



Año CXIV

Panamá, R. de Panamá jueves 15 de octubre de 2015

N° 27890-B

CONTENIDO

ASAMBLEA NACIONAL

Resolución N° 33  
(De miércoles 07 de octubre de 2015)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL NOMBRAMIENTO DE CARLOS EDUARDO BARNES WILLIAMS COMO GERENTE GENERAL DE LA EMPRESA NACIONAL DE AUTOPISTAS, S.A.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución N° AN 8950-Elec  
(De viernes 14 de agosto de 2015)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL APÉNDICE B Y EL APÉNDICE C DEL PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, APLICABLE A LOS CLIENTES REGULADOS DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET) APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN AN NO. 8169-ELEC DE 18 DE DICIEMBRE DE 2014.

Resolución N° AN 8951-Elec  
(De viernes 14 de agosto de 2015)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL APÉNDICE B Y EL APÉNDICE C DEL PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, APLICABLE A LOS CLIENTES REGULADOS DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN AN NO. 8168-ELEC DE 18 DE DICIEMBRE DE 2014.

Resolución N° AN 9121 -Elec  
(De lunes 28 de septiembre de 2015)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA NUEVA METODOLOGÍA PARA LA LIQUIDACIÓN Y COBRANZA EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (MLC).

Resolución N° AN 9122 -Elec  
(De lunes 28 de septiembre de 2015)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS GARANTÍAS DE PAGO.

**RESOLUCIÓN N°33**  
**De 7 de octubre de 2015**

**LA ASAMBLEA NACIONAL, EN USO DE SUS FACULTADES  
CONSTITUCIONALES Y LEGALES,**

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con lo que dispone la Ley 3 de 1987, que subroga el artículo 1 de la Ley 21 de 1984, corresponde a la Asamblea Nacional aprobar o improbar los nombramientos de directores, gerentes o jefes de entidades públicas, autónomas, semiautónomas y de empresas estatales, así como la designación de los miembros de las juntas directivas de dichas instituciones que correspondan al Órgano Ejecutivo, de conformidad con la Constitución Política y la ley;

Que el Órgano Ejecutivo ha sometido a la consideración de la Asamblea Nacional, para su aprobación o improbación, el nombramiento de Carlos Eduardo Barnes Williams como gerente general de la Empresa Nacional de Autopistas, S.A., para un periodo de cinco años concurrente con el periodo presidencial, efectuado por el excelentísimo señor presidente de la República, Juan Carlos Varela Rodríguez, mediante Decreto Ejecutivo 570 de 14 de septiembre de 2015;

Que la Asamblea Nacional, mediante Resolución 28 de 26 de septiembre de 1990, estableció el procedimiento para la aprobación o improbación de los nombramientos que somete a su consideración el Órgano Ejecutivo;

Que la Comisión de Credenciales, Reglamento, Ética Parlamentaria y Asuntos Judiciales, en ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 2 del artículo 50 del Texto Único del Reglamento Orgánico del Régimen Interno de la Asamblea Nacional, y conforme al procedimiento establecido en la Resolución antes citada, examinó la documentación e información relacionadas con la vida profesional del designado y concluyó que cumple con los requisitos exigidos por la Constitución Política y la ley para ejercer el cargo de gerente general de la Empresa Nacional de Autopistas, S.A.;

Que el Pleno de esta Cámara decidió, en la sesión celebrada el 7 de octubre de 2015, acoger la recomendación de la Comisión de Credenciales, Reglamento, Ética Parlamentaria y Asuntos Judiciales para ratificar a Carlos Eduardo Barnes Williams como gerente general de la Empresa Nacional de Autopistas, S.A.



**RESUELVE:**

1. Aprobar el nombramiento de Carlos Eduardo Barnes Williams como gerente general de la Empresa Nacional de Autopistas, S.A., efectuado por el excelentísimo señor presidente de la República, Juan Carlos Varela Rodríguez, mediante Decreto Ejecutivo 570 de 14 de septiembre de 2015.

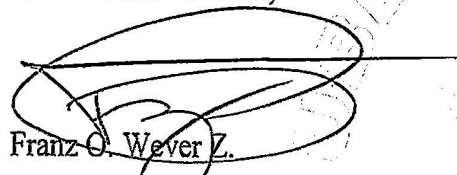
**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.**

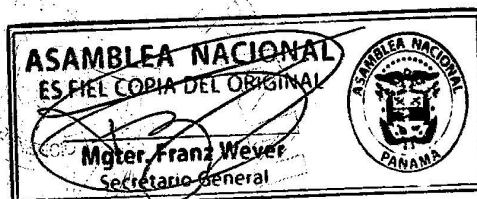
Dada en el Palacio Justo Arosemena, ciudad de Panamá, a los siete días del mes de octubre del año dos mil quince.

El Presidente,

  
Rubén De León Sánchez

El Secretario General,

  
Franz O. Wever Z.





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

**Resolución AN No. 8960 -Elec**

**Panamá, 14 de agosto de 2015**

“Por la cual se aprueba el Apéndice B y el Apéndice C del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicable a los clientes regulados de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) aprobado mediante Resolución AN No. 8169-Elec de 18 de diciembre de 2014.”

**EL ADMINISTRADOR GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que el artículo 95 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece las fórmulas tarifarias señalando que tendrán una vigencia de cuatro años, y que en caso de vencido el periodo de vigencia de los pliegos tarifarios vigentes, las fórmulas tarifarias establecidas continuarán rigiendo mientras la Entidad Reguladora no defina las nuevas;
5. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;
6. Que cumplido el proceso de revisión tarifaria, esta Autoridad Reguladora aprobó mediante Resolución AN No. 7655-Elec de 25 de julio de 2014, el Ingreso Máximo Permitido a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), para el periodo comprendido del 1° de julio de 2014 al 30 de junio de 2018, y mediante la Resolución AN No. 8169-Elec de 18 de diciembre de 2014, el Pliego Tarifario para el periodo comprendido del 1° de enero de 2015 al 30 de junio de 2018, aplicable a los clientes regulados de dicha empresa distribuidora;
7. Que conforme a la Cláusula Tercera del Contrato de Concesión para la distribución y comercialización de energía eléctrica suscrito con la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), el concesionario está obligado a atender toda solicitud de servicio dentro del área concedida, según lo establecido en el artículo 50 del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, reglamentario de la Ley Sectorial de Electricidad;
8. Que el artículo 50 del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, establece lo siguiente:



Resolución AN No. **8950** -Elec  
de **14** de **agosto** de 2015  
Página No. 2

*“Artículo 50. Nuevos Suministros dentro de la Zona mínima de concesión. La obligatoriedad de conectar a todo el que así lo solicite si está ubicado a no más de 100 metros de una línea de distribución no exime al cliente del pago en concepto de conexión que el pliego tarifario contenga. No obstante, si el servicio requerido no reúne las condiciones y características del servicio correspondientes al área en que se encuentra ubicado el solicitante, la empresa podrá requerir una contribución para la inversión necesaria para la conexión.*

*Más allá de los 100 metros referidos, el distribuidor también estará obligado a conectar a todo el que lo solicite pero podrá exigir, además del pago en concepto de conexión que el pliego tarifario contenga, una contribución para la inversión necesaria para la conexión.*

*El Distribuidor presentará anualmente a consideración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos una tabla con costos unitarios por metro lineal para la contribución exigida, por categoría de cliente. Esta tabla contendrá, además, la forma de calcular la parte reembolsable de la contribución y el período de reembolso. El Distribuidor podrá ofrecer facilidades de pago para la contribución. Una vez aprobada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, dicha tabla permanecerá vigente hasta que sea reemplazada por una nueva.”*

9. Que mediante Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, se aprobó el Régimen de Suministro aplicable a las empresas de distribución y comercialización de electricidad el cual incluye un capítulo sobre las condiciones para las solicitudes de servicio cuyo punto de entrega se encuentre dentro de los cien (100) metros y más allá de cien (100) metros de las líneas existentes o que tengan características y/o condiciones distintas al servicio prestado y las condiciones para los clientes de servicios temporales;
10. Que el artículo 15 del Régimen de Suministro establece que para los casos de instalaciones de energía eléctrica para servicios temporales, le corresponde al cliente pagar a la empresa distribuidora los costos asociados de acuerdo a la facilidad que solicita, el cual resulta del costo estimado de instalación de materiales y suministros requeridos para proporcionar el servicio temporal, el costo estimado de remover dichas facilidades, menos el valor estimado de salvamento final del periodo de servicio de las facilidades instaladas;
11. Que de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 47 del Régimen de Suministro, más allá de los cien (100) metros y dentro de su área de concesión, las empresas distribuidoras están en la obligación de conectar a todo el que solicite el servicio, éstas pueden exigir, además del pago del cargo de conexión dispuesto en el Pliego Tarifario, una contribución no reembolsable por la inversión necesaria para cubrir el costo de la instalación por los metros adicionales.
12. Que conforme a lo dispuesto en el Artículo Cuarto de la Resolución AN No. 8169-Elec de 18 de diciembre de 2014, esta Autoridad Reguladora solicitó a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) que presentara para su aprobación la propuesta de Apéndice B- Tabla de Costos Unitarios, por metro lineal adicional a los cien (100) metros y del Apéndice C- Tarifa para servicios temporales, referente al procedimiento de cálculo de los cargos para instalar suministros temporales, de acuerdo a lo aprobado en el Régimen Tarifario y el Régimen de Suministro;
13. Que el artículo 50 del Régimen de Suministro señala que la empresa distribuidora deberá presentar una propuesta que contenga una tabla del costo por metro lineal (B/-metro lineal) para cada clase de clientes y/o otras características que se consideren necesarias. El costo a determinar deberá estar basado en los ítems



