



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXV

Panamá, R. de Panamá jueves 18 de febrero de 2016

Nº 27971

CONTENIDO

MINISTERIO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL

Resolución N° 839-2015
(De miércoles 30 de diciembre de 2015)

POR LA CUAL SE NIEGA LA DESAFECTACIÓN DE LA CALLE PRIMERA DE UN ÁREA DE 320 MTS² DE SERVIDUMBRE DE LA URBANIZACIÓN VILLA NUEVA, CORREGIMIENTO DE LA PEÑA, DISTRITO DE SANTIAGO, PROVINCIA DE VERAGUAS.

Resolución N° 840-2015
(De miércoles 30 de diciembre de 2015)

POR LA CUAL SE DESAFECTA UN CALLEJÓN QUE FORMA PARTE DE LA FINCA NO. 2243, TOMO 270, FOLIO 406, UBICADA EN SANTA CLARA, CORREGIMIENTO DE RÍO HATO, DISTRITO DE ANTÓN, PROVINCIA DE COCLÉ.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 9555 -Elec
(De viernes 15 de enero de 2016)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL PLANEAMIENTO SEMANAL DEL DESPACHO DE MEDIANO PLAZO (DMP), DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL NUMERAL 15.4.1.8 DE LAS REGLAS COMERCIALES.

Resolución AN N° 9558 -Elec
(De lunes 18 de enero de 2016)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA PROGRAMACIÓN DIARIA Y CRITERIOS DE ARRANQUE Y PARADA DIARIOS (MPD), DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL NUMERAL 15.4.1.8 DE LAS REGLAS COMERCIALES.

Resolución AN N° 9588-Elec
(De viernes 29 de enero de 2016)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA AUDIENCIA PÚBLICA NO. 001-16 PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LOS ARTÍCULOS 24, 26, 91, 106, 108, 113 Y 128 DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO “RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN”.

SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES

Acuerdo N° 2-2016
(De miércoles 03 de febrero de 2016)

QUE MODIFICA LOS ARTÍCULOS 5, 6, 14, 18 DEL ACUERDO 5-2014 DE 01 DE OCTUBRE DE 2014 SOBRE LOS CORREDORES DE VALORES, ANALISTAS, EJECUTIVOS PRINCIPALES Y EJECUTIVOS PRINCIPALES DE ADMINISTRADOR DE INVERSIONES Y SE MODIFICAN CIERTAS DISPOSICIONES DE LOS ACUERDOS 1-2015 Y

2-2015 DE 3 DE JUNIO DE 2015.

AVISOS / EDICTOS



REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL
VICEMINISTERIO DE ORDENAMIENTO TERRITORIAL

RESOLUCIÓN N° 839-2015

(de 30 de Dic de 2015)

"Por la cual se niega la desafectación de la calle primera de un área de 320 mts² de servidumbre de la Urbanización Villa Nueva, corregimiento de La Peña, distrito de Santiago, provincia de Veraguas."

**EL MINISTRO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL
EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES,**

CONSIDERANDO :

Que es competencia del Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial, de conformidad al Numeral 19 del Artículo 2 de la Ley 61 de 23 de octubre de 2009, levantar, regular, y dirigir los planos reguladores, lotificaciones, zonificaciones, urbanizaciones, mapas oficiales, líneas de construcción y todos los demás asuntos que requiera la planificación de las ciudades, con la cooperación de los municipios y otras entidades públicas;

Que formalmente fue presentado a la Dirección de Ordenamiento Territorial de este Ministerio para su revisión y aprobación la desafectación de la calle primera de un área de 320 mts² de la Urbanización Villa Nueva, corregimiento de Peña, distrito de Santiago, provincia de Veraguas;

Que el propietario de la Finca No.62801, inscrita al Documento 1605803 solicita la desafectación, por incumplimiento verbal de venta o desarrollo en conjunto con la propietaria de la Finca colindante No.3371, Tomo 441, Folio 954 propiedad de Blanca Alcedo de Castañeda;

Que en dicho acuerdo se había establecido que la constructora Betel compraría acceso desde la vía interamericana y proporcionaría una vía para interconexión barrial;

Que el Decreto No.36 de 31 de agosto de 1998 "Por el cual se aprueba el Reglamento Nacional de Urbanizaciones", establece que debe existir interconexión barrial, para así evitar desarrollos de pequeñas islas, formando así una mejor conectividad, evitando los congestionamientos en vías principales.

Que a fin de cumplir con el proceso de participación ciudadana, de conformidad a lo dispuesto en la Ley 6 del 22 de enero de 2002, la Ley 6 de 1 de febrero de 2006, Decreto Ejecutivo No. 23 de 16 de mayo del 2007 y Decreto Ejecutivo No. 782 de 22 de diciembre de 2010, se procedió a realizar los avisos de convocatoria a los que había lugar, sin que dentro del término para este fin establecido se recibiera objeción alguna por parte de la ciudadanía;

Que en el informe técnico N°. 32-15 de 8 de septiembre de 2015, elaborado en el Departamento de Planificación Vial de la Dirección de Ordenamiento Territorial de este Ministerio, se concluyó que no es viable la desafectación de la calle primera de la urbanización Villa Nueva.



Resolución No. 889-2015
de 30 de dic. de 2015
Página No. 2

Que la desafectación solicitada se ubica en la Finca 62801, inscrita al Documento 1605803, de la sección de propiedad de la Sociedad Constructor Betel.

Que con fundamento en lo anteriormente expuesto;

RESUELVE :

PRIMERO: NEGAR la solicitud de desafectación de la calle primera de un área de 320 mts² de servidumbre de la Urbanización Villa Nueva, corregimiento de La Peña, distrito de Santiago, provincia de Veraguas.

SEGUNDO: el Decreto Ejecutivo No.36 de 31 de agosto de 1998, "Por el cual se aprueba el Reglamento Nacional de Urbanizaciones", establece en su artículo 18:

"La red de calles que se proponga se correlacionará con las vías principales existentes, proyectadas en planos oficiales o en el Plan Metropolitano; indicándose la conexión con los desarrollos adyacentes, amarrando la urbanización a las coordenadas geográficas establecidas por el Instituto Geográfico Nacional Tommy Guardia".

TERCERO: Enviar copia autenticada de esta Resolución a todas las entidades que en una u otra forma participan de manera coordinada en la aplicación de las Normas de Ordenamiento Territorial.

CUARTO: Esta Resolución entrará a regir a partir de su publicación en la Gaceta Oficial.

QUINTO: Contra esta Resolución cabe el Recurso de Reconsideración, dentro del término de cinco (5) días hábiles a partir de su notificación.

FUNDAMENTO LEGAL: Decreto Ejecutivo No.36 de 31 de agosto de 1998, Ley 6 de 22 de enero de 2002, Ley 6 de 1 de febrero de 2006, Ley 6 de 1 de febrero de 2006, Ley 61 de 23 de octubre de 2009 y Decreto Ejecutivo N° 782 de 22 de diciembre de 2010.

NOTIFIQUESE, PUBLIQUESE Y CÚMPLASE,

MARIO ETCHEVERRÍA
Ministro



JUAN MANUEL VASQUEZ G.
Viceministro de Ordenamiento
Territorial



ES FIEL COPIA DEL ORIGINAL

SECRETARIA GENERAL
MINISTERIO DE VIVIENDA Y
ORDENAMIENTO TERRITORIAL
19-1-2016



REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL
VICEMINISTERIO DE ORDENAMIENTO TERRITORIAL

RESOLUCIÓN N° 840-2015
 (de 30 de Dic. de 2015)

" Por la cual se desafecta un callejón que forma parte de la Finca N°. 2243, Tomo 270, Folio 406, ubicada en Santa Clara, corregimiento de Río Hato, distrito de Antón, provincia de Coclé.

**EL MINISTRO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL
 EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES,**

CONSIDERANDO :

Que Luis Alberto Yu Mow, Representante Legal de la Sociedad "Santa Clara Beach Development Corporation", solicitó formalmente, la desafectación de servidumbre de un "Callejón" que forma parte de la finca N°. 2243, Tomo 270, Folio 406, ubicada en Santa Clara, corregimiento de Río Hato, distrito de Antón, provincia de Coclé;

Que es competencia del Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial, de conformidad al Numeral 19 del Artículo 2 de la Ley 61 de 23 de octubre de 2009, levantar, regular, y dirigir los planos reguladores, lotificaciones, zonificaciones, urbanizaciones, mapas oficiales, líneas de construcción y todos los demás asuntos que requiera la planificación de las ciudades, con la cooperación de los municipios y otras entidades públicas;

Que el callejón que se solicita desafectar se ubica entre la finca N°. 5561, Tomo 520, Folio 86 y la finca N°. 7437, Tomo 796, Folio 512, ambas fincas con acceso por la calle Las Palmas;

Que en inspección realizada en el área de la solicitud, se observó que la servidumbre establecida en plano como vía sin salida, físicamente no existe;

Que en expediente se observó que el callejón colinda con un canal pluvial en dirección al mar y no se indica conexión hacia el área donde se ubica el canal pluvial mencionado;

Que con la desafectación del tramo de servidumbre, no se afecta el acceso de ningún lote colindante;

Que se cumplió con el proceso de participación ciudadana, en atención a lo dispuesto en la Ley 6 de 22 de enero de 2002, la Ley 6 de 1 de febrero de 2006, el Decreto Ejecutivo N°. 782 de 22 de diciembre de 2010 y la Resolución N°. 15-2011 de 18 de enero de 2011;

Que habiéndose utilizado la modalidad de consulta ciudadana a fin de garantizar la participación ciudadana, se fijó por el término de diez (10) días hábiles aviso de convocatoria en mural informativo de la institución, sin que dentro del término establecido se recibiera objeción alguna por parte de la ciudadanía;

[Handwritten signature]



Página No.2
Resolución 840-2015
Fecha 19 de feb. de 2015

Que mediante informe técnico N°. 05-15 de 28 de enero de 2015, elaborado por el Departamento de Planificación Vial de la Dirección de Ordenamiento Territorial de este Ministerio, se concluyó que es viable la desafectación solicitada;

Que con fundamento en lo anteriormente expuesto,

RESUELVE :

ARTÍCULO PRIMERO: Desafectar un callejón que forma parte de la finca N°. 2243, Tomo 270, Folio 406, propiedad de "Santa Clara Beach Development Corporation", ubicado entre la finca N°. 5561, Tomo 520, Folio 86 y la finca N°. 7437, Tomo 796, Folio 512; en Santa Clara, corregimiento de Río Hato, distrito de Antón, provincia de Coclé.

ARTÍCULO SEGUNDO: Enviar copia autenticada de esta Resolución a todas las entidades que en una u otra forma participan de manera coordinada en la aplicación de las Normas de Ordenamiento Territorial.

ARTÍCULO TERCERO: Esta Resolución entrará a regir a partir de su publicación en la Gaceta Oficial.

ARTÍCULO CUARTO: Contra esta Resolución cabe el Recurso de Reconsideración, dentro del término de cinco (5) días hábiles a partir de su notificación.

FUNDAMENTO LEGAL: Ley 61 de 23 de octubre de 2009; Ley 6 de 22 de enero de 2002; Ley 6 de 1 de febrero de 2006 y Decreto Ejecutivo N° 782 de 22 de diciembre de 2010.

NOTIFIQUESE, PUBLIQUESE Y CÚMPLASE,

MARIO ETCHEVERRÍA
MINISTRO



JUAN MANUEL VÁSQUEZ
VICE-MINISTRO DE
ORDENAMIENTO TERRITORIAL



República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 4555 -Elec

Panamá, 15 de enero

de 2016

"Por la cual se aprueba la modificación de la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo (DMP), de acuerdo a lo establecido en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales."

**EL ADMINISTRADOR GENERAL, ENCARGADO
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, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad," y sus modificaciones, establecen el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, y fue reglamentada mediante Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, en adelante Reglas Comerciales, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
5. Que el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales establece que la implementación de dicha norma se realizará a través de Manuales Detallados de Procedimiento, denominados Metodologías de Detalle, los cuales serán desarrollados por el CND con el apoyo del Comité Operativo y la colaboración de los Participantes del Mercado. Dichas Metodologías deberán respetar los criterios, principios y procedimientos generales que se establecen en las Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia, así como evitar conflictos de interpretación;
6. Que el numeral 15.4.1.7 de las referidas Reglas Comerciales indica que el procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología es el siguiente:
 - 6.1. "Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar el apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa.

Resolución AN No. 2655 -Elec
de 15 de Febrero de 2016
Página 2 de 3

-

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR las modificaciones a la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo (DMP), cuyo Texto Unificado constituye el **ANEXO A** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: COMUNICAR al Centro Nacional de Despacho que las modificaciones a la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo (DMP), entrarán en vigencia de forma conjunta con la promulgación de la Resolución que aprueba las modificaciones a la Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base (MPS).

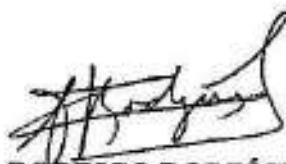


Resolución AN No. 2555 -Elec
de 16 de febrero de 2016
Página 3 de 3

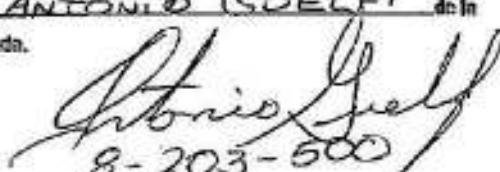
TERCERO: ADVERTIR que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a su notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones y demás disposiciones concordantes;

NOTIFIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE,

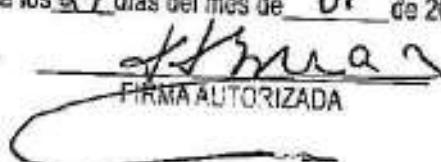

RODRIGO RODRÍGUEZ J.
Administrador General, Encargado

En Panamá a los diciembre (19) días
del mes diciembre de 2016
a las 02:45 pm de la Tarde
Notifico al Sr. ANTONIO GUELF de la
Resolución que antecede.


8-203-500

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 27 días del mes de 01 de 2016


FIRMA AUTORIZADA

8/



ANEXO A

Resolución AN No. 9555 -Elec. de 15 de enero de 2016.



Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo

(ATENCIÓN: Los procedimientos para el planeamiento semanal de la política de despacho de mediano y corto plazo deberán leerse en el orden que a continuación se indica: 1. Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo; 2. Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; 3. Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Díleros; 4. Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión).

(DMP.1) Generalidades.

- (DMP.1.1) El planeamiento de la política del despacho de mediano plazo de los recursos de generación del sistema se realizan optimizando el uso de estos recursos para minimizar el costo de suplir la demanda.
- (DMP.1.2) El horizonte de optimización se trabajará en etapas semanales, con un horizonte total de tres años. El resultado del proceso de optimización queda resumido en una "Función de Costo Futuro" que relaciona el costo de operación futuro del sistema con el nivel de todos los embalses.
- (DMP.1.3) Una vez obtenida la Función de Costo Futuro y las proyecciones de uso de las plantas térmicas para la semana en consideración, se procede a modelar en el corto plazo, con etapas horarias y horizonte de una semana, optimizando en este caso la colocación de las unidades base (típicamente turbo vapor) que tiene ciclos de parada-arranque más largos y más costosos. El problema de optimización en este caso es el de "unit commitment" que considera las alternativas:
- (DMP.1.3.1) Utilizar la unidad de base durante todo el periodo, aun cuando resulte como "generación obligada" durante los intervalos de baja carga.
 - (DMP.1.3.2) Parar la unidad de base durante los periodos de baja carga y volver a arrancar dichas unidades (incluyendo el costo de arranque) para suplir los picos de carga.
 - (DMP.1.3.3) No utilizar las unidades base y cubrir los picos con unidades de arranque rápido (incluyendo el costo de arranque) y escoge la solución con el costo mínimo dentro del horizonte de optimización
- (DMP.1.4) Es muy importante tener presente que una operación exitosa del sistema conlleva no tener cambios significativos en las generaciones asignadas a las diferentes unidades, ni en el Valor del Agua, ni la Función de Costo Futuro cuando se acopla el modelo de plazo anual al semanal, o al diario, o al instantáneo. Ni siquiera debe haber cambios significativos entre las



programaciones que van de una semana a la siguiente. Cuando ocurrán cambios significativos en los resultados del proceso del Planeamiento Semanal, y/o a solicitud de una parte interesada, el CNE, con ayuda de los Agentes involucrados, debe analizar y explicar convincentemente a todos los agentes las razones por los que ocurrieron estos cambios, y, si es el caso, las medidas correctivas tomadas para evitarlos en el futuro.

(DMP.2) Preparativos para el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo

(DMP.2.1)

Demanda

El objetivo de un pronóstico con nivel de desviación aceptable es el de prever y adaptarse a la demanda en los distintos plazos. A corto plazo se desea cubrir aspectos de seguridad en la operación del sistema, y a mediano plazo en mitigar las probabilidades de déficit y vertimiento utilizando los recursos de forma razonable.

