



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 18165 -Elec de *17 de enero* del 2023

MODIFICACIONES TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, DENOMINADO “RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN”

Artículo 3 Las tarifas reguladas de electricidad deberán elaborarse de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 95 del Texto Único de la Ley 6 de 1997.

Artículo 7 Las empresas comparadoras a las que se refiere el artículo 101 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 22 La Autoridad revisará al final de cada periodo tarifario, el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para tales efectos deberá considerar que, de acuerdo con las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el Índice de Precios al Consumidor que emite la Contraloría General de la República, no constituye un grave error de cálculo y, por lo tanto, no causarán la posibilidad de realizar revisiones extraordinarias de tarifas por motivos de estas situaciones.

La determinación del IMP incluirá la revisión de la ejecución de los costos operativos (Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización) efectivamente realizados por las empresas distribuidoras en relación con los costos eficientes reconocidos en el período tarifario que concluye. Esta evaluación se realizará considerando las variables utilizadas en las ecuaciones de eficiencia con las que se calcularán indicadores unitarios de costos.

Si en el análisis del periodo los indicadores unitarios calculados con los costos reales resultan inferiores a los costos unitarios eficientes reconocidos, en el siguiente período tarifario se considerarán los costos reales como base de proyección de los costos operativos, para cumplir con el criterio de eficiencia económica establecido en el artículo 95 de la Ley.

Si los indicadores unitarios calculados con los costos reales resultan superiores a los costos unitarios eficientes reconocidos, se considerará la proyección resultante de las ecuaciones de eficiencia.

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

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

$$IPSD_t = ADM_t + OM_t + DEP BCD_{0t} + (ID_t * DEP\%) + (BCDN_t * RR), t = 1, \dots, 4$$

Donde:

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

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

$DEP BCD_{0t}$ es el valor de la depreciación de la Base de Capital de Distribución al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital Neta, proyectada para el año t .

ID_t Son las Inversiones Eficientes de Distribución provenientes de las Ecuaciones de Eficiencia.

$DEP\%$ es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada con base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos.

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

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP de acuerdo con lo que establece el artículo 101 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 o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.

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

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

b) Cálculo de OM_t

- $OM_t = \sum_j (OM_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- OM_{jt} son los costos de Operación y Mantenimiento de distribución, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.

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 periodo tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 101 y Art. 95). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

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

propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.

- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:
1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre competencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de competencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de competencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018.
 2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre competencia descritos serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.

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

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

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

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

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

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

- $AD_t = \text{SUM}_j (AD_{jt})$, 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.

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

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

tarifario en áreas de Electrificación Rural dentro de la zona de concesión. Estas inversiones deberán ser aprobadas por la ASEP.

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

$$IPCO_t = COM_t + DEP BCC_{0t} + (IC_t * DEP\%) + (BCNC_t * RR)$$

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).

$DEP BCC_{0t}$ es el valor de la depreciación de la Base de Capital de Comercialización al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital Neta, proyectada para 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.

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

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP, de acuerdo a lo que establece el artículo 101 de la Ley.

a) Cálculo de COM_t

- $COM_t = \text{SUM}_j (COM_{jt})$, 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 o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.

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

suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

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

b) Cálculo de BCC_t

$$\text{BCC}_t = \text{BCC}_{t-1} + \text{IC}_t, \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

BCC_{t-1} = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario “t”. Para el primer año (t = 1), BCC₀ representa la Base de Capital de Comercialización al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 101 y Art. 95). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

$$ALUMPU_t = O\&M_{ALUMt} + DEP ACT_{ALUM0t} + (IALUMPUB_t * DEP\%) + (ACTN_{ALUMt} * RR)$$

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

$DEP ACT_{ALUM0t}$ = es el valor de la depreciación de los activos fijos netos en operación del alumbrado público al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de los activos fijos netos, proyectada para el año t.

$IALUMPUB_t$ Son las Inversiones Eficientes de Alumbrado Público. $ACTN_{ALUMt}$ = valor de los activos fijos netos en operación del alumbrado público en cada año tarifario t.

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

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP, de acuerdo con lo que establece el artículo 101 de la Ley.

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. Estos clientes podrán optar por tarifas con cargos por energía en horarios de punta y cargos por energía en dos o más bloques en horarios fuera de punta.

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

(i) La distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente ni ningún otro mecanismo para ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.

(ii) La empresa distribuidora podrá ofrecer a los clientes la utilización de medidores prepagos, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Pre pago en la República de Panamá. Los consumos de estos clientes serán facturados con la tarifa aprobada (basada en energía-kWh).