Resolución AN No. **8950** -Elec  
de **14** de **agosto** de 2015  
Página No. 3

depreciación, rentabilidad y gastos de operación y mantenimiento correspondientes a la obra típica de que se trate y a un tiempo promedio de dos años, cualquiera haya sido la fecha de habilitación del servicio dentro del período tarifario vigente;

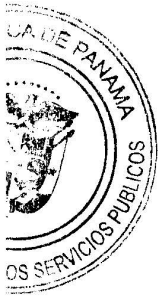
14. Que mediante nota CM-431-15 de 4 de mayo de 2015, la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) presentó para su correspondiente aprobación los apéndices B- *Tabla de Costos Unitarios* y C- *Tarifa para servicios temporales* del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica;
15. Que esta Autoridad Reguladora verificó el contenido del Apéndice B- *Tabla de Costos Unitarios* del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, presentado por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), el cual contiene la contribución no reembolsable que le corresponde pagar a los clientes regulados de hasta 500 kW que soliciten el suministro de energía, cuyo punto de entrega se encuentra más allá de los 100 metros de las líneas existentes o cuya solicitud de servicio no reúna las condiciones y características dispuestas en el Régimen de Suministro, y el mismo se ajusta al procedimiento establecido en el artículo 50 del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
16. Que luego de haber revisado la propuesta de metodología para determinar el cobro por instalaciones de servicios temporales presentada, se observa que la misma se ajusta a lo dispuesto en el artículo 15 del Régimen de Suministro, por lo cual procede la correspondiente aprobación del Apéndice C del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), el cual contiene las condiciones para los clientes que solicitan servicios temporales;
17. Que en atención a que la Tabla de Costos Unitarios presentada por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) cumple con lo dispuesto en el artículo 50 del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y las disposiciones del Régimen Tarifario y que, el procedimiento de cálculo de los cargos para instalar suministros temporales, se ajusta a lo dispuesto en el artículo 15 del Régimen de Suministro vigente, el Administrador General;

#### RESUELVE:

**PRIMERO: APROBAR** el Apéndice B- *Tabla de Costos Unitarios* del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicable a los clientes regulados de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), aprobado mediante Resolución AN No. 8169-Elec de 18 de diciembre de 2014, que contiene la contribución no reembolsable que le corresponde pagar a los clientes regulados de hasta 500 kW que soliciten el suministro de energía, cuyo punto de entrega se encuentra más allá de los 100 metros de las líneas existentes o cuya solicitud de servicio no reúna las condiciones y características dispuestas en el Régimen de Suministro, el cual está contenido en el **ANEXO A** de la presente Resolución de la cual forma parte integral.

**SEGUNDO: APROBAR** el Apéndice C- *Tarifa para servicios temporales* del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicable a los clientes regulados de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), aprobado mediante Resolución AN No. 8169-Elec de 18 de diciembre de 2014, que contiene la metodología para determinar el cobro por instalaciones de servicios temporales, el cual está contenido en el **ANEXO B** de la presente Resolución de la cual forma parte integral.

**TERCERO: ORDENAR** a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), que dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la notificación de la presente Resolución, publique en dos (2) diarios de circulación nacional, un aviso que contenga el texto íntegro de los Apéndices B y C que mediante la presente Resolución



Resolución AN No. 8950 -Elec  
de 14 de agosto de 2015  
Página No. 4

se aprueban y que en igual término, ponga a disposición de los clientes copia de los mismos.

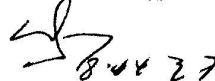
**CUARTO: COMUNICAR** a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), que la presente Resolución rige a partir de su notificación, y que la misma sólo admite recurso de reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a la notificación de esta Resolución, el cual una vez resuelto agota la vía gubernativa.

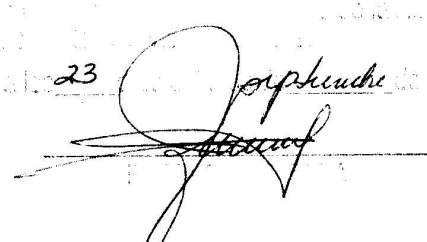
**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

**NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ROBERTO MEANA MELÉNDEZ**  
Administrador General

En Panamá a los diecinueve (19) días  
del mes agosto de 2015  
a las 10:42 de la mañana  
Notifico al Sr. Antonio Campesano de la  
Resolución que antecede.

  
8-04-275

Notificación de la Resolución AN No. 8950-15  
a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.  
(EDEMET) en su Oficina Central, el día 23 de agosto de 2015.  








## ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 8950 -Elec de 14 de Agosto 2015



## ANEXO B

RESOLUCIÓN AN No. 8950 -Elec de 14 de Agosto 2015



**Apéndice B**  
**Pliego Tarifario para la prestación del Servicio Público de Distribución y**  
**Comercialización de Electricidad para clientes regulados**  
**Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.**

**CONTRIBUCIÓN NO REEMBOLSABLE POR EXTENSIONES MÁS ALLÁ DE**  
**LOS 100 METROS DE LAS LÍNEAS EXISTENTES.**

- 1. Clientes con solicitud de suministro inferior o igual a 500 kW.**
- 1.1 Se aplica para peticiones de suministro cuyo punto de entrega para el servicio se encuentre a más de cien (100) metros de las líneas existentes o que no reúna las condiciones y características necesarias de acuerdo al Artículo 43, del Título V denominado Reglamento de Distribución y Comercialización de Electricidad.
- 1.2 Para solicitudes de suministro que superen los 225 kVA, pero inferiores o iguales a 500 kVA serán obligatoriamente subterráneos de acuerdo con las Normas de EDEMET aprobadas.
- 1.3 La contribución a la inversión, será el resultado de multiplicar el costo unitario del caso correspondiente por el exceso de los 100 metros.

**Tabla de Costo Unitario por Metro Lineal**  
**Contribución no reembolsable por extensiones más allá de los**  
**100 metros**

| Casos                                                 | B./Metro Lineal |
|-------------------------------------------------------|-----------------|
| <b>Monofásico</b>                                     |                 |
| <b>Aéreo, 1F, Baja Tensión (secundario solamente)</b> | <b>5.01</b>     |
| <b>Aéreo, 1F, Baja Tensión y Media Tensión</b>        | <b>9.17</b>     |
| <b>Aéreo, 1F, Media Tensión</b>                       | <b>7.95</b>     |
| <b>Trifásico</b>                                      |                 |
| <b>Aéreo, 3F, Media Tensión</b>                       | <b>10.72</b>    |

- 1.4 Para suministros de más de 100 metros que soliciten o requieran extensión de línea en forma subterránea, la contribución a la inversión deberá ser mediante un acuerdo entre las partes.
- 1.5 La contribución a la inversión podrá realizarse de la siguiente manera:

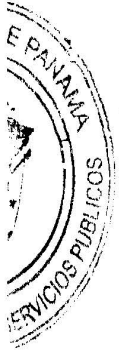


- Mediante un pago único en efectivo
- Pagos mensuales hasta un periodo de 4 años, a una tasa de interés sobre saldo igual a la Tasa Promedio del mercado para préstamos comerciales, en base a la información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá.

## **2. Clientes con solicitud de suministro superior a 500 kW.**

Para clientes con una solicitud de suministro superior a 500 kW, se negociará el aporte a la inversión y será de común acuerdo entre las partes, de acuerdo a lo establecido en el Título VI del Reglamento de Distribución y Comercialización de Electricidad. En caso de que no se logre un acuerdo entre las partes, la ASEP será la dirimente.

A handwritten signature in black ink, consisting of stylized initials.



### Apéndice C

#### **Pliego Tarifario para la prestación del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad para clientes regulados Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.**

#### **CONDICIONES PARA LOS CLIENTES QUE SOLICITAN SERVICIOS TEMPORALES**

##### **- Con Obras**

Para los casos de solicitudes de servicios temporales y requieran obra, se ha considerado la recomendación de la ASEP, por lo que el monto a pagar se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$\text{MONTO} = \text{CMOI} + \text{CMOR} + \text{ALQ}$$

Donde:

$$\text{CMOI} = \text{CMO} + \text{CMNR}$$

CMO = Costo de Mano de Obra de instalación

CMNR= Costo de Material No Recuperable

CMOR= Costo de Mano de Obra por la Remoción.

ALQ = Depreciación + Rentabilidad

ALQ = Costo por el Alquiler del Material y Equipo Recuperable que incluye la Rentabilidad sobre los Activos (9.66%) a la tasa vigente, más la Depreciación (3.3%). Ambos conceptos prorrateados al periodo de duración del servicio temporal.

##### **- Sin Obras**

Se entiende que un Servicio Temporal no requiere obra cuando se puede suministrar el servicio desde la red de BT existente por medio de la instalación del cable servicio (Triplex # 6 AL).

Para estos casos se cobrará un costo único de B/. 40.73 (Cuarenta Balboas con 73/100) para una distancia de 10 metros, B/.53.96 (Cincuenta y Tres Balboas con 96/100) para una distancia de 20 metros y de B/.63.49 (Sesenta y tres Balboas con 49/100) para una distancia de 30 metros o más.



