



REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

TITULO IV: RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Aprobado mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006, modificada por las Resoluciones AN No. 098-Elec de 23 de junio de 2006, AN No. 652-Elec de 13 de Febrero de 2007, AN No. 2947-Elec de 16 de septiembre de 2009, Resolución AN No.3473-Elec de 7 de mayo de 2010, Resolución AN No.3479-Elec de 10 de mayo de 2010, Resolución AN No.4101-Elec de 20 de diciembre de 2010, Resolución AN No.6619-Elec de 23 de septiembre de 2013, Resolución AN No.7485-Elec de 20 de junio de 2014, Resolución AN No.8289-Elec de 5 de febrero de 2015, Resolución AN No.9211-Elec de 6 de noviembre de 2015, Resolución AN No.9615-Elec de 19 de febrero de 2016, Resolución AN No.9642-Elec de 2 de marzo de 2016, Resolución AN No.9800 de 13 de abril de 2016, Resolución AN No.11612-Elec de 6 de septiembre de 2017, Resolución AN No.12801-Elec de 8 de octubre de 2018, Resolución AN No.12895-Elec de 12 de noviembre de 2018 y Resolución AN No.13337-Elec de 8 de mayo de 2019

Mayo de 2019

| | | |
|-------------------|--|----|
| SECCIÓN IV.6.6 : | METODOLOGIA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO | 49 |
| SECCIÓN IV.6.7 : | PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS..... | 69 |
| SECCIÓN IV.6.8 : | CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL..... | 69 |
| SECCIÓN IV.6.9 : | REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CADA NODO O PUNTO DE ENTREGA. | 70 |
| SECCIÓN IV.6.10 : | AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA | 73 |
| SECCIÓN IV.6.11 : | PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA | 73 |
| SECCIÓN IV.6.12 : | ACTUALIZACIÓN PARCIAL MENSUAL | 73 |

TITULO IV: RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPITULO IV.1 : ASPECTOS GENERALES

Artículo 1 El Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad y del Servicio de Alumbrado Público establece las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan las tarifas sujetas a regulación. En adelante se le llama Régimen Tarifario o simplemente Régimen.

Artículo 2 Las empresas prestadoras del servicio público de Distribución y Comercialización de Electricidad deberán presentar, para aprobación de la ASEP, pliegos tarifarios de aplicación a los clientes regulados y tarifas por uso de redes de distribución, siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en este documento.

Artículo 3 Las tarifas reguladas de electricidad deberán elaborarse de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 97 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

SECCIÓN IV.1.1 : VIGENCIA

Artículo 4 Este Régimen Tarifario entrará en vigencia el 1 de julio de 2014 y a partir de esa fecha se revisará como mínimo cada 4 años, de ser necesario. Cada periodo cuatrienal se define como periodo tarifario.

SECCIÓN IV.1.2 : APLICACIÓN

Artículo 5 Este Régimen es de aplicación únicamente a:

- a) Todo concesionario de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- b) Todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final, es decir todo cliente final en los términos de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.
- c) Todo distribuidor que utilice las redes de distribución de otro distribuidor para transportar el producto eléctrico.

Artículo 6 Este régimen tarifario no se aplica a ningún generador, autogenerador o cogenerador directamente a un distribuidor para la entrega de su producción, ya que dicho uso y metodología para establecer los cargos por uso de redes es reglamentado por el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión vigente.

SECCIÓN IV.1.3 : EMPRESAS COMPARADORAS

Artículo 7 Las empresas comparadoras a las que se refiere el artículo 103 de la Ley, se seleccionan con el fin de definir condiciones de eficiencia para las empresas de distribución y Comercialización de electricidad, basadas en el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

Artículo 8 Se definen para ello *variables de costos y de pérdidas* de las empresas comparadoras, cuyos valores se aproximan basándose en *ecuaciones de eficiencia*, como se explica más adelante. Las ecuaciones de eficiencia se estiman a partir de variables explicativas de la evolución de dichos costos o pérdidas sobre una muestra representativa de empresas.

Artículo 9 Las variables de costos o pérdidas, y sus respectivas ecuaciones de eficiencia, son la base para el cálculo de los ingresos máximos permitidos de las empresas reguladas, tanto para la actividad de Distribución como para la de Comercialización.

Artículo 10 La muestra representativa de empresas que servirán como empresas comparadoras para el periodo tarifario se definirá por Resolución de la ASEP que se emitirá oportunamente.

SECCIÓN IV.1.4 : ÁREAS REPRESENTATIVAS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 11 La ASEP define las Áreas Representativas para propósitos de comparación con empresas comparadoras a que se refiere la Ley 6 de 1997 como parte del proceso de determinación del valor agregado de distribución y comercialización.

Artículo 12 La Autoridad definirá, sobre la base de uno o más indicadores representativos de las características propias del mercado y del sistema eléctrico, la utilización de una o más áreas representativas. Estos indicadores deben estar disponibles tanto para las unidades de análisis del sistema a analizar como para las empresas comparadoras, deben resultar estadísticamente significativos y se deberá demostrar que son los que mejor caracterizan la división del área de servicio en áreas representativas.

Artículo 13 A los efectos de la aplicación del presente Régimen Tarifario, de resultar más de un área representativa, los corregimientos incluidos en la zona de concesión de cada empresa distribuidora serán clasificados sobre la base de criterios e indicadores que deberán guardar similitud con los utilizados en el agrupamiento de las empresas comparadoras.

Artículo 14 Las áreas representativas y la clasificación de los corregimientos en dichas áreas para el periodo tarifario se definirán mediante Resolución de la ASEP que se emitirá oportunamente.

Artículo 15 La ASEP clasificará los corregimientos en las áreas representativas definidas utilizando toda la información que disponga, y mediante las estimaciones que considere necesario de existir problemas con la misma.

SECCIÓN IV.1.5 : VARIABLES DE COSTOS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA PARA LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Artículo 16 Las variables de costos y pérdidas a considerar son las siguientes:

- a) Activos de Distribución (incluye Sistema Principal y Conexión) (AD)
- b) Activos de Comercialización (AC)

- c) Costos de Administración, que incluyen tanto Distribución (Sistema Principal y Conexión) como Comercialización (ADM)
- d) Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución (Sistema Principal y Conexión) (OM)
- e) Costos de Comercialización (incluyen Medición, Facturación y otros) (COM)
- f) Pérdidas de Energía (PD%)

Artículo 17 Las *variables de costos y pérdidas* se determinan a partir de *variables explicativas* a través de Ecuaciones de Eficiencia.

Artículo 18 Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de una muestra representativa de empresas comparadoras, mediante funciones de la siguiente forma general para cada área representativa (j):

$$y_i = \alpha + \sum_{p=1}^P \beta_p \times x_p + \varepsilon_t$$

en la que:

- y_i representa la variable dependiente de los modelos siendo $i = AD, AC, ADM, OM, COM$.
- α es la constante del modelo, estimada mediante regresión lineal.
- x_p son p variables explicativas de los modelos (que pueden ser la cantidad de clientes, la energía vendida, la demanda máxima u otras variables relevantes para explicar y_i).
- β_p son p parámetros, estimados mediante regresión lineal o métodos de datos de panel que representa el efecto parcial de las variables explicativas consideradas en el modelo, para las elasticidades de la variable costo que se pretende determinar.
- ε_t es el término de error aleatorio.

Cada variable de costo puede ser explicada por distintas variables explicativas, en función del comportamiento de los datos en la muestra de variables explicativas.

La ecuación anterior deberá ser expresada en logaritmos (log-log), en donde las variables explicativas y las variables a explicar estén expresadas en logaritmo natural.

Las regresiones pueden ser, alternativamente, series de tiempo, datos de corte transversal o datos de panel (series de tiempo + corte transversal), siempre que los estadísticos sean razonables.

Todos los costos deberán ser convenientemente estandarizados a una moneda común, previo a la determinación de las ecuaciones de eficiencia. Si esta moneda común no es el Balboa, los resultados finales de costos deberán ser convertidos a Balboas utilizando el mismo

procedimiento. El procedimiento de estandarización debe, finalmente, adaptar los costos internacionales a la realidad de las empresas de Panamá.

Artículo 19 Las pérdidas eficientes de energía se representarán a través de un coeficiente de Pérdidas de Energía ($PD\%_j$) para cada Área Representativa “j” o empresa. El mismo se determinará a partir de una ecuación de eficiencia estimada en base a las pérdidas de las empresas comparadoras clasificadas en el Área Representativa “j”, mediante las ecuaciones siguientes:

$$EP_{t,j} = e^A \times MWhD_{t,j}^B$$

Donde:

$EP_{t,j}$: Pérdidas de Energía en el año “t”, correspondientes al Área Representativa “j”

$MWhD_{t,j}^B$: Energía total (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para el año “t” correspondiente al Área Representativa “j”. Se determinará sobre la base de la Energía Total Prevista para el año “t”, según un estudio de demanda que la distribuidora deberá presentar a aprobación de la Autoridad a más tardar el 30 de Octubre del año anterior al inicio del nuevo periodo tarifario y un factor de participación para cada ARj que la distribuidora remitirá a la ASEP en su pronóstico de demanda para cada año tarifario. El mismo deberá guardar relación lógica con el grado de participación resultante de la facturación a clientes finales con datos completos del periodo tarifario anterior. Si así no resultara, la Autoridad efectuará la distribución con este último criterio. La Energía Total Prevista deberá incluir tanto a clientes regulados como a Grandes Clientes (no regulados) y deberá guardar relación y consistencia con el Informe Indicativo de Demanda aprobado por la Autoridad vigente al momento de la realización del cálculo. El estudio de demanda aprobado por la Autoridad será el que deberá utilizar la distribuidora para su estudio tarifario.

e : Base de los logaritmos naturales

A y B: Parámetros adimensionales de la ecuación de eficiencia

Solo para el caso de la estimación de las pérdidas, y previo a la determinación de los parámetros de la ecuación de eficiencia correspondiente, se clasificarán las empresas comparadoras en las ARs en función de que el valor de su indicador (INDIS) se encuentre entre los límites especificados para las ARs y de que su valor porcentual de pérdidas se encuentre dentro de valores extremos aceptables definidos por la ASEP.

El Porcentaje de las pérdidas de energía de la empresa para el año “t”, respecto de la energía total ingresada, resultará de la siguiente ecuación:

$$PD\%_i = \frac{\sum_j EP_{t,j}}{\sum_j MWhD_{t,j}}$$

Donde:

$PD\%_i$: Porcentaje de pérdidas de energía de la empresa, respecto de la energía ingresada a la misma, correspondiente al año “t”.

Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia de cada área representativa serán establecidos mediante resolución de la Autoridad.

Artículo 20 Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia de cada área representativa serán establecidos mediante resolución de la ASEP.

CAPITULO IV.2 : INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS

Artículo 21 El Ingreso Máximo Permitido (IMP) por Actividades Reguladas para las empresas distribuidoras en el Período Tarifario incluye los ingresos de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$IMP = IMPD + IMPCO + ALUMPU$$

Donde:

IMPD es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Distribución en el Período Tarifario.

IMPCO es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Comercialización en el Período Tarifario.

ALUMPU es el valor presente de los ingresos máximos permitidos a la Empresa distribuidora por el servicio de alumbrado público en el Período Tarifario.

Artículo 22 La Autoridad revisará al final de cada periodo tarifario, el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para tales efectos deberá considerar que de acuerdo al contrato de concesión las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente de lo reflejado por el Índice de Precios al Consumidor que emite la Contraloría General de la República, no constituye grave error de cálculo y por lo tanto no causarán la posibilidad de realizar revisiones extraordinarias de tarifas por motivo de estas situaciones.

SECCIÓN IV.2.1 : INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 23 El Ingreso Máximo Permitido para recuperar los costos de la actividad de Distribución en el Período Tarifario se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$IMPD = IPSD + IPPD$$

Donde:

IPSD es el valor presente de los ingresos permitidos por los costos del sistema de distribución (incluye el Sistema Principal y las Conexiones) en el Período Tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR).

IPPD es el valor presente de los ingresos permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución en el Período Tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR).

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

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

$$IPSD_t = ADM_t + OM_t + (BCD_t) * (DEP\%) + (BCDN_t) * (RR), t = 1, \dots, 4$$

Donde:

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

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

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

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

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

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

a) Cálculo de ADM_t

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

En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica,

comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

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

b) Cálculo de OM_t

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

c) Cálculo de BCD_t

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

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

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

aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.

- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.
- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:
1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018.
 2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos, serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.

La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo el punto 1 anterior.

- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

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

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

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

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

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

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t).

- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

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

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

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

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

Artículo 25 Ingreso Permitido por Pérdidas de Distribución (IPPD)

IPPD es el valor presente de los ingresos anuales PD_t permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario. El ingreso permitido para cubrir las pérdidas de distribución del sistema se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$PD_t = PD\% * MWhD_t * CMM_t$$

Donde:

PD% es un porcentaje eficiente de pérdidas estimado para el año “t” a partir de la muestra de empresas representativas como porcentaje sobre el volumen de energía ingresada al sistema de la empresa distribuidora. Resulta de las ecuaciones de eficiencia de las pérdidas ya vistas.