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

i) Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones de la ASEP, 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 o estudios presentados y debidamente sustentados por la distribuidora.

j) Que contengan subsidios cruzados sólo:

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

k) Que dentro de las opciones tarifarias presenten alternativas de tarifas mixtas con demanda con precios diferenciados por periodos horarios (de punta y dos o más periodos fuera de punta u otros que se puedan determinar).

l) Que dentro de las nuevas clases de tarifas se establezcan tarifas horarias con al menos dos bloques horarios fuera de punta, que procuren una mejora en el factor de carga de las empresas distribuidoras, y por ende un uso más eficiente de la energía, incentivando a los clientes que puedan desplazar su consumo de energía, incluido la recarga de vehículos eléctricos.

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

Artículo 40 La ASEP requerirá para la presentación del Pliego Tarifario que las empresas distribuidoras demuestren fehacientemente que las clases de clientes propuestas tienen distintas características de costos. La empresa distribuidora deberá evaluar la posibilidad de hacer más de una tarifa para clientes en baja tensión con demanda de manera que permitan homogenizar grupos de clientes según sus tamaños de demanda y/o sus factores de carga. Así mismo, para las tarifas horarias en todos los niveles de tensión la empresa distribuidora deberá establecer los cargos en punta y fuera de punta (para los bloques horarios que se determinen) para que generen los incentivos necesarios que permitan desplazar el consumo, poniendo especial énfasis en los cargos por energía. La Autoridad evaluará las propuestas de la empresa distribuidora y en caso de no estar de acuerdo, fijará pautas tendientes a definir los componentes de costos en los cargos tarifarios que podrán ser energizados y los porcentajes, incluyendo la posibilidad de subdivisión de las tarifas.

Artículo 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 (CUSOP_h (B./kWfp – mes o año)), donde h corresponde al bloque horario en fuera de punta que corresponda.

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

- a) Evaluación de la red actual, incluyendo confiabilidad.
- b) Estudio de la demanda por nivel de tensión a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión (115 kV y superiores), incluyendo proyección del balance de potencia.
- c) Requerimientos de inversión física a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión, incorporando las soluciones tecnológicas óptimas desde el punto de vista costo – beneficio y asegurando una confiabilidad acorde con los requerimientos de calidad estipulados.
- d) Estudio de costos unitarios y determinación de los costos de operación y mantenimiento y gestión del sistema de distribución.
- e) Estudio de pérdidas de potencia y energía por nivel de tensión, discriminando entre técnicas y no técnicas.

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

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

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

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

Los componentes de costos por uso en horas de punta y fuera de punta serán asignados a los clientes con tarifas sin medición de demanda, a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece. La distribuidora deberá estimar la demanda en horas de punta y fuera de punta como promedio por cliente de los valores agregados de una clase. Sólo en este caso los componentes CUSOP y CUSOFP_h se energizarán completamente.

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 CUSOP_h a las distintas categorías tarifarias propuestas. Deberá proyectar las ventas de potencia y energía en punta y fuera de punta para las categorías tarifarias que permitan la medición de demanda en punta y fuera de punta, la demanda máxima y/o la energía en el caso de tarifas con medición de demanda máxima y la energía en el caso de tarifas con medición simple de energía.

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

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

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

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

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 otros 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_h y CPP:
 - (i) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas de punta (CPEP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte, sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas de punta.
 - (ii) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas fuera de punta (CPEFP_h (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas fuera de punta.
 - (iii) El componente de costo por pérdidas de potencia (CPP (B./kW)) en cada nivel de tensión en punta será el coeficiente PPT% acumulado al nivel de tensión correspondiente por el precio de abastecimiento de la potencia (incluyendo sistema de transporte y demás costos en el mercado mayorista sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación).
- c) Asignar los componentes de costos por pérdidas a los cargos tarifarios por pérdidas de las distintas categorías.
 - (i) Con respecto al CPEP y CEPFP_h, 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 56 La tarifa debe contener, como mínimo, cinco componentes de costos de abastecimiento por clase de cliente, con costos estimados para el primer semestre de entrada en vigencia del presente Régimen. Estos componentes de costos deben reflejar:

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

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia máxima de generación (CPG) refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para cada periodo tarifario que abarca cuatro (4) años.
- b) El CPG se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por ASEP, considerando entre otros: i) el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada, ii) los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar, iii) la matriz energética presente y futura, iv) cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente. EL CPG se aplica a la demanda contratada total, incluyendo también la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Con este costo para el primer semestre del nuevo periodo tarifario se hará la asignación de los cargos CPOTGEN, CPOTGENE y el de los Grandes Clientes CPOTGENGC que será considerado un cargo extraordinario.
- c) El componente de costos por energía de generación CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia y sin tomar en cuenta los costos de generación extraordinarios.
 - (i) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (i.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo, deduciendo del costo total la parte del costo asignada al componente por potencia.
 - (i.2) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
 - (i.3) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.

