior del sitio donde se va a prestar el servicio, no será motivo para condicionar, suspender o cortar el suministro al nuevo cliente.
- b) Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente documentación:
 - (i) Copia de la Escritura Pública o Certificación vigente (6 meses) expedida por el Registro Público, por la Autoridad Nacional de Administración de Tierras o por el Banco Hipotecario Nacional, que acrediten la propiedad y/o posesión de un bien inmueble.
 - (ii) En caso de no ser el titular del bien inmueble, deberá presentar copia del Contrato de Arrendamiento suscrito con el propietario o tenedor del bien inmueble.
 - (iii) Copia de la cédula de identidad personal vigente o pasaporte vigente (o carné de la Dirección de Migración y Naturalización) en el caso de extranjeros para persona natural. Copia del certificado de Registro Público de la Sociedad Anónima para la persona jurídica.
 - (iv) En caso de que la persona natural o el representante legal de una sociedad no pueda asistir personalmente a firmar el contrato de suministro, se deberá aportar:
 - Para persona natural: Carta de autorización original con copia de la cédula del otorgante y del autorizado.
 - Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado).
 - (v) En el caso de los inmuebles o instalaciones nuevas no ocupadas, además de los otros requisitos deberá el solicitante aportar:
 - Copia del permiso de ocupación o certificado de ocupación para la instalación del suministro eléctrico emitido por el Municipio correspondiente
 - En caso de que el permiso o certificado de ocupación esté a nombre de una persona distinta al solicitante, se deberá verificar que el mismo corresponda a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio.

- 
- (vi) En los casos de clientes tales como construcciones, exposiciones, ferias, circos, etc. que requieran un suministro de carácter temporal, deberán presentar la habilitación correspondiente para su funcionamiento emitida por autoridad competente.
- c) Presentar certificación de buen historial de pago o referencias de crédito recientes, es decir que no exceda un periodo de 5 años de la fecha en que se realiza la solicitud. En ausencia de éstas, el solicitante deberá pagar el depósito de garantía establecido en el presente reglamento.
- d) Pagar el derecho de conexión de acuerdo al pliego tarifario vigente.
- e) En edificaciones nuevas el punto de interconexión debe estar ubicado en un sitio accesible a la empresa de distribución de acuerdo con las normas de construcción.
- f) El cliente será responsable sobre la propiedad en la que se instalará el suministro ante cualquier reclamo o conflicto de la propiedad entre terceros o particulares.
- g) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento”.

Artículo 16 “La cancelación del servicio se realizará cuando lo solicite el cliente, de forma verbal o por escrito, personalmente o por intermedio de una persona autorizada ante notario. Cuando el cliente o una persona autorizada ante notario realice la solicitud de cancelación en forma verbal, la empresa distribuidora deberá entregar al cliente una constancia escrita de la solicitud, en la que se consigne como mínimo, fecha, hora, número de registro y nombre de la persona que recibió la petición.

La empresa distribuidora realizará la desconexión en un tiempo no mayor al que se exige para las instalaciones de acuerdo a la norma de calidad vigente, el cual deberá ser informado al cliente en la misma constancia de la solicitud. La empresa distribuidora debe realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio y facturar el consumo para el cierre de la cuenta.

En el caso de que el cliente no sea el dueño de la vivienda o del local comercial, y este abandona o desaloja el mismo sin avisar a la empresa distribuidora o solicitar la cancelación del servicio, la empresa deberá aceptar la solicitud de cancelación del servicio de parte del propietario, siempre que sea presentada por escrito y se aporten copias de los documentos que acrediten la propiedad o tenencia del bien inmueble sobre el cual se solicita la cancelación del suministro:

- a) Presente una Declaración Jurada notariada original, que indique de manera expresa que el cliente desalojó el bien inmueble o que fue lanzado o desalojado del bien inmueble.

- b) Presente certificación original y vigente (6 meses) expedida por el Registro Público, por la Autoridad Nacional de Administración de Tierras o por aquellas instituciones que acrediten la propiedad y/o posesión de un bien inmueble.

Una vez aceptada la solicitud de cancelación del servicio por la causal de abandono o desalojo, la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud y realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio, a fin de comprobar que en el bien inmueble no se registra consumo, acreditándose el abandono declarado por el propietario o tenedor del bien inmueble que solicitó la cancelación del servicio. En caso de haber consumo o de haber una persona habitando el bien inmueble no se procederá con la desconexión.

La empresa distribuidora no será responsable por conflictos dimanantes de lo antes expuesto y cualquier reclamación deberá ser dirigida al propietario o tenedor correspondiente.