MWhD_t es la cantidad total de energía (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para el año t. Se utilizará el Informe Indicativo de Demanda aprobado por la ASEP y vigente al momento de la realización de los cálculos. ($MWhD_t = \sum_j MWhD_{t,j}$)

CMM_t es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación, el sistema de transporte, pérdidas del sistema de transporte y demás costos, sin tomar en cuenta los costos extraordinarios de generación) en el mercado mayorista, proyectada para el año t. Se debe utilizar la información de las proyecciones del CND.

SECCIÓN IV.2.2 : INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

a) Cálculo de COM_t

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

- D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t)

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

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

b) Cálculo de BCC_t

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

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

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.
- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo ($t-2$) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones

recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.

- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación.

A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:

1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre competencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de competencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de competencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018.
2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre competencia descritos, serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.

La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo punto 1 anterior.

- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

SECCIÓN IV.2.3 : INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 27 ALUMPU es el valor presente de los ingresos anuales $ALUMPU_t$ permitidos por el servicio de alumbrado público en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos permitidos por el servicio de alumbrado público se calculará según la siguiente fórmula:

$$ALUMPU_t = O\&M_{ALUM_t} + (ACT_{ALUM_t})(DEP\%) + (ACTN_{ALUM_t})(RR)$$

$O\&M_{ALUM_t}$ = costos de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público en cada año tarifario t, considerando el costo unitario promedio eficiente aprobado por la ASEP para el periodo tarifario y la cantidad de luminarias o puntos de iluminación, sin incluir los costos de la energía consumida por el servicio.

ACT_{ALUM_t} = valor de los activos fijos brutos en operación del alumbrado público en cada año tarifario t.

$ACTN_{ALUM_t}$ = valor de los activos fijos netos en operación del alumbrado público en cada año tarifario t.

DEP% = tasa de depreciación lineal en la vida útil de los activos del alumbrado público.

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

Artículo 28 Para la determinación de ACT_{ALUM_t} y $ACTN_{ALUM_t}$ se tomará en consideración:

- a) Los activos fijos netos en operación a costo original eficiente al término del año completo anterior al año de la revisión tarifaria;
- b) Los activos resultantes del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el próximo periodo tarifario. Este plan de inversiones será presentado por la distribuidora a la ASEP con la debida justificación, detalle que permita su seguimiento y este último deberá prestar su acuerdo.
- c) Los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, serán identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad a esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

d) El tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:

- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
- La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
- La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

Artículo 29 El costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento y los costos unitarios de inversión a reconocer en el cálculo serán establecidos por resolución motivada de la ASEP, basado en la información de costos presentada por la empresa distribuidora y de una comparación de costos del mercado.

SECCIÓN IV.2.4: INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

Artículo 30 La ASEP podrá solicitar y la empresa distribuidora deberá entregar en los tiempos y formas establecidas por la ASEP, toda la información que la ASEP considere necesaria para poder determinar el ingreso máximo permitido.

Artículo 31 Si la distribuidora no suministrase esta información, la ASEP ejercerá el derecho que le asiste en función del artículo 20 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

CAPITULO IV.3: ACTIVIDADES NO REGULADAS

Artículo 32 El ingreso permitido para las empresas de distribución y comercialización en el período tarifario tendrá en cuenta las actividades realizadas por la empresa que no correspondan a las actividades reguladas en la Ley 6 de 1997. No se tomarán en cuenta para estos propósitos, las actividades que exceptúe la Ley.

Artículo 33 De existir tales actividades que utilicen los activos de distribución y comercialización para fines diferentes a las actividades reguladas, se considerará como activos fijos del sistema de distribución una proporción de tales activos, equivalente a la relación que existe entre los ingresos que se prevea para las actividades reguladas asignadas en la Ley 6 de 1997 y los ingresos totales previstos en las actividades reguladas y no reguladas que utilicen los activos de distribución.

Artículo 34 De existir actividades no reguladas las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización según las expresiones antes vistas, deberán ser ajustadas por el siguiente factor de corrección:

$$FCBC = (IPT_0 / (IPT_0 + INR_0))$$

FCBC: el factor de corrección que multiplicará a los valores de BCD_{t-1} y BCC_{t-1} calculadas según se especificó anteriormente.

IPT_0 : el ingreso percibido por la distribuidora por las actividades de distribución y comercialización en el último periodo anual auditado a la fecha de cálculo del IMP.

INR_0 : el ingreso percibido por la distribuidora por las actividades no reguladas en el último periodo anual auditado a la fecha de cálculo del IMP.

Artículo 35 La ASEP podrá auditar el valor del INR correspondiente a periodos anteriores al de INR_0 dentro del periodo tarifario anterior, a los efectos de asegurar la razonabilidad de este último. Si de tal análisis resultan oscilaciones sustanciales la ASEP podrá adoptar como ingreso no regulado el promedio de todos ellos.

Artículo 36 En el caso de que la empresa distribuidora haya permitido el usufructo de instalaciones a terceros mediante concesiones gratuitas, la distribuidora deberá someter anualmente una declaración jurada informando de dicha concesión a la ASEP. La ASEP realizará una estimación del valor del servicio concesionado y lo considerará como ingreso no regulado a los efectos del presente numeral.

En el caso de que la empresa distribuidora haya permitido dicho usufructo a través de un intermediario, se considerará para los efectos del cálculo tarifario las sumas efectivamente facturadas al intermediario por tales conceptos, como ingreso no regulado de la empresa distribuidora.

CAPITULO IV.4 : CRITERIOS GENERALES PARA ESTABLECER LA ESTRUCTURA TARIFARIA

SECCIÓN IV.4.1 : LINEAMIENTOS GENERALES

Artículo 37 Las Empresas distribuidoras deberán presentar, para la aprobación de la ASEP, pliegos tarifarios con los cargos a aplicar para las diferentes clases de clientes.

Artículo 38 Los criterios que se tendrán en cuenta para la aprobación de la estructura tarifaria son:

- a) Que aseguren una adecuada transmisión de la señal de precios al consumo.
- b) Que induzcan un uso eficiente del servicio y del producto eléctrico.
- c) Que reflejen los costos reales del servicio.
- d) Que se apliquen solamente a clases de clientes cuyas características de costos estén bien definidas.
- e) Que sean únicas dentro de una misma zona de concesión.

f) Que presenten como mínimo una discriminación por nivel de tensión según la siguiente definición:

- (i) Alta tensión: redes cuya tensión sea igual o superior a 115 kilovoltios (115 kV).
- (ii) Media tensión: redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V).
- (iii) Baja tensión: redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.

g) Que se discriminen en función del tipo de medición, guardando la debida consistencia o acoplamiento entre tarifas, con la restricción de que la estructura tarifaria no contemple un cargo por demanda explícita para clientes con una demanda máxima menor o igual a 15 kW. Los clientes categorizados en tarifas sin medición de demanda no pagarán ningún cargo fijo excepto el de comercialización.

h) Que representen opciones tarifarias, dentro de las cuales el cliente pueda optar respetando las siguientes restricciones:

- (i) La distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente ni ningún otro mecanismo para ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.
- (ii) La empresa distribuidora podrá ofrecer a los clientes la utilización de medidores prepagos, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá. Los consumos de estos clientes serán facturados con la tarifa aprobada (basada en energía-kWh).
- (iii) Las distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.

i) Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones de la ASEP que aprobarán los pliegos tarifarios vigentes entre julio de 2006 y junio del 2010, pudiendo la distribuidora proponer nuevas tarifas dentro de cada nivel de tensión, a partir de la identificación de clases de clientes distintivas en función del análisis de la caracterización de la carga.

j) Que contengan subsidios cruzados sólo:

- (i) Entre clientes de la misma clase como resultado de la uniformidad de la tarifa en la concesión; y
- (ii) Por motivos sociales, para cubrir el consumo básico u otros que se hayan promulgado a través de leyes sobre la materia. La distribuidora debe diseñar y evidenciar el mecanismo que utilice para el tratamiento de los subsidios y para su evidencia en la factura a los clientes.

k) Que dentro de las opciones tarifarias presenten alternativas de tarifas mixtas con demanda con precios diferenciados para los periodos de punta y fuera de punta, adicionales a las tarifas horarias vigentes.

Artículo 39 La propuesta de nuevas clases de clientes debe basarse solamente en resultados de los análisis de la caracterización de carga. Los parámetros que resulten del análisis de la caracterización de carga y representen modalidades de consumo no se ajustarán durante el período tarifario.

Artículo 40 La ASEP requerirá para la presentación del Pliego Tarifario que las empresas distribuidoras demuestren fehacientemente que las clases de clientes propuestas tienen distintas características de costos. La empresa distribuidora deberá evaluar la posibilidad de hacer más de una tarifa para clientes en baja tensión con demanda de manera que permitan homogenizar grupos de clientes según sus tamaños de demanda y/o sus factores de carga. La Autoridad evaluará las propuestas de la empresa distribuidora y en caso de no estar de acuerdo, fijará pautas tendientes a definir los componentes de costos en los cargos tarifarios que podrán ser energizados y los porcentajes, incluyendo la posibilidad de subdivisión de las tarifas.

Artículo 41 La existencia de una clase de clientes debe implicar diferencias marcadas de la curva agregada del grupo con respecto a las otras clases de clientes dentro del mismo nivel de tensión. Estas diferencias deberán corresponder a:

- a) Ocurrencia del pico de demanda de la clase de clientes en horas de punta o fuera de punta.
- b) Fuertes diferencias en el factor de carga de la clase de clientes cuando no se dispone de medición de demanda.
- c) Estacionalidad de la carga.

Artículo 42 Para cada tarifa se debe calcular los siguientes componentes de costos:

- a) Componente de Costo de Distribución. Incluye uso y conexión.
- b) Componente de Costo por Pérdidas en las redes de distribución.
- c) Componente de Costo de Comercialización.
- d) Componente de Costo por Transmisión
- e) Componente de costo por Pérdidas en Transmisión.
- f) Componente de Costo de Generación.
- g) Componente de Costo por Alumbrado Público.

Artículo 43 Las empresas distribuidoras deberán utilizar en sus cálculos la misma información global utilizada para determinar el IMP (energía, potencia, clientes, demanda máxima, etc.)

Artículo 44 Las tarifas de cada clase de clientes podrán estar constituidas de varios cargos fijos y variables para distribuir los componentes de costos anteriores, sujeto al criterio de aprovechar al máximo las características de medición de los clientes.

SECCIÓN IV.4.2 : CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 45 El componente de costo por Distribución debe ser estructurado a través de componentes de costos separados por conexión y uso del sistema de distribución, debiendo:

- a) Los componentes de costos por conexión deben reflejar solamente los costos de operación necesarios para conectar a cada cliente individualmente al sistema principal de distribución. No incluyen ni el equipamiento de medición, ni los costos de capital de la acometida.
- b) Los componentes de costos por uso del sistema de distribución deben reflejar el costo de los activos del sistema principal.
- c) Para calcular el componente de costo por uso del Sistema de Distribución se utilizará:
- d) La metodología del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) para la asignación por nivel de tensión.
- e) La evaluación de la coincidencia externa e interna para la asignación a cada clase de cliente, ya que el grado preciso en que cada clase de cliente compromete la capacidad del sistema principal de distribución depende de la coincidencia del pico de demanda de la clase de cliente con relación a la demanda máxima de la parte asociada (nivel de tensión), y de la coincidencia del pico de un cliente con respecto a los picos de sus pares de la misma clase.

Artículo 46 Determinación del componente de costo por uso del sistema de distribución:

Para cada clase de cliente debe determinarse un componente de costo por uso del sistema de distribución en punta (CUSOP (B./kWp – mes o año)) y otro en fuera de punta (CUSOPF (B./kWfp – mes o año)).

Para la determinación de estos componentes de costos, primeramente se requiere calcular el CIPLP por cada nivel de tensión. Para tal fin se requiere a la distribuidora la realización de los siguientes estudios:

- a) Evaluación de la red actual, incluyendo confiabilidad.
- b) Estudio de la demanda por nivel de tensión a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión (115 kV y superiores), incluyendo proyección del balance de potencia.

- c) Requerimientos de inversión física a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión, incorporando las soluciones tecnológicas óptimas desde el punto de vista costo – beneficio y asegurando una confiabilidad acorde con los requerimientos de calidad estipulados.
- d) Estudio de costos unitarios y determinación de los costos de operación y mantenimiento y gestión del sistema de distribución.
- e) Estudio de pérdidas de potencia y energía por nivel de tensión, discriminando entre técnicas y no técnicas.