- (i.4) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
 - (i.5) Costos por compra de energía asociada a contratos.
 - (i.6) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.7) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
 - (i.8) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (i.9) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
 - (i.10) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución 5399-Elec de 27 de junio de 2012.
 - (i.11) Los costos extraordinarios que correspondan se descuentan del total de costos.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\%CR_p^P$).

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

- (iii) Los componentes de costo por energía en bloques horarios fuera de punta (CEGFP_h) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en bloques horarios fuera de punta respecto al total de la energía comprada $1 - \%CR_p^P$ $\%CR_p^{FP_h}$.

$$CEGFP_h = \sum_1^7 CEG * \%CR_p^{FP_h}$$

- d) Se agrega un componente de costo de generación adicional para tomar en cuenta los costos extraordinarios. Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento, o con sobre contratación y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.

- (i) Los costos a considerar son los siguientes:

- (i.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- (i.2) Costos de autoabastecimiento.

- (i.3) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
 - (i.4) Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.
- (ii) El componente de costo extraordinario resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público, y es igual para todas las clases de clientes.
- (iii) El costo extraordinario asociado a la compra de potencia de los Grandes Clientes que compran su energía a otros agentes del mercado y que la empresa distribuidora le compra su potencia, se asigna en el CPOTGENGC y el mismo se calcula con el costo por potencia máxima de generación (CPG) multiplicado por la demanda estimada a facturar para el cargo por potencia de generación de los Grandes Clientes. Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes. A estos componentes se les agrega el (GEGRT) para obtener un componente de costos por energía total, $CEGP_{Total}$ y $CEGFP_{hTotal}$.

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 bloques horarios en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia.

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

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

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuyo 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, $CEGFP_h$ y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y en los

bloques fuera de punta que correspondan de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece.

- c) En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuyo equipamiento de medición permita la medición de energía por bloques horarios, la distribución de CEGP, CEGFP_h y CPST se realizará directamente.

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 medios digitales.
- 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 medios digitales. 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 medios digitales.
- h) Base de datos de facturación utilizada para validar la proyección de ingresos.

Artículo 64 Estos cargos tarifarios se expresarán en B/. cliente -mes, 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.

Los cargos tarifarios para los bloques horarios fuera de punta se expresarán en B./ kWhfp, donde la energía kWhfp es la energía consumida en el bloque horario fuera de punta que corresponda. Es decir, existirá un cargo para cada bloque horario fuera de punta que se aplicará sobre la energía leída en ese bloque horario.

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

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

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

Adicionalmente, para el caso de los clientes con equipos de Generación Distribuida, se aplicarán los criterios establecidos en el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, el cual deberá evitar que existan subsidios cruzados entre clientes con Generación Distribuida y el resto de los clientes.

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 con su condición de medición, según se indica en este numeral. Cuando un autogenerador o cogenerador vende o entrega potencia y/o energía se aplica lo indicado en el Reglamento de Transmisión.

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

Artículo 74 Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por la ASEP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan. Esta oferta considerará adicionalmente tarifas horarias que incentiven el uso eficiente de la energía, las cuales deberán proponerse con base en el análisis de las características de consumo de los usuarios que permitan identificar un bloque horario en punta y dos o más bloques horarios fuera de punta. El análisis debe considerar el consumo destinado a la recarga de vehículos eléctricos.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- c) Los cargos tarifarios que se ajustan por las variaciones de costos y ventas tienen las definiciones de los términos que se utilizan en los propios numerales que desarrollan sus fórmulas de ajuste.
- d) Las categorías tarifarias son las definidas en la estructura tarifaria para cada clase de clientes.
- e) Los cargos tarifarios que consideren más de un bloque horario y correspondan a los períodos horarios fuera de punta se actualizarán cada uno por separado, considerando la metodología establecida en este Capítulo.

Artículo 99 Pérdidas de energía en distribución:

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

a) *Para las categorías que posean medición con discriminación horaria*

(i) En Punta:

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

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

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

$CPERDE_{p,i}^P$: 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) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los

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

(ii) Fuera de Punta:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 bloques horarios de punta y fuera de punta, de acuerdo a los que les correspondan en cada caso.