- (DMP.2.1.1) Los pronósticos de requisitos semanales de potencia y energía del SIN para los siguientes tres años, se suministrarán en las semanas 11, 24, 37 y 51 (dos semanas previas al inicio de cada trimestre).

Los Participantes Consumidores deberán entregar junto con el pronóstico, la información histórica de forma desagregada por categoría de cliente (NES.2.5) y por zona de consumo, y las premisas asociadas a la elaboración del pronóstico. Se considera como zonas de consumo, el uso de una desagregación provincial, considerando los límites de concesión de cada Empresa Distribuidora.

Para tal fin en el caso de las empresas distribuidoras, estas deberán contemplar en sus pronósticos el uso de los datos históricos de los últimos 5 años. El resto de las premisas utilizadas e información considerada para el pronóstico, debe ser plasmado en el informe a entregar.

La administración correcta de dichos pronósticos debe realizarse siguiendo el siguiente procedimiento:

(DMP.2.1.1.1)

Los Participantes Consumidores deberán crear a partir de su pronóstico, una curva cronológica de carga diferenciando días típicos de atípicos. Días Típicos serán días de semana laborables y fines de semana típicos: De la base de datos histórica, utilizando los últimos 2 años, se obtiene la fracción promedio de la energía de cada uno de los días de cada mes. Días Atípicos serán días festivos y días cuyo comportamiento difiere del típico esperando: De la base de datos



histórica, utilizando todos años disponibles, se obtiene la fracción promedio de la energía de cada uno de los días atípicos identificados.

Luego se multiplica esta fracción por la demanda semanal y se obtiene la demanda promedio de cada día de la semana (típico y atípico). La ubicación de los días atípicos debe identificarse claramente por parte del Participante Consumidor.

- (DMP.2.1.1.2) El CND será responsable de su integración para los fines del planeamiento de la operación. Dentro de esta integración el CND debe agregar los consumos asociados a los Grandes Clientes Participantes del Mercado, obtenidos de la última información suministrada al CND y las pérdidas asociadas a transmisión.
- (DMP.2.1.1.3) El CND debe verificar que la información entregada por los Participantes Consumidores refleje correctamente el consumo de energía para las semanas atípicas.
- (DMP.2.1.2) Para los fines pertinentes el CND debe mantener una revisión del pronóstico de los Participantes Consumidores (por zona de consumo o área eléctrica en el caso de las Empresas Distribuidoras), para verificar la coherencia de los consumos y de las estimaciones de pérdidas de transmisión.
- (DMP.2.1.3) Cada semana se tomarán las semanas restantes del año en curso, más las que hagan falta del próximo año para completar las 52 semanas que necesitamos para el estudio. Este pronóstico será utilizado para los estudios de mediano plazo que son la base de la asignación del precio del agua en los embalses.
- (DMP.2.1.4) A los pronósticos se le debe incorporar la información que se tenga de programas de exportación, así como el pronóstico de las exportaciones, basado en el comportamiento en semanas anteriores y los registros históricos.
- (DMP.2.1.5) La demanda es modelada considerando un paso semanal a través de un Diagrama Ordenado de Duración de Cargas (DODC) aproximado por cinco escalones. Cada bloque de energía corresponde a energías que en la práctica están ubicadas en zonas de la curva de carga de características similares. Se trabajará con 5 bloques de energía así: Pico: 5 horas; Alta: 32 horas; Media: 43 horas; Baja: 34 horas; Mínima: 54 horas. En el caso que exista la



necesidad de cambios en el número y duración de bloques de la demanda, deberá ser sustentado ante el Comité Operativo para su aprobación.

(DMP.2.1.6) Para obtener las energías de cada bloque se utiliza el siguiente procedimiento:

(DMP.2.1.6.1) De la base de datos histórica, utilizando 5 años, se obtiene la fracción promedio de energía de cada uno de los bloques de demanda. Esto se logra dividiendo la demanda horaria de cada semana de cada año en sus cinco (5) bloques y calculando la fracción promedio representada por cada bloque, en cada semana.

(DMP.2.1.6.2) Se multiplica la Demanda semanal obtenida en DMP.2.1.1 por la fracción correspondiente al bloque obtenido en DMP.2.1.6.1 para obtener el pronóstico de demanda de cada bloque.

(DMP.2.1.7) Para la semana objeto del estudio, se elaborará la demanda horaria de cada día de la semana, 168 bloques, teniendo en cuenta los pronósticos del informe indicativo de demanda, el tipo de día (regular, feriado, etc.), la demanda real de la semana anterior y los pronósticos climatológicos que estén disponibles. Este resultado se utilizará para el pronóstico a corto plazo, pero además se agregarán los totales de energía en los bloques del estudio semanal, y se utilizará esta demanda así calculada para los estudios de largo plazo correspondientes a esa semana.

(DMP.2.1.8) Semanalmente se evaluarán el desempeño del pronóstico vigente.

(DMP.2.1.8.1) Desviación Absoluta Zonal: $DAZ = |ERt - EPt|$

(DMP.2.1.8.2) Desviación Absoluta Promedio (Histórica y Anual Móvil):

$$\overline{DAP} = \frac{\sum_{t=1}^N |ERt - EPt|}{N}$$

(DMP.2.1.8.3) Desviación Porcentual Absoluta Promedio Móvil:

$$DPAPM = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{|ERt - EPt|}{ERt}}{5}$$

(DMP.2.1.8.4) Desviación Porcentual Absoluta Promedio (Histórica y Anual Móvil)



$$\overline{DAP} = \frac{\sum_{t=1}^N |ER_t - EP_t|}{ER_t}$$

(DMP.2.1.8.5) Desviación Estándar (Histórica y Anual Móvil):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N \{(ER_t - EP_t) - \overline{DAP}\}^2}{N - 1}}$$

Donde:

ER: Energía Real

EP: Energía Pronosticada

N: Total de etapas

t: etapa semanal

Se multiplica la Demanda semanal obtenida en DMP.2.1.1 por la fracción correspondiente al bloque obtenido en DMP.2.1.6.1 para obtener el pronóstico de demanda de cada bloque.

(DMP.2.1.9) Los Participantes Consumidores deberán entregar un nuevo pronóstico y las premisas consideradas al CND para lo cual contará con 7 días hábiles. Este nuevo pronóstico debe entregarse si:

De encontrarse un DPAPM mayor de 1.5% en un periodo de 5 semanas el CND (siempre y cuando en este cálculo no estén consideradas semanas que contengan día(s) atípico(s), como semanas de fiestas de fin de año, carnavales, semana santa, fiestas patrias, etc.) informará a la ASEP y a los Participantes Consumidores para revisión de su pronóstico. Los consumidores deben presentar el análisis del grado de desviación por zona y el ajuste para lograr que los pronósticos sean más precisos.

Para el pronóstico corregido deberá tomar en cuenta el comportamiento real de la demanda de las semanas más próximas a la entrada en vigencia del nuevo pronóstico, utilizando como máximo 5 años de historia.

El CND deberá realizar los análisis correspondientes para actualizar las pérdidas de transmisión considerando el nuevo pronóstico y la operación esperada.

(DMP.2.1.10) Los Participantes Consumidores deberán proporcionar información histórica actualizada del semestre previo el 30 de enero y el 30 de julio de cada año establecida en el NES.2.5 del Reglamento de Operación. Esta información deberá ser desglosada por mes y presentada en formato digital.



(DMP.2.1.11) Ante el incumplimiento en el suministro de información dentro del plazo establecido, el CND informará a la ASEP.

(DMP.2.1.12) Ante el incumplimiento en el suministro de información en tiempo y forma, como medida transitoria, el CND representará mediante un modelo autorregresivo los pronósticos de demanda del Participante Consumidor que incumplió.

(DMP.2.2) Red de Transmisión.

(DMP.2.2.1) La red de transmisión será representada con sus parámetros técnicos pero sin restricciones de seguridad de acuerdo al Informe de la Expansión del Sistema de Transmisión, propiedad de ETESA, y los informes del resto de propietarios de redes en general, así como con la consideración del Programa de Mantenimiento Mayores vigente, salvo condiciones que ameriten su corrección, y en cuyo caso el CND debe hacer partícipes a los participantes de las razones que justifican este cambio. Las expansiones de la red de transmisión serán actualizadas con la información remitida por cada uno de los propietarios de la red y se utilizará para la elaboración del Informe de Planificación de la Operación (MOM.1.3).

(DMP.2.2.2) Se incluirá la mejor información que se tenga de las características eléctricas de los elementos del sistema de transmisión.

(DMP.2.3) Precios de Combustibles.

(DMP.2.3.1) Para producir un pronóstico de los precios de combustible a utilizar en el horizonte del estudio, se utilizarán los pronósticos trimestrales que aparecen en la página WEB del "Energy Information Administration", del "Department of Energy" del gobierno de los Estados Unidos de América.

(DMP.2.3.2) A partir de los precios pronosticados en la mencionada página, se obtendrán índices de cambio de precios. Estos índices serán aplicados a los precios vigentes para pronosticar la evolución de los precios en el futuro. Este cálculo se debe realizar cada vez que cambie la mencionada página WEB, y cada vez que cambien los precios vigentes.

(DMP.2.4) Características de las Unidades Generadoras.

(DMP.2.4.1) Cada una de las unidades del sistema será modelada de acuerdo a las características de dichas unidades. Esta información debe ser



suministrada por los respectivos agentes (NII.3.2, NII.3.4, NII.3.8, NII.3.9, NII.3.10, MOM.1.45 y MOM.1.46).

- (DMP.2.4.2) El CND deberá mantener un registro que le permita calcular El Factor de Indisponibilidad de Corto Plazo (ICP) utilizado por la herramienta informática de Planeamiento de Mediano Plazo. Este factor se refiere a la probabilidad que la unidad esté indisponible en forma no programada. Es decir, a la herramienta informática se le suministrará toda la información conocida referente a la disponibilidad de las unidades. Aquella porción de la indisponibilidad de naturaleza aleatoria, que no puede ser representada explícitamente en la herramienta informática, debe estar incluida en el ICP.
- (DMP.2.4.2.1) Para cada unidad durante el primer año de operación comercial, se utilizará como ICP el número suministrado por el Participante (NES.3.2 y NES.3.3 del Reglamento de Operación). El CND llevará un registro de la duración de las salidas no programadas de cada unidad nueva, así como de las indisponibilidades que se extendieron más allá de lo programado, desde el primer día de entrada en operación comercial de dicha unidad. En el caso que el valor suministrado por el Participante difiera en 5 puntos porcentuales o más del resultado obtenido por el CND, se aplicará el valor calculado por el CND.
- (DMP.2.4.2.2) Para la determinación del ICP de las unidades de generación el CND deberá seguir el siguiente procedimiento:
- Se tomará como base el indicador definido en el (DIS.2.24) cumpliendo los procedimientos indicados en la Metodología para el Cálculo de la Disponibilidad de Generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad, más la reserva rodante.
 - El CND deberá actualizar los ICP mensualmente tomando los últimos doce (12) meses de datos históricos.
 - En el caso que los últimos doce (12) meses no se cuenten con datos para el cálculo del indicador definido en el (DIS.2.24), se utilizará el último valor demostrado.

**(DMP.2.5) Disponibilidad de las Unidades Generadoras.**

- (DMP.2.5.1) La disponibilidad de los generadores existentes se modelará para las siguientes 104 semanas de acuerdo a la información vigente del Programa de Mantenimientos Mayores para ese periodo.
- (DMP.2.5.2) La disponibilidad de unidades nuevas para las siguientes 104 semanas se tomará según el estudio de la actualización del planeamiento de la operación, de acuerdo a lo establecido en el MOM.1.3 del Reglamento de Operación y el Procedimiento definido por el CND para la Inclusión de Nuevas Unidades al Despacho (PINUD).
- (DMP.2.5.3) Esta información se actualizará semanalmente para reflejar los cambios que se presenten por contingencias reales o solicitudes aprobadas de los participantes (NII.3.3, NII.3.4 y NII.3.12).
- (DMP.2.5.4) Se debe incluir en el modelo un pronóstico de importaciones, este pronóstico debe estar basado en la información que se tenga del comportamiento en semanas anteriores así como los registros históricos.
- (DMP.2.5.5) Se modelarán las ofertas de los autogeneradores y los co-generadores basándose en las ofertas y pronósticos recibidos así como el comportamiento de semanas anteriores y los registros históricos.

(DMP.2.6) Aportes Hidrológicos.

- (DMP.2.6.1) La Base de Datos histórica del aporte a las diferentes estaciones y plantas hidroeléctricas que se utilizan en el modelo de programación semanal proviene de los registros históricos que ha recopilado Hidrometeorología de ETESA (HIDROMET) a través de los años. HIDROMET deberá actualizar esta base de datos con la información del último año a más tardar el quince (15) de diciembre del siguiente año. Para las centrales de embalse con regulación mayor a una semana, HIDROMET actualizará esta base de datos semanalmente. Alternativamente, el CND podrá actualizar los aportes utilizando los informes diarios de generación y/o balances hídricos de las centrales provistos por el Agente y certificados por HIDROMET. Los aportes para la semana en curso se tomarán de los informes diarios de generación.



(DMP.2.6.2) Manejo Hidrológico.

(DMP.2.6.2.1) En el mes 12 de cada año HIDROMET entregará al CND su proyección hidrológica.

(DMP.2.6.2.2) Cuando el CND reciba un informe de evento climático elaborado por ETESA (HIDROMET) y que este evento afecte los aportes de las centrales hidroeléctricas, esta información se aplicará en la siguiente programación semanal del despacho. El informe de ETESA (HIDROMET) será incluido como parte de los datos de la programación semanal e informarlos a todos los Agentes del Mercado.

(DMP.2.6.2.2.1) Del informe el CND utilizará:

- a) El conjunto de años en la Base Histórica que mejor se aproxima a la condición esperada (años análogos).
- b) El periodo estimado de duración del evento.
- c) La forma señalada por HIDROMET, en cuanto a afectación por cuencas y sub-periodos respectivos.

(DMP.2.6.2.2.2) Considerando los puntos anteriormente definidos en el (DMP.2.6.2.2.1), el CND calculará, para cada sub - periodo estimado de duración del evento los índices de afectación temporal para cada una de las centrales hidráulicas involucradas, calculados como la relación entre los caudales de los años análogos entre los caudales del conjunto de base histórica. Estos índices se conocerán como Índice de Manejo de Incertidumbre Temporal (IMIT).

(DMP.2.6.2.2.3) Dichos índices representarán para cada sub – periodo, una reducción o aumento de aportes de caudales de la base hidrológica de la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo para cada una de las unidades de generación hidráulica del SIN.

(DMP.2.6.2.2.4) Estos IMIT serán aplicados a la base de datos hidrológica, con los cuales se generarán una serie de parámetros estadísticos de orden 1, utilizando el módulo hidrológico de la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo. Dichos parámetros hidrológicos serán utilizados para crear la secuencia de caudales sintéticos, para los análisis de planeamiento operativo que realiza el CND.



- (DMP.2.6.2.2.5) Los parámetros se aplicarán solamente en los sub-periodos estimados de duración del evento previamente señalados por HIDROMET. Para el resto del periodo de análisis se utilizará el procedimiento ordinario utilizado en el planeamiento operativo con la base hidrológica sin afectación.
- (DMP.2.6.2.2.6) Este procedimiento se mantendrá hasta tanto HIDROMET señale el vencimiento del Evento Climático.

(DMP.2.7) Nivel de los Embalses.

- (DMP.2.7.1) Los niveles iniciales de los embalses que se utilizarán en el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo se determinarán a partir de la situación real de niveles, la generación hidráulica programada y los pronósticos de aportes al momento del estudio. Para este propósito se utilizará un programa que permita modelar las características de los embalses. Esta herramienta informática deberá ser revisada en conjunto con los Agentes propietarios de las centrales.

(DMP.2.8) Generación Renovable No Convencional (GRNC)

- (DMP.2.8.1) La Base de Datos histórica de los recursos primarios (velocidad de viento, radiación solar, etc.) de las centrales renovables no convencionales por tipo de tecnología, que se utilizan en la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo proviene de los registros históricos que ha recopilado cada Agente. Cada Agente Generador con GRNC deberá actualizar esta base de datos trimestralmente. Alternativamente, el CND podrá actualizar la información utilizando los Informes Diarios de Generación. La información para la semana en curso se tomará de los informes diarios de generación.

(DMP.2.9) Generación en Prueba.