Con los resultados de estos estudios se debe determinar el CIPLP (B./kW – mes o año). El CIPLP para cada nivel de tensión se determina como el valor descontado de la suma de los costos incrementales de inversión y operación dividido por la suma descontada de los incrementos de la demanda en el nivel de tensión en el horizonte de tiempo establecido. Para realizar los descuentos se debe utilizar la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por la ASEP para el período tarifario.

Para asignar el CIPLP de cada nivel de tensión a cada clase de cliente se deben considerar los factores de coincidencias internas y externas, y en punta y fuera de punta de la demanda máxima de la clase de clientes con respecto a la agregada al nivel de los distintos niveles de tensión en punta y fuera de punta.

Una vez determinados los componentes por uso de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.

En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de demanda máxima, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes al cargo de demanda máxima. En este caso, los componentes CUSOP y CUSOFP podrán ser energizados parcial o totalmente a propuesta de la empresa distribuidora o por sugerencia de la ASEP.

Los componentes de costos por uso en horas de punta y fuera de punta serán asignados a los clientes que no dispongan de medición de demanda de ningún tipo a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece. La distribuidora deberá estimar la demanda en horas de punta y fuera de punta como promedio por cliente de los valores agregados de una clase. Sólo en este caso los componentes CUSOP y CUSOFP se energizarán completamente.

Artículo 47 Determinación de los componentes de costos por conexión:

La empresa distribuidora deberá proponer para aprobación de la ASEP componentes de costos por conexión para nuevos clientes basándose en que estos deben reflejar adecuadamente los costos operativos incurridos por la distribuidora para realizar cada tipo

de conexión donde el costo de conexión implica solamente el costo de la cuadrilla que conecta al cliente.

La Distribuidora podrá proponer un componente de costo en función de la dispersión que exista de estos costos por tipo de servicio o tarifa.

Artículo 48 Ajuste de los componentes de costos por uso en función de los requerimientos de ingresos

La distribuidora debe asegurar la igualdad entre los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costos por uso y conexión con respecto al IPSD.

Para tal fin la distribuidora debe realizar una proyección de ventas de los clientes conectados a su red a partir de los cargos tarifarios resultantes de la asignación de los componentes CUSOP y CUSOFP a las distintas categorías tarifarias propuestas. Deberá proyectar las ventas de potencia y energía en punta y fuera de punta para las categorías tarifarias que permitan la medición de demanda en punta y fuera de punta, la demanda máxima y/o la energía en el caso de tarifas con medición de demanda máxima y la energía en el caso de tarifas con medición simple de energía.

Adicionalmente deberá realizar una proyección de nuevos clientes discriminados en los tipos de componentes de costos de conexión que determine.

La empresa distribuidora debe asegurar que el flujo monetario descontado de los ingresos proyectados (para el período tarifario) a partir de los componentes de costos por uso y conexión y la proyección de ventas estimada sea igual o menor al IPSD aprobado por la ASEP para los servicios de distribución. La tasa de descuento a utilizar es la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por la ASEP. La distribuidora debe considerar en los ingresos proyectados los que se proyecta recuperar producto del uso de redes y como parte de la función técnica de transmisión.

La variable a ajustar para lograr tal convergencia es el CIPLP de cada nivel de tensión, el cual deberá ser multiplicado por un factor (igual para todos los niveles) que asegure la convergencia requerida.

Una vez realizado el ajuste, el valor resultante de CIPLP por nivel de tensión, será el que se utilice para determinar los componentes de costos por uso en punta y fuera de punta de cada clase de clientes.

SECCIÓN IV.4.3 : CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Artículo 49 Se deben establecer los siguientes componentes de costos por pérdidas:

- a) Un componente de costo por pérdidas de energía en horas de punta y otro en fuera de punta, y a su vez por cada nivel de tensión.
- b) Un componente de costo de pérdidas de potencia y por nivel de tensión.

Artículo 50 Determinación del componente de Costo por Pérdidas en distribución.

Para determinar los componentes de costos la empresa distribuidora debe:

- a) Determinar los coeficientes de pérdidas técnicas de potencia (PPT%) y energía (PET%) a partir de los estudios técnicos realizados para calcular el CIPLP por nivel de tensión como porcentaje sobre ingresos al nivel.
- b) Estimar los componentes de costos por pérdidas CPEP, CPEFP y CPP:
 - (i) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas de punta (CPEP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte, sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas de punta.
 - (ii) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas fuera de punta (CPEFP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas fuera de punta.
 - (iii) El componente de costo por pérdidas de potencia (CPP (B./kW)) en cada nivel de tensión en punta será el coeficiente PPT% acumulado al nivel de tensión correspondiente por el precio de abastecimiento de la potencia (incluyendo sistema de transporte y demás costos en el mercado mayorista sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación).
- c) Asignar los componentes de costos por pérdidas a los cargos tarifarios por pérdidas de las distintas categorías.
 - (i) Con respecto al CPEP y CEPFP, estos componentes se asignarán del siguiente modo:
 - (i.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro del consumo de energía en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.
 - (i.2) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de energía sin discriminar bandas horarias, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes a un cargo por energía a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando sobre la curva la participación del consumo en horas de pico y fuera de ellas.
 - (ii) Con respecto al CPP, este componente se asignará del siguiente modo:
 - (ii.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima con o sin

discriminación en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.

- (ii.2) En el caso de las clases de clientes que no dispongan de medición de demanda de ningún tipo esta asignación se realizará a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando su coincidencia, simultaneidad y factor de carga. En este caso el componente se energizará completamente.

Artículo 51 Ajuste de los componentes de costo por pérdidas en distribución:

La distribuidora debe asegurar la igualdad entre los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costos por pérdidas en distribución (IPPDR) y el IPPD.

a) Calcular el IPPDR que representa el valor presente de los ingresos por pérdidas que la distribuidora recibiría aplicando dichos cargos tarifarios para el periodo tarifario. El IPPDR es el valor presente utilizando la tasa de rentabilidad aprobada por la Autoridad en cumplimiento del Art. 103 de la Ley de los montos anuales PDR_t . Para calcular los PDR_t , la distribuidora empleará una proyección de ventas de energía o demanda máxima a facturar de los clientes conectados a su red según sea el cargo tarifario en cuestión.

b) Observar la igualdad entre el IPPD y el IPPDR.

c) De no ser iguales, ajustar los parámetros $PPT\%_j$ y $PET\%$ por un factor (igual para ambos tipo de pérdidas) en las fórmulas de los componentes de costos, volver a asignar a estos últimos a los cargos tarifarios y observar que al recalcular el valor IPPDR resulte igual o menor al IPPD.

SECCIÓN IV.4.4: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR COMERCIALIZACIÓN

Artículo 52 Estructura de componentes de costos:

La Ley establece que los costos de comercialización son los relativos a la administración, medición, facturación, cobro, recaudación, depreciación, rentabilidad, otros gastos de venta y los demás servicios permanentes no incluidos en los costos de distribución y que, la ASEP considere necesarios para garantizar que el cliente pueda disponer del servicio adecuado. Estos componentes de costos incluyen el equipamiento de medición.

La empresa distribuidora debe proponer como mínimo tres componentes de costos comerciales (un componente para reconexión, un componente de costo de comercialización fijo y otro variable) para cada clase de cliente que exista en la estructura tarifaria. La distribuidora podrá proponer componentes de costos diferenciados para distintas clases de clientes si encuentra costos diferentes en la provisión del servicio a cada clase.

a) El componente de costo comercial fijo (CCOF (B. /cliente – mes)) incluirá los costos de medición del consumo, impresión y remisión de la factura.

- b) El componente de costo comercial variable (CCOV (B. /kWh)) incluirá el resto de los costos asignados a comercialización.
- c) El componente de costo para Reconexión (B. /reconexión) que la distribuidora proponga, tendrá como máximo un cargo de reconexión para cada clase de cliente que haya definido en su estructura tarifaria. En ningún caso, los cargos de reconexión pueden superar el valor del cargo de conexión que le corresponde pagar al cliente en cuestión.

Artículo 53 Ajuste de los componentes de costos de comercialización:

La empresa distribuidora debe asegurar que los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costo por comercialización fijo y costo por comercialización variable sean iguales o menores que el IPCO.

Para tal fin la distribuidora debe realizar una proyección de ventas de energía para cada clase de clientes de cada nivel de tensión, como así también, una proyección de clientes en cada clase de cliente.

La distribuidora debe asegurar que el flujo monetario descontado (para el período tarifario) de los ingresos proyectados a partir de los componentes de costos por comercialización y la proyección de ventas proyectada sea igual o menor al IPCO aprobado por la ASEP para los servicios de comercialización. La tasa de descuento a utilizar es la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por la ASEP.

La variable a ajustar para lograr tal equivalencia es el componente de costo comercial variable de cada clase de cliente, el cual deberá ser multiplicado por un factor (igual para cada clase) que asegure la igualdad requerida. De este modo se obtienen los componentes de costos comerciales variables definitivos.

SECCIÓN IV.4.5: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 54 Los componentes de costos por alumbrado público deberán cubrir los costos de los activos, la operación y mantenimiento y el consumo de energía correspondiente.

Artículo 55 La empresa distribuidora deberá presentar a la consideración de la ASEP dos componentes de costos, en centésimos de balboas por kWh, aplicable a todos los clientes, regulados o no, ubicados en su área de servicio. Los componentes de costos son los siguientes:

- a) Un componente de costo por el servicio de alumbrado público (CSAP) que represente el cociente entre el ALUMPU y el valor presente de las ventas de energía totales estimadas para el período tarifario de todos los clientes, cualquiera sea su condición.

b) Un componente de costo por el consumo del alumbrado público (CCAP): La distribuidora deberá estimar para el primer semestre de entrada en vigencia del presente régimen los costos de abastecimiento asociados al alumbrado público. Para esta estimación debe tenerse en cuenta, la demanda de potencia de cada tipo de luminaria, la cantidad de luminarias de cada tipo y las horas de uso promedio del alumbrado público. La ASEP, considerando que no hay medición de la energía consumida por el alumbrado público, establecerá mediante estadísticas de cada tipo y tamaño de luminaria usada por las empresas distribuidoras, la potencia y el consumo mensual de energía típico, que será usado para calcular el consumo global del alumbrado público en la zona de concesión.

Para la determinación de este componente de costo, el costo de abastecimiento correspondiente al alumbrado público debe ser dividido entre las ventas totales estimadas para dicho semestre de todos los clientes, cualquiera sea su condición.

Nota: El consumo del alumbrado público en kWh no se hace parte de la venta de energía estimada.

SECCIÓN IV.4.6: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE ABASTECIMIENTO:

Artículo 56 La tarifa debe contener, como mínimo, cinco componentes de costos de abastecimiento por clase de cliente, con costos estimados para el primer semestre de entrada en vigencia del presente Régimen. Estos componentes de costos deben reflejar:

- a) Por el segmento de generación: La distribuidora debe discriminar:
 - (i) Un componente de costo por potencia máxima en punta (B./kW de punta – mes) (CPG)
 - (ii) Un componente de costo por energía en horas de punta (B. /kWh) (CEGP).
 - (iii) Un componente de costo por energía en horas fuera de punta (B./kWh) (CEGFP)
- b) Por el segmento de transmisión: La distribuidora debe discriminar:
 - (i) Un componente de costo por demanda en punta (CUCOST (B. /kW - mes)).
 - (ii) Un componente de costo por pérdidas de energía (CPST (B. /kWh)).

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia máxima en punta de generación (CPG) refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para el periodo tarifario. Se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por ASEP, considerando entre otros: i) el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada, ii) los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar, iii) la matriz energética presente y futura, iv) cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente. EL CPG se aplica a la demanda contratada total, incluyendo también la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Con este costo para

el primer semestre del nuevo periodo tarifario se hará la asignación de los cargos *C POTGEN*, *C POTGENE* y el de los Grandes Clientes *C POTGENGC* que será considerado un cargo extraordinario.

b) El componente de costos por energía de generación CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia y sin tomar en cuenta los costos de generación extraordinarios.

(i) Los costos a considerar son los siguientes:

- (i.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo, deduciendo del costo total la parte del costo asignada al componente por potencia.
- (i.2) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
- (i.3) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (i.4) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
- (i.5) Costos por compra de energía asociada a contratos.
- (i.6) Sobrecostos por generación obligada.
- (i.7) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
- (i.8) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- (i.9) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
- (i.10) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución 5399-Elec de 27 de junio de 2012.
- (i.11) Los costos extraordinarios que correspondan, se descuentan del total de costos.

(ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\%CR_p^P$).

$$CEGP = \sum_1^7 CEG \times \%CR_p^P$$

(iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la

distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada ($1 - \%CR_p^P$).

$$CEGFP = \sum_1^7 CEG \times (1 - \%CR_p^P)$$

- c) Se agrega un componente de costo de generación adicional para tomar en cuenta los costos extraordinarios. Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento, o con sobre contratación y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.
- (i) Los costos a considerar son los siguientes:
- (i.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (i.2) Costos de autoabastecimiento.
 - (i.3) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
 - (i.4) Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.
- (ii) El componente de costo extraordinario resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público, y es igual para todas las clases de clientes.
- (iii) El costo extraordinario asociado a la compra de potencia de los Grandes Clientes que compran su energía a otros agentes del mercado y que la empresa distribuidora le compra su potencia, se asigna en el *CPOTGENGC* y el mismo se calcula con el costo por potencia máxima en punta de generación (CPG) multiplicado por la demanda estimada a facturar para el cargo por potencia de generación de los Grandes Clientes.