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) *Cargo por Potencia de Generación*

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

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

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

b) *Cargo por Energía de Generación*

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

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

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

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

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

$\text{CENEGEN}_{p,i}^P$: 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.

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

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

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

$$\text{CENEGEN}_{p,i}^{P-BASE} = \text{CENEGEN}_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{\text{GM}_p^{\text{CR-BASE}}}{\text{G}_{p-1}^{\text{CR-BASE}}} \right)$$

$\text{GM}_p^{\text{CR-BASE}}$: Porción de los costos de generación permitidos a trasladar a los cargos por energía de las tarifas. Para determinar este valor cada semestre al costo de generación total ($\text{CG}_p^{\text{CR-BASE}}$) se descuenta el costo de generación extraordinario ($\text{CGE}_p^{\text{CR-BASE}}$) y el ingreso

(IPG_p) que producen los cargos por potencia de generación y las ventas estimadas del semestre correspondiente.

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

$$GM_p^{CR-BASE} = \text{Precio Promedio_GP}_p \times VE_p$$

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

$$\text{Precio Promedio_GP}_p = \frac{(CG_p^{CR-BASE} - CGE_p^{CR-BASE} - IPG_p)}{\text{Energía Comprada}_p}$$

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

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

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

1. Costos de compra de potencia:
 - (1.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Para determinar este costo se considera lo siguiente: Los costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 kW que se instalen por calidad del servicio eléctrico. Los costos por reserva de largo plazo

corresponden a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP

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

Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016. Para la verificación de este punto, la empresa distribuidora deberá presentar el detalle de consumo e inyecciones de los clientes, así como el cálculo de los costos, considerando:

- (i) La energía inyectada hasta el 25% se reconoce al valor del costo promedio semestral de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, en el semestre que se acumulan los excedentes, según lo dispuesto en el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.
- (ii) La energía inyectada superior al 25% no se considerará como costo de compra de contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora.

3. Costos del Mercado:

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

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

$$IPG_p = \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGEN}_{p,i} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAXE}_{p,k,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGENGC}_{p,i} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAXE}_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ \text{SUM}_i (\text{CPOTGENE}_{p,i} \times \text{VE}_{p,i}) \end{array} \right]$$

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

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

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

$\text{VE}_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p.

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

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_{i \text{VMDHORARIA}} (\text{CENEGEN}_{p-1}^{P-BASE} \times \text{VE}_{p,i}^P + \text{CENEGEN}_{p-1}^{FPH-BASE} \times \text{VE}_{p,i}^{FPH}) + \text{SUM}_{i \text{VMDNOHORARIA}} (\text{CENEGEN}_{p-1}^{BASE} \times \text{VE}_{p,i}) + \text{SUM}_i (\text{CCONAP}_{p-1}^{BASE} \times \text{VE}_{p,i}) \right]$$

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

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

Al

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\sum_{i \in \text{VMDHORARIA}} (\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + \text{CENEGEN}_{p-2,i}^{FPH-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FPH}) + \sum_{i \in \text{VMDNOHORARIA}} (\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + \sum_i (\text{CCONAP}_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + \sum_i (\text{VarxComb}_i \times VR_{p-2,i}) \right] + GPR_{p-4}$$

GR_{p-2} Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales (asignados a la energía) y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

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

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

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

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

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

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

$$IPG_{p-2} = \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGEN}_{p-2,i} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAX}_{p-2,k,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGEN}_{p-2,i}^{\text{GC}} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAX}_{p-2,k,i}^{\text{GC}} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGENE}_{p-2,i} \times \text{VR}_{p-2,i} \right) \end{array} \right]$$

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

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

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

$\text{VR}_{p-2,i}^{\text{FPH}}$: Ventas Reales de energía en los bloques horarios h fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre $p-2$.

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned}
GPR_{p-4} = & \left[\text{SUM}_{i \text{VM DHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times VE_{p-2,i}^P + \text{CENEGEN}_{p-2,i}^{\text{FP}h-\text{Correc}} \times \right. \right. \\
& \left. \left. VE_{p-2,i}^{\text{FP}h} \right) + \text{SUM}_{i \text{VM DNOHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{\text{Correc}} \times VE_{p-2,i} \right) + \right. \\
& \left. \text{SUM}_i \left(\text{CCONAP}_{p-2,i}^{\text{Correc}} \times VE_{p-2,i} \right) \right] - \\
& \left[\text{SUM}_{i \text{VM DHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times VR_{p-2,i}^P + \text{CENEGEN}_{p-2,i}^{\text{FP}h-\text{Correc}} \times \right. \right. \\
& \left. \left. VR_{p-2,i}^{\text{FP}h} \right) + \text{SUM}_{i \text{VM DNOHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{\text{Correc}} \times VR_{p-2,i} \right) + \right. \\
& \left. \text{SUM}_i \left(\text{CCONAP}_{p-2,i}^{\text{Correc}} \times VR_{p-2,i} \right) \right]
\end{aligned}$$

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

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

$\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{\text{Correc}}$: Cargo *Correc* por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2.