- (DMP.2.9.1) Los criterios asociados a la Generación en Prueba aplican para todos los Agentes que requieran realizar pruebas en sus unidades generadoras y las empresas propietarias de proyectos que no cuentan con la certificación de entrada en operación comercial por parte del CND.
- (DMP.2.9.2) El Agente debe enviar un cronograma de la generación de sus unidades en prueba, a más tardar el antepenúltimo día hábil de la semana, antes de las 10:00 horas. La información deberá contar con



el tiempo de duración de las pruebas y suministrar un programa de potencia en sus respectivos períodos de prueba

- (DMP.2.9.3) Cuando se trate de una prueba que incida en el despacho semanal con un bloque de energía superior al 7% de la generación total de la semana, la libranza debe ser solicitada con por lo menos un mes de antelación. El CND será responsable de programar y simular la misma en el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo. En el caso de las centrales térmicas el costo variable asignado al despacho será cero.
- (DMP.2.9.4) Estará a consideración del CND aprobar o no libranzas de generación solicitadas en pruebas, cuando ésta desplace energía hidráulica en condiciones críticas de vertimiento de los embalses. Se considerará condición crítica cuando en el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo resulte una probabilidad de vertimiento mayor del 70% en un horizonte de cinco semanas.
- (DMP.2.9.5) En el caso de centrales renovables, el CND considerará toda la generación que puede entregar las centrales en calidad de prueba.

(DMP.2.10) Seguridad de Suministro de Energía.

- (DMP.2.10.1) El CND calculará una vez al año la Curva de Aversión al Riesgo (CAR) que represente la cantidad de energía mínima que el sistema tendrá almacenada en etapas semanales durante un período de doce meses que garantice el abastecimiento seguro y confiable de la Demanda. La CAR deberá publicarse oportunamente, cada vez que se calcule o modifique la misma, e implementarse en la siguiente semana de despacho con respecto de su publicación. La publicación anual de la CAR deberá realizarse considerando lo establecido en el (DMP.3.4.2.2), para que la implementación de la misma considere el año hidrológico completo.

La CAR es la energía mínima requerida en los embalses con capacidad de regulación superior a noventa (90) días para cubrir la demanda luego de considerar las demás contribuciones de generación (generación térmica, generación de pasada, generación producida por los caudales recibidos sobre los embalses, generación de autogeneradores).

El CND remitirá a la ASEP, con carácter informativo, a más tardar 3 días hábiles después de construida la CAR o de cada actualización que se le haga, el archivo en formato EXCEL, que permita la reproducción de los cálculos.



(DMP.2.10.2) Construcción de la Curva de Aversión al Riesgo (CAR).

Se establecerá un nivel de energía para cada semana del periodo de la CAR realizando un análisis regresivo. Para todo el periodo de la CAR, se debe garantizar que el nivel de los embalses, garanticen el abastecimiento de la demanda de manera confiable y segura para cada una de las semanas considerando las premisas establecidas en el (DMP.3.4.2.3). El cálculo de esta reserva de energía es desarrollado en el artículo (DMP.3.4.2.4). El nivel mínimo de los embalses con regulación mayor a noventa (90) días debe garantizar para todo el periodo de la CAR, una operación de dichas centrales hidroeléctricas considerando aportes hidrológicos nulos, y la central despachada a plena carga por 8 horas diaria, durante un periodo de treinta (30) días calendario.

(DMP.2.10.2.1) Definición del año seco:

El cálculo de la CAR estará basado en el mínimo valor esperado de disponibilidad de generación hidráulica. La verificación de dicho régimen se calculará con datos secuenciales/cronológicos que van de julio a junio del siguiente año.

(DMP.2.10.2.2) Selección de la semana de referencia para la construcción de la CAR.

El análisis regresivo para definir la CAR considerará como semana de referencia del siguiente año para el cálculo del año hidrológico de la CAR, la semana que históricamente presenta los máximos aportes hidrológicos, certificados por HIDROMET (ETESA). El año hidrológico son las 52 semanas anteriores a la semana de referencia antes indicada.

(DMP.2.10.2.3) Contribución de la Generación y la Demanda estimada.

Contribución de generación térmica (GT): Se utilizará como contribución de generación térmica la capacidad de las centrales térmicas afectadas por el último Factor de Disponibilidad Equivalente (EA) calculado considerando su operación real de los últimos 36 meses, salvo para las semanas de los meses de marzo a mayo en el cual debe utilizarse para cada uno de estos meses, la disponibilidad semanal más baja coincidente en el plantel térmico



completo correspondiente a cada mes, que se haya registrado en el año en que se construye la CAR.

(DMP.2.10.2.3.1) Contribución de generación de pasada (GHP). Se calculará de acuerdo al año seleccionado en el (DMP.3.4.2.1).

(DMP.2.10.2.3.2) Contribución de generación de embalses (GHE). Se calculará de acuerdo al año seleccionado en el (DMP.3.4.2.1).

(DMP.2.10.2.3.3) Contribución de autogeneradores (GAG). Se considera la capacidad de la central térmica de aquellas unidades requeridas para el respaldo de sus requerimientos igual a cero.

(DMP.2.10.2.3.4) Sólo se considerará generación que haya entrado en operación comercial a la fecha del cálculo de la CAR.

(DMP.2.10.2.3.5) El CND determinará la Demanda a considerar en el cálculo de la CAR, para lo cual utilizará como referencia el Informe Indicativo de Demandas, el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y/o sus propios análisis.

(DMP.2.10.2.4) La ecuación a utilizar para construir la CAR será la siguiente:

$$CAR_t = \min\{E_{max}, \max\{E_{emb}, (D_{t+1} - (G_{T_{t+1}} + G_{RP_{t+1}} + G_{MP_{t+1}} + G_{AG_{t+1}}) + CAR_{t+1})\}\}$$

Donde:

t: etapa semanal

CAR: energía mínima requerida en la etapa t en los embalses con regulación mayor a noventa (90) días.

E_{max}: Energía máxima a almacenar en los embalses de regulación mayor a noventa (90) días, considerando el Volumen de Espera que establezca el Centro Nacional de Despacho para garantizar la optimización del recurso hidroeléctrico.



Emin: Energía mínima a almacenar en los embalses de regulación mayor a noventa (90) días, de acuerdo a DMP.3.4.2

D: Demanda estimada

GT: Contribución de Generación Térmica.

GHP: Contribución de Generación de las unidades Hidráulica de Pasada.

GAF: Contribución de generación afluente en los embalses.

GAG: Contribución de Generación de autogeneradores.

Para la condición final del análisis regresivo, la energía mínima a almacenar, en los embalses que tengan regulación mayor a noventa (90) días, será calculada considerando la energía requerida para garantizar el abastecimiento de la demanda de manera confiable y segura, considerando el mínimo establecido en el (DMP.3.4.2).

(DMP.2.10.3) El CND deberá distribuir la CAR obtenida entre los embalses que participen en la construcción de la misma.

(DMP.2.10.4) Durante el periodo de vigencia de la CAR, la misma se modificará únicamente para las semanas futuras y sólo cuando se tenga al menos una de las siguientes causales:

Por la entrada en operación comercial de una nueva central de generación no contemplada en el cálculo original de la CAR para dicho periodo.

Ante el retiro imprevisto, total o parcial, permanente o temporal de más de cuatro (4) semanas consecutivas, de generación considerada originalmente en la construcción de la CAR. Dicha generación deberá retirarse del cálculo de la CAR durante el periodo estimado que determine el CND.

Ante diferencias en la reincorporación real de generación con respecto a lo originalmente estimado, el CND deberá realizar las actualizaciones que sean necesarias para que la CAR refleje en todo momento la disponibilidad real del plantel de generación.

Por variaciones en las proyecciones de demanda considerada en el cálculo de la CAR que provoque un cambio porcentual de 5% de la



energía prevista a almacenar en el sistema para garantizar el abastecimiento seguro y confiable de la Demanda.

- (DMP.2.10.5) La publicación anual de la CAR deberá realizarse considerando lo establecido en el (DMP.2.10.2.2), para que la implementación de la misma considere el año hidrológico completo

Al requerirse modificaciones a la CAR debido a las causales establecidas en el numeral (DMP.2.10.4), su implementación se realizará en la siguiente semana de despacho y la misma deberá ser publicada.

- (DMP.2.10.6) La penalidad por violación de la CAR debe ser tal que garanticé que sólo se despachará la unidad hidráulica para reducir el riesgo de desabastecimiento. La penalidad debe ser equivalente al costo de la térmica auditada más cara disponible para el despacho.

(DMP.3) Planeamiento Semanal de Mediano Plazo

(DMP.3.1) Cálculo de Política Sin Restricciones

- (DMP.3.1.1) El primer paso en el planeamiento semanal será obtener la Función de Costo Futuro (FCF) para la semana objeto de estudio, ésta no considerará las restricciones activas de la red, y considerará los requerimientos de reserva del sistema para atender el mercado nacional para cumplir con los criterios de seguridad y reserva operativa en el Planeamiento Semanal.

- (DMP.3.1.2) Esto se realizará el antepenúltimo día hábil de la semana, utilizando la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo que cumpla los criterios y premisas consideradas en esta metodología.

- (DMP.3.1.3) Para tal efecto, habrá que actualizar la Base de Datos del Planeamiento Semanal de Mediano Plazo de acuerdo con lo señalado en la sección anterior (DMP.2).

- (DMP.3.1.4) La ejecución de la herramienta informática será con el propósito de determinar la política operativa óptima que minimice los costos de operación del sistema en un período de dos años. Esta política queda expresada en la Función de Costo Futuro para la semana en estudio.

- (DMP.3.1.5) La corrida se hará con un horizonte de 156 semanas. Alternativamente se utilizará un horizonte de 104 semanas y un año adicional como amortiguamiento.



- (DMP.3.1.6) La ejecución será estocástica. Para tal fin, se generarán series sintéticas (escenarios hidrológicos) que permitirán evaluar la operación del sistema, tomando como base las condiciones hidrológicas existentes, y así determinar la política óptima. Debe tomarse igualmente en consideración los escenarios de producción con GRNC previstos.
- (DMP.3.1.7) Atendiendo señalamientos de HIDROMET, ver DMP.2.6.4, se utilizarán los registros históricos que correspondan a la clase de año hidrológico que se espera.
- (DMP.3.1.8) La ejecución se realizará con un mínimo de 50 series "forward y backward" para efectos de considerar la variabilidad climática. El número de iteraciones a utilizar serán, mínimo 7 y máximo 10.
- (DMP.3.1.9) Se utilizará la tasa de descuento que señala la norma (MOM.1.17) del Reglamento de Operación.
- (DMP.3.1.10) Para cada central hidroeléctrica, se utilizará la penalización por vertimiento mínimo. (0.001 kiloBalboas/hectómetro cúbico).
- (DMP.3.1.11) En los casos que es aplicable, se acordará con el Participante respectivo la penalidad por violación de caudal mínimo establecido en el Estudio de Impacto Ambiental aprobado para el proyecto. Cabe destacar que este valor de penalidad es solamente un parámetro que permite ajustar el modelo para evitar que se dé la violación.
- (DMP.3.1.12) La energía no servida se modelará de acuerdo a las Reglas Comerciales (9.3) y a la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR.15).
- (DMP.3.1.13) Se utilizará el ICP que se determinó en DMP.2.4.2 y no se utilizará el sorteo de fallas.
- (DMP.3.1.14) Se utilizará un requerimiento de Reserva Rodante de acuerdo a lo señalado en la Metodología Para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO).
- (DMP.3.1.15) Se le indicará al modelo que calcule las pérdidas eléctricas del sistema y que las utilice en el proceso de optimización.
- (DMP.3.2) **Cálculo de Política con las Restricciones Existentes en el Sistema Interconectado Nacional.**



- (DMP.3.2.1) Para realizar este cálculo se utilizará la Base de Datos que resulta de aplicar el procedimiento contenido en la (DMP.3.1) Cálculo de la Política Operativa, en donde se incluirán las restricciones activas de la red.
- (DMP.3.2.2) Se deberá obtener la Función de Costo Futuro que considere las restricciones indicadas

(DMP.3.3) Resultados.

- (DMP.3.3.1) Las Funciones de Costo Futuro obtenida de los análisis de Mediano Plazo serán la base para el inicio para la Programación de Corto Plazo (Predespacho Semanal).
- (DMP.3.3.2) Los resultados "Preliminares" de estos estudios, del Planeamiento Semanal de Mediano Plazo, deberán estar disponibles a las 18:00 horas del antepenúltimo día hábil de la semana conjuntamente con las Bases de Datos Estocástica.
- (DMP.3.3.3) El CND debe publicar obligatoriamente como Planeamiento Semanal de Mediano Plazo preliminar, aquellos análisis que respetan lo previsto por cada fuente de información señalada en la presente metodología.

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 27 días del mes de 01 de 20 16

FIRMA AUTORIZADA



República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 9558 -Elec

Panamá, 17 de febrero de 2016

"Por la cual se aprueba la modificación de la Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios (MPD), de acuerdo a lo establecido en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales."

EL ADMINISTRADOR GENERAL, ENCARGADO
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, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad," y sus modificaciones, establecen el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, y fue reglamentada mediante Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, en adelante Reglas Comerciales, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
5. Que el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales establece que la implementación de dicha norma se realizará a través de Manuales Detallados de Procedimiento, denominados Metodologías de Detalle, los cuales serán desarrollados por el CND con el apoyo del Comité Operativo y la colaboración de los Participantes del Mercado. Dichas Metodologías deberán respetar los criterios, principios y procedimientos generales que se establecen en las Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia, así como evitar conflictos de interpretación;
6. Que el numeral 15.4.1.7 de las referidas Reglas Comerciales indica que el procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología es el siguiente:
 - 6.1. "Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar el apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa.
 - 6.2. El Comité Operativo tendrá un plazo no mayor de 20 días calendario después de recibido el informe del CND para aprobar, modificar o rechazar las propuestas, lo cual hará a través de un Informe de Metodología que será remitido al CND. Excedido este plazo sin que

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 9559 -Elec
de 18 de febrero de 2016
Página 2 de 2

se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND.

- 6.3. El CND, en un plazo no mayor de 7 días calendario después de recibido el informe del Comité Operativo, remitirá a la ASEP el Informe Final de Metodología, el cual incluirá el Informe del Comité Operativo y las Observaciones y/o comentarios que tenga dicho informe."
7. Que mediante la Resolución AN No. 8816-Elec de 20 de julio de 2015, se ordenó al Centro Nacional de Despacho (CND) someter a discusión del Comité Operativo las modificaciones requeridas en ciertas metodologías, entre las cuales se encuentra la denominada Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios (MPD), con el propósito de que quedasen claramente establecidos los criterios bajo los cuales se evaluarán los pronósticos presentados por las empresas;
8. Que en tiempo oportuno, mediante nota ETE-DCND-051-2015 de 14 de septiembre de 2015, y en cumplimiento de lo establecido en el literal c del numeral 15.4.1.7 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, el CND remitió a esta Autoridad Reguladora, el Informe Final de Metodología No. CND-14-2015 de 11 de septiembre de 2015, denominado "Proyecto de Modificaciones a la Metodología de Detalle para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios (MPD)";
9. Que la propuesta de modificación se refiere al numeral (MPD.3.6.8), el cual está relacionado con los pronósticos de los recursos primarios de los Agentes Generadores con Generación Renovable No Convencionales, adicional a la inclusión de un cambio de forma;
10. Que esta Autoridad Reguladora analizó el informe remitido por el CND, en cumplimiento del artículo 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, y está de acuerdo con la propuesta presentada en el Informe Final de Metodología para la modificación de la Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios (MPD), acordada entre el CND y el Comité;
11. Que esta Autoridad Reguladora colige que lo procedente es aprobar la propuesta presentada en el Informe Final de Metodología para la modificación de la Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios (MPD), de conformidad con lo estipulado en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, objeto del presente análisis, por lo que;

RESUELVE:

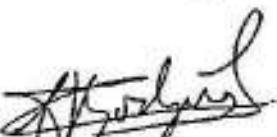
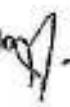
PRIMERO: APROBAR las modificaciones a la Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios (MPD), cuyo Texto Unificado constituye el **ANEXO A** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: COMUNICAR al Centro Nacional de Despacho que las modificaciones a la Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios (MPD), entrará en vigencia a partir de la promulgación de la presente Resolución.

TERCERO: ADVERTIR que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a su notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones y demás disposiciones concordantes;

NOTIFIQUESE, PUBLIQUESE Y CÚMPLASE,


RODRIGO RODRÍGUEZ J.
 Administrador General, Encargado 





En Panamá a los diciembre (19) días
del mes enero de 2016
a las 02:47 pm de la tarde
Notifico al Sr. ANTONIO GUELF de la
Resolución que antecede.

Antonio Guelef
8-203-500

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 17 días del mes de 01 de 20 16

J. M. G.
FIRMA AUTORIZADA

**ANEXO A**

Resolución AN No. 9558 -Elec. de 18 de enero de 2016.



Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios

(ATENCIÓN: Los procedimientos para el planeamiento semanal de la política de despacho de mediano y corto plazo deberán leerse en el orden que a continuación se indica: 1. Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo; 2. Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; 3. Metodologías para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; 4. Metodología de Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocación.)

(MPD.1) Objetivos.

(MPD.1.1) Establecer la metodología a seguir en la revisión final del Predespacho Diario.

(MPD.1.2) Establecer Criterios para determinar el arranque de las unidades de arranque y parada diarios.

(MPD.2) Criterios de Arranque y Parada de Unidades de Arranque y Parada Diario.

