



**ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS
PÚBLICOS**

ANEXO A

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

Febrero de 2006

ÍNDICE DE CONTENIDO DEL RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

CAPÍTULO IV.1: ASPECTOS GENERALES	
SECCIÓN IV.1.1: VIGENCIA	
SECCIÓN IV.1.2: APLICACIÓN	
SECCIÓN IV.1.3: EMPRESAS COMPARADORAS	
SECCIÓN IV.1.4: ÁREAS REPRESENTATIVAS DE DISTRIBUCIÓN	
SECCIÓN IV.1.5: VARIABLES DE COSTOS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA PARA LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	
CAPÍTULO IV.2: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS	
SECCIÓN IV.2.1: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	
SECCIÓN IV.2.2: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN	
SECCIÓN IV.2.3: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO	
SECCIÓN IV.2.4: INFORMACIÓN A SUMINISTRAR	
CAPÍTULO IV.3: ACTIVIDADES NO REGULADAS	
CAPÍTULO IV.4: CRITERIOS GENERALES PARA ESTABLECER LA ESTRUCTURA TARIFARIA	
SECCIÓN IV.4.1: LINEAMIENTOS GENERALES	
SECCIÓN IV.4.2: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN	
SECCIÓN IV.4.3: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	
SECCIÓN IV.4.4: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR COMERCIALIZACIÓN	
SECCIÓN IV.4.5: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO	
SECCIÓN IV.4.6: Criterios para el diseño de los componentes de costos de abastecimiento:	
SECCIÓN IV.4.7: INFORMACIÓN A SUMINISTRAR	
SECCIÓN IV.4.8: IDENTIFICACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS	
CAPÍTULO IV.5: APLICACIÓN DE LAS TARIFAS	
SECCIÓN IV.5.1: DISCRIMINACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA TARIFA	
SECCIÓN IV.5.2: USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	
SECCIÓN IV.5.3: OPCIONES TARIFARIAS	
SECCIÓN IV.5.4: FACTURACIÓN	
SECCIÓN IV.5.5: FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE	
SECCIÓN IV.5.6: Depósitos en garantía, Cargos de Conexión, Cargos por reconexión, cargos por morosidad, recargos por bajo factor de potencia	
CAPÍTULO IV.6: ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO	
SECCIÓN IV.6.1: LINEAMIENTOS GENERALES	
SECCIÓN IV.6.2: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN ³⁸	
SECCIÓN IV.6.3: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	
SECCIÓN IV.6.4: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO	
SECCIÓN IV.6.5: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	
SECCIÓN IV.6.6: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO	
SECCIÓN IV.6.7: PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS	
SECCIÓN IV.6.8: CÁLCULO DE LAS CORRECCIONES PARA EL PRIMER SEMESTRE DE TRANSICIÓN (01/07/2006 - 31/12/2006)	
SECCIÓN IV.6.9: CÁLCULO DE LAS CORRECCIONES PARA EL SEGUNDO SEMESTRE DE TRANSICIÓN (01/01/2007 - 30/06/2007)	
SECCIÓN IV.6.10: CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL	
SECCIÓN IV.6.11: 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	
SECCIÓN IV.6.12: AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA	
SECCIÓN IV.6.13: PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA	

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 del ERSP, 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 2006 y expirará el 30 de junio de 2010. Este periodo de vigencia se define como el 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 del ERSP que se emitirá oportunamente.

SECCIÓN IV.1.4: ÁREAS REPRESENTATIVAS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 11 El ERSP 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 El Ente Regulador 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 del ERSP que se emitirá oportunamente.

Artículo 15 El ERSP 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. Las variables explicativas son:

- a) El número total de clientes.
- b) La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.
- c) La energía vendida.

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

$$(1) AD_j = a_j * C_j^{\alpha_j} * D_j^{\beta_j}$$

$$(2) AC_j = b_j * C_j^{\gamma_j} * D_j^{\delta_j}$$

$$(3) ADM_j = c_j * C_j^{\epsilon_j} * D_j^{\phi_j}$$

$$(4) OM_j = d_j * C_j^{\eta_j} * D_j^{\lambda_j}$$

$$(5) COM_j = e_j * C_j^{\omega_j} * D_j^{\nu_j}$$

en la que:

- C_j es el número de clientes del Área Representativa "j",
- D_j es la carga máxima, a nivel punto de inyección, correspondiente al Área Representativa "j". Siempre se debe cumplir que $\sum D_j = D$, siendo D la demanda máxima de todo el sistema.
- a_j, b_j, c_j, d_j y e_j son parámetros adimensionales de la ecuación de eficiencia.
- $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \delta_j, \epsilon_j, \phi_j, \eta_j$ y λ_j representan las elasticidades de la variable de costo que se pretende determinar con respecto a cada variable explicativa.

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

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 ($PD\%$) 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:

$$(6) \quad EP_{t,j} = e^A * MWhD_{t,j}^B$$

Donde:

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

$MWhD_{t,j}$ 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 del Ente Regulador 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 al Ente Regulador 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, el Ente Regulador 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 el Ente Regulador vigente al momento de la realización del cálculo. El estudio de demanda aprobado por el Ente Regulador será el que deberá utilizar la distribuidora para su estudio tarifario.

c: 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 el ERSP.

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:

$$(7) PD, \% = \frac{\sum EP_{i,t}}{\sum MWhD_{i,t}}$$

Donde:

PD,%: 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 del Ente Regulador.

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

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 El Ente Regulador 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. En caso de que se detecten ingresos en exceso el ERSP tomará las medidas para ajustar dicho exceso en el próximo periodo tarifario.

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 ($t=1,...,4$). El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:

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

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 del ERSP 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)

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 el ERSP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo período tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del período tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del período tarifario, las empresas distribuidoras presentarán al Ente Regulador un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. El Ente Regulador 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 período ($t-2$) (Ej. Para el período tarifario 2006-2010 sería al 31 de Diciembre del 2001) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del período 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 período tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin el ERSP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.
- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que el ERSP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

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

$$ID_t = AD_t - AD_{t-1}, \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

- $AD_t = \sum_j (AD_{jt})$, 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 el ERSP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica del ERSP, 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 periodo anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación

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 el ERSP y vigente al momento de la realización de los cálculos. ($MWhD_t = \sum_j MWhD_{jt}$)

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) 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 periodo 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 del ERSP, 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)

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 periodo 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 el ERSP 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 al Ente Regulador un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. El Ente Regulador 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 2006-2010 sería al 31 de Diciembre del 2001) 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 el ERSP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.
- Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lincal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.
- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que el ERSP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

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

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

- $AC_t = \sum_j (AC_{jt})$, 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 el ERSP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica del ERSP, se deberá tener en cuenta para el cálculo del D_j 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.

$AD_{i,t-1}$ 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 el ERSP para el período 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 del ERSP, 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:

- Los activos fijos netos en operación a costo original eficiente al término del año 2005;
- 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 período tarifario. Este plan de inversiones será presentado por la distribuidora al ERSP con la debida justificación, detalle que permita su seguimiento y este último deberá prestar su acuerdo.
- 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.

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

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

CAPÍTULO IV.3: ACTIVIDADES NO REGULADAS

Artículo 32 El ingreso permitido para las empresas de distribución y comercialización en el periodo tarifario tendrá en cuenta las actividades realizadas por la empresa que no correspondan a las actividades reguladas en la Ley 6 de 1997.