Si el cliente que ocupaba el bien inmueble dejara una cuenta pendiente, la misma solo es atribuible a él y no podrá trasladarse al propietario del inmueble ni al nuevo cliente que pase a hacer uso del mismo, tal y como se establece en el artículo 4 del Capítulo V.1 de este Reglamento. El propietario del bien inmueble deberá realizar tal solicitud en forma diligente, y la Empresa Distribuidora deberá proceder a la conexión del nuevo servicio, una vez firmado el nuevo contrato y, el cliente haya pagado el respectivo depósito”.

Artículo 38 “En caso de que la medición haya registrado menos energía y/o potencia de la consumida por el cliente por fallas propias del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente o por fallas administrativas de la empresa distribuidora, no podrá cobrar la diferencia retroactivamente.

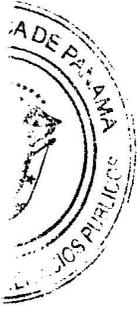
En los casos en que por fallas administrativas de la empresa distribuidora u otras causas no imputables al cliente, se hayan generado errores de cualquier tipo en otros elementos de la facturación, la empresa no podrá cobrar la diferencia retroactivamente y si se generó un cobro que no correspondía, deberá ser devuelto al cliente.

Se exceptúan de esta disposición las situaciones derivadas de instrucciones de la Autoridad, como la aplicación de porcentajes de subsidios o aportes del Estado informados a la distribuidora con poco tiempo previo a la fecha de facturación, lo que puede atrasar el proceso de facturación. En estos casos, ASEP evaluará si la empresa podrá cobrar la diferencia en función de la evidencia que presente la empresa distribuidora.”

Artículo 40 “Las facturas deberán contar como mínimo con la siguiente información:

- a) Variables de consumo (energía/potencia –facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda).
- b) Valores de energía reactiva y factor de potencia asociado al consumo en el caso que corresponda.





- c) Intereses y monto final correspondiente.
- d) Teléfono de atención Comercial y de Emergencias.
- e) Lugares de pago.
- f) Datos de la ASEP, con un texto que indique la posibilidad de realizar denuncias ante la ASEP.
- g) Tarifa aplicada.
- h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación).
- i) Tipo de lectura (real/estimada).
- j) Lectura anterior y actual del medidor
- k) Período de lectura y cantidad de días facturados
- l) Saldo adeudado a 30 días
- m) Saldo adeudado a 60 días
- n) Historial de consumo mensual (datos).
- o) Cargos por conexión y reconexión por motivos de suspensión del servicio
- p) Reducciones Tarifarias.
- q) Estadísticas de interrupciones del servicio eléctrico para cada cliente de que fue objeto en el período de facturación anterior.
- r) Fecha y hora de la demanda máxima del período de facturación en los casos en que el medidor pueda suministrar esta información.
- s) Detalles del depósito de garantía
- t) Fecha de vencimiento de la factura
- u) Historial de pago de los últimos tres meses (fecha y monto pagado)".

REPÚBLICA DE PANAMÁ
BANCO DE DESARROLLO AGROPECUARIO

RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA 12 -2017
(Del 8 de septiembre de 2017)

EL GERENTE GENERAL

CONSIDERANDO:

Que el artículo 55 de la Ley 17 de 21 de abril de 2015, por la cual se reorganiza el Banco de Desarrollo Agropecuario, señala que el Gerente General tiene Jurisdicción Coactiva y podrá delegar su ejercicio en los jueces ejecutores de la institución.

Que el Banco mantiene dentro de su cartera crediticia préstamos de difícil recuperación, cuyas vías de cobros normales y especiales han sido agotadas, los cuales deben ser cobrados mediante el proceso por cobro coactivo, en el cual el funcionario ejerce las funciones de Juez, y se tiene como ejecutante a la Institución, al tenor de lo establecido en el artículo 1777 del Código Judicial.

Que la licenciada ANA LINA ROMERO, con cédula de identidad personal 7-107-116, quien ocupa el cargo de Juez Ejecutor en la Gerencia Regional de Veraguas, se acogerá a su derecho a vacaciones del cuatro (4) de septiembre al tres (3) de octubre de 2017, por lo cual se hace necesario delegar la jurisdicción coactiva para la provincia de Veraguas en otro funcionario de la institución.

Que mediante las Notas G.E.R.H.393-17 de 6 de junio de 2017, G.E.R.H.445-17 de 21 de junio de 2017 y G.E.R.H.710-17 de 8 de septiembre de 2017 se asignaron funciones de Juez Ejecutor en la Gerencia Regional de Veraguas al licenciado JOSÉ DOPESO, varón, panameño, mayor de edad, abogado, portador de la cédula de identidad personal 9-729-227.