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

Artículo 58 Determinación del componente de costo de transmisión:

- a) El componente de costo por demanda en punta refleja el costo promedio por uso del sistema de transporte para los clientes conectados a su red. Este costo promedio incluye los costos por:
- (i) Costos de conexión.
 - (ii) Costos por el uso de la red de transporte.

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

El CUCOST resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda agregada de punta de la distribuidora del semestre considerado.

Este componente de costo es distinto para cada clase de cliente. Para distribuir los costos del uso del sistema de transporte entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

b) El CPST debe reflejar el costo promedio de las pérdidas del sistema de transmisión de la distribuidora, para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. El CPST resulta del cociente entre los costos de pérdidas en el sistema de transmisión y energía ingresada a la red en los nodos de compra o entrega. Este componente de costo es similar para todas las clases de clientes.

Artículo 59 Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia.

En el caso de las clases de clientes que tengan cargos por demanda, el componente de costos por potencia máxima de generación CPG sólo podrá ser energizado o incorporado parcialmente al cargo por energía por instrucciones de la ASEP. Para estas clases de clientes, el componente de costo por demanda en punta de transmisión CUCOST sólo podrá ser energizado por instrucciones de la ASEP.

En el caso de los Grandes Clientes el componente de costos por potencia máxima de generación CPG será el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos.

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

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

SECCIÓN IV.4.7 : INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

Artículo 60 La empresa distribuidora debe suministrar a la ASEP toda la información que este requiera para poder evaluar la propuesta de la Distribuidora.

Artículo 61 Como mínimo debe aportar al momento de realizar su propuesta la siguiente información:

- a) Todos los estudios técnicos realizados para la determinación del CIPLP por nivel de tensión.
- b) Base de datos con las mediciones de la campaña de caracterización de la carga.
- c) Procesamiento de la campaña de mediciones en soporte magnético.
- d) Proyección de los costos por abastecimiento para los primeros seis meses del período tarifario, segregados en costos de generación, transmisión y pérdidas de transmisión, discriminados en el detalle requerido para la determinación de los distintos componentes de costos.
- e) Modelo de cálculo integral de cada cargo tarifario identificando todos los componentes de costos (componente de costos por uso, componente de costos de comercialización, de pérdidas y de alumbrado público) donde pueda analizarse los pasos de cálculo necesarios para su determinación, en soporte magnético. Explicación detallada de la metodología empleada. El modelo de cálculo debe contener todas las fórmulas matemáticas utilizadas, ejecutables y con la permisibilidad para visualizar los vínculos.
- f) Base de datos completa utilizada para la aplicación del modelo de cálculo.
- g) Modelos de flujos descontados y los ajustes realizados en cada componente de costo o variable, en soporte magnético.
- h) Base de datos de facturación utilizada para validar la proyección de ingresos.

Artículo 62 La ASEP se reserva el derecho de solicitar cualquier otra información complementaria que le resultase necesaria para poder realizar los estudios previos a la aprobación. Si la empresa distribuidora no suministrase esta información, la ASEP tiene el derecho que le asiste en función del artículo 20 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

SECCIÓN IV.4.8 : IDENTIFICACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS

Artículo 63 La propuesta de la empresa distribuidora debe discriminar en el pliego tarifario que presente, un conjunto de cargos tarifarios para cada categoría definida, en los cuales se hayan asignado los componentes de costos definidos en este Régimen Tarifario.

Artículo 64 Estos cargos tarifarios se expresarán en B./kWh, B./kWhp y B./kWhfp, B./kW o B./kWp y B./kWfp en función de las características de medición de las distintas categorías. Así, por ejemplo, el cargo tarifario por pérdidas, ya sean de potencia o energía, en una categoría con medición simple de energía estará expresada en B./kWh.

Artículo 65 De este modo, los componentes de costos se asignan a cargos tarifarios que son los que se utilizan para facturar a los clientes y para realizar los ajustes previstos en la Metodología de Actualización dentro del periodo tarifario del presente régimen.

Artículo 66 Como mínimo, se deben discriminar los siguientes cargos tarifarios:

| DEFINICIÓN | IDENTIFICACION (i= Categoría Tarifaria y j=Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria)) | COMPONENTES DE COSTOS A ASIGNAR | UNIDAD DE APLICACION | | |
|--|---|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------|----------------------------|
| | | | MEDICIÓN MONÓMICA | MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE | MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA |
| Cargo de Distribución | CD _{i,j} | CUSOP CUSOFP | kWh | kW max | kWp y kWfp |
| Cargo por Conexión | CX _i | CXC | Por Conexión Por Reconexión | | |
| Cargo por Reconexión | CRX _i | CXRC | | | |
| Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución | CPERDE _{i,j} | CPEP CPEFP | kWh | kWh | kWhp y kWhfp |
| Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución | CPERDP _{i,j} | CPP | kWh | kW max | kWp |
| Cargo de Comercialización Fijo | CCOMF _i | CCOF | Por Cliente | | |
| Cargo de Comercialización Variable | CCOMV _i | CCOV | kWh | | |
| Cargo por el Servicio de Alumbrado Público | CSERAP _i | CSAP | kWh | | |
| Cargo por el Consumo de Alumbrado Público | CCONAP _i | CCAP | kWh | | |
| Cargo por Potencia en Generación (*) | CPOTGEN _{i,j} CPOTGENE _{i,j} CPOTGENGC _i | CPG | kWh | kWh y/o kW max (*) | kWh y/o kWp(*) |
| Cargo por Energía en Generación | CENEGEN _{i,j} CENEGENEX _i | CEGP CEGFP CEGRT | kWh | kWh | KWhp, kWhfp y KWh |
| Cargo por Potencia en Transmisión | CPT _{i,j} | CUCOST | kWh | kWh y/o kW max | kWp y/o kWhp y kWhfp |
| Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión | CPET _i | CPST | kWh | | |

(*)El Cargo por Potencia en Generación se identificará como CPOTGEN_{i,j}. En caso que se energice parcialmente el cargo, este último se identificará como CPOTGENE_{i,j}. El Cargo por Potencia en Generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia se identificará como CPOTGENGC_i.

CAPITULO IV.5 : APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

SECCIÓN IV.5.1 : DISCRIMINACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA TARIFA

Artículo 67 El pliego tarifario que presente la distribuidora debe contener una estructura tal, que para cada tarifa se identifiquen cada uno de los componentes de costos y cargos tarifarios definidos en el Régimen Tarifario.

Artículo 68 La propuesta de la distribuidora debe discriminar el subsidio aplicado a cada cliente, cuando éste se origina en la aplicación de una Ley específica sobre la materia.

Artículo 69 Cada clase de clientes debe disponer de información precisa sobre su consumo y los costos en que incurre, por lo tanto, debe procurarse que las facturas de todos los clientes discriminen detalladamente los componentes de costos y la información pertinente.

SECCIÓN IV.5.2 : USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 70 Los clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que hagan uso de la red de la distribuidora, o clasifiquen como otros distribuidores haciendo uso del sistema de distribución, no pagarán los siguientes componentes de costos en su tarifa:

a) Grandes clientes sin medición Sistema de Medición Comercial (SMEC): No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan el resto de los componentes de costos.

b) Grandes clientes con medición SMEC: No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos.

c) Distribuidores: No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Alumbrado Público, ni los costos de comercialización variable CCOV. Pagan la mitad del componente de costo denominado CCOF y el resto de los componentes de costos. Cuando el uso de la red sea con carácter de reserva (confiabilidad), el cliente deberá definir un valor de potencia, el cual estará vigente por periodos anuales. En tal caso, en la facturación mensual se tendrá en cuenta la potencia realmente leída, si está entre el cincuenta por ciento (50%) y el ciento veinte por ciento (120%) de la definida. En caso de que la potencia leída sea inferior al cincuenta por ciento (50%) de la potencia definida se facturará el 50% de dicha potencia definida, y en caso que sea superior al ciento veinte por ciento (120%) de la potencia definida, se facturará el excedente con un recargo del cincuenta por ciento (50%).

Artículo 71 Todos los grandes clientes deben pagar el cargo por alumbrado público, y en el caso de los grandes clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que no estén conectados a la red de distribución, deberán pagar el

componente del cargo de alumbrado público a la empresa que le provee el suministro eléctrico, y ésta a su vez lo transferirá a la distribuidora que tiene la concesión del área donde está ubicado el gran cliente con base en la tarifa vigente, de acuerdo a los artículos 93 y 108 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Artículo 72 Cuando un autogenerador o cogenerador compra potencia y/o energía en el sistema interconectado, se convierte en un consumidor o sea en un cliente final, por lo que tendrá que pagar por el uso de redes de distribución de acuerdo a su condición de medición, según se indica en este numeral. Cuando un autogenerador o cogenerador vende o entrega potencia y/o energía se aplica lo indicado en el Reglamento de Transmisión.

A todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final y a la vez de manera dual la utilice para la entrega de su producción como autogenerador o cogenerador en un mismo periodo, se le calcularán los cargos correspondientes a ambos regímenes (el de distribución y el de transmisión) y se le facturará solo el mayor de ellos.

Artículo 73 La empresa distribuidora presentará en los pliegos tarifarios, las tarifas para clientes y las de uso de redes de distribución (peaje) para cada nivel de tensión sobre la base de los criterios arriba indicados.

SECCIÓN IV.5.3 : OPCIONES TARIFARIAS

Artículo 74 Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por la ASEP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan.

Artículo 75 Las empresas distribuidoras definirán las condiciones de medición de acuerdo a las limitaciones de aplicación contenidas en las tarifas. La distribuidora no podrá aplicar unilateralmente cambios de condiciones de medición que no se correspondan con el criterio a continuación:

a) La empresa distribuidora podrá realizar las mediciones y verificaciones que considere necesarias para comprobar que las características reales de consumo del cliente son consistentes con la tarifa con excepción de los clientes residenciales. Si éste no fuese el caso, la distribuidora tiene la obligación de notificárselo con un mes de anticipación a su aplicación e indicarle las opciones que tiene, incluyendo la tarifa que se le aplicaría si no hubiera una elección por parte del cliente, además del cargo por conexión correspondiente.

b) En los casos de clientes nuevos a los que se haya asignado una tarifa con demanda, pero su demanda leída sea menor al límite establecido de 15 kW, y si al cuarto mes de facturación se mantiene de esa manera, se le reclasificará y facturará con tarifa sin demanda hasta que el cliente se encuentre en condiciones de reclasificación tarifaria, según lo establecido en el literal c.

c) La empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo deberá monitorear el consumo

mensual del cliente en un periodo de doce (12) meses, y demostrar que en los últimos doce meses en más de cuatro oportunidades consecutivas o esporádicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condición, lo cual podrá ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiará a la tarifa que corresponda. En ningún caso, la empresa distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifaria.

Artículo 76 En ocasión de la solicitud de un suministro temporal la empresa distribuidora debe hacer lo siguiente:

a) Deberá presentar a la aprobación de la ASEP, cuando presente los Pliegos tarifarios, un procedimiento sobre cómo se establecerán las conexiones temporales y cómo se establecerá el pago que hará el cliente, para el caso de clientes que solicitan conexión en áreas autorizadas para su uso en casos especiales como por ejemplo ferias, carnavales o fiestas municipales, donde la conexión será por pocos días y se hace más costosa la instalación de una medición que el propio consumo que va a tener el cliente. Este procedimiento deberá ser de conocimiento público.

b) Cuando el cliente solicite el servicio temporal la empresa distribuidora hará una evaluación técnica para determinar si hay capacidad de línea, transformación, horario en que se utilizará el servicio (horario de pico, fuera de pico), etc. Una vez comprobada la factibilidad técnica se celebra un contrato de suministro donde se estipulan los costos que signifique la conexión provisoria: bajada de línea, adaptación de instalaciones, colocación de medidor, etc. y la tarifa que le corresponde.

Artículo 77 La empresa distribuidora que ofrezca la opción de medidores prepagos deberá cumplir con lo establecido en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá. La empresa distribuidora deberá suministrar y actualizar a la ASEP la información relacionada a los siguientes aspectos, entre otros:

a) Tipo o segmento del mercado al que irá dirigido.

b) Procedimiento de instalación de estos medidores.

c) Procedimiento de información del consumo-ventas para su reporte a las estadísticas y para la determinación de costos en las actualizaciones tarifarias.

d) El procedimiento para atender los subsidios que pudieran tener algunos clientes que soliciten el medidor prepago, tales como los subsidios por consumos básicos y jubilados o pensionados.

e) El procedimiento para el suministro de las tarjetas de consumo o esquema de recarga para el medidor prepago.

f) Proceso de divulgación del mecanismo de adquisición y utilización de los medidores prepagos.