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 El ERSP 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 el ERSP 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 al ERSP. El ERSP 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 del ERSP, 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) Los clientes pueden solicitar la opción de medidores prepagos. Los consumos de estos clientes serán facturados por la tarifa aprobada (basada en energía-kWh). La empresa distribuidora que esté interesada en poner en práctica el uso de medidores prepagos podrá hacerlo previa aprobación del ERSP de una reglamentación para el uso de estos medidores. Para establecer dicha reglamentación la empresa distribuidora deberá suministrar al ERSP previamente información relacionada a los siguientes aspectos, entre otros:
 - (ii.1) Tipo de segmento de mercado al que irá dirigido.
 - (ii.2) Procedimiento de instalación de estos medidores.
 - (ii.3) Procedimiento de información de consumo-ventas para su reporte a las estadísticas y para la determinación de costos en los procedimientos de actualización tarifaria.
 - (ii.4) El procedimiento para atender los subsidios que pudieran tener algunos clientes que soliciten el medidor prepago, tales como los subsidios por consumo básico y jubilado o pensionado.
 - (ii.5) El procedimiento para el suministro de las tarjetas de consumo para el medidor prepago.

- (ii.6) Proceso de divulgación del mecanismo de adquisición y utilización de los medidores prepagos.
- (iii) Las distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. El ERSP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.
- i) Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones del ERSP que aprobaran los pliegos tarifarios vigentes entre julio de 2002 y junio del 2006, 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.

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 periodo tarifario.

Artículo 40 El ERSP 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. El Ente Regulador 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 (CUSOFP (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 el ERSP 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 del ERSP.

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. 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 del ERSP 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 el ERSP para los servicios de distribución. La tasa de descuento a utilizar es la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por el ERSP. 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) 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) 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).

c) Asignar los componentes de costos por pérdidas a los cargos tarifarios por pérdidas de las distintas categorías.

(i) Con respecto al CPEP y CPEFP, 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 el Ente Regulador en cumplimiento del Art. 103 de la Ley de los montos anuales PDRt. Para calcular los PDRt, 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% y PET% por un factor (igual para ambos tipos 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, el ERSP 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 el ERSP para los servicios de comercialización. La tasa de descuento a utilizar es la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por el ERSP.

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 del ERSP 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. El ERSP, 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 distribuidora debe proponer, 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 demanda 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 en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:

- (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.
- (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por el ERSF.
- (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
- (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (v) La potencia de la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia contratada, mediante proceso de libre concurrencia, para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes.
- (vi) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de libre concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.

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

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

- (i) Los costos a considerar en horas de punta son los siguientes:
 - (i.1) Costos por compra de energía en horas de punta asociada de contratos iniciales.
 - (i.2) Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por el ERSF.
 - (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.4) Costos por compras de energía en horas de punta en el mercado ocasional.
 - (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (i.6) La energía en horas de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para atender los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta provenientes de contratos que se hayan celebrado mediante procesos de libre concurrencia.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta resulta del cociente de estos costos y la energía ingresada a la red registrada en los nodos de compra o entrega y/o de generación propia en horas de punta.
- (iii) Los costos a considerar en horas fuera de punta son los siguientes:
 - (iii.1) Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada de contratos iniciales.
 - (iii.2) Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por el ERSF.
 - (iii.3) Costos por compras de energía en horas fuera de punta en el mercado ocasional.
 - (iii.4) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.

- (iii.5) La energía en horas fuera de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para atender los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas fuera de punta provenientes de contratos que se hayan celebrado mediante procesos de libre concurrencia.
- (iv) El componente de costo por energía en horas fuera de punta resulta del cociente de estos costos y la energía ingresada a la red registrada en los nodos de compra o entrega y/o de generación propia en horas fuera de punta.

Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes.

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 el Ente Regulador.
- (v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.

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. Los componentes de generación relacionados a la potencia podrán ser energizados o incorporados parcialmente al cargo por energía a propuesta de la distribuidora o a sugerencia del ERSP.

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 al ERSP 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 El ERSP 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, el ERSP 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 período tarifario del presente régimen.

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

DEFINICIÓN	IDENTIFICACIÓN (i = Categoría Tarifaria y j = Bloque Horario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria)	COMPONENTES DE COSTOS A ASIGNAR	UNIDAD DE APLICACIÓN		
			MEDICIÓN MONOMICA	MEDICIÓN BINOMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINOMICA HORARIA
Cargo de Distribución	CD_{ij}	CUSOP CUSOFP	kWh	kWh y/o kWmax	kWp y kWfp.
Cargo por Conexión	CX_i	CXC	Por conexión		
Cargo por Reconexión	CRX_i	CXRC	Por reconexión		
Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	$CPERDE_{ij}$	CPEP CPEFP	kWh	kWh	kWhp y kWhfp
Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	$CPERDP_{ij}$	CPP	kWh	kWmax	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 del Alumbrado Público	$CCONAP_i$	CCAP	kWh		
Cargo por Potencia en Generación	$CPOTGEN_{ij}$	CPG	kWh	kWh y/o kWmax (*)	kWh y/o kWp (*)
Cargo por Energía en Generación	$CENEGEN_{ij}$	CEGP CEGFP	kWh	kWh	kWhp y kWhfp
Cargo Potencia en Transmisión	CPT_{ij}	CUCOST	kWh	kWmax	kWp
Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	$CPET_i$	CPST	kWh		

(*) El Cargo por Potencia en Generación se identificará como $CPOTGEN_{ij}$. En caso que se utilicen los dos cargos, esto es, el Cargo por Potencia y Cargo por Energía, entonces este último se identificará como $CPOTGENE_{ij}$.

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. Pagan el resto de los componentes de costos.

b) Grandes clientes con medición SMEC: No pagan los componentes de costos 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 regimenes (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 el ERSP. 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 por él seleccionada. 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) 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 tarifarias.

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

a) Deberá presentar a la aprobación del ERSP, 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 esté interesada en poner en práctica el uso de medidores prepagos podrá hacerlo previa aprobación del ERSP de una reglamentación para el uso de estos medidores. Para establecer dicha reglamentación la empresa distribuidora deberá suministrar al ERSP previamente 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 para el medidor prepago.

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

La empresa distribuidora podrá presentar como una opción a los clientes la utilización de medidores prepagos. En caso de que la presente deberá establecer previamente a su aplicación los requisitos y/o condiciones para que un cliente pueda ejercer dicha opción.

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 el ERSP, previamente a su aplicación. Esta tarifa deberá consistir en un cargo monómico (en kWh).

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

Artículo 79 Si el cliente decide cambiar su opción tarifaria más de dos veces 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 y, por lo tanto, la factura esté formada por fracciones de dos (2) meses de facturación, se calculará así:

a) Con base en el consumo diario promedio de energía del mes dividiendo el consumo total entre el número de días calendario del ciclo de facturación y se le aplicará al consumo así calculado las diferentes tarifas en función de la proporción de días correspondientes a cada tarifa.

b) Asimismo, en las tarifas con cargos por demanda, para la determinación de la demanda máxima y/o la demanda máxima en período de punta a facturar, se considerará como correspondiente al mes de facturación, la demanda imputada a la tarifa que tenga un mayor número de días de vigencia.

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: Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios – hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

En caso de que la distribuidora no haya medido el consumo del mes y este tuvo que ser estimado, la distribuidora deberá indicarlo en la factura al cliente. Solo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por el Ente Regulador y que estarán contempladas en el Reglamento.

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.

Demanda de Facturación: 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.