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

**Resolución AN No. 8951 -Elec**

**Panamá, 14 de agosto de 2015**

“Por la cual se aprueba el Apéndice B y el Apéndice C del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicable a los clientes regulados de la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI) aprobado mediante Resolución AN No. 8168-Elec de 18 de diciembre de 2014.”

**EL ADMINISTRADOR GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que el artículo 95 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece las fórmulas tarifarias señalando que tendrán una vigencia de cuatro años, y que en caso de vencido el periodo de vigencia de los pliegos tarifarios vigentes, las fórmulas tarifarias establecidas continuarán rigiendo mientras la Entidad Reguladora no defina las nuevas;
5. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;
6. Que cumplido el proceso de revisión tarifaria, esta Autoridad Reguladora aprobó mediante Resolución AN No. 7655-Elec de 25 de julio de 2014, el Ingreso Máximo Permitido a la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI), para el periodo comprendido del 1° de julio de 2014 al 30 de junio de 2018, y mediante la Resolución AN No. 8168-Elec de 18 de diciembre de 2014, el Pliego Tarifario para el periodo comprendido del 1° de enero de 2015 al 30 de junio de 2018, aplicable a los clientes regulados de dicha empresa distribuidora;
7. Que conforme a la Cláusula Tercera del Contrato de Concesión para la distribución y comercialización de energía eléctrica suscrito con la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI), el concesionario está obligado a atender toda solicitud de servicio dentro del área concedida, según lo establecido en el artículo 50 del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, reglamentario de la Ley Sectorial de Electricidad;



Resolución AN No. **8951** -Elec  
de **14** de **agosto** de 2015  
Página No. 2

8. Que el artículo 50 del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, establece lo siguiente:

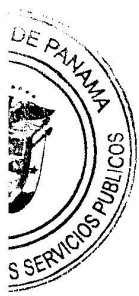
*“Artículo 50. Nuevos Suministros dentro de la Zona mínima de concesión. La obligatoriedad de conectar a todo el que así lo solicite si está ubicado a no más de 100 metros de una línea de distribución no exime al cliente del pago en concepto de conexión que el pliego tarifario contenga. No obstante, si el servicio requerido no reúne las condiciones y características del servicio correspondientes al área en que se encuentra ubicado el solicitante, la empresa podrá requerir una contribución para la inversión necesaria para la conexión.*

*Más allá de los 100 metros referidos, el distribuidor también estará obligado a conectar a todo el que lo solicite pero podrá exigir, además del pago en concepto de conexión que el pliego tarifario contenga, una contribución para la inversión necesaria para la conexión.*

*El Distribuidor presentará anualmente a consideración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos una tabla con costos unitarios por metro lineal para la contribución exigida, por categoría de cliente. Esta tabla contendrá, además, la forma de calcular la parte reembolsable de la contribución y el período de reembolso. El Distribuidor podrá ofrecer facilidades de pago para la contribución. Una vez aprobada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, dicha tabla permanecerá vigente hasta que sea reemplazada por una nueva.”*

9. Que mediante Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, se aprobó el Régimen de Suministro aplicable a las empresas de distribución y comercialización de electricidad el cual incluye un capítulo sobre las condiciones para las solicitudes de servicio cuyo punto de entrega se encuentre dentro de los cien (100) metros y más allá de cien (100) metros de las líneas existentes o que tengan características y/o condiciones distintas al servicio prestado y las condiciones para los clientes de servicios temporales;
10. Que el artículo 15 del Régimen de Suministro establece que para los casos de instalaciones de energía eléctrica para servicios temporales, le corresponde al cliente pagar a la empresa distribuidora los costos asociados de acuerdo a la facilidad que solicita, el cual resulta del costo estimado de instalación de materiales y suministros requeridos para proporcionar el servicio temporal, el costo estimado de remover dichas facilidades, menos el valor estimado de salvamento final del periodo de servicio de las facilidades instaladas;
11. Que de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 47 del Régimen de Suministro, más allá de los cien (100) metros y dentro de su área de concesión, las empresas distribuidoras están en la obligación de conectar a todo el que solicite el servicio, éstas pueden exigir, además del pago del cargo de conexión dispuesto en el Pliego Tarifario, una contribución no reembolsable por la inversión necesaria para cubrir el costo de la instalación por los metros adicionales.
12. Que conforme a lo dispuesto en el Artículo Cuarto de la Resolución AN No. 8169-Elec de 18 de diciembre de 2014, esta Autoridad Reguladora solicitó a la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI) que presentara para su aprobación la propuesta de Apéndice B- Tabla de Costos Unitarios, por metro lineal adicional a los cien (100) metros y del Apéndice C- Tarifa para servicios temporales, referente al procedimiento de cálculo de los cargos para instalar suministros temporales, de acuerdo a lo aprobado en el Régimen Tarifario y el Régimen de Suministro;

Resolución AN No. **8951** -Elec  
de **14** de **agosto** de 2015  
Página No. 3

- 
13. Que el artículo 50 del Régimen de Suministro señala que la empresa distribuidora deberá presentar una propuesta que contenga una tabla del costo por metro lineal (B/-metro lineal) para cada clase de clientes y/o otras características que se consideren necesarias. El costo a determinar deberá estar basado en los ítems depreciación, rentabilidad y gastos de operación y mantenimiento correspondientes a la obra típica de que se trate y a un tiempo promedio de dos años, cualquiera haya sido la fecha de habilitación del servicio dentro del período tarifario vigente;
  14. Que mediante nota CM-432-15 de 4 de mayo de 2015, la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI) presentó para su correspondiente aprobación los apéndices B- Tabla de Costos Unitarios y C- Tarifa para servicios temporales del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica;
  15. Que esta Autoridad Reguladora verificó el contenido del Apéndice B- Tabla de Costos Unitarios del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, presentado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI), el cual contiene la contribución no reembolsable que le corresponde pagar a los clientes regulados de hasta 500 kW que soliciten el suministro de energía, cuyo punto de entrega se encuentra más allá de los 100 metros de las líneas existentes o cuya solicitud de servicio no reúna las condiciones y características dispuestas en el Régimen de Suministro, y el mismo se ajusta al procedimiento establecido en el artículo 50 del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
  16. Que luego de haber revisado la propuesta de metodología para determinar el cobro por instalaciones de servicios temporales presentada, se observa que la misma se ajusta a lo dispuesto en el artículo 15 del Régimen de Suministro, por lo cual procede la correspondiente aprobación del Apéndice C del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica de la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI), el cual contiene las condiciones para los clientes que solicitan servicios temporales;
  17. Que en atención a que la Tabla de Costos Unitarios presentada por la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI) cumple con lo dispuesto en el artículo 50 del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y las disposiciones del Régimen Tarifario y que, el procedimiento de cálculo de los cargos para instalar suministros temporales, se ajusta a lo dispuesto en el artículo 15 del Régimen de Suministro vigente, el Administrador General;

#### RESUELVE:

**PRIMERO: APROBAR** el Apéndice B- *Tabla de Costos Unitarios* del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicable a los clientes regulados de la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI), aprobado mediante Resolución AN No. 8168-Elec de 18 de diciembre de 2014, que contiene la contribución no reembolsable que le corresponde pagar a los clientes regulados de hasta 500 kW que soliciten el suministro de energía, cuyo punto de entrega se encuentra más allá de los 100 metros de las líneas existentes o cuya solicitud de servicio no reúna las condiciones y características dispuestas en el Régimen de Suministro, el cual está contenido en el **ANEXO A** de la presente Resolución de la cual forma parte integral.

**SEGUNDO: APROBAR** el Apéndice C- *Tarifa para servicios temporales* del Pliego Tarifario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicable a los clientes regulados de la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI), aprobado mediante Resolución AN No. 8168-Elec de 18 de diciembre de 2014, que contiene la metodología para determinar el cobro por instalaciones de servicios temporales, el cual está contenido en el **ANEXO B** de la presente Resolución de la cual forma parte integral.



Resolución AN No. **8951** -Elec  
de **14** de **agosto** de 2015  
Página No. 4

**TERCERO: ORDENAR** a la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. (EDECHI), que dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la notificación de la presente Resolución, publique en dos (2) diarios de circulación nacional, un aviso que contenga el texto íntegro de los Apéndices B y C que mediante la presente Resolución se aprueban y que en igual término, ponga a disposición de los clientes copia de los mismos.

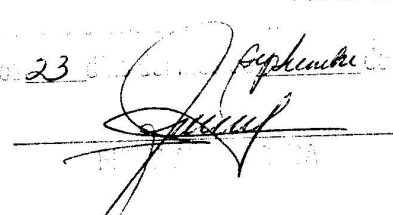
**QUINTO: COMUNICAR** a la Empresa de Distribución de Chiriquí, S.A. (EDEMET), que la presente Resolución rige a partir de su notificación, y que la misma sólo admite recurso de reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a la notificación de esta Resolución, el cual una vez resuelto agota la vía gubernativa.