La opción de medidores prepagos podrá establecerse para clientes que se encuentren clasificados en tarifas donde no se les exija equipamiento de medición con registro de demanda. La tarifa correspondiente al consumo prepago no deberá ser discriminatoria dentro de la categoría y deberá ser aprobada por la ASEP, previamente a su aplicación.

Artículo 78 Las empresas distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.

Artículo 79 Si el cliente decide cambiar su opción tarifaria más de una vez en doce (12) meses después de haber hecho su elección, se aplicará un recargo de cincuenta por ciento (50 %) sobre el valor de la conexión correspondiente a la opción que haya escogido, como compensación por los costos de la transacción.

Artículo 80 En los casos de cambios de tarifa que no coincidan con el ciclo de facturación, la factura será calculada con la aplicación de la tarifa que corresponda al mes calendario de facturación. Se exceptúan los casos en que el cambio de tarifa implique cambio de medición (ejemplo, de BTB a BTH) y que por consiguiente no se cuente con toda la información necesaria para la facturación, por lo que la empresa facturará de forma fraccionada con la tarifa que corresponda respectivamente. Para estos casos, la demanda se facturará en proporción a la cantidad de días de consumo en cada una de las tarifas.

SECCIÓN IV.5.4 : FACTURACIÓN

Artículo 81 Facturación de Cargos Fijos: Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

Artículo 82 Facturación de Energía:

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por energía de su tarifa se aplicarán multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.
- b) A los Grandes Clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que hagan uso de la red de la distribuidora: los cargos por energía de su tarifa se aplicarán multiplicando el consumo medido en el punto de entrega del cliente en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. En estos casos, el tratamiento de la factura estimada se seguirá el procedimiento establecido en el Título V del RDC, denominado Régimen de Suministro.

Artículo 83 Facturación de Demanda: De acuerdo al Régimen Tarifario se podrán establecer tarifas con cargos por demanda a clientes con demandas mayores a quince (15) kW. A los clientes residenciales no se les aplicará tarifas con cargos por demanda, salvo que

los mismos opten por una a su conveniencia. Se consideran clientes residenciales aquellos que usan la energía eléctrica para su vivienda exclusivamente.

Demanda de Facturación para clientes: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta o máxima, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída mensual.

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.
- b) A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:
 - i. Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.

A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas de punta. La demanda máxima a facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.

- ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.

Artículo 84 Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos consecutivos de quince (15) minutos. (En dicho periodo de quince (15) minutos la demanda integrada es el valor promedio de la potencia calculada durante ese periodo de tiempo).

Artículo 85 A todos los Clientes Finales se les deberá tomar la lectura de su medidor eléctrico mensualmente, o sea 12 veces en un periodo de 365 días o 366 para los años bisiestos. Para cada uno de los meses del año, las empresas distribuidoras deberán programar sus cronogramas para que en términos generales se les facture la cantidad de días que tiene el mes a facturar, y que en aquellos casos que por razones fuera del control de las empresas no se pueda realizar de esta forma debe asegurarse que a ninguno de sus Clientes Finales se

les facture más de 32 días ni menos de 28 días, con excepción de aquellos clientes que se les haya instalado el medidor por primera vez.

El día de lectura, la persona encargada de leer el medidor dejará en la propiedad del cliente una constancia de la lectura con el detalle de la misma. En los casos en los que el cliente lo solicite esta información podrá ser enviada vía correo electrónico.

Iniciando con los días reales de facturación de la primera factura del año de los Clientes Finales, las distribuidoras deberán ajustar el calendario de lectura de aquellos clientes que hayan resultado con 32 días de facturación y con 28 días de facturación, de manera de cumplir la meta anual de 365 o 366 días de facturación.

Artículo 86 En el caso de que un cliente abra una cuenta nueva se facturará la demanda máxima desde el inicio de la cuenta hasta la fecha de facturación en proporción a los días transcurridos con respecto a los treinta (30) días y en caso del cierre de su cuenta o dé por terminado su contrato en un periodo intermedio de un mes, se facturará la demanda máxima en proporción a los días transcurridos desde la última facturación a la fecha de cierre de cuenta con respecto a los treinta (30) días mes.

Artículo 87 En aquellos casos en que existan plantas eléctricas de emergencia que abastezcan a más de un cliente y cuya generación en casos de pérdidas del suministro normal de electricidad, es registrada por los medidores de los clientes finales de la empresa distribuidora, el responsable de la planta de emergencia, podrá solicitar a su costo la instalación de un medidor que registre la energía entregada a dichos clientes finales.

La empresa distribuidora leerá mensualmente este medidor, junto con la lectura de los medidores de los clientes finales vinculados al mismo. Si como resultado de tal lectura se desprende que la planta de emergencia ha operado para abastecer a los clientes finales, se generará un saldo a favor del responsable de la planta de emergencia, el cual deberá ser acreditado por la empresa distribuidora, para lo cual se valorará la energía según el costo monómico medio vigente en el periodo de facturación.

La demanda registrada por los medidores de los clientes finales serán considerados siempre como suministrados por la empresa distribuidora.

En el Título V Régimen de Suministro se desarrolla el mecanismo para la medición y facturación de la energía suministrada por las plantas eléctricas de emergencia.

SECCIÓN IV.5.5 : FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE

Artículo 88 Cuando la Distribuidora descubra y compruebe que un cliente ha estado adquiriendo de las líneas de la Distribuidora, energía eléctrica en forma fraudulenta, de acuerdo a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, la Distribuidora cobrará al cliente el monto que resulte de acuerdo a lo estipulado en el Régimen de Suministro.

SECCIÓN IV.5.6 : DEPÓSITOS EN GARANTÍA, CARGOS DE CONEXIÓN, CARGOS POR RECONEXIÓN, CARGOS POR MOROSIDAD, RECARGOS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

Artículo 89 Cuando aplique la facturación de depósitos en garantía, cargos de conexión, reconexión y/o morosidad, la empresa distribuidora deberá seguir los lineamientos establecidos en el Régimen de Suministro.

Artículo 90 Se aplicará un recargo por bajo factor de potencia, para lo cual se debe considerar lo siguiente:

a) Los clientes finales, clientes regulados y Grandes Clientes, conectados a las redes de distribución, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por dichas redes un factor de potencia mayor o igual a 0.90 (-) en atraso.

b) El factor de potencia promedio mensual se calculará según los consumos de kVArh y kWh del período facturado mediante la siguiente fórmula:

$$F.P = \text{Cos} [\text{Tan}^{-1}(\text{kVArh} / \text{kWh})]$$

Donde:

F.P. = Factor de potencia mensual.

kVArh = Energía reactiva del período.

kWh = Energía real del período.

c) Para determinar que un cliente final está en una condición de bajo factor de potencia, el cliente final debe tener una medición que resulte en un bajo factor de potencia por un período consecutivo de tres (3) meses.

d) Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la empresa distribuidora deberá notificar mediante teléfono, correo electrónico, mensaje SMS, en comunicación anexo a la factura, mensajería instantánea a través de aplicaciones (por ejemplo, WhatsApp) y otras plataformas tecnológicas disponibles (canales o plataformas tecnológicas que la empresa distribuidora pueda poner a disposición de sus clientes) a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado formalmente al cliente final sobre su situación con respecto al factor de potencia y si se mantiene dicha condición, a partir de la facturación del cuarto (4) mes. Este recargo por bajo factor de potencia no podrá cobrarse retroactivamente y el mismo sólo se aplicará a aquellos clientes finales que tengan una tarifa que incluya un cargo por demanda.

e) A aquellos clientes finales que tengan un factor de potencia fuera de los límites, se le aplicará un recargo correspondiente a un 2% por cada 0.01 en que dicho factor de potencia baje de 0.90 (-) en atraso. Este recargo se aplica solamente a los componentes de comercialización y distribución de la facturación, facturados por consumo de energía en kWh

y demanda en kW de acuerdo a la tarifa vigente y no se aplica a ningún otro componente de la factura del cliente final.

CAPITULO IV.6 : ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO

SECCIÓN IV.6.1 : LINEAMIENTOS GENERALES

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

Artículo 92 En este Régimen Tarifario se desarrolla el cronograma del proceso de actualización semestral, requerimientos y formularios de presentación de información para las actualizaciones semestrales, tasas de interés a aplicar, metodología de repartición entre los grupos de clientes abastecidos por la distribuidora y los abastecidos por otros agentes del mercado, ajustes posteriores a la información suministrada como facturada o medida y la presentación de información correspondiente a la actualización tarifaria y la actualización parcial mensual.

Artículo 93 Los cargos tarifarios aprobados se ajustarán de acuerdo con las siguientes fórmulas de ajuste y definiciones generales:

a) Para efectos de identificar los períodos semestrales en las fórmulas de ajuste tarifario y en la información que debe suministrarse, debe considerarse lo siguiente:

p: Semestre en el cual se aplicará el nuevo cargo tarifario

p-1: Semestre en el cual se hace la solicitud de actualización tarifaria.

p-2: Semestre anterior al Semestre en el que se solicita la actualización tarifaria.

p-3: Semestre anterior al Semestre p-2.

b) Los cargos tarifarios que se ajustan por las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), utilizan en sus fórmulas de ajuste de acuerdo a como corresponda, los términos definidos como sigue:

XC: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por la ASEP, que representa la porción de costos de comercialización que no se ajustan por IPC.

XUS: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por la ASEP que representa la porción de costos asociada a la capacidad de distribución que no se ajustan por IPC.

XAP: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por la ASEP que representa la porción de costos asociada al servicio de alumbrado público que no se ajusta por IPC.

IPC: Valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre, según las publicaciones de la Contraloría General de la República.

c) Los cargos tarifarios que se ajustan por las variaciones de costos y ventas tienen las definiciones de los términos que se utilizan en los propios numerales que desarrollan sus fórmulas de ajuste.

d) Las categorías tarifarias son las definidas en la estructura tarifaria para cada clase de clientes.

SECCIÓN IV.6.2 : METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN

Artículo 94 Los cargos tarifarios de comercialización ($CCOMF_i$ y $CCOMV_i$) en cada categoría tarifaria (i) se ajustarán por las siguientes expresiones:

a) Cargo de Comercialización Fijo

$$CCOMF_{p,i} = CCOMF_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left[(1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CCOMF_{p,i}$: valor del cargo de comercialización fijo en el semestre p para la categoría i.

$CCOMF_{p-1,i}$: valor del cargo de comercialización fijo en el semestre p-1 para la categoría i.

IPC_{p-2} : valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre p-2.

IPC_{p-3} : valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre p-3.

b) Cargo de Comercialización Variable

$$CCOMV_{p,i} = CCOMV_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left[(1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CCOMV_{p,i}$: valor del cargo de comercialización variable del semestre p para la categoría i.

$CCOMV_{p-1,i}$: valor del cargo de comercialización variable del semestre p-1 para la categoría i.

SECCIÓN IV.6.3 : METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 95 Los cargos tarifarios de redes de distribución se ajustarán de acuerdo a los siguientes principios:

a) Ajuste de los cargos tarifarios de distribución:

Los cargos tarifarios de redes de distribución ($CD_{i,j}$) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CD_{p,i,j} = CD_{p-1,i,j} \times \left\{ XUS + \left[(1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CD_{p,i,j}$: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

$CD_{p-1,i,j}$: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p-1 para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

Nota: En el caso de que en la categoría tarifaria se utilicen los dos cargos uno en kW y otro en kWh, se actualizarán con el mismo factor de ajuste.

b) Ajuste de los cargos tarifarios de conexión:

Los cargos tarifarios por costo de conexión (CX_i) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CX_{p,i} = CX_{p-1,i} \times \left\{ XUS + \left[(1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CX_{p,i}$: Cargo tarifario por costo de conexión del semestre p para la categoría i;

$CX_{p-1,i}$: Cargo tarifario por costo de conexión del semestre p-1 para la categoría i

c) Ajuste de los cargos tarifarios de reconexión:

Los cargos tarifarios por costo de reconexión (CRX_i) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CRX_{p,i} = CRX_{p-1,i} \times \left\{ XUS + \left[(1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CRX_{p,i}$: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p para la categoría i;

$CRX_{p-1,i}$: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p-1 para la categoría i

SECCIÓN IV.6.4: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 96 Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público:

El cargo tarifario por el servicio de alumbrado público se ajustará por la siguiente expresión:

$$CSERAP_{p,i} = CSERAP_{p-1,i} \times \left\{ XAP + \left[(1 - XAP) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CSERAP_{p,i}$: Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público del semestre p para la categoría i;

$CSERAP_{p-1,i}$: Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público del semestre p-1 para la categoría i;

Artículo 97 Cargo tarifario por consumo del alumbrado público

El cargo tarifario que corresponde al consumo del alumbrado público será ajustado cada seis (6) meses. Para efectuar este cálculo se tendrán en cuenta dos términos. El primero de ellos, con una denominación *BASE*, siempre corresponde con los costos de generación de energía en horas fuera de punta estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Este cargo podrá calcularse mediante las siguientes expresiones:

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

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

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

$CCONAP_{p,i}$: Cargo tarifario por consumo de alumbrado público en el semestre p para la categoría i.