Artículo 84 Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos 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 En caso de que la empresa distribuidora no haya medido el consumo del mes y éste tuvo que ser estimado, la distribuidora deberá indicarlo en la factura al cliente. De igual forma, cuando la distribuidora haya hecho la medición que corresponde, deberá acreditar al cliente la diferencia en el caso de que la estimación haya sido superior y podrá cobrar la diferencia si esta estimación fue inferior al consumo real.

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 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.

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 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 periodo facturado mediante la siguiente fórmula:

$$F.P = \cos[\tan^{-1}(kVArh / kWh)]$$

Donde:

F.P. = Factor de potencia mensual.

kVArh = Energía reactiva del periodo.

kWh = Energía real del periodo.

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 periodo consecutivo de tres (3) meses.

d) Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la empresa distribuidora deberá notificar mediante nota 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 mediante nota al

cliente final sobre su situación con respecto al factor de potencia y si se mantiene dicha condición, a partir de la facturación de ese 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 al componente de la facturación correspondiente al consumo de energía en kWh correspondientes a comercialización y distribución y no se aplica a ningún otro componente de los cargos 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 y que estén vigentes en el periodo tarifario que va del 1 de julio de 2006 al 30 de junio de 2010 se ajustarán semestralmente.

Artículo 92 En este Régimen Tarifario se desarrolla la transición del periodo tarifario que vence el 30 de junio de 2006 al próximo periodo tarifario, 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.

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 periodos 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 el ERSP, que representa la porción de costos de comercialización que no se ajustan por IPC.

XUS: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por el ERSP 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 el ERSP 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. Este cargo podrá calcularse mediante las siguientes expresiones:

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

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

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

$CCONAP_{p,i}$: 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.

$CCONAP_{p,i}^{BASE}$: 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 en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

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 $p-2$. 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 $GMTPM_p^{CR-BASE}$, $GMTPM_p^{CR-Correcc}$, $GMTFPM_p^{CR-BASE}$ y $GMTFPM_p^{CR-Correcc}$.

a) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i) En Punta:

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

$$CPERDE_{p,i}^{P-BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-BASE}}{GMTPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,i}^{P-Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

$CPERDE_{p,i}^{P-BASE}$: 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 .

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

$CPERDE_{p,i}^{P-Correcc}$: 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), ambos en el semestre $p-2$, para categoría tarifaria i .

(ii) Fuera de Punta:

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

$$CPERDE_{p,i}^{FP-BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-BASE}}{GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correcc}}{GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

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

$CPERDE_{p,j}^{FP-Correcc}$: 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), ambos en el semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i .

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

$$CPERDE_{p,j} = CPERDE_{p,j}^{BASE} + CPERDE_{p,j}^{Correcc}$$

$$CPERDE_{p,j}^{BASE} = CPERDE_{p-1,j}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-BASE}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-BASE}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$$CPERDE_{p,j}^{Correcc} = CPERDE_{p-1,j}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correcc}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$CPERDE_{p,j}$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria para el semestre p .

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

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

$CPERDE_{p,j}^{Correcc}$: 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), ambos en el semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i sin discriminación horaria.

FCP_i : Factor representativo de la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría tarifaria i . Este valor se fijará, para cada categoría tarifaria que no disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de aprobarse los pliegos tarifarios y se mantendrá constante durante todo el periodo.

$GMTPM_p^{CR-BASE}$, $GMTPM_p^{CR-Correcc}$, $GMTFPM_p^{CR-BASE}$, $GMTFPM_p^{CR-Correcc}$, $GMTP_{p-1}^{CR-BASE}$ y $GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}$ son definidos en el artículo 495.

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 $GMTPM_p^{CR-BASE}$ y $GMTPM_p^{CR-Correcc}$ de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$CPERDP_{p,j} = CPERDP_{p,j}^{BASE} + CPERDP_{p,j}^{Correcc}$$

$$CPERDP_{p,j}^{BASE} = CPERDP_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-BASE}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDP_{p,j}^{Correcc} = CPERDP_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDP_{p,i}$: 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.

$CPERDP_{p,i}^{Correcc}$: 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), 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 en un porcentaje igual al que resulte en concepto de luminarias apagadas a partir del informe semestral elaborado por la distribuidora y aprobado por el ERSP, según requerimiento de las normas de calidad de alumbrado público. En caso de existir discrepancias entre lo informado por la distribuidora y las inspecciones del ERSP, se adoptará el porcentaje determinado por estas últimas.

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 $p-2$.

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.

$CPT_{p,i}^{Correc}$ ó $CPT_{p,i}^{Correc}$: 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), ambos referenciados al semestre p-2.

Nota: Los cargos CPT; ó CPTe, serán aplicados respectivamente en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria y su actualización se efectuará con el mismo factor de ajuste.

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

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

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

$TM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes para cubrir los costos del sistema de transmisión pronosticados para el semestre p. Esto corresponde al valor permitido a traspasar a la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes 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 energía transmitida (kWh) a la red de la distribuidora, por los kWh vendidos más el consumo de alumbrado público (VE_p), así:

$$TM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (Monómico_T_p)$$

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 el Ente Regulador.
- (v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.

$T_{p-1}^{CR-BASE}$: 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:

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

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

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

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

TR_{p-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 $p-2$, para cada categoría tarifaria i .

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

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

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

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

CTR_{p-2} : Costo permitido real de transmisión calculado en base a los costos reales de transmisión en el semestre $p-2$. El costo permitido real de transmisión es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de transmisión ($Monómico_{T_{p-2}}$) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos 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 real transmitida (kWh) a la red de la distribuidora. 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 real de Alumbrado Público.

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 $p-2$.

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

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

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

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

$CPET_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), 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-1}) 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 pronosticada a transmitir (kWh) a la red de la distribuidora referenciada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$PTM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (\text{promedio } PT_{p-1})$$

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

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

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

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

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

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

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

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

PTR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamentos 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), 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 real transmitida (kWh) a la red de la distribuidora. El cálculo de este costo resulta de:

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

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

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

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

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

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

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

Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN_{p,i}^P$ será un cargo aplicado en kW o en kWh para las horas de punta (P) dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_{p,i}^P$ y otro en kWh identificado como $CPOTGEN_{p,i}^P$; en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste.

$CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamentos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

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

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

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

$GPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras.

Los costos de generación en horas de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas de Punta ($Monómico - G_p^r$) por los kWh vendidos en horas de Punta (excluyendo el consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación pronosticados en Punta entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$GPM_p^{CR-BASE} = VE_p^r \times (Monómico - G_p^r)$$

VE_p^r : Ventas pronosticadas de energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) durante el semestre p.

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

Para calcular el valor $GPM_p^{CR-BASE}$ se debe considerar que en cada semestre los costos de generación totales en horas de punta permitidos a trasladar a las tarifas, se determinarán utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación en horas de punta para atender a clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente. Este costo resulta de:

- (i) Costos de compra de potencia de contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (ii) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de libre concurrencia establecido por el ERSP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos.
- (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución del ERSP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución del ERSP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (iv) Costos por compra de energía en hora de punta asociada de contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos en horas de punta.
- (v) Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por el ERSP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.
- (vi) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional en horas de punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina

aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.

(vii) 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.

(viii) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.

(ix) La potencia y energía en horas de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia y energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de libre competencia.

(x) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.