**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.

**NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ROBERTO MEANA MELÉNDEZ**  
Administrador General

En Panamá a los diecinueve (19) días  
del mes agosto de 2015  
a las 10:45 de la mañana  
Notifico al Sr. Centurion Carrasquero de la  
Resolución que antecede. 8.442715

  
Fechado a los 23 de septiembre de 2015







## ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 8951 -Elec de 14 de agosto 2015



## ANEXO B

RESOLUCIÓN AN No. 8951 -Elec de 14 de agosto 2015



**Apéndice B**  
**Pliego Tarifario para la prestación del Servicio Público de Distribución y**  
**Comercialización de Electricidad para clientes regulados**  
**Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.**

**CONTRIBUCIÓN NO REEMBOLSABLE POR EXTENSIONES MÁS ALLÁ DE**  
**LOS 100 METROS DE LAS LÍNEAS EXISTENTES.**

- 1. Clientes con solicitud de suministro inferior o igual a 500 kW.**
- 1.1 Se aplica para peticiones de suministro cuyo punto de entrega para el servicio se encuentre a más de cien (100) metros de las líneas existentes o que no reúna las condiciones y características necesarias de acuerdo al Artículo 43, del Título V denominado Reglamento de Distribución y Comercialización de Electricidad.
- 1.2 Para solicitudes de suministro que superen los 225 kVA, pero inferiores o iguales a 500 kVA serán obligatoriamente subterráneos de acuerdo con las Normas de EDECHI aprobadas.
- 1.3 La contribución a la inversión, será el resultado de multiplicar el costo unitario del caso correspondiente por el exceso de los 100 metros.

**Tabla de Costo Unitario por Metro Lineal**  
**Contribución no reembolsable por extensiones más allá de los**  
**100 metros**

| Casos                                                 | B./Metro Lineal |
|-------------------------------------------------------|-----------------|
| <b>Monofásico</b>                                     |                 |
| <b>Aéreo, 1F, Baja Tensión (secundario solamente)</b> | <b>5.01</b>     |
| <b>Aéreo, 1F, Baja Tensión y Media Tensión</b>        | <b>9.17</b>     |
| <b>Aéreo, 1F, Media Tensión</b>                       | <b>7.95</b>     |
| <b>Trifásico</b>                                      |                 |
| <b>Aéreo, 3F, Media Tensión</b>                       | <b>10.72</b>    |

- 1.4 Para suministros de más de 100 metros que soliciten o requieran extensión de línea en forma subterránea, la contribución a la inversión deberá ser mediante un acuerdo entre las partes.
- 1.5 La contribución a la inversión podrá realizarse de la siguiente manera:
- Mediante un pago único en efectivo

1



- Pagos mensuales hasta un periodo de 4 años, a una tasa de interés sobre saldo igual a la Tasa Promedio del mercado para préstamos comerciales, en base a la información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá.

## **2. Clientes con solicitud de suministro superior a 500 kW.**

Para clientes con una solicitud de suministro superior a 500 kW, se negociará el aporte a la inversión y será de común acuerdo entre las partes, de acuerdo a lo establecido en el Título VI del Reglamento de Distribución y Comercialización de Electricidad. En caso de que no se logre un acuerdo entre las partes, la ASEP será la dirimente.



### Apéndice C

## Pliego Tarifario para la prestación del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad para clientes regulados Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

### CONDICIONES PARA LOS CLIENTES QUE SOLICITAN SERVICIOS TEMPORALES

#### - Con Obras

Para los casos de solicitudes de servicios temporales y requieran obra, se ha considerado la recomendación de la ASEP, por lo que el monto a pagar se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$\text{MONTTO} = \text{CMOI} + \text{CMOR} + \text{ALQ}$$

Donde:

$$\text{CMOI} = \text{CMO} + \text{CMNR}$$

CMO = Costo de Mano de Obra de instalación

CMNR= Costo de Material No Recuperable

CMOR= Costo de Mano de Obra por la Remoción.

ALQ = Depreciación + Rentabilidad

ALQ = Costo por el Alquiler del Material y Equipo Recuperable que incluye la Rentabilidad sobre los Activos (9.66%) a la tasa vigente, más la Depreciación (3.3%). Ambos conceptos prorrateados al periodo de duración del servicio temporal.

#### - Sin Obras

Se entiende que un Servicio Temporal no requiere obra cuando se puede suministrar el servicio desde la red de BT existente por medio de la instalación del cable servicio (Triplex # 6 AL).

Para estos casos se cobrará un costo único de B/. 40.73 (Cuarenta Balboas con 73/100) para una distancia de 10 metros, B/.53.96 (Cincuenta y Tres Balboas con 96/100) para una distancia de 20 metros y de B/.63.49 (Sesenta y tres Balboas con 49/100) para una distancia de 30 metros o más.

# República de Panamá

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 9121 -Elec

Panamá, 28 de septiembre de 2015

"Por la cual se aprueba la nueva Metodología para la Liquidación y Cobranza en el Mercado Mayorista de Electricidad (MLC)."

**EL ADMINISTRADOR GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

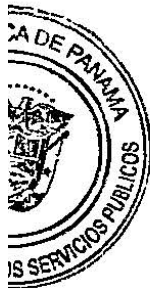
### CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "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 14.9.1.7 de las Reglas Comerciales establece que el CND deberá desarrollar una metodología detallada para las actividades de liquidación y pagos del Mercado Mayorista de Electricidad en donde se defina la información y los procedimientos para la gestión de liquidaciones y pagos, los plazos para cada una de las actividades, las funciones que debe desarrollar el Banco liquidador y las responsabilidades de los agentes;
7. 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:

7.1. "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

*[Handwritten signature]*  
EB  
21

Resolución AN No. 7121 -Elec  
De 28 de ~~septiembre~~ de 2015  
Página 2 de 2



Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa.

- 7.2. 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 se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND.
- 7.3. 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."
8. Que en tiempo oportuno, mediante nota ETE-DCND-GME-1045-2015 de 16 de julio 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 la Metodología No. CND-09-2015 de 15 de julio de 2015, denominado "Proyecto de Metodología para la Liquidación y Cobranza en el Mercado Mayorista de Electricidad (MLC)";
9. 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 Liquidación y Cobranza en el Mercado Mayorista de Electricidad (MLC), acordada entre el CND y el Comité;
10. Que esta Autoridad Reguladora colige que lo procedente es aprobar la propuesta presentada en el Informe Final de Metodología para la Liquidación y Cobranza en el Mercado Mayorista de Electricidad (MLC), 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** la nueva Metodología para la Liquidación y Cobranza en el Mercado Mayorista de Electricidad (MLC), cuyo texto completo se encuentra en el Anexo A de la presente Resolución.

**SEGUNDO: COMUNICAR** al Centro Nacional de Despacho que la "Metodología para la Liquidación y Cobranza en el Mercado Mayorista de Electricidad (MLC), 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;

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ROBERTO MEANA MELÉNDEZ**  
Administrador General

  
J.B.



**ANEXO A**

**Resolución AN No. 9121 -Elec. de 28 de *septiembre* de 2015.**



## **METODOLOGÍA PARA LA LIQUIDACIÓN Y COBRANZA EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (MLC)**

### **(MLC.1) OBJETIVO**

- (MLC1.1) Definir la metodología y el procedimiento de detalle que deben seguirse para la gestión de liquidación y cobranza de todas las transacciones y servicios que se brindan en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) (numeral 14.9.1.7 de las Reglas Comerciales).

### **(MLC.2) DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS (DTE)**

#### **(MLC2.1) Características Generales del DTE**

- (MLC2.1.1) En base a la información resultante de la conciliación de todas las transacciones comerciales que realizan los Participantes, el CND elaborará el DTE. Este documento servirá de base para el proceso de liquidación y cobranza. (Numeral 14.7 de las Reglas Comerciales).

- (MLC2.1.2) El DTE será preparado con la información de las transacciones de un (1) mes calendario.

- (MLC2.1.3) El DTE contendrá la siguiente información (numeral 14.6.1.2 de las Reglas Comerciales):

- a) El resultado neto de sus transacciones en el Mercado Ocasional;
- b) Más el resultado neto de su participación en el pago y/o cobro de compensaciones de potencia;
- c) Más el resultado neto de sus transacciones por generación obligada, o sea pago de los sobrecostos y/o cobro de las compensaciones;
- d) Más el resultado neto de sus transacciones por pérdidas;
- e) Más el resultado neto de los servicios auxiliares

- (MLC2.1.4) El CND elaborará un DTE para cada Participante en donde se reflejará, i) el saldo débito (deudor), ii) el saldo crédito (acreedor) y iii) el saldo neto.

- (MLC2.1.5) A más tardar el sexto día calendario, o en su defecto el día hábil siguiente, el CND remitirá, por el medio que se haya definido, el DTE correspondiente a los Participantes junto con los archivos que lo sustenten.

- (MLC2.1.6) Cada Participante está obligado a pagar (saldo débito) y tendrá derecho a cobrar (saldo crédito) los valores que se indiquen en el DTE.



(MLC.2.2) Reclamos

(MLC.2.2.1) De existir reclamo en contra del DTE correspondiente, no exime de la responsabilidad del Participante de efectuar los pagos de su saldo deudor en los plazos establecidos (numeral 14.8.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MLC.2.2.2) Los reclamos presentados seguirán el curso que las normas señalan, y de asistirle la razón al Participante, el CND realizará posteriormente el ajuste conforme lo establece el numeral 14.8.1.4 de las Reglas Comerciales.

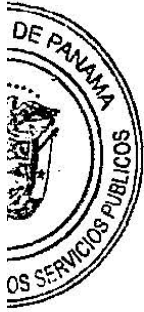
(MLC.3) **LIQUIDACIÓN**

(MLC.3.1) **Selección y Contratación del Banco de Gestión y Cobranza del Mercado Ocasional**

(MLC.3.1.1) Para elegir al Banco de Gestión y Cobranza, el CND elaborará, con el detalle necesario, los Términos de Referencia de los servicios requeridos para el manejo de la gestión de liquidación y cobranza del MME. Estos servicios requeridos deberán ser presentados ante el Comité Operativo para su consideración y observaciones.