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

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

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

Los factores de ajuste se desarrollarán en el artículo 106.

SECCIÓN IV.6.5 : METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN

Artículo 98 Para efectuar el cálculo de actualización de los correspondientes cargos, tanto de pérdidas de energía de distribución como de potencia, se tendrán en cuenta dos términos. El primero de ellos, con una denominación Base, corresponde con los costos de abastecimiento estimados para el semestre p y sus actualizaciones. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en estos cargos, por las diferencias entre los costos reales de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. El cálculo de estos cargos se explica en los numerales siguientes.

Artículo 99 Pérdidas de energía en distribución:

Las componentes de los cargos tarifarios correspondientes a las pérdidas de energía estándar en distribución que representan la variación pura del cargo (BASE) y las correcciones, serán ajustados cada seis (6) meses mediante las expresiones que se detallan seguidamente y utilizando los índices $GMTM_p^{CR-BASE}$ y $GMTM_p^{CR-Correcc}$.

a) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i) En Punta:

$$C\text{PERDE}_{p,i}^P = C\text{PERDE}_{p,i}^{P-BASE} + C\text{PERDE}_{p,i}^{P-Correcc}$$

$$C\text{PERDE}_{p,i}^{P-BASE} = C\text{PERDE}_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-BASE}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$C\text{PERDE}_{p,i}^{P-Correcc} = C\text{PERDE}_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-Correcc}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$C\text{PERDE}_{p,i}^P$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$C\text{PERDE}_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$C\text{PERDE}_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) del semestre p-1.

$C\text{PERDE}_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por

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

(ii) Fuera de Punta:

$$C\text{PERDE}_{p,i}^{FP} = C\text{PERDE}_{p,i}^{FP-BASE} + C\text{PERDE}_{p,i}^{FP-Correcc}$$

$$C\text{PERDE}_{p,i}^{FP-BASE} = C\text{PERDE}_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-BASE}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$C\text{PERDE}_{p,i}^{FP-Correcc} = C\text{PERDE}_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-Correcc}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$C\text{PERDE}_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$C\text{PERDE}_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera de Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre p.

$C\text{PERDE}_{p-1,i}^{FP-BASE}$: Cargo por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera de Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre p-1.

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

b) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$C\text{PERDE}_{p,i} = C\text{PERDE}_{p,i}^{BASE} + C\text{PERDE}_{p,i}^{Correcc}$$

$$C\text{PERDE}_{p,i}^{BASE} = C\text{PERDE}_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-BASE}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$C\text{PERDE}_{p,i}^{Correcc} = C\text{PERDE}_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-Correcc}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$C\text{PERDE}_{p,i}$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria para el semestre p.

$CPERDE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria en el semestre p.

$CPERDE_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria en el semestre p-1.

$CPERDE_{p,i}^{Correc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de abastecimiento reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i sin discriminación horaria.

$GMTM_p^{CR-BASE}$, $GMTM_p^{CR-Correc}$ y $GMT_{p-1}^{CR-BASE}$ son definidos en el artículo 107.

Artículo 100 Pérdidas de potencia

El cargo tarifario que corresponde a las pérdidas de potencia estándar en distribución será ajustado cada seis (6) meses por los índices $GMTM_p^{CR-BASE}$ y $GMTM_p^{CR-Correc}$ de acuerdo a las siguientes expresiones:

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

$$CPERDP_{p,i}^{BASE} = CPERDP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-BASE}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDP_{p,i}^{Correc} = CPERDP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-Correc}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDP_{p,i}$: Cargo Tarifario por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i para el semestre p.

$CPERDP_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre p.

$CPERDP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre p-1, teniendo en cuenta los valores puros (BASE), sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

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

SECCIÓN IV.6.6 : METODOLOGIA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO

Artículo 101 Para determinar los ingresos estimados o reales se aplicarán los cargos tarifarios por las ventas ya sea de demanda máxima, demanda en punta, ventas de energía totales o ventas de energía discriminadas en punta y fuera de punta, de acuerdo a los que les correspondan en cada caso.

Artículo 102 Para efectos de calcular la tasa de interés (r) a aplicar en caso de excedentes o déficit de acuerdo a las fórmulas de ajuste tarifario, se seguirá lo establecido en este Régimen Tarifario, donde r es el valor numérico expresado en centésimos.

Artículo 103 Debe tenerse en consideración que se produce un excedente, cuando el valor "real" es menor al valor permitido a recuperar, y un déficit, cuando el valor "real" es mayor que el valor permitido a recuperar.

Artículo 104 Para la determinación de las ventas totales semestrales de energía incluyendo el alumbrado público, se considerarán las ventas efectuadas para todo el semestre correspondientes a cada categoría tarifaria más una estimación del consumo real del alumbrado público. Para dicha estimación se tendrá en cuenta el consumo neto mensual de energía por cada tipo de luminaria y se efectuará la suma para todos los meses del semestre considerado. El consumo neto mensual de cada tipo de luminaria se determinará mediante el correspondiente consumo promedio previsto para el mes multiplicado por la cantidad estimada de luminarias de cada tipo, que realmente se encuentran en operación en dicho mes. Para definir la cantidad neta de luminarias en operación por mes y tipo se considerarán las existentes al inicio del mismo más las instaladas menos las retiradas en el período. La cantidad así resultante se disminuirá por la cantidad de energía no consumida por el alumbrado público, por estar las luminarias apagadas de noche. Las empresas distribuidoras deberán calcular semestralmente la energía no consumida por las luminarias defectuosas apagadas de noche, de acuerdo con los tiempos en que las mismas fueron reportadas y luego reparadas, según la información que reposa en el Registro de Reportes del alumbrado público de la empresa, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo VIII.15: Ajuste Semestral de la Energía No Consumida por las Luminarias Defectuosas Apagadas de Noche del Título VIII de este RDC.

Artículo 105 Cargos tarifarios de transmisión:

a) Cargo fijo de transmisión

El cargo tarifario de transmisión CPT_i para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados anteriormente. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de transmisión estimados para el semestre p . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre $p-2$ y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y

los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

El cargo tarifario de transmisión a aplicar durante el semestre p se calculará como:

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

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

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

$CPT_{p,i}^{Correcc}$ ó $CPT_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos referenciados al semestre p-2.

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

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

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

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

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

Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo monómico de transmisión ($Monómico_{T_p}$), que resulta de dividir el costo de transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (en contrato más mercado ocasional) más la energía asignada por el CND a los Grandes Clientes en el semestre p, por los kWh vendidos más el consumo de alumbrado público (VE_p) y el consumo de los Grandes Clientes, así:

$$TM_{p,i}^{CR-BASE} = VE_p \times Monómico_{T_p}$$

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

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

$T_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de transmisión aplicados a las ventas a los clientes conectados a la empresa distribuidora, en el semestre p. Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por transmisión para cada clase de cliente i, que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes por categoría tarifaria del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

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

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

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

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

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

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

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

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

TR_{p-2} Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados al semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

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

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

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

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

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

$$CTR_{p-2} = VR_{p-2} \times Monómico_{T_{p-2}}$$

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

TR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

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

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

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

b) Cargo por pérdidas de transmisión

El cargo tarifario por pérdidas en transmisión $CPET_i$ para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados en el cálculo anterior. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de las pérdidas de energía en transmisión estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

El cargo tarifario de pérdidas en transmisión a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i, teniendo en cuenta tanto la variación de costos respecto de los ingresos previstos, así como también la compensación de desviaciones que pudieran haberse producido en el semestre p-2, se calculará como:

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

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

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

$CPET_{p,i}^{Correc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos referenciados al semestre p-2, para cada categoría tarifaria i.

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

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

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

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

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

$$PTM_{p,i}^{CR-BASE} = VE_p \times promedio_PT_p$$

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

$PT_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de pérdidas de energía en transmisión, aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p. Esto corresponde a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PT_{p-1}^{CR-BASE} = [SUM_i(CPET_{p-1}^{BASE} \times VE_{p,i})]$$

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

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

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

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

$$PTR_{p-2} = CPTR_{p-2} - [SUM_i(CPET_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i})] + PTR_{p-4}$$

PTR_{p-2} Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en el semestre p-2 entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

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

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

$$CPTR_{p-2} = VR_{p-2} \times promedio_PT_{p-2}$$

PTR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en el semestre p-2 por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales). Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PTR_{p-4} = [SUM_i(CPET_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i})] - [SUM_i(CPET_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i})]$$

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

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

El cargo tarifario por potencia de generación será el que establezca la ASEP para el periodo tarifario. Solo se revisará en cada nuevo periodo tarifario de acuerdo a lo que establezca la ASEP. Esto es tanto el cargo por potencia de los Grandes Clientes que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad, como el cargo por potencia que se defina para el resto de los clientes.

$CPOTGEN_{p,i}$ o $CPOTGENGC_{p,i}$ o $CPOTGENE_{p,i}$: Cargo tarifario por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p. Este cargo corresponde al aprobado en la estructura tarifaria para el periodo tarifario correspondiente.

Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN_i$ será un cargo aplicado en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_i$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_i$. En el caso de las tarifas monómicas simples el cargo energizado en kWh será identificado también como $CPOTGENE_i$.

b) Cargo por Energía de Generación

Para calcular la actualización de los cargos por energía de generación se tendrán en cuenta los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación *BASE*, corresponde a los costos de generación estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$GM_p^{CR-BASE}$: Porción de los costos de generación permitidos a trasladar a los cargos por energía de las tarifas. Para determinar este valor cada semestre al costo de generación total ($CG_p^{CR-BASE}$) se descuenta el costo de generación extraordinario ($CGE_p^{CR-BASE}$) y el ingreso (IPG_p) que producen los cargos por potencia de generación y las ventas estimadas del semestre correspondiente.

El costo de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado del costo de generación asignado a energía para atender a clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$GM_p^{CR-BASE} = Precio\ Promedio_GP_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado de generación permitido ($Precio\ Promedio_GP_p$) a asignar en cargos por energía, resulta de la división de los costos de generación pronosticados ($CG_p^{CR-BASE}$), menos el costo de generación extraordinario ($CGE_p^{CR-BASE}$) y el ingreso (IPG_p) que producen los cargos por potencia de generación considerando las ventas estimadas del semestre correspondiente, entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional), la de generación propia ingresada y la energía total inyectada a su red por los clientes en el semestre p, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente (incluyendo la pérdida de energía en distribución asociada a los Grandes Clientes).

$$Precio\ Promedio_GP_p = \frac{(CG_p^{CR-BASE} - CGE_p^{CR-BASE} - IPG_p)}{Energía\ Comprada_p}$$

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

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

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

1. Costos de compra de potencia:
 - (1.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Para determinar este costo se considera lo siguiente: Los costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio

de la potencia establecida en los contratos. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 kW que se instalen por calidad del servicio eléctrico. Los costos por reserva de largo plazo corresponden a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP

- (1.2) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (1.3) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
2. Costos por compra de energía:
- (2.1) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos. Se incluyen los costos de compra de energía contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP asociada a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 kW que se instalen por calidad del servicio eléctrico
 - (2.2) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (2.3) La energía asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.

- (2.4) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016. Para la verificación de este punto, la empresa distribuidora deberá presentar el detalle de consumo e inyecciones de los clientes, así como el cálculo de los costos, considerando:
- (i) La energía inyectada hasta el 25% se reconoce al valor del costo promedio semestral de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, en el semestre que se acumulan los excedentes, según lo dispuesto en el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.
 - (ii) La energía inyectada superior al 25% no se considerará como costo de compra de contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora.
3. Costos del Mercado:
- (3.1) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (3.2) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.
 - (3.3) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
 - (3.4) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.

IPG_p : Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia aplicando el cargo tarifario por potencia de generación para cada categoría tarifaria, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$IPG_p = \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p,i} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p,i} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ \text{SUM}_i (CPOTGENE_{p,i} \times VE_{p,i}) \end{array} \right]$$

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

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

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

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p.

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

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_{i \in \text{MDHORARIA}} (CENEGEN_{p-1}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P + CENEGEN_{p-1}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP}) + \text{SUM}_{i \in \text{MDNOHORARIA}} (CENEGEN_{p-1}^{BASE} \times VE_{p,i}) + \text{SUM}_i (CCONAP_{p-1}^{BASE} \times VE_{p,i}) \right]$$

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

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

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

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

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

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

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p . La venta pronosticada a utilizar para aplicar al cargo por consumo de alumbrado público incluye la energía de los Grandes Clientes.