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

$$GP_{p-1}^{CR-BASE} = \frac{\left[\sum_{i=1}^n (CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times VE_{p,j}^r) + \sum_{i=1}^n (CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^5 DMAX_{p,k,j}) + \sum_{i=1}^n (CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times VE_{p,j}^r) + \sum_{i=1}^n (CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \times FCP_i) \right]}{1}$$

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

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

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

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

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

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

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

$$GPR_{p-1} = CGPR_{p-1}^c - \frac{\left[\sum_{i=1}^n (CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times VR_{p-1,j}) + \sum_{i=1}^n (CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^5 DMAX_{p-1,k,j}) + \sum_{i=1}^n (CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times VR_{p-1,j}^r) + \sum_{i=1}^n (CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VR_{p-1,j} \times FCP_{p-1,j}^c) \right]}{1}$$

GPR_{p-1} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en horas de Punta del semestre p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CGPR_{p-2}^C$: Costo permitido Real de generación en horas de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido real de generación en horas de Punta es el resultado de multiplicar el costo ponderado monómico de generación en horas de Punta ($Monómico_{G_{p-2}}^*$) por los kWh reales vendidos en horas de Punta (VR_{p-2}^P), ambos valores para el semestre p-2. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales de generación en Punta entre la suma de la energía real comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$CGPR_{p-2}^C = VR_{p-2}^P \times (Monómico_{G_{p-2}}^*)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$FCP_{p-2,i}^C$: Valor del Factor de Consumo en Punta "Corregido" correspondiente a la categoría tarifaria i y el semestre p-2. Este nuevo Factor de Consumo en Punta para cada categoría tarifaria i permite conservar la coherencia entre la energía comprada durante las horas de punta y la vendida en este mismo intervalo de tiempo, manteniendo como diferencia las pérdidas. El cálculo de la corrección de este factor se realiza mediante las ecuaciones siguientes:

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

$$FCVRS_{p-2}^P = \frac{VRSM_{p-2}^P}{\sum_{i=MDNOHORARIA} (VR_{p-2,i} \times FCP_i)}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$GFPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p , calculado a partir de las estimaciones de compras. Los costos de generación en horas Fuera de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas Fuera de Punta ($Monómico - G_p^{FP}$) por los kWh vendidos en horas Fuera de Punta (incluyendo el consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p . El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación pronosticados para las horas Fuera de Punta entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a la red de la distribuidora en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en horas Fuera de Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$GFPM_p^{CR-BASE} = VE_p^{FP} \times (Monómico - G_p^{FP})$$

VE_p^{FP} : Ventas pronosticadas de energía en horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i , que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p .

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

Para calcular el valor $GFPM_p^{CR-BASE}$ se considerará lo siguiente: En cada semestre los costos de energía en horas Fuera de Punta permitidos a trasladar a las tarifas se calcularán utilizando el precio promedio del costo de generación de energía en horas Fuera de Punta para atender a clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente que resulte de:

- Costos por compra de energía en horas Fuera de Punta asociada a los contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos en horas Fuera de Punta.
- Costos por compra de energía en horas Fuera de Punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por el ERSP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas Fuera de Punta.
- Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional en horas Fuera de Punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- La energía en horas fuera de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de libre competencia.

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

que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GFP_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\frac{\sum_{i=1}^{N \text{ de MEDICIONABLE}} (CENEGEN_{p-1,j}^{FP-BASE} \times VE_{p,j}^{FP} + CCONAP_{p-1,j} \times VE_{p,j}) + \sum_{i=1}^{N \text{ de MEMORABLE}} (CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-1,j} \times VE_{p,j})}{\sum_{i=1}^{N \text{ de MEDICIONABLE}} (CENEGEN_{p-1,j}^{FP-BASE} \times VE_{p,j}^{FP} + CCONAP_{p-1,j} \times VE_{p,j}) + \sum_{i=1}^{N \text{ de MEMORABLE}} (CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-1,j} \times VE_{p,j})} \right]$$

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

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

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

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

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

$$GFPR_{p-2} = CGFPR_{p-2}^C - \left[\frac{\sum_{i=1}^{N \text{ de MEDICIONABLE}} (CENEGEN_{p-2,j}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,j}^{FP} + CCONAP_{p-2,j} \times VR_{p-2,j}) + \sum_{i=1}^{N \text{ de MEMORABLE}} (CENEGEN_{p-2,j}^{BASE} \times VR_{p-2,j} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,j} \times VR_{p-2,j})}{\sum_{i=1}^{N \text{ de MEDICIONABLE}} (CENEGEN_{p-2,j}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,j}^{FP} + CCONAP_{p-2,j} \times VR_{p-2,j}) + \sum_{i=1}^{N \text{ de MEMORABLE}} (CENEGEN_{p-2,j}^{BASE} \times VR_{p-2,j} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,j} \times VR_{p-2,j})} \right]$$

$GFPR_{p-2}$: Monto necesario para cubrir los apartamentos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), incluidos ingresos producidos por los cargos por consumo de alumbrado público, ambos en el semestre p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CGFPR_{p-2}^C$: Costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas Fuera de Punta ($Monómico_G_{p-2}^{FP}$) por los kWh reales vendidos en horas Fuera de Punta, ambos valores para el semestre p-2. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales de generación en horas Fuera de Punta por la suma de la energía real comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en horas Fuera de Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Resultará de la siguiente expresión:

$$CGFPR_{p-2}^C = (VR_{p-2} - VR_{p-2}^{FP}) \times (Monómico_G_{p-2}^{FP})$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$CENEGEN_{p,i}^{Correct}$: 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), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario

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

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

Artículo 107 Costo total del mercado mayorista:

a) En Punta:

Para calcular la actualización del valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente ($GMTPM_p^{CR}$), con la finalidad de cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y los costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) en horas de punta 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:

$$GMTPM_p^{CR} = GMTPM_p^{CR-BASE} + GMTPM_p^{CR-Correct}$$

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

$$GMTPM_p^{CR-BASE} = GPM_p^{CR-BASE} + TM_p^{CR-BASE} + PTM_p^{CR-BASE}$$

$GMTPM_p^{CR-BASE}$: 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) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) en horas de punta 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:

$$GMTPM_p^{CR-Correct} = GPM_p^{CR-Correct} + TM_p^{CR-Correct} + PTM_p^{CR-Correct}$$

$GMTPM_p^{CR-Correct}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas de punta 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), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria.

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 en horas de punta ($GMTPM_{p-1}^{CR}$), 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:

$$GMTPM_{p-1}^{CR} = GP_{p-1}^{CR-BASE} + T_{p-1}^{CR-BASE} + PT_{p-1}^{CR-BASE}$$

b) En fuera de punta:

De igual manera que para el caso anterior, para calcular la actualización del valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente ($GMTFPM_p^{CR}$), con la finalidad de cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta pronosticados en 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:

$$GMTFPM_p^{CR} = GMTFPM_p^{CR-BASE} + GMTFPM_p^{CR-Correct}$$

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

$$GMTFPM_p^{CR-BASE} = GFPM_p^{CR-BASE}$$

$GMTFPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta pronosticados para el semestre p, sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

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

$$GMTFPM_p^{CR-Corrección} = GFPM_p^{CR-Corrección}$$

$GMTFPM_p^{CR-Corrección}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas fuera de punta entre los costos de generación y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos durante el semestre p-2.