(MLC.3.1.2) El CND preparará una lista corta de las entidades financieras (Bancos), que al momento de la selección pueden brindar el servicio. La lista corta se preparará siguiendo el siguiente procedimiento:

- 1) Se realizará una encuesta a los Participantes del Mercado y se les consultará cuál(es) es (son) la(s) entidad(es) financiera(s) (Banco(s)) con los cuales mantienen relación comercial. Con esta información se elaborará un listado preliminar.
- 2) Con el listado preliminar indicado en el numeral 1) se evaluará con base a criterios de solidez (activos total), liquidez, rentabilidad, tecnología, cantidad de sucursales en el país, cantidad de clientes en el sector, etc., a los que se les asignará un peso relativo que será acordado en el Comité Operativo. Al asignar calificación a cada uno de estos criterios, se obtendrán puntajes totales para tales entidades financieras (Bancos). Aquellas entidades financieras (Bancos) que obtengan los diez (10) puntajes totales más altos constituirán la lista corta.



- (MLC.3.1.3) El CND hará un llamado a estas entidades financieras preseleccionadas (Bancos), para celebrar una reunión y presentarle sus necesidades y los requisitos mínimos para poder presentar las ofertas.
- (MLC.3.1.4.1) Entre los requisitos mínimos que se deberán incluir en los Términos de Referencia para la selección y contratación del Banco de Gestión y Cobranza se encuentran:
- 1) Presentación de una propuesta de Procedimiento para el manejo de la gestión y cobranza del mercado ocasional.
  - 2) Prestación de Servicio de banca electrónica (información sobre el nivel de seguridad, servicio de soporte técnico, fácil navegación, emisión de informes, etc.).
  - 3) Obligaciones de ETESA.
  - 4) Obligaciones de la entidad financiera (Banco) (respecto a servicios de cobro y pago, supervisión de la gestión, designación de un Representante para que actúe en las gestiones inherentes a estas transacciones y absuelva las consultas, notificación de los avances tecnológicos en los servicios que presta para el continuo mejoramiento de la calidad del servicio prestado, requerimientos mínimos de seguridad y confidencialidad en el manejo de la información, aseguramiento de la calidad del servicio y la confiabilidad de la información, posibilidad de constitución de garantías de pago del mercado ocasional.
  - 5) Propuesta económica. Detalle de las comisiones bancarias por los servicios de gestión y cobranzas, así como de la banca en línea, prestados por la entidad financiera (Banco).
  - 6) Modelo del contrato a suscribir.
  - 7) Otros requisitos mínimos sugeridos por el Comité Operativo.
- (MLC.3.1.4) El CND establecerá fecha y lugar en que las entidades financieras (Bancos) deberán presentar sus ofertas para la prestación de los servicios del Banco de Gestión y Cobranza.
- (MLC.3.1.5) El CND evaluará las ofertas y se asegurará que se cumplan con los requisitos mínimos establecidos en los Términos de Referencia. Asimismo, presentará al Comité Operativo el informe de evaluación para su aprobación, mismo que incluirá la propuesta económica de la oferta y del manejo administrativo de los servicios solicitados.



- (MLC.3.1.6) Seleccionado el Banco de Gestión y Cobranza, el Representante Legal, o la persona autorizada que éste designe para tal fin, deberá firmar un Contrato de Servicio con ETESA, por un período de dos (2) años. Este contrato deberá considerar la posibilidad de prorrogarse por un término de dos (2) años adicionales, siempre y cuando se cumpla con lo establecido en la norma (MLC.3.1.7).
- (MLC.3.1.7) Siete (7) meses antes del vencimiento del Contrato de Servicio, el CND aplicará una encuesta a todos los Participantes sobre el grado de satisfacción del servicio de gestión y cobranza prestado durante el período establecido por parte de la entidad financiera. Se recopilará la información, si el resultado muestra que el grado de satisfacción está por arriba del 80%, se invita a esa entidad financiera (Banco) a presentar nuevamente su oferta que deberá ser igual o mejor a la actual. De lo contrario se iniciará el proceso de selección nuevamente atendiendo lo dispuesto en la norma (MLC.3.1.1). De igual forma, si como producto de la encuesta a los Participantes, a juicio de éstos, resulta con un puntaje menor al 80% se iniciará el proceso de selección de acuerdo a la norma (MLC.3.1.1) de esta metodología
- (MLC.3.1.8) El CND mantendrá en su página WEB, del conocimiento de los Participantes del Mercado, el nombre del Banco de Gestión y Cobranza y las generales del contacto que aquel banco haya definido para los trámites necesarios para la apertura de las cuentas.
- (MLC.3.2) **Procedimiento para la Liquidación**
- a. Cada Participante deberá abrir una cuenta bancaria en el Banco de Gestión y Cobranza (numeral 14.9.15 de las Reglas Comerciales), se exceptúan los Grandes Clientes pasivos a quienes los representan los Generadores con los quienes tienen su Contrato de Suministro. Será responsabilidad de los Participantes informar al CND las generales de esta cuenta bancaria. Cualquier modificación que se realice sobre esta cuenta, el Participante deberá informarla al CND previo al proceso de pagos y cobros de los DTE.
  - b. El CND preparará el Calendario de Liquidación y Cobranza del mes correspondiente. Como mínimo este calendario deberá contener la siguiente información:
    - i. Periodo de elaboración del DTE
    - ii. Entrega del DTE a los Participantes
    - iii. Periodo de transferencias de fondo para los Participantes Deudores
    - iv. Periodo de verificación de fondos

29



- v. Fecha de transferencia de fondos a los Participantes Acreedores
  - vi. Fecha efectiva dinero disponible a los Participantes Acreedores
- c. El Calendario de Liquidación y Cobranza será enviado junto con el DTE a cada Participante. Además el CND lo deberá publicar en su página WEB.
- d. Los Participantes que presenten saldos deudores una vez recibido el DTE, cuentan con el plazo indicado en el Calendario de Liquidación y Cobranza para realizar los depósitos en sus respectivas cuentas bancarias.
- e. Considerando los resultados comerciales de los DTE, el CND preparará y enviará al Banco de Gestión y Cobranzas la información necesaria para las transferencias de las cuentas deudoras a las cuentas acreedoras en la forma que el Banco defina.
- f. El Banco de Gestión y Cobranza cuenta con el plazo definido en el Calendario de Liquidación y Cobranza para verificar la existencia o no de los fondos. De no existir los fondos suficientes en alguna cuenta deudora deberá informarlo al CND con todo el detalle necesario. Lo anterior será incluido como responsabilidad de la entidad financiera en el Contrato de Servicio. Esta situación de impago deberá ser comunicado a la ASEP y a los Participantes conforme lo define el numeral 14.9.1.6 de las Reglas del Mercado.
- g. El Banco de Gestión y Cobranza debe transferir los fondos de las cuentas de los Participante con saldos deudores a las cuentas de los Participantes Acreedores cumpliendo los plazos definidos en el Calendario de Liquidación y Cobranza.
- h. Los Participantes Acreedores podrán acceder a los fondos transferidos a sus cuentas en el plazo definido en el Calendario de Liquidación y Cobranza.

**(MLC.4) Falta de Pago y Mora**

- (MLC.4.1)** Ante el incumplimiento de pago por parte de algún Participante, el CND debe cubrir esta falta de pago con el depósito de garantía del Participante, de acuerdo al procedimiento establecido en la Metodología de Determinación de Garantía de Pago (MGP.11 Incumplimiento de Pago Local).

12:



- (MLC.4.2) Las deudas sufrirán un recargo a partir de estar en mora, utilizando el procedimiento establecido en la (MGP: 12 Mora y Falta de pago).
- (MLC.4.3) Si por causa de la gestión de algún Participante, por ejemplo (cuentas bancarias secuestradas o inhabilitadas), se interrumpe el procedimiento normal de pagos y cobros a éste se le asignarán los intereses por mora que correspondan.

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

Dado a los 06 días del mes de octubre de 20 15

  
FIRMA AUTORIZADA



## *República de Panamá*

### AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 9122 -Elec

Panamá, 28 de septiembre de 2015

"Por la cual se aprueba la modificación de la Metodología para la Determinación de las Garantías de Pago."

**EL ADMINISTRADOR GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

#### CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "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]*  
J.B  
/

Resolución AN No. 9122 -Elec  
de 28 de septiembre de 2015  
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 en tiempo oportuno, mediante nota ETE-DCND-017-2015 de 30 de abril 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 Metodologías No. CND-03-2015 de 29 de abril de 2015, denominado "Proyecto de Modificación de la Metodología para la Determinación de las Garantías de Pago";
8. Que el objetivo de esta modificación es incorporar las reformas a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, que se efectuaron por medio de la Resolución AN No. 7477-Elec de 19 de junio de 2014; así como establecer la responsabilidad de los Agentes nacionales que participan en el Mercado Eléctrico Regional (MER) de constituir y gestionar su garantía a través del Ente Operador Regional (EOR).
9. 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 Determinación de las Garantías de Pago, acordada entre el CND y el Comité;
10. 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 Determinación de las Garantías de Pago, 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 Determinación de las Garantías de Pago, 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 Determinación de las Garantías de Pago, 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;

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ROBERTO MEANA MELENDEZ**  
Administrador General

J.B.