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

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

$GM_p^{CR-Correc}$ Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “ r ”. Para el cálculo de este elemento no se toman en cuenta los costos de generación extraordinarios. Este valor resultará de la siguiente expresión:

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

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

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

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

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\sum_{i \in \text{MDHORARIA}} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + \sum_{i \in \text{MDNOHORARIA}} (CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + \sum_i (CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + \sum_i (VarxComb_i \times VR_{p-2,i}) \right] + GPR_{p-4}$$

GR_{p-2} Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales (asignados a la energía) y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado,

ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

CGR_{p-2}^C : Los costos de generación permitidos reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre descontando del costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) el costo de generación extraordinario (CE_{p-2}^C) y el ingreso (IPG_{p-2}) que producen los cargos por potencia y las ventas estimadas del semestre correspondiente.

El costo de generación permitido real (CGR_{p-2}^C) se calcula utilizando el precio promedio ponderado del costo de generación real asignado a energía, para atender a clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$CGR_{p-2}^C = \text{Precio Promedio_GR}_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado de generación real ($\text{Precio Promedio_GR}_{p-2}$) a asignar en cargos por energía, resulta de la división de los costos de generación reales asignados a energía ($CGR_{p-2}^{CR-BASE}$) menos el costo de generación extraordinario (CE_{p-2}^C) y el ingreso (IPG_{p-2}) que producen los cargos por potencia de generación considerando las ventas del semestre correspondiente, entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional), la de generación propia ingresada y la energía total inyectada a su red por los clientes en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente (incluyendo la pérdida de energía en distribución asociada a los Grandes Clientes).

$$\text{Precio Promedio_GR}_{p-2} = \frac{(CGR_{p-2}^{CR-BASE} - CE_{p-2}^C - IPG_{p-2})}{\text{Energía Comprada}_{p-2}}$$

IPG_{p-2} : Ingresos reales producidos por los cargos tarifarios por potencia de generación para cada categoría tarifaria, calculado a partir de las ventas reales del semestre p-2. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$IPG_{p-2} = \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-2,i} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + \\ \text{SUM}_i (CPOTGENE_{p-2,i} \times VR_{p-2,i}) \end{array} \right]$$

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

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

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

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

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

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

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

$VR_{p-2,i}$: Ventas Reales de energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición horaria durante el semestre p-2. Las ventas reales a utilizar para aplicar al cargo por consumo de alumbrado público incluyen la energía de los Grandes Clientes.

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

$$GPR_{p-4} = \left[\sum_{i \in \text{VMDHORARIA}} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP}) + \sum_{i \in \text{VMDNOHORARIA}} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) + \sum_i (CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \right] - \left[\sum_{i \in \text{VMDHORARIA}} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + \sum_{i \in \text{VMDNOHORARIA}} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) + \sum_i (CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \right]$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) Cargo de Generación Extraordinario

Para calcular la actualización de los cargos de generación extraordinarios se tendrán en cuenta los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, corresponde a los costos estimados para el semestre p . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre $p-2$ y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre $p-2$. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

El cargo tarifario de generación extraordinario, para cada categoría tarifaria i , se calculará como:

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

$CENEGENEX_{p,i}$: Cargo tarifario de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i , calculado para el semestre p .

$CENEGENEX_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i , calculado para el semestre p .

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

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

$$CENEGENEX_{p,i}^{BASE} = CENEGENEX_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{CGE_{p,i}^{CR-BASE}}{GE_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
3. Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
4. Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

$GE_{p-1,i}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación extraordinarios en el semestre p , calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre $p-1$.

$$GE_{p-1,i}^{CR-BASE} = \text{SUM}_i (CENEGENEX_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i})$$

$CENEGENEX_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i , calculado para el semestre $p-1$.

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p .

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

$$CENEGENEX_{p,i}^{Correc} = CENEGENEX_{p-1,i}^{Base} \times \left(\frac{CGE_{p,i}^{CR-Correc}}{GE_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CGE_{p,i}^{CR-Correc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “ r ”. Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$CGE_p^{CR-Correc} = (CE_{p-2}) \times (1 + r)$$

CE_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación extraordinarios reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre $p-2$.

$$CE_{p-2} = CE_{p-2}^C - [SUM_i(CENEGENEX_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i})] + CEP_{p-4}$$

CE_{p-2}^C : Costos de generación extraordinarios reales del semestre $p-2$, a trasladar a tarifas.

$CENEGENEX_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i , calculado para el semestre $p-2$.

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

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

$$CEP_{p-4} = [SUM_i(CENEGENEX_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i})] - [SUM_i(CENEGENEX_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i})]$$

$CENEGENEX_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correcc* de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i , calculado para el semestre $p-2$.

Artículo 107 Costo total del mercado mayorista:

Para calcular la actualización del valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente ($GMTM_p^{CR}$), con la finalidad de cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista, sin incorporar los costos de generación extraordinarios) y los costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) pronosticados para el semestre p, se tendrán en cuenta los correspondientes valores BASE y las correcciones necesarias para compensar las desviaciones producidas en el semestre p-2, así:

$$GMTM_p^{CR} = GMTM_p^{CR-BASE} + GMTM_p^{CR-Correc}$$

El cálculo de los valores BASE, se efectúa mediante la siguiente expresión:

$$GMTM_p^{CR-BASE} = GM_p^{CR-BASE} + TM_p^{CR-BASE} + PTM_p^{CR-BASE}$$

$GMTM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista, sin incorporar los costos de generación extraordinarios) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) pronosticados en el semestre p.

El cálculo de la corrección necesaria para compensar los apartamientos producidos en el semestre p-2 se calcula de la siguiente manera:

$$GMTM_p^{CR-Correc} = GM_p^{CR-Correc} + TM_p^{CR-Correc} + PTM_p^{CR-Correc}$$

$GMTM_p^{CR-Correc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión), y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria. Esta corrección no incluye lo correspondiente a los costos de generación extraordinarios.

Los ingresos reales de generación a utilizar, son los que no incluyen los ingresos producto de los cargos por variación de combustible.

El cálculo de la actualización del valor que se recuperaría con los cargos de p-1 correspondientes a los costos BASE de generación, costos del sistema de transporte y pérdidas de transmisión ($GMT_{p-1}^{CR-BASE}$), aplicados a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el semestre p, se efectúa de acuerdo a la siguiente expresión:

$$GMT_{p-1}^{CR-BASE} = G_{p-1}^{CR-BASE} + T_{p-1}^{CR-BASE} + PT_{p-1}^{CR-BASE}$$

SECCIÓN IV.6.7: PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS

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

SECCIÓN IV.6.8: CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL

Artículo 109 Presentación de la actualización tarifaria ante la Autoridad:

Las empresas presentarán los componentes y cargos propuestas y la información sustentadora de la actualización tarifaria a la ASEP, por lo menos sesenta (60) días calendario antes de la fecha de entrada en vigencia.

Artículo 110 Período de revisión y aprobación por parte de la ASEP:

A partir del recibo de la información la ASEP tendrá hasta treinta (30) días calendario, para revisar la información y solicitar información adicional si lo requiere. Cuando solicite información adicional se indicará el plazo para su presentación. Los cargos donde la ASEP no haya manifestado alguna objeción pasado el periodo de treinta (30) días indicado se darán por aprobados, por lo que la empresa los pondrá en vigencia en la fecha correspondiente.

En caso de objeción, la ASEP notificará sus observaciones a fin de que la empresa haga los ajustes correspondientes y notifique a la ASEP su corrección a más tardar en los siguientes quince (15) días calendario.

En caso de mantenerse alguna discrepancia en alguno de los componentes de los cargos respecto de la actualización tarifaria, se mantendrá la propuesta formulada por la ASEP hasta tanto sea resuelta la controversia; toda controversia se resolverá por resolución. En caso de que la controversia sea resuelta en forma favorable a la empresa distribuidora, la modificación que corresponda se hará con efecto retroactivo a la fecha en que debió ser la actualización. Esto significa que se estimarán los ingresos recibidos de más o los ingresos no percibidos, dependiendo del caso y se considerarán en el ajuste para efectos del establecimiento del cargo respectivo.

Artículo 111 Divulgación de los cargos tarifarios para el semestre siguiente:

Las empresas deberán publicar todos los componentes y cargos tarifarios con una anticipación mínima de sesenta (60) días calendario antes de la entrada en vigencia de los mismos. Para esta primera publicación no se requiere la aprobación de la ASEP.

Los cargos donde la ASEP no haya manifestado alguna objeción pasado un periodo de treinta (30) días, se darán por aprobados, por lo que la empresa los pondrá en vigencia en la fecha correspondiente sin necesidad de publicarlos nuevamente.

En el caso de objeciones planteadas por la ASEP ante alguna empresa y habiendo transcurrido el tiempo requerido para la corrección de las mismas o solución de las eventuales

controversias, la empresa afectada deberá efectuar una segunda publicación con los nuevos cargos aprobados por la ASEP, a más tardar cinco (5) días calendario después de la entrada en vigencia de los mismos.

Artículo 112 Requerimientos y formularios de presentación de información para las actualizaciones semestrales:

La información necesaria para poder llevar a cabo las actualizaciones semestrales será solicitada por la ASEP y deberá ser entregada por la empresa distribuidora en los tiempos y formas de presentación que la ASEP establezca.

La ASEP entregará un modelo de formularios para la presentación completa de información requerida. Estos formularios podrán ser revisados periódicamente, con una anticipación de tres (3) meses a la fecha de actualización tarifaria sin necesidad de una audiencia pública.

No obstante, durante el proceso de revisión en la actualización tarifaria, la ASEP podrá solicitar a las empresas información adicional o explicaciones específicas al respecto, si lo considera necesario.

Artículo 113 Tasa de interés a aplicar:

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

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

En el caso de excedentes a favor de los clientes, que tengan una redistribución distinta de los meses a devolver el cargo variable por combustible (CVC) cuando por situaciones de decrementos de costos significativos así lo amerite, según lo dispuesto en el artículo 128 de este Régimen Tarifario, a partir de enero de 2016, en las fórmulas correspondientes se aplicará el promedio de las tasas de interés anual sobre depósitos a plazo fijo a seis (6) meses, de acuerdo a la información oficial producida por la Superintendencia de Bancos de Panamá. El promedio corresponderá al promedio de los meses en que se redistribuya la devolución.

SECCIÓN IV.6.9 : REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CADA NODO O PUNTO DE ENTREGA.

Artículo 114 Para la determinación de los costos permitidos de generación, los costos que surgen de la administración del Mercado Mayorista y las pérdidas de transmisión a traspasar a la tarifa, se requiere realizar la repartición de la energía medida en cada nodo o punto de entrega a las distribuidoras entre los grupos de clientes acogidos a tarifas reguladas y los grandes clientes que compran a precios acordados libremente. Esta repartición se hará con base en una estimación de acuerdo a lo siguiente:

Se cuantificará para cada uno de los grandes clientes que compran a precios acordados libremente conectados a las líneas de distribución eléctrica que se sirven de ese nodo o punto de recibo, su consumo de energía equivalente en *MWh* a partir del consumo registrado en el medidor de energía eléctrica (*MWh_{GCI}*) instalado en el punto de entrega a grandes clientes que compran a precios acordados libremente. El consumo equivalente del gran cliente, acogido a precios acordados libremente, en el nodo o punto de recibo de la empresa distribuidora (*MWh_{E_{GCI}}*) se estimará considerando el estimado de pérdidas entre el punto de entrega a grandes clientes que compran a precios acordados libremente y el nodo donde la distribuidora recibe la energía.

Artículo 115 Por simplificación esta pérdida se considerará igual al porcentaje de pérdidas estándar aprobado por la ASEP para el período tarifario.

Artículo 116 Para efectos de determinar la segregación de estas pérdidas de energía en distribución, por nivel de tensión se utilizará la proporción considerada en el diseño de la tarifa vigente.

Artículo 117 En cada hora la energía equivalente del gran cliente *i* que compra a precio acordado libremente en el nodo o punto de recibo de la empresa distribuidora (*MWh_{E_{GCI}}*) será calculada en la siguiente forma:

$$MWhE_{GCI} = \frac{MWh_{GCI}}{1 - PET\%}, \text{ donde}$$

MWh_{GCI} = Energía medida en el punto de recibo de cada gran cliente que compra a precios acordados libremente.

El *PET%* utilizado será el valor ajustado según lo indicado en este Régimen Tarifario y de acuerdo al nivel de tensión al que está conectado el gran cliente, expresándolo en la fórmula anterior por unidad.

Artículo 118 En cada hora el total de la energía equivalente de todos los grandes clientes que compran a precios acordados libremente se restará de la energía medida total recibida en cada nodo o punto de recibo de la distribuidora; el valor así obtenido se considerará que corresponde a la energía de los clientes acogidos a tarifas reguladas (*MWh_{CRnodo}*), siendo así:

$$MWh_{CRnodo} = MWh_{Dnodo} - \sum_{i=1}^n MWhE_{GCI}$$

MWh_{CRnodo} = corresponde a la energía de los clientes acogidos a tarifas reguladas conectados al nodo en cada hora.