El cálculo de la actualización del valor que se recuperaría con los cargos de p-1 correspondientes a los costos de generación de energía en horas fuera de punta ($GMTFPM_{p-1}^{CR}$), 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:

$$GMTFPM_{p-1}^{CR} = GFPM_{p-1}^{CR-BASE}$$

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

Artículo 108 Transición:

La actualización tarifaria que deberán efectuar las distribuidoras para el semestre comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2006, se efectuará de acuerdo al régimen que expira el 30 de Junio de 2006.

Artículo 109 A partir del 1 de julio de 2006 y hasta el 30 de junio de 2010, las distribuidoras deberán aplicar para el cálculo de los correspondientes cargos, el nuevo régimen tarifario.

Artículo 110 Las distribuidoras deberán contemplar para la aplicación de este nuevo régimen en las dos primeras actualizaciones semestrales desde su puesta en vigencia de los componentes de costo por abastecimiento, las cuales se calculan para los semestres comprendidos entre el 1 de julio al 31 de diciembre de 2006 y desde el 1 de enero al 30 de junio de 2007, la utilización de los saldos remanentes de los semestres que concluyen el 30 de junio de 2006, cualquiera fuese su signo. Estos saldos corresponden a los componentes de costo de transmisión, pérdidas de transmisión y generación, que resultasen de la aplicación del mecanismo de actualización semestral previsto en el régimen que expira el 30 de Junio del 2006.

Artículo 111 En la actualización tarifaria del semestre comprendido entre el 1 de julio al 31 de diciembre de 2006, se tendrán en cuenta los mismos componentes considerados en las actualizaciones de los cargos del régimen vigente hasta el 30 de junio de 2006. El primero de ellos representa el ajuste parcial para el semestre p-1 (desde el 1 de enero hasta el 30 de junio de 2006) de los cargos (GPE_{p-1} , $GFPE_{p-1}$, TE_{p-1} , PTE_{p-1}). El segundo componente considera la diferencia, actualizada por la tasa de interés, entre los valores que representan el ajuste total permitido en los cargos del semestre p-2 (desde el 1 de julio hasta el 31 de diciembre de 2005), por variaciones en los costos permitidos y en las ventas (GPR_{p-2} , $GFPR_{p-2}$, TR_{p-2} y PTR_{p-2}), respecto de los valores representativos del ajuste parcial de los correspondientes cargos (GPE_{p-2} , $GFPE_{p-2}$, TE_{p-2} , PTE_{p-2}). En el caso de los cargos asociados a TE_{p-1} , TR_{p-2} y TE_{p-2} se debe tener en cuenta que contemplan a todos los clientes mientras que los restantes solo a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

Artículo 112 Para el caso de la actualización tarifaria del semestre comprendido entre el 1 de enero al 30 de junio de 2007 y teniendo en cuenta que el semestre p-1 (desde el 1 de julio hasta el 31 de diciembre de 2006) está comprendido dentro del nuevo régimen tarifario, no se calculará en este caso el componente representativo del ajuste parcial para el semestre p-1. Sin embargo se considerará el saldo actualizado por la tasa de interés representativo de la diferencia existente entre los valores correspondientes al ajuste total permitido en los cargos del semestre p-2 (entre el 1 de enero hasta el 30 de junio de 2006), por variaciones en los costos permitidos y en las ventas (GPR_{p-2} , $GFPR_{p-2}$, TR_{p-2} y PTR_{p-2}), respecto de los valores representativos del ajuste parcial de los correspondientes cargos (GPE_{p-2} , $GFPE_{p-2}$, TE_{p-2} , PTE_{p-2}). En el caso de los cargos asociados a

TR_{p-2} y TE_{p-2} se debe tener en cuenta que contemplan a todos los clientes mientras que los restantes solo a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

Artículo 113 Para calcular en el primer semestre que entra en vigencia el nuevo régimen tarifario (1 de julio a 31 de diciembre de 2006), el valor que recuperaría la empresa mediante la utilización de cada uno de los cargos vigentes en el semestre anterior (p-1) aplicados a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, en el semestre p, es necesario definir en este único caso los valores de cada uno de los cargos que serán utilizados, ya que el semestre p-1 corresponde al cuadro tarifario que expira el 30 de junio de 2006. Debido a ello, los valores adoptados en este único caso para los cargos Base correspondientes al semestre p-1, son los que resultan de la definición del nuevo cuadro tarifario. De esta manera podrán determinarse también los denominadores de cada una de las expresiones utilizadas para el cálculo de los diferentes cargos tarifarios. Para los semestres posteriores el cálculo mencionado no representaría ningún inconveniente por estar definidos los valores de los cargos vigentes en el semestre anterior (p-1).

Artículo 114 El cálculo del ajuste tarifario remanente deberá ser presentado al ERSP en forma separada al resto de la información sustentatoria requerida para el diseño de la fórmula tarifaria que regirá para el siguiente período tarifario y en los mismos formularios utilizados para el período tarifario que vence el 30 de junio de 2006. Los remanentes de cada componente de costo deberán ser identificados y aplicados en los componentes de costos correspondientes.

SECCIÓN IV.6.3: CÁLCULO DE LAS CORRECCIONES PARA EL PRIMER SEMESTRE DE TRANSICIÓN (01/07/2006 - 31/12/2006)

Artículo 115 El cálculo de las correcciones necesarias a efectuarse en cada uno de los cargos para considerar los saldos remanentes durante el primer semestre tarifario, comprendido entre el 1 de julio al 31 de diciembre de 2006, se detalla seguidamente:

a) Corrección del cargo tarifario por consumo del alumbrado público

$$CCONAP_{p,i}^{Correc} = CCONAP_{p,i}^{Base} \times \left(\frac{GFP_p^{CR-Corre} - CCONAP_{p,i}^{Base}}{GFP_p^{CR-Corre}} \right)$$

Donde, sólo en este caso:

$CCONAP_{p,i}^{Correc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria i.

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

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

(NOTA: En la fórmula anterior se utilizan los valores Base del semestre "p", ya que en este único caso, no existen los valores correspondientes al semestre "p-1").

$GFP_p^{CR-Corre}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales); incluidos ingresos producidos por los cargos por consumo de alumbrado público, ambos en los semestres p-1 y p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, actualizado con la tasa de descuento "r". Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$GFP_p^{CR-Corre} = (GFPE_{p-1} - 2 \times GFP_{p-1})(1+r)^{1/2} + (GFPR_{p-2} - GFPE_{p-2}) \times (1+r)$$

$GFPE_{p-1}$: Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación de energía en horas fuera de punta por variaciones en los costos reconocidos con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-1.

GFP_{p-1} : Costos de generación de energía permitidos en horas fuera de punta a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-1. (Es el GFP_p de la actualización tarifaria anterior).

$GFPR_{p-2}$: Valor que representa el ajuste total del costo de generación de energía en horas fuera de punta en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en la ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$GFPE_{p-2}$: Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación de energía en horas fuera de punta por variaciones en los costos reconocidos con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-2. Este valor corresponde al $GFPE_{p-1}$ de la actualización tarifaria del semestre anterior.

El cálculo de los componentes $GFPE_{p-1}$, GFP_{p-1} , $GFPR_{p-2}$ y $GFPE_{p-2}$ se efectúa utilizando las expresiones definidas en el régimen tarifario que expira el 30 de Junio del 2006.

b) Corrección del cargo tarifario por pérdidas estándar en distribución

El cálculo de los componentes $GMTPM_p^{CR-Corrección}$ y $GMTFPM_p^{CR-Corrección}$, que serán utilizados para definir las correcciones necesarias en el cargo por pérdidas de distribución, se efectuará, solamente para este semestre, mediante las expresiones detalladas en el punto correspondiente a la "Corrección de costos del mercado mayorista" ubicado posteriormente en este mismo numeral.