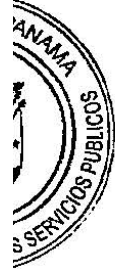
**ANEXO A**

**Resolución AN No. 9122 -Elec. de 28 de *septiembre* de 2015.**



## Metodología para la Determinación de las Garantías de Pago

- (MGP.1) **Objetivo.**
- (MGP.1.1) Establecer las pautas para la determinación y administración de los Depósitos de Garantía (o simplemente llamadas "garantías") que deben presentar todos los Participantes del Mercado Mayorista de Panamá, tanto para el mercado ocasional de Panamá como para el Mercado Eléctrico Regional (MER).
- Para el mercado local, esta responsabilidad está contenida en el numeral 14.10.1.2 – Mora y Falta de Pago de las Reglas Comerciales, destinado a cubrir incumplimientos de pago.
- Para el caso del MER, los Agentes que participen en ese mercado deberán cumplir con la constitución de las garantías de pago correspondientes a través del Ente Operador Regional (EOR), cumpliendo el procedimiento que este establezca.
- (MGP.2) **Aplicación.**
- (MGP.2.1) Esta metodología aplicará a todos aquellos Participantes y aquellos nuevos que se encuentren en pruebas de conexión y que aún no cuenten con la certificación definitiva de entrada en operación comercial, pero que participen en el mercado ocasional.
- (MGP.3) **Definición.**
- (MGP.3.1) Garantía de pago: Seguridad o afianzamiento que presenta un Participante para cubrir cualquier incumplimiento de pago en el mercado ocasional y en el MER.
- (MGP.4) **Generalidades.**
- (MGP.4.1) Todos los Participantes están obligados a integrar las garantías, que estarán destinadas a cubrir los incumplimientos de pago en el Mercado Ocasional de Panamá y en el MER.
- La garantía constituida para el pago en el mercado ocasional deberá ser entregada al Centro Nacional de Despacho (CND).
- La garantía constituida para el MER debe ser gestionada ante el EOR
- (MGP.4.2) La garantía local deberá ser constituida a favor de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), quien será el Beneficiario de la misma.
- (MGP.4.3) De cumplir la garantía local con todos los requisitos solicitados por el CND, éste procederá a su custodia. De no ser así, el CND solicitará al Participante su modificación, quién deberá realizarla y remitirla al CND.
- (MGP.4.4) El importe de la garantía deberá ser suficiente para cubrir como mínimo las transacciones de un (1) mes en el Mercado Ocasional de Panamá.



(MGP.4.5) La garantía regional, que deberán gestionar los Agentes del MER, para respaldar las transacciones de energía y cargos regionales del MER lo deberán gestionar y constituir a favor del Ente Operador Regional (EOR), conforme a lo establecido.

(MGP.5) **Determinación del Valor de los Depósitos de Garantías Locales.**

De acuerdo al numeral 14.10.1.3 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, con la información que disponga, durante el mes de diciembre, el CND deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional, para los siguientes doce (12) meses. La compra de energía mensual estimada en el mercado ocasional será el mes de máxima compra de energía que tenga el Participante en el año. Esta energía deberá ser evaluada al precio promedio aritmético mensual de la energía en el mercado ocasional.

(MGP.5.1) **Determinación del Valor de las Garantías para los Participantes Consumidores.**

El procedimiento de cálculo será el siguiente:

(MGP.5.1.1) **Compras de Energía en el Mercado Ocasional:** El CND deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional de los Participantes Consumidores, para ello deberá utilizar el mes de máxima compra de energía en el mercado ocasional (incluyendo pérdidas de transmisión), que tenga en el año, considerando para cada mes:

Cantidad de energía mensual:

- Nivel Contractual: la información de los Contratos de Suministro suscritos para cada mes el siguiente año.
- Consumo mensual: información plasmada en el Informe Indicativo de Demanda vigente.

La ecuación a aplicar es:

$$ED = \max_{i=1}^n (CME_i - ECI)$$

Donde:

ED = Energía máxima prevista a ser comprada en el mercado ocasional por un Participante Consumidor, expresados en megavatios-hora (MWh).  
Si ED es igual o menor que cero (0), ED será considerado como cero (0).

CME<sub>i</sub> = Consumo mensual de energía previsto en el Informe Indicativo de Demanda, expresados en megavatios-hora (MWh).

EC<sub>i</sub> = Energía mensual prevista asignada en todos los Contratos de Suministro, expresados en megavatios-hora (MWh).

n = número de meses a evaluar.





**Costo de la energía comprada en el mercado ocasional:**

La energía deberá estar evaluada al precio promedio aritmético de la energía en el mercado ocasional. Como referencia, el CND deberá tomar como los valores del costo marginal mensual, los suministrados por el CND a la ASEP para la última revisión tarifaria de las empresas de distribución.

$$CE_D = ED \times CMS$$

Donde:

**CE<sub>D</sub>** = Compra mensual máxima de energía prevista en el Mercado Ocasional del Participante Consumidor, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**ED** = Energía mensual máxima prevista a ser comprada en el mercado ocasional por un Participante Consumidor, expresados en megavatios-hora (MWh).

**CMS** = Precio promedio aritmético de la energía en el mercado ocasional del sistema previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América por megavatio-hora (USD/MWh).

(MGP.5.1.2) **Servicios Auxiliares Generales y Especiales, Generación Obligada, Compensaciones de Potencia y Pérdidas de Transmisión:**

(MGP.5.1.2.1) **Servicios Auxiliares Generales.** Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$SAG_P = \frac{\sum_{i=1}^n (SAG_i)}{12}$$

Donde:

**SAG<sub>P</sub>** = Servicio Auxiliar General promedio previsto, expresados dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**SAG<sub>i</sub>** = Servicio Auxiliar General mensual de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

(MGP.5.1.2.2) **Generación Obligada.** Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$GO_P = \frac{\sum_{i=1}^n (GO_i)}{12}$$

Donde:



**GO<sub>p</sub>** = Generación obligada promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**GO<sub>i</sub>** = Generación obligada mensual de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

(MGP.5.1.2.3)

**Compensación de Potencia.** Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$CP_P = \frac{\sum_{i=1}^n (CP_i)}{12}$$

Donde:

**CP<sub>p</sub>** = Compensación de potencia promedio previsto, expresados en balboas (B/.).

**CP<sub>i</sub>** = Compensación de potencia de los últimos doce (12) meses, dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

(MGP.5.1.2.4) Servicios Auxiliares Especiales.

(MGP.5.1.2.4.1)

**Seguimiento de Demanda.** Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$SD_P = \frac{\sum_{i=1}^n (SD_i)}{12}$$

Donde:

**SD<sub>p</sub>** = Seguimiento de demanda promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**SD<sub>i</sub>** = Seguimiento de demanda de los últimos doce (12) meses, dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

(MGP.5.1.2.4.2)

**Reserva de Largo Plazo.** Se utilizarán los resultados que se obtengan en la asignación inicial, para el siguiente año, realizada durante el mes de diciembre de cada año.

*AR*



$$SAERLP_p = \frac{\sum_{i=1}^n (SAERLP_i)}{12}$$

Donde:

**SAERLP<sub>p</sub>** = Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**SAERLP<sub>i</sub>** = Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo que se obtengan en la asignación inicial para el siguiente año, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

- (MGP.5.1.3) El monto total de la garantía será la suma de los montos calculados en los puntos (MGP.5.1.1) y (MGP.5.1.2) de esta metodología.

$$GARANTÍA_{DLOCAL} = CE_{DLOCAL} + SAG_p + GOp + CP_p + SD_p + SAERLP_p + Pi$$

- (MGP.5.2) **Determinación del Valor de las Garantías para los Participantes Productores.**

El procedimiento de cálculo será el siguiente:

- (MGP.5.2.1) El CND deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional necesaria para cubrir los compromisos de los Participantes Productores para ello deberá utilizar el mes de máxima compra de energía en el mercado ocasional que tenga en el año, considerando para cada mes:

Cantidad de energía por mes:

Nivel Contractual mensual: se considerará la información de los Contratos de Suministro suscritos para el siguiente año.

Generación Mensual e Importación de Energía prevista para el siguiente año de acuerdo a la programación de despacho correspondiente a la semana en donde se realice este cálculo.

Consumo de planta.

La ecuación a aplicar es:

$$EP = \max_{i=1}^n (G_i + I_i - EC_i - CPL_i)$$

Donde:

**EP** = Energía mensual máxima prevista a ser comprada por el Participante Productor, expresados en megavatios-hora (MWh). EP aplicará siempre y cuando sea menor que



cero (0).

$G_i$  = Generación mensual de energía prevista, expresados en megavatios-hora (MWh).

$I_i$  = Importación de energía mensual prevista expresados en megavatios-hora (MWh).

$E_{Ci}$  = Energía comprometida en contrato prevista, expresados en megavatios-hora (MWh).

$CPL_i$  = Consumo mensual previsto de la planta, expresados en megavatios-hora (MWh).

$n$  = número de meses a evaluar.

Costo de la energía comprada en el mercado ocasional:

La energía deberá estar evaluada al precio promedio de la energía en el mercado ocasional. Como referencia, el CND deberá tomar como los valores del costo marginal mensual, los suministrados por el CND a la ASEP para la última revisión tarifaria de las empresas de distribución.

$$CE_P = EP \times CMS$$

Donde:

$CE_P$  = Compra mensual máxima de energía prevista en el Mercado Ocasional del Participante Productor, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

$EP$  = Energía mensual máxima prevista a ser comprada por el Participante Productor, expresados en megavatios-hora (MWh).

$CMS$  = Precio promedio mensual de la energía en el mercado ocasional, expresados en dólares de los Estados Unidos de América por megavatio-hora (USD/MWh).