(MPD.2.1) El costo de arranque será considerado por el modelo de despacho económico para determinar si la unidad será despachada.

(MPD.2.2) En el caso que los resultados del modelo indiquen que la solución más económica durante el día requiere el ciclado de unidades, los costos de arranque y/o generación obligada causados por este ciclado se asignarán al Servicio Auxiliar de Seguimiento de la Demanda y serán remunerados de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.7 de las Reglas Comerciales.

(MPD.3) Predespacho Diario.

(MPD.3.1) Tomando como base el resultado de la Programación Semanal, a partir del séptimo día estarán disponibles las programaciones diarias de generación para la siguiente semana.

(MPD.3.2) Todos los días antes de las 10:00 horas los agentes deben suministrar al CND la información necesaria, detallada en esta metodología, para realizar el despacho del día siguiente, denominado Predespacho Diario, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Tomo III (MDP), como lo establece el Reglamento de Operación (III.3.5).



- (MPD.3.3) En el Predespacho Diario se incluirán las transacciones de Importación y/o Exportación ya sean de contrato o de oportunidad que cumplan con los procesos establecidos en las metodologías MHI y MHE.
- (MPD.3.4) Todos los días de la semana se realizarán los Predespachos Diarios y estarán disponibles a partir de las 19:00 horas del día anterior. El Predespacho Diario incluye las transacciones de Importación y/o Exportación indicadas en el MPD.3.3.
- (MPD.3.5) El Predespacho Diario considerará la información actual del sistema como la disponibilidad térmica (obtenida de la última prueba de máxima carga), disponibilidad prevista de los recursos renovables, niveles iniciales de los lagos, disponibilidad de la red transmisión y distribución (que afecte la planificación del despacho), el Unit Commitment (obtenida del Predespacho Semanal)
- (MPD.3.6) Los datos para el Predespacho Diario serán incorporados a la base de datos de la herramienta utilizada para la optimización de corto plazo de la siguiente manera
- (MPD.3.6.1) La demanda será incluida por el CND según el mejor pronóstico que se tenga al momento de la elaboración del Predespacho.
- (MPD.3.6.2) Las restricciones temporales no programadas debido a mantenimientos o indisponibilidad de plantas, subestaciones o líneas, serán incluidas en el modelado.
- (MPD.3.6.3) De existir alguna modificación a la disponibilidad prevista declarada por el participante, según la metodología DMP por algún daño o falla, debe ser informada hasta las 10:00 horas, del día en que se elabora el predespacho. Esta gestión por parte del Agente Generador, no será considerada como una aprobación de la libranza correspondiente.
En el caso de información faltante todas las unidades afectadas por una indisponibilidad no programada serán consideradas indisponibles por el resto del periodo.
- (MPD.3.6.4) Se incluirán los requisitos de reserva rodante y de reserva operativa de acuerdo a lo señalado en la metodología MRO, y los criterios de regulación secundaria definidos en la metodología MSA.
- (MPD.3.6.5) Se debe considerar como fija las decisiones de arranque y parada de unidades térmicas ("Unit Commitment"), de centrales de generación de arranque lento previstas en el Predespacho Semanal.
- (MPD.3.6.6) Los Agentes Generadores propietarios de centrales hidroeléctricas deben suministrar los pronósticos de caudales en etapas horarias, hasta las 10:00 horas diariamente e informar cualquier modificación hasta las 15:00 horas. Ante la

Metodología para la Programación Diaria
y Criterios de Arranque y Parada Diarios



ausencia de los pronósticos de caudales se utilizará la declaración entregada para la programación semanal.

- (MPD.3.6.7) El procedimiento a continuación cumple con las disposiciones establecidas en la Resolución AN No. 7966 – Elec del 22 de octubre de 2014 y sus modificaciones.

El CND estará obligado a consignar en los Predespachos Diarios, los contratos de exportación y ofertas de oportunidad casados por el EOR, a aquellos Generadores en vertimiento y/o vertimiento inminente, para que estas transacciones en primera instancia se honren con su propia generación cuando en el Planeamiento Semanal, en los resultados de los estudios considerando las restricciones, y ante la presencia activa de restricciones en el Sistema de Transmisión propiedad de ETESA, las plantas de generación hidroeléctrica que se encuentren en condición de vertimiento o vertimiento inminente, ya sean plantas hidroeléctricas de pasada o plantas hidroeléctricas de embalses con regulación mayor a noventa (90) días, cuyo costo variable aplicable al despacho resulte igual a cero (0) \$/MWh, condición que debe estar asociada directamente a restricciones en las líneas de transmisión de ETESA.

Para la aplicación de lo indicado en el párrafo anterior, se considerará que existe una condición de vertimiento inminente cuando, como resultado de la optimización de los recursos de generación que realiza el CND, un embalse con regulación mayor a noventa (90) días, su Costo Variable Aplicable al Despacho es igual a cero (0), aunque dicho embalse no haya alcanzado aún su nivel máximo de operación.

Para la operación en tiempo real, este Predespacho Diario se tomará de manera indicativa, cualquier apartamiento entre la operación en tiempo real con respecto a la previsión en el Predespacho Diario, siempre y cuando estos apartamientos resulten como consecuencia de factores externos no atribuible a la gestión del CND, los cuales no podrán ser objetos de reclamos por parte de los Agentes del Mercado, tales como las variaciones de la demanda, indisponibilidades, variaciones de los aportes (aumento o disminución), eventos regionales que afecten las transacciones.

- (MPD.3.6.8) Los Agentes Generadores con Generación Renovable No Convencionales deberán suministrar los pronósticos en etapas horarias, de los recursos primarios como la velocidad de viento, irradiación solar y otros, según le aplique, hasta las 10:00 horas diariamente e informar cualquier modificación hasta las 15:00 horas. Ante la ausencia de los pronósticos se utilizará la declaración entregada para la programación semanal.
- (MPD.3.6.9) Los Agentes Generadores que hayan solicitado pruebas y fueron incluidas en el Predespacho Semanal serán modeladas en el Predespacho Diario.



- (MPD.3.6.10) Las transacciones de Importación y/o Exportación, que resulten en el Predespacho Regional serán incluidas en la base de datos.
- (MPD.3.6.11) El CND deberá completar datos faltantes y verificar la coherencia de la información a utilizar para lograr la mejor representación posible del día siguiente y así garantizar una programación eficiente de la operación, así lo establece el Reglamento de Operación (MDP.2.13).
- (MPD.3.6.12) El CND utilizará el costo de oportunidad para las centrales de embalses de regulación igual o mayor a 90 días, que resulte de la aplicación de la Metodología DMP.
- (MPD.3.6.13) Una vez que se tenga el resultado de la programación del Predespacho Económico Diario, el CND verificará los criterios de seguridad, calidad y reserva operativa y si es necesario, modificará la programación para cumplir con estos criterios.
- (MPD.3.6.14) El CND verificará que la generación hidroeléctrica resultante de la programación diaria sea consistente con el Predespacho Semanal resultante de la aplicación de la Metodología MPS, a fin de garantizar que no ocurran apartamientos significativos en los volúmenes de agua a utilizar. Para estos efectos se entenderá que al final de la semana de despacho no deben existir apartamientos de más de 5% en el volumen de agua utilizada en cada una de las plantas con embalse de regulación mayor a noventa (90) días, salvo cuando ocurran situaciones como las indicadas en el numeral (MPD.5.2) en cuyo caso se deberá realizar el informe indicado en el numeral (MPS.3.5.3.3.1) de la Metodología MPS.
- (MPD.4) **Despacho Diario en Tiempo Real.**
- (MPD.4.1) Durante las 24 horas del día de despacho, el CND utilizará el Predespacho Diario como su guía primaria para el arranque y parada de las unidades. La hora exacta de puesta en línea o salida de cada unidad quedará siempre supeditada al criterio del CND.
- (MPD.4.2) El despacho instantáneo se llevará a cabo de acuerdo con los resultados del módulo de Despacho Económico (ED) del Sistema SCADA. Las unidades despachables que no estén bajo control del Control Automático de Generación (AGC) se llevarán manualmente a los valores de generación deseada que indique el ED.
- (MPD.4.3) Las unidades de filo de agua se despacharán bajo un esquema de control de nivel.
- (MPD.4.4) Ante cualquier contingencia el CND debe verificar su reserva operativa para asegurarse que cumple con los criterios establecidos en MRO.



- (MPD.4.4.1) Si, por cualquier causa, es necesario utilizar Potencia que forma parte de la reserva, pero tiene condicionado el tiempo de uso (caso de las unidades con embalses horarios o unidades operando en régimen de sobrecarga), el CND debe, a la mayor brevedad posible, reemplazar dicha potencia con potencia de unidades que estén disponibles por tiempo ilimitado.
- (MPD.5) **Redespacho Diario.**
- (MPD.5.1) Durante la operación en tiempo real, el CND realizará el seguimiento a las premisas consideradas en la elaboración del último Predespacho Diario publicado que considere la oferta real disponible declarada antes de las 24:00 horas del día anterior.
- (MPD.5.2) Ante los desvíos significativos o diferencias entre las condiciones previstas en el Predespacho Diario y las condiciones que se observen en la operación en tiempo real, y que puedan verse afectadas la calidad y seguridad del suministro de energía al SIN, se deberán contemplar las siguientes situaciones para confección de redespachos, para mantener la operación económica del sistema:
- Por cancelación de programas de exportación y/o importación, y/o despachos del EOR que afecten el despacho en tiempo real.
 - Por indisponibilidad, total o parcial, de unidades de generación y/o elementos de transmisión que involucren la entrada en operación de unidades no contempladas en el Predespacho Diario.
 - Por variaciones en la proyección de demanda.
 - Por déficit de abastecimiento de la demanda del SIN.
 - Por recuperación de disponibilidad de unidades de generación y/o elementos de transmisión no contempladas en el Predespacho Diario.
- (MPD.5.3) Estos redespachos serán publicados en un plazo no mayor a tres (3) horas, a partir de la ocurrencia de las premisas indicadas en el artículo MPD.5.2. Éstos serán informados a los Agentes del Mercado, con su respectiva causa.

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 9583 -Elec

Panamá, 19 de enero de 2016

"Por la cual se aprueba la celebración de la Audiencia Pública No. 001-16 para considerar la propuesta de modificación de los artículos 24, 26, 91, 106, 108, 113 y 128 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización".

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 los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, " Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad" y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica;
4. Que en atención a lo establecido en el acápite a) del artículo 9 del Título I de Reglamento de Distribución y Comercialización, dicho Reglamento podrá ser modificado cuando existan situaciones que afecten el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en el Reglamento;
5. Que esta Autoridad Reguladora considera necesario realizar algunas modificaciones al Título IV denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización" del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, con la finalidad de:
 - Eliminar la referencia a los costos de energía en horas de punta, ya que mediante la Resolución AN No.9211-Elec de 6 de noviembre de 2015, se creó un solo factor de actualización para todos los cargos de generación que involucra el total de los costos de generación y, para incorporar dentro de los costos de generación, los costos de potencia y energía contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP para Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 kilowatts que se instalen por calidad del servicio eléctrico, según lo dispuesto mediante la Resolución AN No.8352-Elec de 13 de marzo de 2015.

Resolución AN N° 9583 -Elec
de 29 de febrero de 2016
Página 2 de 5

- Modificar el artículo 113 del Régimen Tarifario que reglamenta la tasa de interés a aplicar en las actualizaciones tarifarias cuando hayan redistribuciones en la aplicación de excedentes de ingresos, según lo dispuesto por el artículo 128 del Régimen Tarifario.
 - Se modifican los artículos 24, 26, 91 y 108 para corregir las fechas a las que hacen referencia.
 - Modificar el artículo 128 del Régimen Tarifario para incluir el criterio de que cuando existan excedentes producto de redistribuciones de la aplicación del cargo denominado "Variación por Combustible" (CVC) se depositen en una cuenta de ahorros en el Banco Nacional de Panamá (BNP).
6. Que el artículo 12 del Título I del Reglamento de Distribución y Comercialización establece que esta Autoridad Reguladora someterá a participación ciudadana las propuestas de modificación al Reglamento de Distribución y Comercialización para recibir comentarios y observaciones;
 7. Que el numeral 18 del artículo 20 de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, establece entre las atribuciones de esta Autoridad Reguladora la de organizar las Audiencias Públicas que las leyes sectoriales ordenen o que la propia Autoridad considere, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de la Audiencia Pública **No.001-16**, para considerar la propuesta de modificación de los artículos 24, 26, 91, 106, 108, 113 y 128 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización".

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública **No.001-16**, antes referida, que el **ANEXO A** de la presente Resolución contiene la propuesta de modificación de los artículos 24, 26, 91, 106, 108, 113 y 128 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

TERCERO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública **No.001-16** de la cual trata el Resuelto Primero de esta Resolución, que del **jueves 4 de febrero de 2016** al **jueves 18 de febrero de 2016**, estará disponible el documento que contiene la propuesta, en las oficinas de la Dirección Nacional de Electricidad Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y en su página web de Internet: <http://www.asep.gob.pa>.

CUARTO: COMUNICAR que la referida Audiencia Pública se llevará a cabo el **jueves 22 de febrero de 2016** a las 10:00 a.m., en las oficinas de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ubicadas en el Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba.

QUINTO: ESTABLECER el procedimiento a seguir en la Audiencia Pública **No.001-16** que considerará la "propuesta de modificación de los artículos 24, 26, 91, 106, 108, 113 y 128 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización", aprobado mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones", el cual se describe a continuación:

91



Resolución AN N° 7588-Elec
de 19 de febrero de 2016
Página 3 de 5

PROCEDIMIENTO DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No.001-16.

Las personas interesadas en participar en la Audiencia Pública No.001-16 podrán hacerlo presentando comentarios de manera escrita y/o verbal, siguiendo el siguiente procedimiento:

1. Personas calificadas para presentar y/o exponer sus comentarios en la Audiencia Pública No.001-16:

- 1.1 Los representantes legales de los agentes de mercado, conforme hayan sido registrados en la ASEP, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
- 1.2 Los representantes de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante la ASEP para la obtención de una o varias concesiones y/o licencias para la prestación de los servicios públicos de electricidad.
- 1.3 Los representantes de las organizaciones, empresas o asociaciones públicas o privadas, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
- 1.4 Las personas naturales que actúen en su propio nombre y representación, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

2. Fecha y Horario de Inscripción y entrega de comentarios:

Requerirán inscripción quienes deseen participar como expositores en la Audiencia Pública No.001-16.

Las inscripciones y los comentarios deben ser entregados desde el jueves 4 de febrero de 2016 al jueves 18 de febrero de 2016, en horario de 8:00 a.m. a 4:00 p.m.

Luego de finalizado el periodo de inscripción y entrega de comentarios, la ASEP levantará un acta donde constará el nombre de las personas que hayan presentado documentación.

3. Lugar de Inscripción y entrega de comentarios:

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario.
Edificio Office Park, Vía España y Vía Fernández de Córdoba, Primer Piso.

4. Forma de Inscripción:

Mediante Formulario que estará disponible en la dirección electrónica <http://www.ascp.gob.pa> y en la Dirección Nacional de Electricidad, de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos a partir del jueves 4 de febrero de 2016 al jueves 18 de febrero de 2016, al cual se adjuntará copia del documento de identificación personal de las personas naturales o de los representantes legales de las empresas, o el original del poder otorgado para su representatividad, según sea el caso.



Resolución AN N° 9588-Elec
de 29 de febrero de 2016
Página 4 de 5

5. Documentación que deben presentar los Expositores:

El día de la Audiencia Pública, deberá presentar exposición escrita de la presentación que se llevará a cabo en original y copia simple y su correspondiente versión en formato digital.

6. Forma de Entrega de los Comentarios:

- 6.1. En sobre cerrado, uno por cada participante.
- 6.2. El sobre con los comentarios para la propuesta en referencia, debe identificarse con la siguiente leyenda:

"AUDIENCIA PÚBLICA No. 001-16 PARA LA MODIFICACIÓN DE LOS ARTÍCULOS 24, 26, 91, 106, 108, 113 Y 128 DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO "RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN".

- 6.3. Nombre, teléfonos, dirección física y electrónica del remitente.

7. Contenido de la Información:

- 7.1. Nota remisoria: Los comentarios y la información que los respalde deben ser remitidos a la ASEP mediante nota que debe ser firmada por las personas a que se refiere el punto 1 de este procedimiento. Dicha nota deberá estar acompañada de copia de la cédula de identidad personal o pasaporte de la persona que la suscribe.
- 7.2. En los comentarios debe explicarse de manera clara la posición de la persona acerca del tema objeto de la Audiencia Pública No. 001-16.
- 7.3. Deberán acompañarse los comentarios con la documentación técnica que respalda la posición, en caso de ser necesario.
- 7.4. Toda información debe presentarse en dos juegos 8 1/2 x 11 (un original y una copia) idénticos, con cada una de sus hojas numeradas. Adicionalmente, deberá presentarse una copia digital en formato Word. Aquellos documentos que no se acompañen de la copia magnética no serán recibidos por la ASEP.