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

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

El cálculo del cargo tarifario por generación de energía en bloques horarios h 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:

$$\text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{FP}h} = \text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{FP}h-\text{BASE}} + \text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{FP}h-\text{Correc}}$$

$\text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{FP}h}$: Cargo tarifario por energía en los bloques horarios h 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.

$\text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{FP}h-\text{BASE}}$: Cargo Base por energía en los bloques horarios h 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.

$\text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{FP}h-\text{Correc}}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en bloques horarios h Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales

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

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

$$\text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{FPh-BASE}} = \text{CENEGEN}_{p-1,i}^{\text{FPh-BASE}} \times \left(\frac{\text{GM}_p^{\text{CR-BASE}}}{\text{G}_{p-1}^{\text{CR-BASE}}} \right)$$

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

$$\text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{FPh-Correc}} = \text{CENEGEN}_{p-1,i}^{\text{FPh-BASE}} \times \left(\frac{\text{GM}_p^{\text{CR-Correc}}}{\text{G}_{p-1}^{\text{CR-BASE}}} \right)$$

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

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

$$\text{CENEGEN}_{p,i} = \text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{BASE}} + \text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{Correc}}$$

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

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

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

$$\text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{BASE}} = \text{CENEGEN}_{p-1,i}^{\text{BASE}} \times \left(\frac{\text{GM}_p^{\text{CR-BASE}}}{\text{G}_{p-1}^{\text{CR-BASE}}} \right)$$

$$\text{CENEGEN}_{p,i}^{\text{Correc}} = \text{CENEGEN}_{p-1,i}^{\text{BASE}} \times \left(\frac{\text{GM}_p^{\text{CR-Correc}}}{\text{G}_{p-1}^{\text{CR-BASE}}} \right)$$

c) *Cargo de Generación Extraordinario*

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

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

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

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

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

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

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

$$\text{CENEGENEX}_{p,i}^{\text{BASE}} = \text{CENEGENEX}_{p-1,i}^{\text{BASE}} \times \left(\frac{\text{CGE}_{p,i}^{\text{CR-BASE}}}{\text{GE}_{p-1}^{\text{CR-BASE}}} \right)$$

El costo de generación extraordinario ($\text{CGE}_p^{\text{CR-BASE}}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.

2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
3. Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
4. Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

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

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

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

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

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

$$\text{CENEGENEX}_{p,i}^{\text{Correc}} = \text{CENEGENEX}_{p-1,i}^{\text{Base}} \times \left(\frac{\text{CGE}_{p,i}^{\text{CR-Correc}}}{\text{GE}_{p-1}^{\text{CR-BASE}}} \right)$$

$\text{CGE}_{p,i}^{\text{CR-Correc}}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$\text{CGE}_p^{\text{CR-Correc}} = (\text{CE}_{p-2}) \times (1 + r)$$

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

$$\text{CE}_{p-2} = \text{CE}_{p-2}^C - [\text{SUM}_i(\text{CENEGENEX}_{p-2,i}^{BASE} \times \text{VR}_{p-2,i})] + \text{CE}_{p-4}$$

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

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

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

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

$$CEP_{p-4} = \left[\sum_i (CENEGENEX_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \right] - \left[\sum_i (CENEGENEX_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \right]$$

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

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

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

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

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

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

$$CPOTGEN_{m,i}^{P-BASE} = CPOTGEN_{m-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{G_{p-res\ tante}^{CR-BASE} conAMP_m}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

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

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

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

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

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

- Para los restantes meses:

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

Donde

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

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

$$\begin{aligned}
&_m \\
&= GM_{m-2,real-parcial}^{CR-BASE} \\
&\left[\begin{aligned}
&SUM_i(CPOTGENE_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^2 DMAX_{m-2,k,i} \right) + \\
&SUM_{i \forall i=MD \rightarrow HORARIA} (CNEGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}^P + CNEGEN_{m-2,i}^{FPH-BASE} \times VR_{m-2,i}^{FPH}) + \\
&SUM_{i \forall i=MDNOHORARIA} (CNEGEN_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_i (CCONAP_{m-2,i}^{BASE} VR_{m-2,i})
\end{aligned} \right]
\end{aligned}$$

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

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

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

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