Que se requiere delegar temporalmente la facultad de ejercer la Jurisdicción Coactiva atribuida por ley al Gerente General del Banco de Desarrollo Agropecuario, específicamente para la provincia de Veraguas durante la ausencia del Juez Ejecutor titular del cargo, por tanto,

RESUELVE:

PRIMERO: DELEGAR, DE MANERA TEMPORAL, la Jurisdicción Coactiva de la provincia de Veraguas en el licenciado JOSÉ DOPESO, varón, panameño, mayor de edad, abogado, portador de la cédula de identidad personal 9-729-227, ÚNICAMENTE para el período comprendido del cuatro (4) de septiembre al tres (3) de octubre de 2017 cuando se reintegre a sus funciones la Licenciada ANA LINA ROMERO.

SEGUNDO: Esta Resolución comenzará a regir a partir de su firma.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Artículo 55 de la Ley 17 de 21 de abril de 2015 y Artículo 1777 del Código Judicial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.


RICARDO A. SOLÍS P.
Gerente General

Banco de Desarrollo Agropecuario
Sub Gerencia Ejecutiva Jurídica

El suscrito funcionario da fe que el presente documento es fiel copia de su original que reposa en nuestros archivos

Firma: 
Fecha: 8/9/17 Hora: 2:18 p.m.



NOTA MARGINAL DE ADVERTENCIA

REGISTRO PÚBLICO DE PANAMÁ: Panamá, dieciséis (16) de agosto de dos mil diecisiete (2017).

Se ha presentado solicitud por parte del Notario Público Tercero del Circuito de Panamá, el Señor Cecilio Roberto Moreno Arosemena, recibida en el Departamento de Asesoría Legal el 4 de agosto de 2017, por el cual nos solicita se practique Nota Marginal de Advertencia sobre la inscripción de la Entrada 239919/2017 del Diario, que afecta el Folio Real (Finca) No. 84566, de la Sección de Propiedad, Provincia de Chiriquí, del Registro Público, con Código de Ubicación 4602.

De acuerdo con la solicitud presentada y de conformidad con lo aportado por la Notaria Tercera del Circuito de Panamá, se nos advierte que ingresó y se inscribió la Escritura Pública No. 5,672 de 19 de mayo de 2017, de la Notaria Tercera del Circuito de Panamá mediante Entrada 239919/2017 de Diario, por la cual el Señor Cristiano Zeviani vende la finca de su propiedad N°84566 a favor del Señor Raúl Ernesto Ureña Miranda, señalándonos que este documento es falso, toda vez que el protocolo que reposa en la Notaria de la Escritura Pública 5,672; corresponde a la fecha de 8 de junio de 2016 y donde se protocoliza un Acta de una reunión extraordinaria celebrada el 8 de marzo de 2016, por la Junta de Accionistas de la Sociedad Anónima denominada FARYCA INVESTMENTS CORP, mediante el cual se disuelve la sociedad, ingresado al Diario bajo la Entrada 261362/2016 e inscrito desde el 13 de junio de 2016.

En ese sentido, la Notaria Tercera del Circuito de Panamá, al remitirnos copia del protocolo nos evidencia que efectivamente existen incongruencias a la vista del mismo, las cuales consisten en lo siguiente:

- El protocolo enviado por parte de la Notaria Tercera del Circuito de Panamá No. 5,672 es de fecha de 8 de junio de 2016 y la Escritura Pública 5,672 presentada es de fecha 19 de mayo de 2016.
- El contenido del protocolo es un Acta de una reunión extraordinaria celebrada el 8 de marzo de 2016, por la Junta de Accionistas de la Sociedad Anónima denominada FARYCA INVESTMENTS CORP, mediante el cual se disuelve la sociedad y la Escritura Pública en mención versa sobre una venta.
- Se inscribió una segunda escritura con el mismo número y del mismo año con operaciones distintas a la que consta inscrita anteriormente con la Entrada 261362/2016.

Por todo lo señalado, podemos decir que estamos frente a un posible ilícito, del cual el Registro Público no tenía conocimiento, pero al ser advertido y aportado el protocolo que deja al descubierto el hecho, no podemos hacer caso omiso a tal señalamiento.

En virtud de lo anterior se desprende el hecho, de que procede una nota marginal de advertencia en atención al Artículo 1790 de código civil.

POR LOS MOTIVOS EXPUESTOS ESTE DESPACHO ORDENA: Colocar una **Nota Marginal de Advertencia** sobre la inscripción de la Entrada 239919/2017 del Diario, que afecta el Folio Real (Finca) No. 84566, de la Sección de Propiedad, Provincia de Chiriquí, del Registro Público, con Código de Ubicación 4602

Esta **Nota Marginal de Advertencia** no anula la inscripción; pero restringe los derechos del dueño de tal manera, que mientras no se cancele o se practique, en su caso, la rectificación, no podrá hacerse operación alguna posterior, relativa al asiento de que se trata. Si por error se inscribiere alguna operación posterior será nula, con fundamento en el Artículo 1790 del Código Civil.