8. Disponibilidad de comentarios al público:

A medida que sean entregados los comentarios los mismos serán publicados en la siguiente dirección electrónica: www.asep.gob.pa.

9. Acta de Cierre:

El viernes 19 de febrero la ASEP emitirá un Acta de Cierre para dar por finalizado el periodo de inscripción para la participación de la Audiencia Pública No.001-16 en la que se dejará constancia de los nombres de las personas naturales y jurídicas que presentaron sus comentarios.



Resolución AN N° 9588 -Elec
de 19 de Enero de 2016
Página 5 de 5

PROCEDIMIENTO A SEGUIR EL DÍA DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No. No. 001-16

1. Expositores:

Cualquier persona tendrá derecho a exponer, siempre y cuando se haya inscrito dentro de los términos señalados. Todo aquel que concurra en representación de una o más personas naturales o jurídicas se limitará a una sola exposición.

2. Observadores:

La Audiencia Pública No.016-15 está abierta a todo aquel que desee asistir.

3. Orden de Participación de los Expositores:

ASEP determinará el orden de participación de los expositores, el cual se anunciará mediante el Acta Cierre que se emitirá el día 19 de febrero del 2016, y que será publicada en la página Web de ASEP.

4. Tiempo máximo permisible por participante:

15 minutos para su exposición.

5. Registro de la Audiencia Pública No.016-15:

La Audiencia Pública será grabada en audio.

6. Evaluación de los comentarios presentados:

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos evaluará los comentarios que hayan sido presentados en tiempo oportuno y que tenga relación con la citada propuesta. Cualquier tema no relacionado con la propuesta se considerará fuera de orden y no será atendido para su análisis.

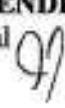
7. Aprobación de las modificaciones:

Mediante Resolución motivada, se aprobarán o no las modificaciones sometidas a la Audiencia Pública.

SEXTO: Esta Resolución rige a partir de su aprobación.

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 y sus modificaciones; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Ley 6 de 22 de enero de 2002.

CÚMPLASE Y PUBLÍQUESE.


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
 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 2 días del mes de febrero de 20 16


 FIRMA AUTORIZADA





ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 2588 -Elec de 29 de enero de 2016



MODIFICACIÓN PROPUESTA AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

I. Exposición de Motivos

Se presenta a consideración la propuesta de modificación a los artículos 24, 26, 91, 106, 108, 113 y 128 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

El artículo 106 se modifica para eliminar la referencia a los costos de energía en horas de punta, ya que mediante la Resolución AN No.9211-Elec de 06 de Noviembre de 2015 se creó un sólo factor de actualización para todos los cargos de generación que involucre el total de los costos de generación, y para incorporar dentro de los costos de generación, los costos de potencia y energía contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP para Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico, según lo dispuesto mediante la Resolución AN No.8352-Elec de 13 de marzo de 2015.

Se modifica el artículo 113, que reglamenta la tasa de interés a aplicar en las actualizaciones tarifarias semestrales, para incorporar el criterio de que cuando existan saldos (excedentes) a favor de los clientes producto de desfases en la aplicación de las actualizaciones tarifarias mensuales autorizados por la ASEP, según lo dispuesto por el artículo 128 del Régimen Tarifario, se utilice en la actualización tarifaria semestral para aplicar a estos excedentes, la tasa aplicada por el Banco Nacional de Panamá.

Se modifica el artículo 128 para incorporar el criterio de que cuando existan saldos (excedentes) a favor de los clientes producto de desfases en la aplicación de las actualizaciones tarifarias mensuales autorizados por la ASEP, según lo dispuesto por el artículo 128 del Régimen Tarifario, las empresas de distribución deberán depositarlos en una cuenta de ahorros en el Banco Nacional de Panamá.

Se modifican los artículos 24, 26, 91 y 108 para corregir las fechas a las que hacen referencia.

II. PROYECTOS DE MODIFICACIÓN

Donde Dice:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) *Cargo por Potencia de Generación*

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación *BASE*, siempre corresponde con los costos de generación en horas de punta estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc,*



corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

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

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

$CPOTGEN_{p,i}$ ó $CPOTGENE_{p,i}$: 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 $CPOTGENE_{p-1,i}^{BASE}$: 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 ($CG_p^{CH-BASE}$) 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. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (1.3) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (1.4) Costos por reserva de largo plazo: costos correspondientes a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP.
- (1.5) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.

2. Costos por compra de energía:

- (2.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos.
- (2.2) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la



energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.

- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP en horas de punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (2.4) La energía asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- (2.5) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.

3. Costos del Mercado:

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

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

$$CG_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_GP}_p \times VE_p$$

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

A handwritten signature is located at the bottom right of the page, next to the page number.



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

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

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 períodos 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.



$$CGR_p^{CR-BASE} = Monómico_GR_p \times VE_p$$

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.

$$Monómico_GR_p = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine_p + Costos_de_Autoabastecimiento_p + \sum Sobrecostos_por_Generación_Obligada_p + Porción_del_Mercado_Ocasional_por_contratos_cancelados_o_suspendidos_p + Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje_p}{VE_p}$$

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 horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. Esta 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:

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[SUM(CPOTGENE_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,j}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,j} \right) + \right. \\ \left. SUM \left(CPOTGENGC_{p-1,j}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,j}^{GC} \right) + \right. \\ \left. SUM_{m-MONOHORARIO} \left(CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times VE_{p,j}^P + CENEGEN_{p-1,j}^{PP-BASE} \times VE_{p,j}^{PP} \right) + \right. \\ \left. SUM_{m-MONOHORARIO} \left(CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \right) \right]$$

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



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

$CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE}$: 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.

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

$CENEGEN_{p-1,j}^{FP-BASE}$: 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.

$VE_{p,j}^{FP}$: 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.

$CENEGEN_{p-1,j}^{BASE}$: 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.

$CCONAP_{p-1,j}^{base}$: 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:

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

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

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

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

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

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

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\begin{array}{l} SUM_i(CPOTGENE_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}) + \\ SUM_i(CPOTGENGC_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}) + SUM_i(VarxComb_i \times VR_{p-2,i}) + \\ SUM_{i \in MONOGRAM}(CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + \\ SUM_{i \in MONOGRAM}(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i(CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) \end{array} \right] + GPR_{p-2}$$

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 y la de generación propia ingresada en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$Monómico_GR_{p-2} = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_{p-2} + \sum Costos_de_Compra_de_Energia_{p-2} + Costo_del_Mercado_{p-2}}{EnergiaComprada_{p-2}}$$

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.

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

$CPOTGEN_{p-2,j}^{\text{BASE}}$: 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 $CPOTGENE_{p-2,j}^{\text{BASE}}$.

$CNEGEN_{p-2,j}^{P-\text{BASE}}$: 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.

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

$CNEGEN_{p-2,j}^{FP-\text{BASE}}$: 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.

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

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

$CNEGEN_{p-2,j}^{\text{BASE}}$: 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 *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[\begin{array}{l} \sum(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i}) + \sum(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAZE_{p-2,k,i}) \\ \sum(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAZE_{p-2,k,i}^{OC}) + \sum(CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i}) \\ - \sum_{\text{MI-MEDIDORARIA}}(CENESEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VE_{p-2,i}^P + CENESEN_{p-2,i}^{FP-Correc} \times VE_{p-2,i}^{FP}) + \\ \sum_{\text{MI-MEDIDORARIA}}(CENESEN_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i}) \\ \sum(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) + \sum(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAZ_{p-2,k,i}) \\ \sum(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAZ_{p-2,k,i}^{OC}) + \sum(CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) \\ - \sum_{\text{MI-MEDIDORARIA}}(CENESEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VR_{p-2,i}^P + CENESEN_{p-2,i}^{FP-Correc} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + \\ \sum_{\text{MI-MEDIDORARIA}}(CENESEN_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) \end{array} \right]$$

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

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

$CENESEN_{p-2,i}^{P-Correc}$: Cargo *Correc* 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.

$CENESEN_{p-2,i}^{FP-Correc}$: Cargo *Correc* 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.

$CCONAP_{p-2,i}^{Correc}$: 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 Correc, 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 Correc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correc 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:

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

CENEGEN^P_i: 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-BASE}_i: 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-Correc}_i: 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 Correc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correc 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:





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

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:

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

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

$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correc}$: 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 Correc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correc 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:

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

(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:

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



CENEGEN_{p,j}: 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,j}^{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,j}^{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.

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

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

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.

Debe Decir:

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:

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

$CPOTGEN_{p,i}$ ó $CPOTGENE_{p,i}$: 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 ASEPE, por lo que se actualizará, cuando la ASEPE 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.

$CPOTGEN_{p,i}^{Correc}$: 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 *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* 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 $CPOTGENE_{p-1,i}^{BASE}$: 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.

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.

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



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

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

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

El costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CE-ASEP}$) 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 firmemente 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 períodos 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.

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

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario (Monómico_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.

$$\begin{aligned} & \text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_p + \\ & \text{Costos_de_Autoabastecimiento}_p + \\ & \sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_p + \\ & \text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_p + \\ & \text{Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje}_p \\ \text{Monómico}_p = & \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_p + \text{Costos_de_Autoabastecimiento}_p + \sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_p + \text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_p + \text{Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje}_p}{VE_p} \end{aligned}$$

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:

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_{i,j} \left(CPOTGENE_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,j} \right) + \text{SUM}_{i,j} \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,j} \right) + \\ \text{SUM}_{i,j} \left(CPOTGENGC_{p-1,j}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,j}^{GC} \right) + \\ \text{SUM}_{i,j} \left(CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times VE_{p,j}^P + CENEGEN_{p-1,j}^{FP-BASE} \times VE_{p,j}^{FP} \right) + \\ \text{SUM}_{i,j} \left(CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \right) + \text{SUM}_{i,j} \left(CCONAP_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \right) \end{array} \right]$$



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

$CENEGEN_{p-1,i}^{PP-BASE}$: 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:

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

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

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

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

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



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

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \right. \\ \left. SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i \left(VarxComb_i \times VR_{p-2,i} \right) + \right. \\ \left. SUM_{m=MONOCOM} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{PP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{PP} \right) + \right. \\ \left. SUM_{m=MONOCOMORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) \right] + GPR_{p-4}$$

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 Correc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correc 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 y la de generación propia ingresada en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$Monómico_GR_{p-2} = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_{p-2} + \sum Costos_de_Compra_de_Energia_{p-2} + Costo_del_Mercado_{p-2}}{EnergiaComprada_{p-2}}$$





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.

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

$CPOTGEN^{BASE}_{p-2,i}$: 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 $CPOTGENE^{BASE}_{p-2,i}$.

$CENEGEN^{P-BASE}_{p-2,i}$: 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.

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

$CENEGEN^{FP-BASE}_{p-2,i}$: 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.

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

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

$CENEGEN^{BASE}_{p-2,i}$: 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 *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[\begin{array}{l} \sum_i (CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i}) + \sum_i (CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i}) \\ \sum_i (CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i}^{GC}) + \sum_i (CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i}) - \\ \sum_{\text{MI-MONOHORARIO}} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{PP-Correc} \times VE_{p-2,i}^{PP}) + \\ \sum_{\text{MI-MONOHORARIO}} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i}) \\ \sum_i (CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) + \sum_i (CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}) + \\ \sum_i (CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}) + \sum_i (CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) \\ \sum_{\text{MI-MONOHORARIO}} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{PP-Correc} \times VR_{p-2,i}^{PP}) + \\ \sum_{\text{MI-MONOHORARIO}} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) \end{array} \right]$$

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

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

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc}$: Cargo *Correc* 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.

$CENEGEN_{p-2,i}^{PP-Correc}$: Cargo *Correc* 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 Correc, 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 Correc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correc 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) 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:

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

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

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correc}$: 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 Correc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correc 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:



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

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:

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

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

$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correc}$: 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 Correc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correc 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:

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

(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:

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





CENEGEN_{p,j}: 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,j}^{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,j}^{Correc}: 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 *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* 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.

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

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

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.

Donde Dice:

Artículo 113 Tasa de interés a aplicar:

En las fórmulas correspondientes se aplicará las tasas de interés (r) cuando deba aplicar las mismas en caso de excedentes o déficit de acuerdo a las fórmulas de ajuste tarifario:

- a) Tanto en el caso de déficit como de excedentes las tasas a utilizar serán el promedio de las tasas de Interés anual para préstamos bancarios comerciales a un año.
- b) Las empresas deberán utilizar la información oficial producida por la Superintendencia de Bancos de Panamá que corresponde a la tasa de interés promedio del mercado bancario o de referencia del país. Las empresas deberán solicitar esta información a la Superintendencia de Bancos de Panamá.
- c) El promedio corresponderá al promedio de los seis (6) meses anteriores (que corresponde al semestre p-2) a la fecha de actualización tarifaria.



Debe Decir:

Artículo 113 Tasa de interés a aplicar:

En las fórmulas correspondientes se aplicará las tasas de interés (r) cuando deba aplicar las mismas en caso de excedentes o déficit de acuerdo a las fórmulas de ajuste tarifario:

- a) Tanto en el caso de déficit como de excedentes las tasas a utilizar serán el promedio de las tasas de Interés anual para préstamos bancarios comerciales a un año.
- b) Las empresas deberán utilizar la información oficial producida por la Superintendencia de Bancos de Panamá que corresponde a la tasa de interés promedio del mercado bancario o de referencia del país. Las empresas deberán solicitar esta información a la Superintendencia de Bancos de Panamá.
- c) El promedio corresponderá al promedio de los seis (6) meses anteriores (que corresponde al semestre p-2) a la fecha de actualización tarifaria.

En caso de existir excedentes que sean redistribuidos en función a lo dispuesto en el artículo 128 de este Régimen Tarifario, la tasa a aplicar será la que reconozca el Banco Nacional de Panamá.

Donde Dice:

Artículo 128 La actualización parcial mensual seguirá los siguientes principios:

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

Debe Decir:

Artículo 128 La actualización parcial mensual seguirá los siguientes principios:

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

En caso de existir excedentes que sean redistribuidos en función a lo dispuesto en este artículo, las empresas de distribución deberán depositarlos en una cuenta de ahorros en el Banco Nacional de Panamá.



III. CORRECCIÓN DE FECHAS Y TEXTO

Donde Dice:

Artículo 24 Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD)

IPSD es el valor presente de los ingresos anuales IPSD_t permitidos por los costos del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario (t = 1,...,4). El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:

$$\text{IPSD}_t = \text{ADM}_t + \text{OM}_t + (\text{BCD}_t) * (\text{DEP}\%) + (\text{BCDN}_t) * (\text{RR}), t = 1, \dots, 4$$

Donde:

ADM_t es el valor eficiente de los costos totales de administración para el año t.

OM_t es el valor eficiente de los costos totales de operación y mantenimiento para el año t.

BCD_t es el valor bruto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

BCDN_t es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

DEP% es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

a) Cálculo de ADM_t

- $\text{ADM}_t = \text{SUM}_j (\text{ADM}_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- ADM_{jt} son los costos de administración resultantes para el Área Representativa "j" en el año "t", calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a



la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

$$\text{Factor} = \text{ADM}_t(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / (\text{ADM}_t(\text{Empresa 1}) + \text{ADM}_t(\text{Empresa 2}))$$

b) Cálculo de OM_t

- $OM_t = \sum_j (OM_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- OM_{jt} son los costos de Operación y Mantenimiento de distribución, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).

c) Cálculo de BCD_t

$$BCD_t = BCD_{t-1} + ID_t \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

BCD_{t-1} = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario "t". Para el primer año ($t = 1$), BCD_0 representa la Base de Capital de Distribución al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo período tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del período tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externos. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del período tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.





- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2009) considerados eficientes para la determinación de $BCD_{t,1}$ serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.
- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia. Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.
- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEPI instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.
- (viii) Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEPI, será el siguiente:
- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
 - La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.



- La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

ID_t: Inversión Eficiente de Distribución en el año (t)

$$ID_t = (AD_t - AD_{t-1}) + ISUBTE_t + INVNOCOMP_t + IRURAL_t \quad \text{con } t=1, 2, 3, 4$$

- $AD_t = \sum_j (AD_{j,t})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $AD_{j,t}$ es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa "j" durante el año "t", determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - $C_{j,t}$: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - $D_{j,t}$: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

$D_{j,t}$ se obtendrá a partir de la composición de:

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo de $D_{j,t}$ las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.
- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

AD_{t-1} y $AD_{j,t-1}$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.





- ISUBTE_t son las inversiones anuales en instalaciones subterráneas que se requieran para sustituir instalaciones áfras existentes por razones técnicas y de mejoramiento urbano, cuyo plan de reemplazos sean aprobados por la ASEP en los corregimientos agrupados por área representativa.
- INOCOMP_t son aquellas inversiones que la ASEP determine sean requeridas y no se hayan considerado como parte de las inversiones que resultan de las empresas comparadoras.
- IRURAL_t son las inversiones propuestas por la empresa distribuidora en coordinación con la Oficina de Electrificación Rural (OER) para desarrollar en el año t del periodo tarifario en áreas de Electrificación Rural dentro de la zona de concesión. Estas inversiones deberán ser aprobadas por la ASEP.