(MGP.5.2.2) Servicios Auxiliares Generales y Especiales, Generación Obligada, Compensaciones de Potencia, pérdidas de transmisión:

(MGP.5.2.2.1) Servicios Auxiliares Generales. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$SAG_P = \frac{\sum_{i=1}^n (SAG_i)}{12}$$

Donde:

*R*

**SAG<sub>p</sub>** = Servicio Auxiliar General promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**SAG<sub>i</sub>** = Servicio Auxiliar General mensual de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.2)

**Generación Obligada.** Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$GO_p = \frac{\sum_{i=1}^n (GO_i)}{12}$$

Donde:

**GO<sub>p</sub>** = Generación obligada promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**GO<sub>i</sub>** = Generación obligada mensual de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.3)

**Compensación de Potencia.** Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$CP_p = \frac{\sum_{i=1}^n (CP_i)}{12}$$

Donde:

**CP<sub>p</sub>** = Compensación de potencia promedio prevista, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**CP<sub>i</sub>** = Compensación de potencia de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.4)

**Servicios Auxiliares Especiales.**

(MGP.5.2.2.4.1)

**Seguimiento de la Demanda.** Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$SD_p = \frac{\sum_{i=1}^n (SD_i)}{12}$$



Donde:

**SD<sub>p</sub>** = Seguimiento de la demanda promedio, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**SD<sub>i</sub>** = Seguimiento de la demanda de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.5) **Pérdidas de Transmisión (Pi).** El CND utilizará los montos históricos de los últimos doce (12) meses para aplicar la siguiente ecuación:

$$Pi_p = \frac{\sum_{i=1}^n (Pi_i)}{12}$$

Donde:

**Pi<sub>p</sub>** = Pérdidas de transmisión promedio, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**Pi<sub>i</sub>** = Pérdidas de transmisión de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.6) **Consumo mensual de la planta.** Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$CPL_p = \frac{\sum_{i=1}^n (CPL_i)}{12}$$

Donde:

**CPL<sub>p</sub>** = Consumo mensual de la planta promedio, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**CPL<sub>i</sub>** = Consumo mensual de la planta de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**n** = número de meses a evaluar

(MGP.5.2.3) El monto total de la garantía será la suma de los montos calculados en los puntos (MGP.5.2.1) y (MGP.5.2.2) de esta metodología.

$$\text{GARANTÍA}_{\text{PLOCAL}} = \text{CE}_{\text{PLOCAL}} + \text{SAGp} + \text{GOp} + \text{CPp} + \text{SDp} + \text{Pi} + \text{CPLp}$$

12

71



(MGP.5.3) **Determinación del Valor de las Garantías para los Nuevos Participantes Nacionales del Mercado.**

(MGP.5.3.1) **Participantes Consumidores.**  
El CND determinará el valor de la garantía de pago local cumpliendo el procedimiento establecido en el numeral (MGP.5.1). Para los nuevos Participantes Consumidores, el CND calculará un monto base que será informado al Participante para que constituya la garantía regional a través del Ente Operador Regional (EOR), conforme a lo indicando en la (MGP.4.5).

(MGP.5.3.2) **Participantes Productores con Contratos de Suministro.**  
El CND determinará el valor de la garantía de pago local cumpliendo el procedimiento establecido en el numeral (MGP.5.2). Para los nuevos Participantes Productores el CND calculará un monto base de la garantía regional que será informado al Participante para que lo constituya a través del Ente Operador Regional (EOR), conforme a lo indicando en la (MGP.4.5).

(MGP.5.3.3) **Participantes Productores sin Contratos de Suministro.**  
El CND determinará el valor de la garantía de pago considerando transacciones comerciales asociadas al consumo de la planta.

$$GARANTÍA_{LOCAL} = \sum_{i=1}^n CP_i * CMS$$

CP<sub>i</sub> = Consumo mensual de la planta, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

CMS = Costo marginal del sistema, según lo establecido en la norma 5.2.1 de esta metodología, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

El monto de la garantía de este Participante Productor será revisado con antelación a la entrada en vigencia de sus Contratos de Suministro.

El Productor presentará una garantía cuya vigencia deberá cubrir como mínimo desde el inicio de pruebas de la planta hasta la finalización del año calendario vigente.

(MGP.6) **Reclamación de los Participantes Nacionales sobre el Valor de la Garantía.**

Recibida formalmente la notificación del CND para la constitución de la garantía de pago, el Participante tendrá un plazo de cinco (5) días calendarios para solicitar cambios al valor indicado por el CND, debidamente justificados. De no solicitar cambios en el valor de la garantía indicada por el CND quedará en firme. Si no se llega a un acuerdo, el CND deberá enviar la discrepancia a la ASEP, quien en última instancia decidirá el

11



monto. Mientras se resuelve el conflicto, el Participante deberá integrar la garantía de acuerdo a lo indicado por el CND.

**(MGP.7) Formalización de las Garantías.**

La constitución de las garantías de pago deberá realizarse mediante uno de los siguientes instrumentos financieros:

**(MGP.7.1) Depósitos en efectivo:** Se llevarán a cabo en la cuenta designada por ETESA.

**(MGP.7.1.1)** En estos casos, ETESA y el Participante respectivo suscribirán un acuerdo en el cual se dejarán plasmados todos los términos y condiciones por los cuales se mantendrá el depósito en efectivo en custodia de ETESA.

**(MGP.7.2) Carta de crédito:** Es una carta contingente ("Stand by") irrevocable otorgada por un Banco emisor aceptable por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que será el Beneficiario.

**(MGP.7.2.1)** El CND remitirá al Participante el formato del texto de la Carta de Crédito Contingente ("Stand by").

**(MGP.7.2.2)** Cualquier cambio en las condiciones en que se constituyó la garantía deberá ser informada al Beneficiario a efectos de mantener actualizado el instrumento de pago.

**(MGP.7.2.3)** Los costos inherentes a la constitución de la Carta de Crédito Contingente "Stand by", sus actualizaciones, renovaciones y otros costos relacionados a ésta serán cubiertos por cada uno de los Participantes.

**(MGP.7.3) Contratos de cuenta en plica:** Todo aquel Participante que opte por este instrumento deberá constituir una cuenta corriente en la cual deberá depositar el monto de la garantía estimado por el CND, quedando pignorado en esta cuenta en plica. El Participante, el Banco y ETESA suscribirán un contrato, el cual permanecerá en vigencia hasta tanto las partes así lo consideren conveniente.

**(MGP.7.4)** *Si un Participante asume la responsabilidad de los pagos de las transacciones en el Mercado Ocasional de otro Participante, deberá integrar la garantía correspondiente a dichas transacciones. (Numeral 14.10.1.5 de las Reglas Comerciales) Para esta implementación el que asume esta responsabilidad deberá coordinar con el CND las modificaciones que se requieran en las garantías de pago.*

**(MGP.7.5)** En todos los casos, la moneda utilizada será Dólares de los Estados Unidos de América (USD).

**(MGP.7.6)** La garantía deberá estar constituida a disposición y satisfacción de ETESA.

**(MGP.7.7)** *En el caso de un nuevo Participante, la garantía debe ser entregada con quince (15) días calendario de anticipación al mes en que inicie su participación en el Mercado Mayorista.*

73

(Numeral 14.10.1.4 de las Reglas Comerciales)

En caso de que el Participante Productor no inicie formalmente operación en el Mercado Mayorista, pero tenga el compromiso de entregar energía eléctrica al haber suscrito un contrato de suministro y se estima que resultará comprando en el mercado ocasional, deberá entregar al CND su garantía local con una anticipación de quince (15) días a la entrada en vigencia de dicho contrato de suministro. El mismo plazo aplicará en aquellos casos en que el Participante consuma para su operación energía eléctrica y resulta deudor en el mercado ocasional.

(MGP.8) **Periodo de Vigencia y Renovación de la Garantía.**

(MGP.8.1) La garantía al ser constituida deberá mantenerse siempre vigente por el monto total de la garantía, lo cual verificará constantemente el CND por su incidencia con las transacciones.

(MGP.8.2) *Esta garantía será renovada dentro del año siguiente a la última garantía entregada y deberá ser presentada al CND por el Participante, con una anticipación de quince (15) días calendario al inicio del nuevo periodo. (Numeral 14.10.1.4 de las Reglas Comerciales)*

(MGP.9) **Revisión del Monto del Depósito de Garantía.**

(MGP.9.1) **Revisión anual.**

El monto de la garantía será revisado y ajustado anualmente, según establecen los puntos (MGP.5.1) o (MGP.5.2), dependiendo del tipo de Participante a que corresponda.

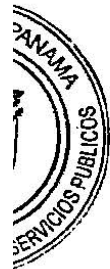
(MGP.9.2) **Revisión Interanual.**

El CND podrá revisar y ajustar el monto del depósito a un Participante antes de finalizar el año, si hay una variación en el monto de la garantía, considerando lo siguiente:

- a) Cuando la energía estimada a ser comprada por el Participante (ED ó EP) cambie en un volumen mayor o menor de 15%.
- b) Cuando cambien los compromisos contractuales de los Participantes y esto involucra un aumento o disminución del 10% del monto de la garantía establecida.
- c) Cuando se den cambios importantes en el Costo Marginal del Sistema, no previstos en la proyección inicial, y que incidan en la valoración de las transacciones en el Mercado Ocasional con incrementos del 10% durante tres (3) meses consecutivos.