CÚMPLASE Y PUBLÍQUESE.


ERASMO ELÍAS MUÑOZ MARÍN
DIRECTOR GENERAL


Secretaría de Asesoría Legal
Entrada 333036-2017/ct

*Cumplido, 11 de septiembre de 2017
Cecilio Roberto Moreno Arosemena*



333036/2017 (1)

Identificador
12/09/2017 04:26:10 PM

Registro Público de Panamá



ESTE DOCUMENTO ES FIEL COPIA
DEL ORIGINAL

14/9/2017
FECHA

[Handwritten Signature]
SECRETARÍA GENERAL

**REPÚBLICA DE PANAMÁ
REGISTRO PÚBLICO DE PANAMÁ**

Resolución No. DG-198-2017
(De 13 de septiembre de 2017)

“Por la cual se habilita un horario extraordinario de trabajo en la Oficina Regional del Registro Público de Panamá en la Provincia de Veraguas”

EL DIRECTOR GENERAL DEL REGISTRO PÚBLICO DE PANAMÁ
En uso de sus facultades legales conferidas por la Ley 3 de 6 de enero de 1999,

CONSIDERANDO:

Que es función del Director General, establecer las políticas generales para la Administración del Registro Público de Panamá, de conformidad a lo establecido en el numeral 1 del artículo 7 de la Ley 3 de 6 de enero de 1999;

Que para procesar documentos y trámites en la Sede Regional del Registro Público en la Provincia de Veraguas, relacionados a documentos ingresados por la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), se hace necesario habilitar un horario extraordinario de trabajo;

Que dicha habilitación extraordinaria será para trabajo interno del personal; por tanto, no se estará atendiendo al público durante el mismo.

Por lo que, se

RESUELVE:

ARTÍCULO ÚNICO: Extender el horario de trabajo los días miércoles 13 y jueves 14 de septiembre de 2017, de 4:01pm a 6:01pm en la Oficina Regional del Registro Público de la Provincia de Veraguas, sin atención al público.

Dado en la ciudad de Panamá, a los trece (13) días del mes de septiembre de dos mil diecisiete (2017).

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 3 de 6 de enero de 1999.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.


ERASMO ELÍAS MUÑOZ MARÍN
Director General



República de Panamá

San Carlos, 13 de septiembre de 2017

Municipio de San Carlos
Consejo Municipal

ACUERDO N° 23
(Del 13 de Septiembre de 2017)

Por el cual se modifica el Acuerdo 20 de 15 de Agosto de 2017, en el sentido de modificar el artículo sexto.

EL CONCEJO MUNICIPAL DE SAN CARLOS
En uso de sus facultades legales, y reglamentarias,

CONSIDERANDO

Que la ley 106 del 8 de octubre 1973, reformada por la ley 52 del 29 de diciembre de 1984, establece que “Los Concejos Municipales regulan la vida jurídica de los Municipios por medio de acuerdos que tienen fuerza de ley del respectivo Distrito,

Que el 15 de agosto de 2017, se aprobó el acuerdo N° 20 que establece una moratoria en el Distrito de San Carlos.

Que luego de una revisión minuciosa, hemos considerado que el objetivo de una moratoria es lograr una recaudación inmediata y no generar arreglos de pagos que puedan incluso, afectar otras ejecuciones presupuestarias.

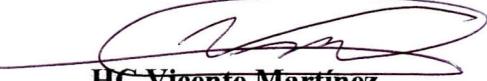
ACUERDA

Art. 1°: Modificar el artículo sexto del Acuerdo 20 de 15 de agosto de 2017, que quedara así:

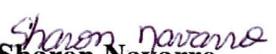
Art. Sexto El contribuyente Finaliza el (15) de octubre del año dos mil diecisiete (2017), realizar el pago de los impuestos sin multas, recargos ni intereses.

Art. 2°: Este Acuerdo comenzara a regir a partir de su prolongación en la Gaceta Oficial, Comuníquese y Cúmplase.

Dado en el salón de Sesiones del Honorable Concejo Municipal del Distrito de San Carlos a los trece días (13) días del mes de septiembre del año dos mil diecisiete.


HC Vicente Martínez
Presidente del Concejo Municipal de San Carlos




Sharon Navarro
Secretaria Asistente I

PROVINCIA DE PANAMA. DISTRITO DE SAN CARLOS. ALCALDIA MUNICIPAL DE SAN CARLOS. 13 DE SEPTIEMBRE DE DOS MIL DIECISIETE (2017)

*****SANCIONADO*****

VICTOR LOPEZ ORTEGA
ALCALDE DEL DISTRITO



ITZEL BERNAL
SECRETARIA GENERAL