Debe decir:

Artículo 24 Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD)

IPSD es el valor presente de los ingresos anuales IPSD_t permitidos por los costos del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del periodo tarifario (t =1,...,4). El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:

$$\text{IPSD}_t = \text{ADM}_t + \text{OM}_t + (\text{BCD}_t) * (\text{DEP}\%) + (\text{BCDN}_t) * (\text{RR}), t = 1, \dots, 4$$

Donde:

ADM_t es el valor eficiente de los costos totales de administración para el año t.

OM_t es el valor eficiente de los costos totales de operación y mantenimiento para el año t.

BCD_t es el valor bruto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

BCND_t es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

DEP% es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

a) Cálculo de ADM_t

- $\text{ADM}_t = \text{SUM}_j (\text{ADM}_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.





- ADM_{jt} son los costos de administración resultantes para el Área Representativa "j" en el año "t", calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

Factor = $ADM_t(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / ADM_t(\text{Empresa 1}) + ADM_t(\text{Empresa 2})$

b) Cálculo de OM_t

- $OM_t = \sum_j (OM_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- OM_{jt} son los costos de Operación y Mantenimiento de distribución, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).

c) Cálculo de BCD_t

$$BCD_t = BCD_{t-1} + ID_t \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

BCD_{t-1} = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario "t". Para el primer año ($t = 1$), BCD_0 representa la Base de Capital de Distribución al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo período tarifario.



- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.
- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo ($t-2$) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.
- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.
Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.



- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.
- (viii) Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:
 - La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
 - La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
 - La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
 - La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

ID_t: Inversión Eficiente de Distribución en el año (t)

$$ID_t = (AD_t - AD_{t-1}) + ISUBTE_t + INVNOCOMP_t + IRURAL_t \quad \text{con } t=1, 2, 3, 4$$

- $AD_t = \sum_j (AD_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- AD_{jt} es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa "j" durante el año "t", determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

D_{jt} se obtendrá a partir de la composición de:

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo de D_{jt} las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:



- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.
- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

AD_{t-1} y $AD_{j,t-1}$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.

- $ISUBTE_t$ son las inversiones anuales en instalaciones subterráneas que se requieran para sustituir instalaciones aéreas existentes por razones técnicas y de mejoramiento urbano, cuyo plan de reemplazos sean aprobados por la ASEP en los corregimientos agrupados por área representativa.
- $INOCOMP_t$ son aquellas inversiones que la ASEP determine sean requeridas y no se hayan considerado como parte de las inversiones que resultan de las empresas comparadoras.
- $IRURAL_t$ son las inversiones propuestas por la empresa distribuidora en coordinación con la Oficina de Electrificación Rural (OER) para desarrollar en el año t del período tarifario en áreas de Electrificación Rural dentro de la zona de concesión. Estas inversiones deberán ser aprobadas por la ASEP.

Donde Dice

Artículo 26 IPCO es el valor presente de los ingresos anuales $IPCO_t$ permitidos por la actividad de comercialización en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos de la actividad de comercialización se calculará según la siguiente fórmula:

$$IPCO_t = COM_t + (BCC_t) * (DEP\%) + (BCNC_t) * (RR)$$

Donde:

COM_t es el valor eficiente de los costos de comercialización para el año t (incluye costos de medición, facturación, mercadeo, atención al cliente y otros).

BCC_t es el valor bruto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).

$BCNC_t$ es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).

$DEP\%$ es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de comercialización, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.



RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP, de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

a) Cálculo de COM_t

- $COM_t = \sum_j (COM_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- COM_{jt} es el Costo de Comercialización correspondiente al Área Representativa "j" durante el año "t". Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

En el caso que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

Factor = $COM_t(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / COM_t(\text{Empresa 1}) + COM_t(\text{Empresa 2})$

b) Cálculo de BCC_t

$$BCC_t = BCC_{t-1} + IC_t \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

BCC_{t-1} = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario "t". Para el primer año ($t = 1$), BCC_0 representa la Base de Capital de Comercialización al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo período tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del período tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre





debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.

- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2010-2014 sería al 31 de Diciembre del 2005) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.
- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.
Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.
- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

IC_t: Inversión Eficiente de Comercialización en el año (t)

$$IC_t = AC_t - AC_{t-1}, \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$





- $AC_t = \sum_j (AC_{j,t})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $AC_{j,t}$ corresponde a los Activos de Comercialización del Área Representativa " j " en el año " t ". Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - $C_{j,t}$: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - $D_{j,t}$: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa " j ", en el año (t)

$D_{j,t}$ se obtendrá a partir de la composición de:

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa " j ", en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo del $D_{j,t}$ las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.
- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

AD_{t-1} y $AD_{j,t-1}$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.

Debe decir:

Artículo 26 IPCO es el valor presente de los ingresos anuales $IPCO_t$ permitidos por la actividad de comercialización en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos de la actividad de comercialización se calculará según la siguiente fórmula:

$$IPCO_t = COM_t + (BCC_t) * (DEP\%) + (BCNC_t) * (RR)$$

Donde:



COM_t es el valor eficiente de los costos de comercialización para el año t (incluye costos de medición, facturación, mercadeo, atención al cliente y otros).

BCC_t es el valor bruto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).

$BCNC_t$ es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).

$DEP\%$ es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de comercialización, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP, de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

a) Cálculo de COM_t

- $COM_t = \sum_j (COM_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- COM_{jt} es el Costo de Comercialización correspondiente al Área Representativa “ j ” durante el año “ t ”. Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “ j ”, en el año (t)

En el caso que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

Factor = $COM_t(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / COM_t(\text{Empresa 1}) + COM_t(\text{Empresa 2})$

b) Cálculo de BCC_t

$$BCC_t = BCC_{t-1} + IC_t \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

BCC_{t-1} = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario “ t ”. Para el primer año ($t = 1$), BCC_0 representa la Base de Capital de Comercialización al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:



- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.
- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.
- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se





aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

IC_t: Inversión Eficiente de Comercialización en el año (t)

$$IC_t = AC_t - AC_{t-1}, \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

- $AC_t = \text{SUM}_j (AC_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- AC_{jt} corresponde a los Activos de Comercialización del Área Representativa "j" en el año "t". Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

D_{jt} se obtendrá a partir de la composición de:

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo del D_{jt} las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.
- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

AD_{t-1} y $AD_{j,t-1}$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.



Donde Dice:

Artículo 91 Los cargos tarifarios aprobados y que estén vigentes en el periodo tarifario que va del 1 de julio de 2010 al 30 de junio de 2014 se ajustarán semestralmente.

Debe Decir:

Artículo 91 Los cargos tarifarios aprobados que resulten de la revisión tarifaria cuatrienal se ajustarán semestralmente.

Donde Dice:

Artículo 108 A partir del 1 de julio de 2010 y hasta el 30 de junio de 2014, las distribuidoras deberán aplicar para el cálculo de los correspondientes cargos, el nuevo régimen tarifario.

Debe Decir:

Artículo 108 A partir del 1 de julio de 2014, las distribuidoras deberán aplicar para el cálculo de los correspondientes cargos, el nuevo régimen tarifario.

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 2 días del mes de febrero de 2016


FIRMA AUTORIZADA

**REPÚBLICA DE PANAMÁ
SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES**

**Acuerdo 2-2016
(De 03 de febrero de 2016)**



"Que modifica los artículos 5, 6, 14, 18 del Acuerdo 5-2014 de 01 de octubre de 2014 sobre los Corredores de Valores, Analistas, Ejecutivos Principales y Ejecutivos Principales de Administrador de Inversiones y se modifican ciertas disposiciones de los Acuerdos 1-2015 y 2-2015 de 3 de junio de 2015".

**LA JUNTA DIRECTIVA
En uso de sus facultades legales y
CONSIDERANDO:**

Que a través de la Ley 67 de 1 de septiembre de 2011, se crea la Superintendencia del Mercado de Valores (en adelante la "Superintendencia") como organismo autónomo del Estado, con personalidad jurídica, patrimonio propio e independencia administrativa, presupuestaria y financiera, con competencia privativa para regular y supervisar a los emisores, sociedades de inversión, intermediarios y demás participantes del mercado de valores en la República de Panamá.

Que en virtud de lo establecido en el artículo 121 de la Ley 67 de 2011, la Asamblea Nacional expidió el Texto Único que comprende el Decreto Ley No. 1 de 1999 y sus leyes reformatorias y el Título II de la Ley 67 de 2011, reformado por la Ley 12 de 3 de abril de 2012 y la Ley 56 de 2 de octubre de 2012 (en adelante "Ley del Mercado de Valores").

Que el artículo 3 de la Ley del Mercado de Valores establece que la Superintendencia tiene como objetivo general la regulación, la supervisión, y la fiscalización de las actividades del mercado de valores que se desarrollen en la República de Panamá o desde ella, propiciando la seguridad jurídica de todos los participantes del mercado y garantizando la transparencia, con especial protección de los derechos de los inversionistas.

Que el artículo 10 de la Ley del Mercado de Valores establece que son atribuciones de la Junta Directiva *"Adoptar, reformar y revocar acuerdos que desarrollen las disposiciones de la Ley del Mercado de Valores."*

Que el artículo 14 de la Ley del Mercado de Valores establece que es atribuciones del Superintendente del Mercado de Valores examinar, supervisar y fiscalizar las actividades de las entidades con licencia expedida por la Superintendencia, así como de sus ejecutivos principales, corredores de valores y analistas dentro de las funciones inherentes a sus licencias, según sea el caso.

Que en virtud de lo anterior, la Superintendencia del Mercado de Valores emitió el Acuerdo 05-2014 de 01 de octubre de 2014, promulgado en Gaceta Oficial No. 27647 de 21 de octubre de 2014, con el objetivo de reglamentar el cargo y las funciones que desempeñan aquellas personas naturales que ostentan una licencia emitida por esta Superintendencia y que trabajen para las entidades con licencia expedida por la Superintendencia.

Que en sesiones de trabajo de la Superintendencia del Mercado de Valores se ha puesto de manifiesto la necesidad de modificar ciertas disposiciones del Acuerdo 5-2014 de 01 de octubre de 2014 con el objetivo de mejorar el desempeño y controles de las entidades con licencias, así como las responsabilidades y funciones de sus corredores de valores y analistas, ejecutivos principales y ejecutivos principales de administrador de inversiones.

Que el presente Acuerdo ha sido sometido al procedimiento de Consulta Pública contenido en el Título XIV *"Procedimiento Administrativo para la Adopción de Acuerdos"*, específicamente en los artículos 323 y siguientes, cuyo plazo fue del 13 de octubre de 2015 al 06 de noviembre de 2015, según consta en el expediente de acceso público que reposa en las oficinas de la Superintendencia.

Que forma adicional, una vez tenida la versión final fue presentada, sustentada y remitida a los miembros del Consejo Asesor de la Junta Directiva, los cuales tuvieron oportunidad de enviar sus consideraciones antes del 27 de enero de 2016.

1

Que en virtud de lo anterior, la Junta Directiva de la Superintendencia del Mercado de Valores, en uso de sus facultades legales,

ACUERDA:

ARTÍCULO PRIMERO: MODIFICAR el artículo 5 del Acuerdo 5-2014 de 01 de octubre de 2014 el cual quedará así:

Artículo 5: (Contratación de personal con licencia).

Las entidades con licencia expedida por la Superintendencia únicamente podrán contratar personal que posea la licencia respectiva para ocupar el cargo y ejercer las funciones de corredor de valores, analista, ejecutivo principal, ejecutivo principal de administrador de inversiones y oficial de cumplimiento.

Toda entidad con licencia expedida por la Superintendencia del Mercado de Valores debe contar, en todo momento, con el mínimo del personal requerido de conformidad con la licencia correspondiente y la actividad que ejerce, de la siguiente manera:

Entidad con Licencia expedida por la Superintendencia del Mercado de Valores.	Cargos que requieren de Personas Naturales con Licencia de conformidad con la actividad regulada que ejerce la entidad con Licencia
Licencia de Bolsa de Valores	- Ejecutivo Principal. - Oficial de Cumplimiento
Licencia de Bolsa de Instrumentos Financieros	- Ejecutivo Principal - Oficial de Cumplimiento
Licencia de Central de Valores	- Ejecutivo Principal - Oficial de Cumplimiento
Licencia de Casa de Valores	- Ejecutivo Principal - Oficial de Cumplimiento - Corredor de Valores
Licencia de Asesor de Inversiones	- Ejecutivo Principal - Oficial de Cumplimiento - Analista
Licencia de Administrador de Inversiones	- Ejecutivo Principal - Ejecutivo Principal de Administrador de Inversiones. - Oficial de Cumplimiento
Licencia de Administrador de Inversiones de Fondos de Pensiones y Jubilaciones.	- Ejecutivo Principal - Ejecutivo Principal de Administrador de Inversiones. - Oficial de Cumplimiento
Licencia de Administrador de Inversiones de Fondos de Cesantía.	- Ejecutivo Principal - Oficial de Cumplimiento
Licencia de Proveedor de Servicios Administrativos del Mercado de Valores	- Ejecutivo Principal. - Oficial de Cumplimiento

Se exceptúa de lo establecido en el presente artículo a las siguientes entidades con licencia, de la siguiente manera:

- Las entidades con Licencia de Asesor de Inversiones; en las cuales se permitirá que el cargo y las funciones del Ejecutivo Principal y del Analista sean ejercidos por una misma persona, siempre que dicha persona cuente con ambas Licencias.

Sello de la Superintendencia del Mercado de Valores

expedidas por la Superintendencia, para desempeñar el cargo y ejercer dichas funciones.

- b. Las entidades con Licencia de Administrador de Inversiones en las cuales se permitirá que el Ejecutivo Principal con Licencia de Ejecutivo Principal de Administrador de Inversiones ocupe ambos cargos y realice ambas funciones para la misma entidad con licencia; siempre que la persona ostente ambas licencias. Dicha excepción no será de aplicación para las entidades con Licencia de Administrador de Inversiones de Fondos de Pensiones y Jubilaciones, y las entidades con Licencia de Administrador de Fondos de Cesantía, los cuales en todo momento deberán contar con un mínimo de tres (3) persona naturales distintas con licencia para ocupar los cargos y ejercer las funciones de Ejecutivo Principal, Ejecutivo Principal de Administrador de Inversiones y Oficial de Cumplimiento

La Superintendencia del Mercado de Valores podrá requerir la contratación de un mayor número de personal con licencia de conformidad con el volumen de negocios, las actividades a desarrollar y los riesgos que presente la entidad con licencia expedida por la Superintendencia.

ARTÍCULO SEGUNDO: MODIFICAR el artículo 6 del Acuerdo 5-2014 de 01 de octubre de 2014 el cual quedará así:

Artículo 6: (Estructura de Personal de las Entidades con Licencia)

Una persona natural solamente podrá ejercer un (1) cargo y desempeñará las funciones propias para lo cual se requiera licencia, para una entidad con licencia expedida por la Superintendencia. Se exceptúa de lo aquí dispuesto, aquellas entidades con Licencia de Asesor de Inversiones y las entidades con Licencia de Administrador de Inversiones, de conformidad con lo establecido en los literales a) y b) del artículo 5 del presente acuerdo.

Las personas naturales con licencia vigente podrán ocupar dos (2) cargos en una misma entidad bajo una misma razón social, o en dos (2) entidades distintas que posean un control común o se encuentren bajo una administración común, siempre que la entidad para la cual labore cumpla con el mínimo del personal con licencia requerido según su actividad respectiva. El Ejecutivo Principal velará por que no existan casos de incompatibilidades o incapacidades para ocupar el cargo o el desempeño de las funciones. Lo establecido en el presente artículo no aplica para las personas naturales que ocupen el cargo y ejerzan las funciones de Oficial de Cumplimiento.

La Superintendencia podrá, requerir mayor personal, solicitar su reemplazo, o rechazar la designación o nombramiento de una persona natural para ocupar el cargo de corredor de valores o analista, ejecutivo principal, ejecutivo principal de administrador de inversiones, u oficial de cumplimiento bajo el razonamiento sustentado que la entidad requiera mejorar su desempeño, estructura de personal y el control de sus operaciones. Para esto se evaluará, entre otros criterios, sin limitarse, los siguientes:

- estándares del mercado,
- la gestión de los riesgos de la entidad,
- procesos y volumen de las transacciones,
- cantidad, perfil y jurisdicción de clientes y sus cuentas,
- monto de las transacciones u operaciones,
- activos bajo administración, y
- la capacidad tecnológica y administrativa de la entidad.

PARÁGRAFO TRANSITORIO: (PLAZO DE ADECUACIÓN) Las personas naturales que a la entrada en vigencia del presente Acuerdo, tendrán un plazo de seis (6) meses para cumplir con lo establecido en el presente artículo. En igual manera y solidariamente, las entidades con licencia serán responsables por el cumplimiento de lo establecido en el presente artículo.