(i) Pérdidas de energía en distribución

- Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,i}^{CR-Corrección} = CPERDE_{p,i}^{CR-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Corrección}}{GMTPM_p^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,i}^{FF-Corrección} = CPERDE_{p,i}^{FF-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Corrección}}{GMTFPM_p^{CR-BASE}} \right)$$

- Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,i}^{Corrección} = CPERDE_{p,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Corrección}}{GMTPM_p^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Corrección}}{GMTFPM_p^{CR-BASE}} \right) \right]$$

(ii) Pérdidas de potencia en distribución

$$CPERDP_{p,i}^{Corrección} = CPERDP_{p,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Corrección}}{GMTPM_p^{CR-BASE}} \right)$$

c) Corrección del cargo tarifario fijo de transmisión

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

Donde sólo en este caso:

$CPT_{p,i}^{Corrección}$ ó $CPT_{p,i}^{BASE}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos referenciados los semestres p-1 y p-2, 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.

$TM_p^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p para cubrir los costos de transmisión aplicados a las ventas a los clientes 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 continen las tarifas del semestre p 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.

$TM_p^{CR-Corrección}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos referenciados los semestres p-1 y p-2, para cada categoría tarifaria i, actualizado con la tasa de descuento "r". Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$TM_p^{CR-Corrección} = (TE_{p-1} - 2 \times T_{p-1}) \times (1 + r)^{1/2} + (TR_{p-2} - TE_{p-2}) \times (1 + r)$$

TE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido en el período p-1 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas.

T_{p-1} : Costos de transmisión permitidos a pasar a la tarifa con respecto a todos los clientes en el semestre p-1. (Es el TP_p de la actualización tarifaria anterior).

TR_{p-2} : Valor que representa el ajuste total del costo de transmisión permitido en el semestre p-2 por variaciones en los costos reconocidos y en las ventas, a pasar a tarifa de todos los clientes.

TE_{p-2} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas. Este valor corresponde al TE_{p-1} de la actualización tarifaria del semestre anterior.

El cálculo de los componentes TE_{p-1} , T_{p-1} , TR_{p-2} y TE_{p-2} se efectúa utilizando las expresiones definidas en el régimen tarifario que expira el 30 de Junio del 2006.

d) Corrección del cargo por pérdidas de transmisión

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

Donde sólo en este caso:

$CPET_{p,i}^{Correct}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos referenciados a los semestres p-1 y p-2, para cada categoría tarifaria i.

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

$PT_p^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p 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 a la proyección de ventas de 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.

$PTM_p^{CR-Correct}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en los semestres p-1 y semestre p-2 entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$PTM_p^{CR-Correct} = (PTE_{p-1} - 2 \times PT_{p-1}) \times (1+r)^{1/2} + (PTR_{p-2} - PTE_{p-2}) \times (1+r)$$

PTE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de pérdidas en transmisión en el semestre p-1 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas.

PT_{p-1} : Costos de las pérdidas en el sistema de transmisión permitidos a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-1. (Es el PT_p de la actualización tarifaria anterior).

PTR_{p-2} : Valor que representa el ajuste total del costo de pérdidas en transmisión permitido en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas, a pasar a tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

PTE_{p-2} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de pérdidas en transmisión en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas. Este valor corresponde al PTE_{p-1} de la actualización tarifaria del semestre anterior.

El cálculo de los componentes PTE_{p-1} , PT_{p-1} , PTR_{p-2} y PTE_{p-2} se efectúa utilizando las expresiones definidas en el régimen tarifario que expira el 30 de Junio del 2006.

e) Corrección del cargo por potencia de generación

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

Donde, sólo en este caso:

$CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamentos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

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

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

$GPM_p^{CR-Correcc}$: Monto necesario para cubrir los apartamentos que se produjeron entre los costos de abastecimiento reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales) en horas de Punta de los semestres p-1 y p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPM_p^{CR-Correcc} = (GPE_{p-1} - 2 \times GP_{p-1}) \times (1+r)^{1/2} + (GPR_{p-2} - GPE_{p-2}) \times (1+r)$$

GPE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación en horas de punta con respecto por variaciones en los costos permitidos y en las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-1.

GP_{p-1} : Costos de generación permitidos en horas de punta a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el periodo p-1. (Es el GP_p de la actualización tarifaria anterior).

GPR_{p-2} : Valor que representa el ajuste total del costo generación en horas de punta permitido en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente

GFE_{p-2} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación en horas de punta por variaciones en los costos permitidos y en las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-2. Este valor corresponde al GPE_{p-1} de la actualización tarifaria del semestre anterior.

El cálculo de los componentes GPE_{p-1} , GP_{p-1} , GPR_{p-2} y GFE_{p-2} se efectúa utilizando las expresiones definidas en el régimen tarifario que expira el 30 de Junio del 2006.

f) Corrección del cargo por energía de generación en punta y fuera de punta

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

• En horas de punta

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

Donde, sólo en este caso:

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamentos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria i.

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

$GPM_p^{CR-Correcc}$ y $GP_p^{CR-BASE}$: Definidos anteriormente en el literal e.

• **En horas Fuera de Punta**

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

Donde, sólo en este caso:

$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria i.

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

$GFPM_p^{CR-Correcc}$ y $GFP_p^{CR-BASE}$: Definidos anteriormente en el literal a.

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

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

Donde, sólo en este caso:

$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario

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

$GPM_p^{CR-Correcc}$, $GP_p^{CR-BASE}$, $GFPM_p^{CR-Correcc}$ y $GFP_p^{CR-BASE}$: Definidos anteriormente en los literales c y a respectivamente.

g) **Corrección de costos del mercado mayorista**

(i) **En Punta**

$$GMTPM_p^{CR-Correcc} = GPM_p^{CR-Correcc} + TM_p^{CR-Correcc} + PTM_p^{CR-Correcc}$$

Donde, sólo en este caso:

$GMTPM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas de punta 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 y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria.

$GPM_p^{CR-Correcc}$, $TM_p^{CR-Correcc}$, $PTM_p^{CR-Correcc}$: Definidos anteriormente en los literales e, c y d respectivamente.

(ii) **Fuera de Punta**

$$GMTFPM_p^{CR-Correcc} = GFPM_p^{CR-Correcc}$$

Donde, sólo en este caso:

$GMTFPM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas fuera de punta entre los costos de generación y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos durante los semestres p-1 y p-2.

$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Definido anteriormente en el literal a.