MWh_{Dnodo} = es la energía medida total en el nodo de la distribuidora en cada hora.

$MWhE_{GCI}$ = la energía equivalente de cada gran cliente que compra a precio acordado libremente en el nodo o punto de recibo de la empresa distribuidora en cada hora.

Artículo 119 Para la determinación de los costos permitidos de generación, transmisión, y los costos que surgen de la administración del Mercado Mayorista a traspasar a la tarifa se requiere realizar la repartición de la potencia medida en cada nodo o punto de entrega a las distribuidoras entre los grupos de clientes acogidos a tarifas reguladas y los grandes clientes que compran a precios acordados libremente. Esta repartición se realizará de la siguiente manera:

Para cada subperíodo j en que se divida cada hora se calculará la potencia equivalente del grupo de clientes acogidos a las tarifas reguladas con base en la siguiente expresión:

$$MWE_{CRnoda,j} = MW_{Dnoda,j} - \sum_{i=1}^n \frac{MW_{GCI,j}}{[1 - PPT\%]}$$

$MWE_{CRnoda,j}$ =Potencia equivalente del grupo de clientes acogidos a las tarifas reguladas conectados al nodo en el subperíodo j.

$MW_{Dnoda,j}$ = Potencia medida en el nodo de la distribuidora

$MW_{GCI,j}$ = Potencia medida en el punto de recibo de cada gran cliente que ha acordado comprar libremente.

El $PPT\%$ utilizado será el valor ajustado según lo indicado en este Régimen Tarifario y de acuerdo al nivel de tensión al que está conectado el gran cliente, expresándolo en la fórmula anterior en por unidad.

Artículo 120 En cada hora, para la determinación de las compras de energía de la distribuidora el Centro Nacional de Despacho deberá restar de la energía medida en el nodo en que la distribuidora retira del sistema interconectado nacional la sumatoria de la energía medida en cada uno de los medidores de los grandes clientes que compran libremente y que se abastecen de dicho nodo.

Artículo 121 Para la determinación del resto de los componentes de la facturación de costos del mercado mayorista que utilizan la energía como medida de referencia (servicios

auxiliares, generación obligada, etc.) y las de pérdidas en transmisión, el CND los calculará utilizando la energía equivalente MWh_{EGCi} de cada gran cliente, lo que le corresponde a la distribuidora (MWh_{CRmodo}) y lo que establecen las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad vigentes.

Artículo 122 Para la determinación del resto de los componentes de la facturación del mercado mayorista que utilizan la potencia como medida de referencia, el CND utilizará la potencia medida de cada gran cliente en su punto de recibo; lo que le corresponde a la distribuidora será el resultado de deducir la potencia medida de los grandes clientes que se abastecen del nodo bajo análisis. Con base en esta separación se aplicará lo que establecen las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad vigentes.

SECCIÓN IV.6.10 : AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA

Artículo 123 Cuando existan ajustes posteriores a información que haya sido suministrada como facturada o medida de los semestres p-1 y p-2, la diferencia entre el valor suministrado como facturado o medido en semestres anteriores y el valor ajustado se debe considerar como parte de la información que se presenta como p-2 con la debida identificación y sustentación.

SECCIÓN IV.6.11 : PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

Artículo 124 Las empresas distribuidoras deberán presentar los cargos propuestos en los distintos componentes de la tarifa acompañados de la Información sustentadora, que contiene la segregación de los costos correspondientes y los cálculos pertinentes de acuerdo a la metodología establecida. La información sustentadora deberá ser presentada por escrito y en soporte magnético o digital.

SECCIÓN IV.6.12 : ACTUALIZACIÓN PARCIAL MENSUAL

Artículo 125 Se establece un cargo adicional denominado “Variación por Combustible”, el cual se determina calculando las variaciones de costo y energía comprada con respecto a la estimada en los contratos térmicos y en el mercado ocasional y su efecto en la actualización vigente en los siguientes cargos tarifarios:

- (i) Por potencia de generación CPOTGEN^P
- (ii) Por energía de generación en punta CENEGEN^P
- (iii) Por energía en generación fuera de punta CENEGEN^{FP}
- (iv) Por energía en generación CENEGEN
- (v) Por consumo de energía del alumbrado público CCONAP

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

- (i) En julio y agosto se actualizan los costos de mayo.
- (ii) En agosto y septiembre se actualizan los costos de junio.

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

Artículo 127 Las variables que se utilizarán para calcular la actualización parcial mensual serán los siguientes:

$$\begin{aligned}
 & GP_{p\text{-res tan te}^n \text{ con AMP}_m}^{CR\text{-BASE}} \\
 & GP_{m-1}^{CR\text{-BASE}} \\
 & GFP_{p\text{-res tan te}^n \text{ con AMFP}_m}^{CR\text{-BASE}} \\
 & GFP_{m-1}^{CR\text{-BASE}}
 \end{aligned}$$

Artículo 128 La actualización parcial mensual seguirá los siguientes principios:

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

Artículo 129 El efecto de las variaciones de costos en los cargos tarifarios $CPOTGEN^P$, $CENEGEN^P$, $CENEGEN^{FP}$, $CENEGEN$ y $CCONAP$ para cada categoría tarifaria i , se calculará bajo los siguientes criterios y mediante las siguientes expresiones:

a) **La actualización parcial mensual para los cargos $CPOTGEN^P$ será:**

$$\begin{aligned}
 CPOTGEN_{m,i}^P &= CPOTGEN_{m,i}^{P\text{-BASE}} + CPOTGEN_{m,i}^{P\text{-Correc}} \\
 CPOTGEN_{m,i}^{P\text{-BASE}} &= CPOTGEN_{m-1,i}^{P\text{-BASE}} \times \left(\frac{G_{p\text{-res tan te}^n \text{ con AMP}_m}^{CR\text{-BASE}}}{G_{m-1}^{CR\text{-BASE}}} \right)
 \end{aligned}$$

b) **La actualización parcial mensual para los cargos $CENEGEN^P$, $CENEGEN^{FP}$ y $CENEGEN$ serán:**

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

$$\begin{aligned}
 CENEGEN_{m,i}^P &= CENEGEN_{m,i}^{P\text{-BASE}} + CENEGEN_{m,i}^{P\text{-Correc}} \\
 CENEGEN_{m,i}^{P\text{-BASE}} &= CENEGEN_{m-1,i}^{P\text{-BASE}} \times \left(\frac{G_{p\text{-res tan te}^n \text{ con AMP}_m}^{CR\text{-BASE}}}{G_{m-1}^{CR\text{-BASE}}} \right)
 \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

c) **La actualización parcial mensual para los cargos CCONAP será:**

$$CCONAP_{m,i} = CCONAP_{m,i}^{BASE} + CCONAP_{m,i}^{Correcc}$$

$$CCONAP_{m,i}^{BASE} = CCONAP_{m-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{G_{m-1}^{CR-BASE}}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Donde:

m: es el mes donde se aplicará la actualización parcial mensual.

“p-restante”: son los dos meses que siguen al inicio de la aplicación del cargo calculado, incluyendo el primer mes en que se aplica el mismo.

$G_{m-1}^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante” con Ajuste Mensual (de m-2) calculado a partir de las estimaciones de compras y la actualización parcial de costos, es decir, es el valor permitido a recuperar en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

$G_{m-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación para el mes m, calculado a partir de las estimaciones de ventas en el período “p-restante” y los cargos BASE de m-1 ($COTGEN^{P-BASE}$, $COTGENE^{P-BASE}$, $CENEGEN^{P-BASE}$, $CENEGEN^{BASE}$ y $CCONAP^{BASE}$) para cada clase de clientes i.

Para los meses de enero y julio, es decir, en cada mes que inicia un periodo semestral corresponde al cargo BASE original del periodo respectivo.

El componente $G_{"p\text{-restante"}conAMP_m}^{CR-BASE}$ del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar el costo permitido en el Régimen Tarifario vigente y de acuerdo a las siguientes expresiones:

- Para los meses de enero y julio, en, en cada mes que inicia un periodo semestral:

$$G_{"p\text{-restante"}conAMP_m}^{CR-BASE} = G_{"p\text{-restante"}original_m}^{CR-BASE} + AMP_m$$

- Para los restantes meses:

$$G_{"p\text{-restante"}conAMP_m}^{CR-BASE} = G_{"p\text{-restante"}conAMP_{m-1}}^{CR-BASE} + AMP_m$$

Donde

$G_{"p\text{-restante"}original_m}^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante”, es decir, es el producto de los cargos BASE de generación previstos para el periodo p por los kWh pronosticados a vender a los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes cuando se hizo la actualización del periodo p, que corresponda al periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

AMP_m : es el ajuste mensual a aplicar en el mes “m” que corresponde al tercer mes anterior al mes en que se aplicará el ajuste. Es la diferencia entre el costo permitido de generación ocasionado en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados cuando se hizo la actualización del período p para m-2, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos, por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP y por los costos de los contratos de excedentes que se incorporan y los ingresos producidos por los cargos BASE de generación para m-2 y las ventas reales de m-2, ambos para cada clase de clientes i, así:

$$AMP_m = GM_{m-2,real-parcial}^{CR-BASE} - \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^2 DMAX_{m-2,k,i} \right) + \\ &SUM_{i \forall i=MDHORARIA} (CENEGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}^P + CENEGEN_{m-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{m-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i \forall i=MDNOHORARIA} (CENEGEN_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_i (CCONAP_{m-2,i}^{BASE} VR_{m-2,i}) \end{aligned} \right]$$

$GM_{m-2,real-parcial}^{CR-BASE}$: Costo permitido de generación ocasionado en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados cuando se hizo la actualización del período p para m-2, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos, por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP y por los costos de los contratos de excedentes que se incorporan.

Esto costo, al igual que cuando se calculó para el semestre, debe estar compuesto por el costo de generación permitido ($CG_{m-2real-parcial}^{CR-BASE}$) más el costo de generación extraordinario ($CGR_{m-2real-parcial}^{CR-BASE}$), en este caso para el m-2 real parcial.

$G_{p-restante}^{CR-BASE}$ con AMP_{m-1} : Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante” con los cargos BASE de generación de la tarifa actualizada en el mes m-1, es decir, es el valor permitido a recuperar en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

Para los meses de enero y julio, es decir, en cada mes que inicia un periodo semestral corresponde al cargo BASE original del periodo respectivo.

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

$IT_{i,m-1}$ “p-restante”: Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa vigente para cada categoría tarifaria i para el periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

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

Valor que se recuperará en el mes m será: $(IT_{i,m}$ “p-restante” – $IT_{i,m-1}$ “p-restante”)

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

Cargo por Variación por Combustible: $(IT_{i,m}$ “p-restante” – $IT_{i,m-1}$ “p-restante”) / $Venta_i$ (kWh) “p-restante”

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

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

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

septiembre la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para agosto y el calculado para septiembre.

Artículo 131 Para la presentación, divulgación, revisión y aprobación de los componentes de costo deben atenderse los siguientes plazos:

a) *Presentación de Actualización Tarifaria ante la ASEP*

Las empresas presentarán los componentes y cargos propuestos y la información sustentadora de la actualización tarifaria a la ASEP, por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha de entrada en vigencia.

b) *Período de Revisión y Aprobación por parte de la ASEP*

A partir del recibo de la información la ASEP tendrá hasta diez (10) días calendario, para revisar la información y solicitar información adicional si lo requiere, la que deberá entregarse al término de tres (3) días. Cuando solicite información adicional se indicará el plazo para su presentación. Los cargos donde la ASEP no haya manifestado alguna objeción pasado el período se darán por aprobados, por lo que la empresa los pondrá en vigencia en la fecha correspondiente.

c) *Divulgación del “Cargo por efecto de variación del precio del combustible”*

Una vez aprobado las empresas deberán publicar el cargo “Variación por Combustible” que resulta para cada tarifa, indicando que el mismo es una adición al Pliego Tarifario vigente, con una anticipación mínima de cinco (5) días calendario antes de la entrada en vigencia de los mismos.

Artículo 132 La información necesaria para poder llevar a cabo las actualizaciones mensuales será solicitada por la ASEP y deberá ser entregada por la empresa distribuidora en los tiempos y formas de presentación que la ASEP establezca.

Las empresas distribuidoras deberán utilizar los formularios establecidos para la presentación completa de información, adaptados a la presentación mensual, con las fórmulas indicadas en medio escrito y en magnético las planillas Excel que correspondan. La ASEP presentará un Formulario Resumen para que sea utilizado en el Ajuste Mensual y podrá solicitar a las empresas información adicional o explicaciones específicas al respecto, si lo considera necesario.

Artículo 133 En las fórmulas correspondientes no se aplicarán las tasas de interés (r) cuando deba aplicar las mismas en caso de excedentes o déficit de acuerdo a las fórmulas de ajuste tarifario, en los ajustes mensuales. Estas se aplicarán conforme han sido establecidas cuando se haga la actualización completa.