3

ARTÍCULO TERCERO: MODIFICAR el artículo 14 del Acuerdo 5-2014 de 01 de octubre de 2014 el cual quedará así:

Artículo 14. (Expiración de la Licencia)

Las licencias de corredor de valores y analista, ejecutivo principal, y ejecutivo principal de administrador de inversiones expirarán automáticamente a los dos (2) años, contados a partir de la fecha efectiva en que su titular hubiese dejado de ocupar el cargo y desempeñar las funciones de la licencia respectiva, sin necesidad de pronunciamiento de parte de la Superintendencia.

No obstante, aquellas personas que posean más de una Licencia, y se mantengan activas desempeñando cargos públicos o privados en los sectores relacionados con banca y valores, siempre que cumplan con su obligación del pago de la tarifa correspondiente a la Superintendencia, no se le considerarán expirada la licencia respectiva.

Sin perjuicio de las obligaciones de notificación de la entidad con licencia expedida por la Superintendencia a través de su Ejecutivo Principal, la persona natural titular de la licencia deberán notificar a la Superintendencia, la fecha de inicio y terminación en el cargo que desempeñe, ya sea como corredor de valores, analista, ejecutivo principal o ejecutivo principal administrador de inversiones.

La Superintendencia publicará en su sitio web un cuadro informativo actualizado en donde se clasificará el estatus de las licencias en: activas, inactivas, suspendidas, expiradas, canceladas o revocadas. La persona natural que ostente la licencia respectiva podrá presentar documento que compruebe que se mantiene activa desempeñando cargos públicos o privados en los sectores relacionados con banca y valores. Dichas pruebas podrán consistir, sin limitar en: contratos laborales o de servicios, resolución de designación, consultorías desarrolladas, en donde conste que se ha mantenido activo en la industria bancaria o en el mercado de valores, con el objetivo que se hagan los correctivos necesarios.

PARÁGRAFO TRANSITORIO: Las licencias que se encuentren expiradas a la fecha de entrada en vigencia de este Acuerdo, en virtud de lo consagrado en el artículo 76 de la Ley del Mercado de Valores, serán publicadas en el sitio web de la Superintendencia, sin necesidad de pronunciamiento previo.

ARTÍCULO CUARTO: MODIFICAR el artículo 18 del Acuerdo 5-2014 de 01 de octubre de 2014, el cual quedará así:

Artículo 18: (Responsabilidades del Ejecutivo Principal).

Toda persona natural designada para ejercer el cargo y desempeñar las funciones de ejecutivo principal debe cumplir las siguientes responsabilidades claves sin limitar:

1. ...
2. ...
3. ...
4. ...
5. ...
6. ...
7. ...
8. Conocer los productos y servicios ofrecidos por la entidad con licencia para la cual labora para advertir e informar a los clientes de los riesgos propios de la inversión, aplicando el estándar de mejor diligencia profesional con fundamento en las mejores prácticas bursátiles, buscando el beneficio del cliente y la eficiencia de la inversión.
9. Velar por que los Corredores de Valores y los clientes de la entidad conozcan de los riesgos de la inversión y que los agentes comercializadores de las cuotas de participación conozcan y expliquen de forma adecuada los riesgos de los productos o servicios.
10. En caso de darse subcontrataciones de parte de la entidad para la cual labora, deberá velar que dichas subcontrataciones se realicen con sujeción a los acuerdos que sobre la materia emita la Superintendencia.
11. Coadyuvar con el fiel cumplimiento del Manual de Prevención.

14-2
4

12. Cumplir con las normas de conducta adoptadas por la Superintendencia y con el Código de Conducta y Ética adoptado por la entidad para la cual labora.
13. Cumplir cualquier otra responsabilidad inherente a su cargo de conformidad con la Ley del Mercado de Valores y sus acuerdos vigentes.

ARTÍCULO QUINTO: ADICIONAR el artículo 18-A del Acuerdo 5-2014 de 01 de octubre de 2014, el cual quedará así:

Artículo 18-A: (Responsabilidades del Ejecutivo Principal de Administrador de Inversiones).

Las personas naturales designadas para ejercer el cargo y desempeñar las funciones de Ejecutivo Principal de Administrador de Inversiones deben cumplir y tendrán las siguientes responsabilidades claves sin limitar:

1. Velar por el fiel cumplimiento de los objetivos y políticas de inversión, análisis de carteras y bienes, niveles de endeudamiento, y demás cumplimiento de liquidez de las sociedades de inversión bajo su administración.
2. Mantener actualizada toda la información relacionada con las sociedades de inversión, sus objetivos de inversión y demás políticas.
3. Velar por que la información contenida en los prospectos informativos revele de forma adecuada los riesgos asociados con los objetivos y las políticas de inversión de las sociedades bajo su administración.
4. Velar por que la información y demás material publicitario de las sociedades de inversión y de las administradoras de inversión, así como de las administradoras de fondos de pensiones y jubilaciones, y las administradoras de fondos de cesantías reguladas por la Superintendencia sea clara, oportuna, veraz y transparente, evitando confusiones, engaños o no se describan de forma adecuada.
5. Velar por que los agentes comercializadores conozcan y expliquen a los clientes de las sociedades de inversión y fondos de pensiones, de forma adecuada, los riesgos asumidos por el cliente o afiliado.
6. Velar por el cumplimiento periódico y la metodología del cálculo del valor neto de las cuotas de participación de conformidad con la periodicidad que lo determine la ley.
7. Coadyuvar con el fiel cumplimiento del Manual de Prevención.
8. Cumplir con las normas de conducta adoptadas por la Superintendencia y con el Código de Conducta y Ética adoptado por la entidad para la cual labora.
9. Cumplir con cualquier otra responsabilidad inherente a su cargo de conformidad con la Ley del Mercado de Valores y sus acuerdos vigentes.

ARTÍCULO SEXTO: MODIFICAR el numeral 4 del artículo 10 del Acuerdo 01-2015 de 03 de junio de 2015, el cual quedará así:

Artículo 10: (Requisitos para mantener la Licencia vigente).

La persona que obtenga una Licencia de Asesor de Inversiones deberá en todo momento cumplir las siguientes condiciones para mantenerla vigente:

1...

2...

3...

4. Contar con el recurso humano adecuado para prestar los servicios indicados en su plan de negocios. El Asesor de Inversiones deberá contar de forma permanente y a tiempo completo, con un Ejecutivo Principal, un Analista y un Oficial de Cumplimiento. En caso así considerarlo, el Ejecutivo Principal podrá fungir como Analista, siempre que cuente con la Licencia correspondiente.

No obstante lo anterior, la Superintendencia se reserva el derecho de determinar la cantidad mínima de ejecutivos principales, analistas y oficiales de cumplimiento necesarios para el funcionamiento del Asesor de Inversiones. Para efecto de lo aquí establecido, se evaluará, entre otros factores, sin limitarse: los estándares del mercado; la administración de los riesgos a los que se enfrenta la entidad, dificultad de los procesos, complejidad y volumen en las transacciones; la cantidad, perfil y jurisdicción de clientes y sus cuentas; el monto de las mismas o los activos bajo administración; la capacidad tecnológica y administrativa de la entidad.

ARTÍCULO SÉPTIMO: MODIFICAR el numeral 4 del artículo 9 del Texto Único del Acuerdo 02-2011 de 01 de abril de 2011, el cual quedará así:



Artículo 9. (Requisitos para mantener la Licencia vigente).

La persona que obtenga una licencia de Casa de Valores deberá en todo momento cumplir las siguientes condiciones para mantenerla vigente:

- 1...
- 2...
- 3...

4. Contar con el recurso humano adecuado para prestar los servicios indicados en su plan de negocios. La Casa de Valores deberá contar de forma exclusiva y a tiempo completo, en todo momento, como mínimo, con un Ejecutivo Principal, un Corredor de Valores y un Oficial de Cumplimiento.

No obstante lo anterior, la Superintendencia se reserva el derecho de determinar la cantidad mínima de ejecutivos principales, corredor de valores y oficiales de cumplimiento necesarios para el funcionamiento de la Casa de Valores. Para efecto de lo aquí establecido, se evaluará, entre otros factores, sin limitarse: los estándares del mercado; la administración de los riesgos a los que se enfrenta la entidad, dificultad de los procesos, complejidad y volumen en las transacciones; la cantidad, perfil y jurisdicción de clientes y sus cuentas; el monto de las mismas o los activos bajo administración; la capacidad tecnológica y administrativa de la entidad.

ARTÍCULO OCTAVO: (MODIFICATORIO) Se modifican los artículos 5, 6, 14, 18; y se adiciona el artículo 18-A al Acuerdo 5-2014 de 01 de octubre de 2014. Igual manera se modifican el numeral 4 del artículo 10 del Acuerdo 01-2015 de 03 de junio de 2015, y el numeral 4 del artículo 9 del Texto Único Acuerdo 2-2011 de 01 de abril 2011.

ARTÍCULO NOVENO: (VIGENCIA): El presente Acuerdo entrará a regir al día siguiente de su promulgación en Gaceta Oficial de la República de Panamá.

Dado en la Ciudad de Panamá, a los tres (03) días del mes de febrero del año dos mil diecisésis (2016).

PUBLIQUESE Y CÚMPLASE

EL PRESIDENTE,

EL SECRETARIO


JOSÉ RAMÓN GARCÍA DE PAREDES


LAMBERTO MANTOVANI

**REPÚBLICA DE PANAMA
SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO
DE VALORES**

Es copia del original que reposa en los
archivos de la Superintendencia

Panamá, 5 de 2 de 2016

Secretario General

AVISOS

AVISO. Para dar cumplimiento al Artículo 777 de Comercio e Industrias, se le comunica al público en general la publicación de tres veces en la Gaceta Oficial que la Sra. **EYRA SIRIA HERRERA MARÍN**, con cédula No. 9-201-182, le traspasa el establecimiento comercial **JARDÍN RESTAURANTE Y BILLAR EL PODER**, con aviso de operación No. 101581, ubicado en Río Sabaco, El Barrito, distrito de Atalaya, provincia de Veraguas, a la Sra. **LORIZA ALANIS RIVERA DE QUINTERO**, con cédula No. 9-205-277. L. 208-9681100. Tercera publicación.

AVISO. Para dar cumplimiento al Artículo 777 de Comercio e Industrias, se le comunica al público en general la publicación de tres veces en la Gaceta Oficial que la Sra. **YECENIA GONZÁLEZ GARCÍA**, con cédula No. 9-207-423, le traspasa el establecimiento comercial **MINI SÚPER EL SALTO**, con aviso de operación No. 101863, ubicado en calle principal, corregimiento y distrito de San Francisco, provincia de Veraguas, al Sr. **KEVIN DAVID LIU WEN**, con cédula No. 9-748-2261. L. 208-9681298. Tercera publicación.

AVISO AL PÚBLICO. Para dar el debido cumplimiento al Artículo 777 del Código de Comercio de Panamá, se informa que el negocio denominado **DISTRIBUIDORA A B.**, amparado bajo el aviso de operaciones 9-706-1111-2014-436471, propiedad de **MADDALIS DÍAZ DÍAZ**, con cédula 9-706-1111, ubicado en la Vía Interamericana, calle principal, El Roble, corregimiento El Roble, distrito Aguadulce, provincia de Coclé, ha sido traspasado a **RUGIERE AUGUSTO ORTEGA CÓRDOBA**, varón, panameño, mayor de edad, con cédula 2-714-803 y funcionará en la misma dirección, con el mismo nombre. L. 201-436977. Tercera publicación.

AVISO. En cumplimiento al Art. 777 del Código de Comercio de la República de Panamá, hacemos del conocimiento que el establecimiento denominado **ABARROTERÍA Y CARNICERÍA NUEVO CURUNDÚ**, con aviso de operación No. 8-219-2147-2015-462764, ubicado en el corregimiento de Curundú, Urbanización Curundú, calle final de Renovación Urbana, edificio 10-A, distrito de Panamá, provincia de Panamá, propiedad de la Sra. **ALEIDA MARÍA CAÑIZALEZ TRUJILLO**, con cédula 8-219-2147, dicho negocio ha sido traspasado al Sr. **CIPRIAN RIVAS GONZÁLEZ**, con cédula 3-52-498, a partir de febrero de 2016. L. 201-437177. Segunda publicación.

ARAD INTERNATIONAL FOUNDATION. (FUNDACIÓN) 1530156-1-33982 D.V. 63. AVISO DE DISOLUCIÓN. Que dicha fundación ha sido

disuelta mediante escritura pública No. 12,968 del 30 de diciembre de 2015 de la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, registrada el 27 de enero de 2016, al Folio No. 33982, Disolución de la Sección de Persona Jurídica del Registro Público de Panamá. L. 201-437073. Única publicación.

YELLOWMONN FOUNDATION. (FUNDACIÓN) 1149648-1-24323 D.V. 99. AVISO DE DISOLUCIÓN. Que dicha fundación ha sido disuelta mediante escritura pública No. 12,004 del 7 de diciembre de 2015 de la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, registrada el 6 de enero de 2016, al Folio No. 24323, disolución de la Sección de Persona Jurídica del Registro Público de Panamá. L. 201-437079. Única publicación.

ARAD ASSETS CORP. (SOCIEDAD ANÓNIMA) 1526585-1-652650 D.V. 63. AVISO DE DISOLUCIÓN. Que dicha sociedad ha sido disuelta mediante escritura pública No. 12,969 del 30 de diciembre de 2015 de la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, registrada el 27 de enero de 2016, al Folio No. 652650, Disolución de la Sección de Persona Jurídica del Registro Público de Panamá. L. 201-437074. Única publicación.

INTER GLOBE SERVICES INC. (SOCIEDAD ANÓNIMA) 21463-157-192774 D.V. 25. AVISO DE DISOLUCIÓN. Que dicha sociedad ha sido disuelta mediante escritura pública No. 12,581 del 21 de diciembre de 2015 de la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, registrada el 26 de enero de 2016, al Folio No. 192774, disolución de la Sección de Persona Jurídica del Registro Público de Panamá. L. 201-437077. Única publicación.

ASITA BUSINESS DEVELOPMENT INC. (SOCIEDAD ANÓNIMA) 1963615-1-734037 D.V. 73. AVISO DE DISOLUCIÓN. Que dicha sociedad ha sido disuelta mediante escritura pública No. 12,967 del 30 de diciembre de 2015 de la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, registrada el 27 de enero de 2016, al Folio No. 734037, disolución de la Sección de Persona Jurídica del Registro Público de Panamá. L. 201-437078. Única publicación.

PS PROPERTIES S.A. (SOCIEDAD ANÓNIMA) 29972-20-235633 D.V. 8. AVISO DE DISOLUCIÓN. Que dicha sociedad ha sido disuelta mediante escritura pública No. 12,261 del 14 de diciembre de 2015 de la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, registrada el 26 de enero de 2016, al Folio No. 235633, disolución de la Sección de Persona Jurídica del Registro Público de Panamá. L. 201-437080. Única publicación.

INVERNESS OVERSEAS CO. INC. (SOCIEDAD ANÓNIMA) 12477-214-123879 D.V. 80. AVISO DE DISOLUCIÓN. Que dicha sociedad ha sido disuelta mediante escritura pública No. 12,942 del 30 de diciembre de 2015 de la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, registrada el 26 de enero de 2016, al Folio No. 123879, Disolución de la Sección de Persona Jurídica del Registro Público de Panamá. L. 201-437081. Única publicación.

AVISO DE DISOLUCIÓN. Mediante la escritura pública No. 1,081 de 4 de febrero de 2016, de la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, inscrita al Folio 772011, Asiento 2 de la Sección de Mercantil del Registro Público, desde el día miércoles 10 de febrero de 2016, mediante la cual se disuelve la sociedad: **PRITAM, S.A.** L. 201-437045. Única publicación.

AVISO AL PÚBLICO. Para dar cumplimiento al Artículo 777, de Comercio e Industrias, se le comunica al público en general la publicación de tres veces en Gaceta Oficial, que la señora **LOURDES JANNETH LINARES DOMÍNGUEZ**, con cédula 8-733-70, le traspasa el establecimiento comercial denominado **EL RINCÓN DE FELIPE**, con aviso de operación No. 445042, ubicado en provincia de Los Santos, Las Tablas, Plaza Gringa, local 10, frente a Banco General, a la señora **MARINE YASMÍN MARTÍNEZ DÍAZ**, con cédula 8-431-869. L. 201-436966. Primera publicación.

EDICTOS



**REPUBLICA DE PANAMA
AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACION DE TIERRAS
DIRECCION NACIONAL DE TITULACION Y REGULARIZACION DE TIERRAS
PROVINCIA DE COLON**

EDICTO No. 3-07-16

El suscrito Director Provincial de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras en la Provincia de Colón al público.