SECCIÓN IV.6.9: CÁLCULO DE LAS CORRECCIONES PARA EL SEGUNDO SEMESTRE DE TRANSICIÓN (01/01/2007 - 30/06/2007)

Artículo 116 El cálculo tarifario de las correcciones necesarias a efectuar en cada uno de los cargos para el segundo semestre comprendido entre el 1 de enero al 30 de junio de 2007, se efectuará utilizando las mismas expresiones anteriores, pero eliminando solamente el término que representa el ajuste parcial de los cargos reconocidos por variaciones en los costos permitidos y en las ventas correspondiente al semestre p-1, que en este caso sería el comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2006, donde justamente se pone en vigencia el nuevo régimen tarifario. El ajuste actualizado que se considerará en este caso es el representativo de la diferencia existente entre los valores correspondientes al ajuste total permitido en los cargos del semestre p-2 (entre el 1 de enero hasta el 30 de junio de 2006), por variaciones en los costos permitidos y en las ventas (GPR_{p-2} , $GFPR_{p-2}$, TR_{p-2} y PTR_{p-2}) PTR_{p-2}), respecto de los valores representativos del ajuste parcial de los correspondientes cargos (GPE_{p-2} , $GFPE_{p-2}$, TE_{p-2} , PTE_{p-2}). En el caso de los cargos asociados a TR_{p-2} y TE_{p-2} se debe tener en cuenta que contemplan a todos los clientes mientras que los restantes solo a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

Artículo 117 El cálculo de las correcciones necesarias a efectuar en cada uno de los cargos para considerar los saldos remanescentes durante el este semestre, se detalla seguidamente:

a) Corrección del cargo tarifario por consumo del alumbrado público

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

Donde, sólo en este caso:

$$GFPM_p^{CR-Correct} = (GFPR_{p-2} - GFPE_{p-2}) \times (1+r)$$

b) Corrección del cargo tarifario por pérdidas estándar en distribución

El cálculo de los componentes $GMTPM_p^{CR-Correct}$ y $GMTFPM_p^{CR-Correct}$, que serán utilizados para definir las correcciones necesarias en el cargo por pérdidas de distribución, se efectuará, solamente para este semestre, mediante las expresiones detalladas en el punto correspondiente a la "Corrección de costos del mercado mayorista" ubicado posteriormente en este mismo numeral.

(i) Pérdidas de energía en distribución

- Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,j}^{P-Correct} = CPERDE_{p-1,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correct}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,j}^{FP-Correct} = CPERDE_{p-1,j}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correct}}{GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

- Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,j}^{Correct} = CPERDE_{p-1,j}^{BASE} \times \left[FCP_p \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correct}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1-FCP_p) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correct}}{GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

(ii) Pérdidas de potencia en distribución

$$CPERDP_{p,j}^{Correct} = CPERDP_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correct}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

c) Corrección del cargo tarifario fijo de transmisión

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

Donde sólo en este caso:

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

d) Corrección del cargo por pérdidas de transmisión

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

Donde sólo en este caso:

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

e) *Corrección del cargo por potencia de generación*

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

Donde, sólo en este caso:

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

f) *Corrección del cargo por energía de generación en punta y fuera de punta*

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

• *En horas de punta*

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

$GPM_p^{CR-Correcc}$: Definido anteriormente.

• *En horas Fuera de Punta*

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

$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Definido anteriormente.

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

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

$GPM_p^{CR-Correcc}$, $GFPM_p^{CR-Correcc}$: Definidos anteriormente.

g) *Corrección de costos del mercado mayorista*

(i) En Punta

$$GMTPM_p^{CR-Correcc} = GPM_p^{CR-Correcc} + TM_p^{CR-Correcc} + PTM_p^{CR-Correcc}$$

$GPM_p^{CR-Correcc}$, $TM_p^{CR-Correcc}$, $PTM_p^{CR-Correcc}$: Definidos anteriormente.

(ii) Fuera de Punta

$$GMTFPM_p^{CR-Correcc} = GFPM_p^{CR-Correcc}$$

$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Definidos anteriormente.

SECCIÓN IV.6.10: CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL

Artículo 118 Presentación de la actualización tarifaria ante el Ente Regulador:

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

Artículo 119 Periodo de revisión y aprobación por parte del ERSP:

A partir del recibo de la información el ERSP 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 el ERSP 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, el ERESIP notificará sus observaciones a fin de que la empresa haga los ajustes correspondientes y notifique al ERESIP su conexión 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 instaurará la propuesta formulada por el ERESIP hasta tanto sea resuelta la controversia; toda controversia se resolverá por arbitraje. En caso de que la controversia sea resuelta en forma favorable a la empresa demandada, la modificación que corresponde se hará con efecto retroactivo a la fecha en que debió ser la actualización. Esto significa que se estiman los ingresos recibidos de más o los ingresos no recibidos, dependiendo del caso y se considerará en el ajuste para efectos del establecimiento del cargo respectivo.

Artículo 1120. Divulgación de los cargos tarifarios para el servicio eléctrico:

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 del ERESIP.

Los cargos desde el ERESIP no luego notificándose alguna objeción pasado un periodo de veinte (20) días, se darán por aprobados, por lo que la empresa los podrá en vigencia en la fecha correspondiente sin necesidad de publicarlos nuevamente.

En el caso de objeciones planteadas por el ERESIP ante alguna empresa y habiendo transcurrido el tiempo respectivo para la conexión de los mismos o solución de las controversias correspondientes, la empresa afectada deberá efectuar una segunda publicación con los nuevos cargos aprobados por el ERESIP, a más tardar cinco (5) días calendario después de la entrada en vigencia de los mismos.

Artículo 1121. Registros de datos y formularios de presentación de información para los establecimientos comerciales:

La información necesaria para poder llevar a cabo las actualizaciones sometidos será enviada por el ERESIP y deberá ser entregada por la empresa distribuidora en los tiempos y formatos de presentación que el ERESIP establezca.

El ERESIP entregará un modelo de formularios para la presentación completa de información requerida. Estos formularios podrán ser recibidos previamente, con una anticipación de tres (3) meses a la fecha de actualización tarifaria sin necesidad de una anticipación pública.

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

Artículo 1122. Tasa de interés a aplicar:

En las formulas correspondientes se aplicará las tasas de interés (q) cuando deba aplicarse los mismos en caso de excedentes o déficit de acuerdo a los formularios 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 correspondientes a meses de un año.

b) Las empresas deberán utilizar la información oficial publicada 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 correspondiente al promedio de las seis (6) meses anteriores (que corresponde al semestre p-2) a la fecha de actualización tarifaria.

SECCIÓN IV.11: RELACIONES ENTRE LOS CARGOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA INSTALADORA Y LOS AGENTES PARA OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA Y LA MEMORIA RECOMENDADA POR LAS ENTIDADES REGULADORAS EN CADA PAÍS O PUNTO DE ENTREGA.

Artículo 1123. Para la determinación de los costos promedio de generación, los costos que surgen de la subtransmisión del Mercado Mayorista y las pérdidas de transmisión a transportar a la red, se requiere realizar la medición de la energía recibida en cada nodo o punto de entrega a las distribuidoras entre los grupos de clientes acogidos a tarifas reguladas y las grandes clientes que conuyen a precios acordados bilaterales. Esta medición se hará con base en una estimación de acuerdo a los siguientes:

Se utilizará para cada uno de las grandes clientes que conuyen a precios acordados bilaterales correspondientes a las líneas de distribución eléctrica que se sirven de ese nodo o punto de red, su consumo de energía equivalente en kWh a partir del consumo registrado en el medidor de carga eléctrica (MWh/ct) instalado en el punto de entrega a grandes clientes que conuyen a precios acordados bilaterales. El consumo equivalente del gran cliente, según a precios acordados bilaterales, en el nodo o punto de red de la empresa distribuidora (MWh/ct) 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 124 Por simplificación esta pérdida se considerará igual al porcentaje de pérdidas estándar aprobado por el ERSP para el período tarifario.

Artículo 125 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 126 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 ($MWhE_{GCI}$) 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 127 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 128 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:

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

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

$MW_{Dnodo,j}$ = 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 129 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 130 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 $MWhE_{GCI}$ de cada gran cliente, lo que le corresponde a la distribuidora (MWh_{CRnodo}) y lo que establecen las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad vigentes.