Quando se modifiquen los montos que deben cubrir las garantías, el Participante tiene quince (15) días calendario para presentar una nueva garantía o modificar la existente.

R



74



(MGP.9.3) **Revisión por instrucción de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).**

*Si durante la operación comercial de un Participante se registran casos de morosidad y/o falta de pago, la ASEP solicitará al CND revisar los montos de sus garantías para que éstos cubran dos (2) o más meses de transacciones en el Mercado Ocasional. (Numeral 14.10.1.7 de las Reglas Comerciales)*

Por lo anterior, el CND solicitará al Participante la ampliación del monto.

(MGP.9.4) En caso de que los montos de las garantías se modifiquen por cualquier razón expuesta anteriormente, el Participante tiene quince (15) días calendario para presentar una nueva garantía o modificar la existente.

(MGP.10) **Ejecución de Depósitos de Garantía Local.**

Todo Participante que resulte deudor tiene la obligación de pago dentro del plazo que se informa tanto en el Calendario de Liquidación elaborado por el CND (Numeral 14.9.1.4 de las Reglas Comerciales).

(MGP.10.1) Ante el incumplimiento de pago por parte de un Participante, el CND debe cubrir, en primer lugar la falta de pago con retiros de la garantía e intimar al Participante a reponer el monto correspondiente en su garantía (Numeral 14.10.1.9 de las Reglas Comerciales). En tanto no lo haga, seguirá siendo considerado como deudor moroso del Mercado por el monto a reponer. (Numeral 14.10.1.10 de las Reglas Comerciales). El incumplimiento de pago por parte del Participante podrá ser íntegro o parcial.

(MGP.10.2) Una vez ejecutada la garantía, el monto de la misma será distribuida proporcionalmente entre los Participantes acreedores que corresponda de acuerdo a los montos de las respectivas deudas. El CND deberá notificar formalmente a los participantes el monto acreditado, incluyendo un informe con los detalles adeudados.

(MGP.11) **Incumplimiento de los Participantes locales.**

(MGP.11.1) Un Participante incurre en incumplimiento de pago en los siguientes casos:

a) Cuando no deposite en la cuenta corriente que mantiene en el Banco de Gestión y Cobranza el monto total que el CND le notifique mediante el Documento de Transacciones Económicas (DTE), que al efecto le haga en relación con sus compromisos por sus transacciones y en el plazo establecido para ello.

b) Cuando habiéndosele hecho efectiva la garantía de pago de sus transacciones no la restituya en su totalidad.

Cuando habiéndosele requerido el aumento del monto depositado como garantía de pago por aumento de su volumen de transacciones, no lo haga en los quince (15) días correspondientes.

R



- (MGP.11.2) En la Fecha de verificación de cumplimiento local, el CND verificará si todos los Participantes deudores han depositado los montos adeudados. En caso de que algún Participante deudor no hubiese efectuado tal depósito, el CND enviará notificación ese mismo día al Participante deudor notificándole de tal situación y que la garantía de pago del Agente constituida a favor de ETESA será ejecutada inmediatamente.
- (MGP.11.3) Durante el día hábil siguiente de producida la Mora en el Pago local, el CND procederá a ejecutar la garantía constituida a favor de ETESA, así:
- a) En el caso de efectivo depositado en cuenta bancaria de ETESA en el Banco de Gestión y Cobranza, el CND instruirá a este banco para que transfiera la suma en depósito del Participante local deudor, de acuerdo al Documento de Transacciones Económicas (DTE) del mes respectivo, a las cuentas corrientes de los Participantes locales acreedores
  - b) En el caso de carta de crédito contingente ("stand by"): El CND preparará un memorando notificando de tal situación de impago al Banco, en el cual el Participante Nacional local ha constituido la carta de crédito, e instruyéndole para que ejecute de forma íntegra o parcial la garantía respectiva.
  - c) En el caso de Contrato de depósito en plica: El CND enviará a el Participante Nacional deudor una notificación por parte de ETESA denominado "Aviso de Saldo Impago", con copia al Banco Depositario y además, remitirá al Banco una "Carta de Ejecución de Depósito de Garantía" firmada por ETESA. Ambos documentos estarán determinados por el contenido como sea establecido en este contrato.
- (MGP.11.4) De hacerse efectiva la garantía, el CND notificará al Participante deudor esta circunstancia e intimará a reponer el monto correspondiente a su garantía. En tanto no lo haga, seguirá siendo considerado como deudor del Mercado por el monto a reponer.
- (MGP.12) **Mora y falta de pago.**
- (MGP.12.1) *Las deudas con el Mercado Ocasional sufrirán un recargo a partir de estar en mora, cuya tasa será la denominada Tasa de Mora que fija anualmente la Superintendencia de Bancos. (Numeral 14.10.1.8 de las Reglas Comerciales)*
- (MGP.12.1.1) En el marco de lo dispuesto en el artículo 1072- A del Código Fiscal, la Tasa de Mora será de dos (2) puntos porcentuales sobre la Tasa de Referencia Comercial que indique anualmente la Superintendencia de Bancos.
- (MGP.12.1.2) Se entenderá como Interés de Mora aquellos intereses que se cobran por un retraso en el pago o el incumplimiento del mismo por parte del Participante, sea íntegro o parcial.
- (MGP.12.1.3) El CND procederá a estimar el interés de mora así:

Por año en mora:



$$Im = K \times t$$

Por días en mora:

$$Im = (K \times t \times n) / 360 \text{ días}$$

Donde:

$Im$  = Interés de mora

$K$  = Monto impago o deuda impagada por el Participante del mercado ocasional, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

$t$  = Tasa de mora anual

$n$  = número de días en mora

Año comercial = 360 días.

Nota: Los días en mora ( $n$ ) en el Mercado Ocasional se contarán a partir del día siguiente en que se efectúa el pago a los Participantes acreedores (fecha efectiva de dinero disponible), de acuerdo al Calendario de Liquidación y Cobranza del mes que corresponda, hasta el día en que el Participante efectúe el pago total de la deuda respectiva.

(MGP.12.1.4) En caso de que la deuda pase de un año a otro, la tasa de mora se calculará así:

$$Im = (K/360 \text{ días}) \times [(t_1 \times n_1) + (t_2 \times n_2)]$$

Donde:

$Im$  = Interés de mora

$K$  = Monto impago o deuda impagada por el Participante del mercado ocasional, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

$t_1$  = Tasa de mora (año 1)

$t_2$  = Tasa de mora (año 2)

$n_1$  = número de días en mora del año 1

$n_2$  = número de días en mora del año 2

Año comercial = 360 días.

(MGP.12.1.5) El monto total de la deuda de un Participante moroso se calculará así:



$$D = K + Im$$

Donde:

D = Monto total de la deuda de un Participante moroso

K = Monto impago o deuda impagada por el Participante del mercado ocasional, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

Im = Interés de mora.

- (MGP.12.1.6) El monto de interés por mora será informado por el CND al Participante deudor a través del Documento de Transacciones Económicas (DTE) correspondiente al siguiente mes en que éste efectúe el pago de su obligación, con toda la información que respalde los resultados obtenidos y permita al Participante deudor verificar su validez.
- (MGP.12.1.7) Para los Participantes acreedores que dejaron de percibir el pago de la obligación del Participante moroso, el CND deberá obtener el monto del interés por mora de acuerdo a la proporción que le corresponda de la deuda impaga, el cual informará a través del DTE correspondiente al siguiente mes en que éste efectúe el pago de su obligación, con toda la información que respalde los resultados obtenidos y permita al Participante acreedor verificar su validez.
- (MGP.12.2) *El CND debe mantener permanentemente informados a los Participantes y a la ASEP sobre las situaciones de incobrabilidad y mora que se registren en la cobranza del Mercado Ocasional. (Numeral 14.9.1.6 de las Reglas Comerciales)*
- (MGP.13) **Liberación de la garantía.**
- (MGP.13.1) ETESA liberará la garantía constituida por un Participante de acuerdo a las siguientes situaciones:
- a) Cuando el Participante decida desvincularse del Mercado Mayorista de Electricidad, anunciando el mes hasta el cual efectuará transacciones.
  - b) Cuando el Participante decida constituir otra garantía mediante otro instrumento financiero distinto al inicial.
  - c) Cuando un Agente pierda su condición de Participante del Mercado.
- (MGP.13.2) Antes de liberar la garantía, CND/ETESA se asegurará de que el Participante haya cumplido con todas las obligaciones y que haya pagado todas sus deudas derivadas de sus transacciones en el mercado ocasional local.
- (MGP.13.3) Si el depósito de garantía constituido por el Participante es dinero en efectivo depositado en una cuenta, ETESA transferirá el mismo, o su remanente, al banco que el Participante le indique para tal fin y le notificará al Participante.
- (MGP.13.4) Si el depósito de garantía se constituyó mediante la apertura de una carta de crédito



contingente, la misma le será devuelta formalmente al Participante.

(MGP.13.5)

En caso de que la garantía se haya constituido a través de contrato de cuenta en plica, se procederá a dar por finalizado formalmente el mismo. Posteriormente, el CND procederá a transferir el dinero al banco que el Participante informe para tal fin y notificará al mismo de ello.

(MGP.14)

El CND mantendrá en el área privada de la WEB, que es de acceso a todos los participantes, el listado actualizado de todos los participantes, garantías y montos vigentes.

El presente Documento es Copia de su Original Según  
Cada uno de los Participantes a esta licitación  
firmado por el Participante.

Dado a los 06 días del mes de octubre de 20 15