HACE SABER:

Que el señor **ALCIDES NUÑEZ**, con cédula de identificación personal No. 2-64-57 residente en Frijolito, Corregimiento de Buena Vista, Distrito de Colón, Provincia de Colón, ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, mediante solicitud No. **3-29-09** de 14 de enero de 2009 y según plano aprobado No. **301-03-6751** de 27 de febrero de 2015, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Nacional Adjudicable, con una superficie de **0 Has. + 9,574.86 Mts.2**, terreno ubicado en la localidad de Frijolito, Corregimiento de Buena Vista, Distrito y Provincia de Colón y se ubica dentro de los siguientes linderos:

Norte: Calle de Asfalto de 15.00m de ancho a El Giral a Altamira.
 Sur: Terrenos Nacionales ocupado por: Eduardo Rafael Barria Ceballos.
 Este: Camino de 15.00m. de ancho a Aguas Claras.
 Oeste: Terrenos Nacionales ocupado por: Celestino Elias Jaén Velásquez. Terrenos Nacionales ocupado por: Eduardo Rafael Barria Ceballos.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía de **Colón** y/o en la Corregiduría de **Buena Vista** y copia del mismo se entregaran al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario.

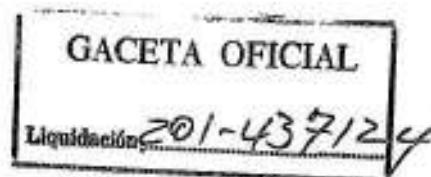
Este edicto tendrá una vigencia de quince (15) días hábiles a partir de la última publicación.

Dado en Sabanitas, a los 14 días del mes de Enero de 2016.

Firma: 
 Ldo. Edgar Gaslin
 Secretario Ad- Hoc.



Firma: 
 Agro. Joel Pitti Espinosa
 Director Provincial de ANATI- Colón



EDICTO No. 270

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA -
ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.

El SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:
QUE EL SEÑOR (A) GLORIA DORIS QUIRAMA DE FLOREZ, mujer mayor de
edad extranjera, casada con residencia en calle Prastan Final,
casa S/N, telefono 253-9850, con cedula de identidad personal
No. E-8-95943.....

En su propio nombre en representación de SU PROPIA PERSONA

Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en
concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar
denominado CALLE 7MA, de la Barriada RAUDAL NO. 2,
Corregimiento EL COCO, donde SE LLEVARA A CABO UNA
CONSTRUCCION distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas
son los siguiente:

NORTE:	<u>FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194</u>	<u>CON. 32.742MTS</u>
SUR:	<u>CALLE 7MA</u>	<u>CON. 38.022MTS</u>
ESTE:	<u>FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194</u>	<u>CON. 35.011MTS</u>
OESTE:	<u>FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194</u>	<u>CON. 33.741MTS</u>
<u>AREA TOTAL DE TERRENO MIL DOSCIENTOS DIECISEIS METROS CUADRADOS</u>		

CON OCHENTA Y UN DECIMETROS CUADRADOS (1,216.61 MTS2)
con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo de 1969,
se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ
(10) días, para que dentro dicho plazo o término pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.
Entregueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez
En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 04 de DICIEMBRE de DOS MIL QUINCE

ALCALDE.

(fdo.) SR. TOMAS VELASQUEZ CORREA

DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL

(fdo.) ING. ADRIANO FERRER

Es fiel copia de su original
La Chorrera, cuatro (4) de
diciembre de dos mil quince

GACETA OFICIAL

Liquidación 201-437109

ING. ADRIANO FERRER

DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL



EDICTO No. 308

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

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.

EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:

QUE EL SEÑOR (A) TOMAS MARCISO ORTEGA SANCHEZ, varon, panameno,
mayor de edad, Soltero, residente en Arraijan, Villas de Las
Praderas, casa No.A-865, celular No.6140-3879, portador de la
cedula de identidad personal No.8-236-2160.....

En su propio nombre en representación de SU PROPIA PERSONA

Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a titulo de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado CALLE 6TA, de la Barriada PARC. COLINAS DEL COCO, Corregimiento EL COCO, donde ELEVARA A CASO UNA CONSTRUCCION distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

NORTE:	<u>CALLE 6TA</u>	<u>CON. 15.00 MTS</u>
SUR :	<u>FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194</u>	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 15.00 MTS</u>
ESTE :	<u>FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194</u>	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 30.00 MTS</u>
OESTE:	<u>FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194</u>	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 30.00 MTS</u>
<u>AREA TOTAL DE TERRENO</u>		<u>CUATROCIENTOS CINCUENTA METROS CUADRADOS</u>
		<u>(450.00 MTS.2)</u>

con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o término pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.

Entregueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez

En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial

La Chorrera, 19 de enero de dos mil dieciseis

ALCALDE:

(fdo.) SR. TOMAS VELASQUEZ CORREA

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO (fdo.) LICDA. IRISCELYS DIAZ G.

Es fiel copia de su original
 La Chorrera, diecinueve (19)
 de enero de dos mil dieciseis

GACETA OFICIAL

Liquidación: 201-436600

LICDA. IRISCELYS DIAZ G.

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO MUNICIPAL



EDICTO No.331DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
 El SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:
 QUE EL SEÑOR (A) ROBERTO NIBIO VERA E IMELDA ORLENIS DE LEON SANCHEZ, panameños, mayores de edad, residente en la Organizacion Valle Dorado, casa No.7-8, celular No.6528-9987, portadores de la cedula de identidad personal No.8-235-1324 y 8-449-647...

En su propio nombre en representación de SUS PROPIAS PERSONAS
 Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado CALLE PAMELA, de la Barriada CAJPO ALEGRE
 Corregimiento GUADALUPE, donde SE LLEVARA A CABO UNA CONSTRUCCION distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

NORTE:	<u>FINCA 9535 FOLIO 472 TOMO 297</u>	<u>CON. 30.00 MTS</u>
	<u>FINCA 9535 FOLIO 472 TOMO 297</u>	
SUR :	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA</u>	<u>CON. 30.00 MTS</u>
ESTE :	<u>CALLE MARLENIS</u>	<u>CON. 20.00 MTS</u>
OESTE:	<u>CALLE PAMELA</u>	<u>CON. 20.00 MTS</u>

AREA TOTAL DE TERRENO seiscientos metros cuadrados (600.00 MTS.2)

con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No. 11-A, del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o término pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas. Entregueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 11 de enero dos mil dieciseis de _____

ALCALDE: (fdo.) SR. TOMAS VELASQUEZ CORREA

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO: (fdo.) LICDA. IRISCELYS DIAZ G.

Es fiel copia de su original
 La Chorrera, once (11) de
 enero de dos mil dieciseis

GACETA OFICIAL

Liquidación 201-437050

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO MUNICIPAL



EDICTO No. 332

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

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
 El SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:
 QUE EL SEÑOR (A) ARGELIS EDITH ALFONSO DE CARRERA Y FELICIANO
ALFONSO RIOS, panamenos, mayores de edad, con residencias en
La Valdeza, cerca de la Estacion Texaco, Calle Principal,
casa 5939, telefono No.6641-9581, Labora como Trabajadora
Manual portadores de la cedula de identidad personal No.8-295-347
y 6-56-501...

En su propio nombre en representación de SUS PROPIAS PERSONAS
 Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a titulo de plena propiedad, en
 concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar
 denominado CALLE A LA VALDEZA, de la Barriada LA HERRADURA No.1,
 Corregimiento GUADALUPE, donde HAY CASA
 distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas
 son los siguiente:

NORTE:	<u>FINCA 58868 TOMO 1358 FOLIO 272</u>	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 18.58 MTS</u>
SUR:	<u>FINCA 58868 TOMO 1358 FOLIO 272</u>	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 16.39 MTS</u>
ESTE:	<u>FINCA 58868 TOMO 1358 FOLIO 272</u>	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 38.52 MTS</u>
OESTE:	<u>CALLE A LA VALDEZA</u>	<u>CON. 42.47 MTS</u>

AREA TOTAL DE TERRENO SETECIENTOS TRES METROS CUADRADOS CON
cincuenta y tres decimetros cuadrados (703.53 MTS.2)

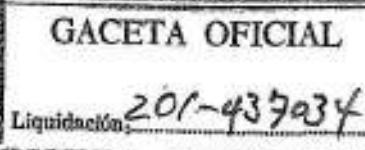
con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo de 1969,
 se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ
 (10) días, para que dentro dicho plazo o término pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.
 Entrégueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez
 En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 19 de enero de dos mil dieciseis

ALCALDE: (fdo.) SR. TOMAS VELASQUEZ CORREA

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO: (fdo.) LICDA IRISCELYS DIAZ G.

Es fiel copia de su original
 La Chorrera, diecinueve (19)
 de enero de dos mil dieciseis



JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO MUNICIPAL





REPÚBLICA DE PANAMÁ
REGIONAL ÁREA METROPOLITANA

EDICTO N° AM-002-2015

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

HACE CONSTAR:

Que la señora, **MELANIA TORRES VASQUEZ**, con cédula de identidad personal N° **3-71-571**, vecino de **VILLA UNIDA**, corregimiento de **CHILIBRE**, distrito de **PANAMÁ** y provincia de **PANAMÁ**, ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, Regional Área Metropolitana, mediante solicitud N° **8-205** de **16 de noviembre de 1983**, según plano aprobado N° **87-14-6812** de **16 de noviembre de 1984**, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable con una superficie total de **0 Has. + 4178.73 M2** que forma parte de la Finca N° **18986**, actualizada al Tomo **468**, Folio **364**, propiedad del M.I.D.A.

El terreno está ubicado en la localidad de **VILLA UNIDA**, corregimiento de **CHILIBRE**, distrito de **PANAMÁ** y provincia de **PANAMÁ** comprendida dentro de los siguientes linderos:

Norte: SERVIDUMBRE DE 10.00 METROS DE ANCHO, OCUPADO POR ALBERTO RENE AGUILAR Y OCUPADO POR CANDELARIA ALMENDRAL DE AGUILAR.

Sur: OCUPADO POR: MANUEL MARTÍNEZ TORRES.

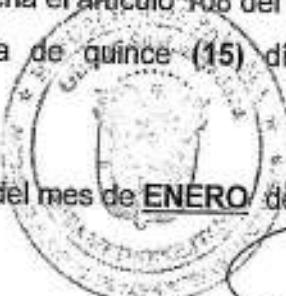
Este: OCUPADO POR MARIO AUGUSTO MARTÍNEZ PLANO N° 87-4637.

Oeste: OCUPADO POR ALBERTO RENE AGUILAR Y OCUPADO POR CANDELARIA ALMENDRAL DE AGUILAR.

Para los efectos legales se fija el presente edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Panamá o en la corregiduría donde se encuentra la parcela de terreno solicitada, copias del mismo se le entregarán a la parte solicitante para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario.

Este edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en **PANAMÁ**, a los **14** días del mes de **ENERO** de **2016**.




Firma: _____
 Nombre: JUDITH VALENCIA F.
 Secretaria Ad – Hoc.

Firma: _____
 LICDO. ARIS MOSQUERA
 Jefe Sustanciador Encargado

AM*

GACETA OFICIAL

Liquidación 201-437144



REPÚBLICA DE PANAMÁ
REGIONAL ÁREA METROPOLITANA

EDICTO N° AM-006-2015

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

HACE CONSTAR:

Que el señor, **GREGORIO OLMEDO GONZÁLEZ TELLO**, con cédula de identidad personal N° **7-59-9**, vecino de **CAIMITILLO**, corregimiento de **CHILIBRE**, distrito de **PANAMÁ**, provincia de **PANAMÁ**, ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, Regional Área Metropolitana, mediante solicitud N° **8-AM-006-2015** de **09 de FEBRERO de 2015**, según plano aprobado N° **808-15-25038** de **15 de ENERO de 2016**, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable con una superficie total de **50 Has. + 7,957.25 M2** que forma parte de la Finca N° **1935**, actualizada al Tomo **33**, Folio **232**, propiedad del **ANATI**.

El terreno está ubicado en la localidad de **CAIMITILLO**, corregimiento de **CHILIBRE**, distrito de **PANAMÁ**, provincia de **PANAMÁ** comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: **FINCA 381073 DOC 2153718 PROPIEDAD DE LEONARDO QUIJANO PINZON N° DE PLANO 808-15-20111, CAMINO DE TIERRA DE 15.00 METROS DE ANCHO HACIA CAIMITILLO CENTRO DE POR MEDIO A FINCA 171140 ROLLO 27485 DOC 2 PROPIEDAD DE EMPERATRIZ MARIA GONZÁLEZ DE CARDENAS N° DE PLANO 807-15-13227, CAMINO DE TIERRA DE 12.00 METROS DE ANCHO HACIA GUARUMALITO Y HACIA EL TECAL , QUEBRADA EL HATO.**

SUR: **FINCA 201241 DOC 208425 PROPIEDAD DE YEMIVI, S.A. N° DE PLANO 807-15-13789, FINCA 193550 DOC 126862 PROPIEDAD DE CEMENTO BAYANO, S.A. N° DE PLANO 807-15-12601, FINCA 193550 DOC 126862 PROPIEDAD DE CEMENTO BAYANO, S.A. N° DE PLANO 807-15-12601 Y QUEBRADA EL HATO.**

ESTE: **SERVIDUMBRE DE TIERRA DE 4.00 METROS DE ANCHO HACIA OTRAS FINCAS Y HACIA EL TECAL, FINCA 193550 DOC 126862 PROPIEDAD DE CEMENTO BAYANO, S.A. N° DE PLANO 807-15-12601.**

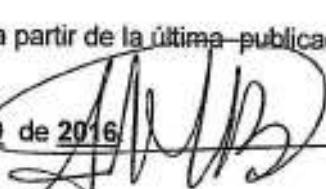
OESTE: **FINCA 381073 DOC 2153718 PROPIEDAD DE LEONARDO QUIJANO PINZON N° DE PLANO 808-15-20111, CARRETERA PRINCIPAL DE 15.00 METROS DE ANCHO HACIA CAIMITILLO CENTRO Y HACIA GUARUMALITO, FINCA 201241 DOC 208425 PROPIEDAD DE YEMIVI, S.A. N° DE PLANO 807-15-13789.**

Para los efectos legales se fija el presente edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Panamá o en la corregiduría donde se encuentra la parcela de terreno solicitada, copias del mismo se le entregarán a la parte solicitante para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario.

Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en **PANAMÁ**, a los **22** días del mes de **ENERO** de **2016**

Firma: 
Nombre: **JUDITH VALENCIA F.**
Secretaria Ad / Hoc.

Firma: 
Nombre: **Licdo. ARIS MOSQUERA**
Jefe Sustanciador Encargado

GACETA OFICIAL

Liquidación 201-437133



REPÚBLICA DE PANAMÁ
REGIONAL ÁREA METROPOLITANA
EDICTO N° AM-007-2016



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

HACE CONSTAR:

Que el señor, GREGORIO OLMEDO GONZÁLEZ TELLO, con cédula de identidad personal N° 7-59-9, vecino de CAIMITILLO, corregimiento de CHILIBRE, distrito de PANAMÁ, provincia de PANAMÁ, ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, Regional Área Metropolitana, mediante solicitud N° 8-AM-007-2015 de 09 de FEBRERO de 2015, según plano aprobado N° 808-15-25037 de 15 de ENERO de 2016, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable con una superficie total de 11 Has. + 3,029.02 M2 que forma parte de la Finca N° 1935, actualizada al Tomo 33, Folio 232, propiedad del ANATI.

El terreno está ubicado en la localidad de CAIMITILLO, corregimiento de CHILIBRE, distrito de PANAMÁ, provincia de PANAMÁ comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: CAMINO DE TIERRA DE 12.00 METROS DE ANCHO HACIA CAIMITILLO CENTRO Y HACIA LA PUENTE.

SUR: FINCA 193550 DOC 126862 PROPIEDAD DE CEMENTO BAYANO, S.A. N° DE PLANO 807-15-12601 Y QUEBRADA SIN NOMBRE.

ESTE: CAMINO DE TIERRA DE 12.00 METROS DE ANCHO HACIA CAIMITILLO CENTRO Y HACIA LA PUENTE Y FINCA 193550 DOC 126862 PROPIEDAD DE CEMENTO BAYANO, S.A. N° DE PLANO 807-15-12601.

OESTE: SERVIDUMBRE DE TIERRA DE 4.00 METROS DE ANCHO HACIA SAN LORENZO Y FINCA 193550 DOC 126862 PROPIEDAD DE CEMENTO BAYANO, S.A. N° DE PLANO 807-15-12601.

Para los efectos legales se fija el presente edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del distrito de Panamá o en la corregiduría donde se encuentra la parcela de terreno solicitada, copias del mismo se le entregarán a la parte solicitante para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario.

Este edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en PANAMÁ, a los 27 días del mes de ENERO de 2016.

Firma: _____
Nombre: JUDITH VALENCIA F.
Secretaria Ad./ Hoc.

Firma: _____
Nombre: Licdo. ARIS MOSQUERA
Jefe Sustanciador Encargado

GACETA OFICIAL

Liquidación 201-437132