Artículo 131 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.6.12: AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA

Artículo 132 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.6.13: PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

Artículo 133 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.

ANEXO B

**DEFINICIONES ASOCIADAS AL RÉGIMEN TARIFARIO DEL
SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Abastecimiento: Adquisición en el mercado mayorista de la energía y potencia eléctrica requerida, puesta en nodos de la Empresa Distribuidora (incluye el servicio de transmisión, pérdidas en transmisión y demás servicios del mercado mayorista).

Actividad Regulada: Incluye las actividades de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público.

Actividad No Regulada: Cualquier otra actividad que realice la Empresa Distribuidora distinta a la actividad regulada.

Alumbrado Público: actividad de iluminación de calles y avenidas de uso público.

Caracterización de la Carga: Representación de la carga demandada a un sistema eléctrico en términos de su distribución en el tiempo, y de los distintos grupos de Clientes que la determinan.

Cargo por Demanda: Es el cargo aplicado a la demanda de facturación del Cliente.

Cargos Tarifarios: Valores absolutos o unitarios representativos de la tarifa, que aplicados al Cliente, determinan el monto a pagar a la Empresa Distribuidora por los servicios contratados. Son los valores, que se establecen en el Pliego Tarifario.

CIPLP: Es el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo. Se define para cada nivel de tensión de Distribución.

Clase de Clientes: Cada uno de los grupos en los que se clasifica a los Clientes para la aplicación de las tarifas correspondientes.

Cliente: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio, y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas.

Cliente final: Cliente o gran cliente que compra electricidad para su uso y no para la reventa.

Comercialización: Venta a clientes finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.

Componente de Cargas: Valores representativos de las cargas de Distribución, Redes en Distribución, Conexión, Alimentación y Alumbrado Público, que se distinguen a las diferentes clases de Clientes sobre la base de la información de caracterización de la carga, obteniéndose las cargas tarifarias.

Costo Mediano: Es un costo expresado en unidades de energía (MVAh), que incluye los costos relacionados a la potencia y energía.

Curva de Carga: Diagrama representativo de la conducción de la carga demandada a un sistema eléctrico en el tiempo (día o año), por parte de una categoría de Clientes específica o por la totalidad de ellos. La curva de carga representa valores de potencia promedio de intervalos de quince (15) minutos.

Demandas: Es el valor promedio de la potencia medido durante un intervalo de tiempo especificado. Se expresa en kW.

Demandas de Potencia: Es la demanda usada para determinar las cargas por demanda de acuerdo con las provisiones de un plan de tarifas.

Demandas Máximas: Es el mayor valor de la demanda durante un período específico de tiempo, usualmente el período de facturación, i.e. un mes, etc.

Disponibilidad de las Cargas: Caracterización de clientes en una red eléctrica.

Distribución: Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión variable, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.

Empresa Distribuidora: Empresa responsable de la Distribución y Comercialización de energía eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley 6 y el Contrato de Conexión.

Ente Regulador: Es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, creado por la Ley 26 de 1996.

Estructura Tarifaria: Característica de las tarifas que tienen en cuenta a la clase de Clientes definidos, y la relación entre las cargas de los diferentes clientes.

Factor de Carga: Es la relación de la demanda promedio sobre un período designado de tiempo a la demanda máxima que ocurre en ese período.

Factor de Caracterización Restante de la Clase k (clase de Clientes) en el Nivel j (nivel de tensión): Es el cociente entre la potencia característica de la clase k con la máxima demanda del nivel de tensión j y la potencia máxima de la clase k.

Factor de Caracterización Interno (o simultaneidad) de la Clase k (clase de Clientes) en el nivel j: Es el cociente entre la potencia máxima de la clase k y la suma de las potencias máximas individuales de los clientes de esa clase.

Factor de Participación en Potencia (PFRP): Es el factor que resulta de dividir para cada categoría tarifaria i, la energía consumida en el período de punta respecto de la energía total consumida, sobre los valores en el mismo período de tiempo. Este factor resulta de la comparación de mediciones.

Factor de Participación en Potencia de Punta (PFRPP): Es el factor que resulta de dividir para cada categoría tarifaria i, la energía consumida en el período punta de punta respecto de la energía total consumida, sobre los valores en el mismo período de tiempo. Este factor resulta de la comparación de mediciones. $\text{PFRPP} = (1 - \text{PFRP})$.

Factor de Potencia: Es la relación entre la potencia activa con Elementos (kW) y la potencia aparente con Elementos-aparentes (kVA).

Parámetros Tarifarios: Son los elementos matemáticos de asignar a cada una de las variables definidas en los procedimientos tarifarios un valor resultante de una evaluación de costos calculados bajo el supuesto de eficiencia económica en la gestión de la Empresa Distribuidora.

Gran Cliente: Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior por sitio a la que el ERSP establezca en las revisiones tarifarias, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a tarifas reguladas.

Horas de Punta: Corresponde a las horas entre las 9:00 y las 17:00 horas de lunes a viernes.

Horas Fuera de Punta: Corresponde a las horas entre las 17:00 y las 9:00 horas de lunes a viernes y la totalidad de los días sábado, domingo y días de fiesta nacional.

Ingreso Máximo Permitido: El Ingreso Máximo Permitido (IMP) por actividades reguladas para las empresas distribuidoras en un periodo tarifario es la suma de los Ingresos Máximos Permitidos por las actividades de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público.

Ley: Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

Pico de Demanda: Es la máxima demanda consumida en un periodo de tiempo establecido. Puede referirse a la demanda máxima instantánea o a la demanda máxima promedio sobre un periodo designado de tiempo.

Pliego Tarifario: Documento que contiene todas las tarifas vigentes, las condiciones para su aplicación y las condiciones generales del suministro de energía eléctrica.

Potencia Máxima Individual: Es la potencia máxima de un determinado Cliente que resulta de su curva de carga.

Potencia Simultánea de la Clase: Es la potencia que resulta de sumar todas las curvas de carga de los Clientes de la clase.

Potencia Máxima de la Clase: Es el valor máximo de la potencia simultánea de la clase.

Potencia Coincidental de la Clase k (clase de Clientes) en el Nivel j (nivel de tensión): Es el valor de la potencia instantánea de la clase k en el momento coincidente con la ocurrencia de la potencia máxima j.

Prestador de Servicios Públicos de Electricidad: La persona natural o jurídica, pública o privada, de capital nacional o extranjero, que preste el servicio público de electricidad.

Procedimientos Tarifarios: Son los procedimientos de cálculo de tarifas definidos en el Régimen Tarifario del presente RDC.

Punto de Interconexión o de Conexión: Es el punto donde un Cliente Final o Usuario es conectado a la red de la Empresa Distribuidora y que delimita las propiedades eléctricas entre el Cliente Final o Usuario y la Empresa Distribuidora.

Régimen Tarifario: Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio de electricidad en aquellas actividades sujetas a regulación.

Servicio Público de Comercialización o Servicio de Comercialización: Es la actividad de venta de energía eléctrica a los Clientes Finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.

Servicio Público de Distribución o Servicio de Distribución: Es la actividad de transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.

Tarifa: Precio mediante el cual se traslada a los clientes los costos de la prestación del servicio eléctrico de acuerdo a las fórmulas y metodologías aprobadas por el Ente Regulador