

ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 12342 -Elec de 27 de abril de 2018

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL TÍTULO IV, DENOMINADO "RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN" Y DEL TÍTULO V, DENOMINADO "RÉGIMEN DE SUMINISTRO", AMBOS DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

I. Exposición de Motivos

En atención a la revisión tarifaria cuatrianual que corresponde realizar para el próximo periodo tarifario, se han evaluado distintos aspectos relacionados con la metodología de cálculo del IMP y con aspectos relacionados a la estructura o fórmula tarifaria producto de la evolución que ha tenido el mercado y la tecnología, concluyendo que es necesario realizar algunas modificaciones al Régimen Tarifario y al de Suministro.

Dichas modificaciones se presentan a continuación:

<u>TÍTULO IV- Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y</u> Comercialización de Energía Eléctrica

Para el cálculo del IMP:

Se presenta a consideración la propuesta de modificación de los artículos 17 y 18 para presentar de forma más genérica las ecuaciones de eficiencia a utilizar para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido a las empresas de distribución, de manera que permita que el análisis econométrico sea más amplio y permita analizar opciones de ecuaciones que mejoren resultados estadísticos de las ecuaciones.

Los artículos 24 y 26 se modifican para añadir que a partir de la próxima revisión tarifaria (2022-2026), para los activos incorporados durante el periodo anterior no se les realizará revisión de sus costos unitarios, si en el informe anual sus auditores externos confirman que los proyectos han sido producto de actos de licitación donde hubo más de un participante en los cuales no han participado empresas del mismo grupo económico. Se indica que Las inversiones que no cumplan con las licitaciones se le revisarán sus costos a través de comparaciones con el costo internacional. Además, se adiciona que cada año presenten un cronograma de las licitaciones previstas.

El literal a del artículo 28 se modifica para cambiar el año 2009 al que hace referencia.

Para la Estructura Tarifaria:

Se modifica el artículo 46 para eliminar la posibilidad de energizar los componentes de costos de Distribución en las tarifas que posean medición de demanda. Esto es necesario para procurar que la red se pague por el uso que se le da.

Se modifica el artículo 56 para incorporar el concepto de que el componente de costo por demanda es por demanda máxima en punta. Esto es una modificación sólo de forma, ya que en la práctica así es como se hace.

Se modifica el artículo 57 para establecer que el componente de costo de generación por potencia debe reflejar el costo de capacidad a asignar en tarifas determinado por la ASEP. El cargo por potencia en la tarifa debe reflejar el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda. Todos los clientes finales deben pagar el cargo por potencia de generación con el mismo criterio. Se ha visto la necesidad de definir esto en el Régimen Tarifario, debido a que en la actualidad la distribución de los costos por parte de los generadores en sus contratos de suministro está más orientado a mitigar sus riesgos que a asignarlos en función de los costos fijos o variables.

En este artículo, además se agrega a los costos extraordinarios la porción de costos causada por una sobrecontratación de potencia o energía causada por el incremento de los clientes con autoconsumo. Se indica que para esto, la ASEP evaluará la información que la empresa presente en cada caso.

Se modifica el artículo 59 para tomar en cuenta la modificación realizada en el artículo 57. Se agrega, que para la asignación del componente de costos de generación por potencia a los cargos tarifarios, a excepción del cargo para los Grandes Clientes, se podrá energizar parcialmente sólo por instrucciones de ASEP. Además se modifica para aclarar que el componente de costos de transmisión sólo podrá ser energizado en las clases de clientes que no cuenten con medición de demanda.

Se modifica el artículo 66 para agregar un cuadro para mostrar los cargos que les corresponden pagar a los Clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.

Se modifican los literales a y b del artículo 70 para indicar que a los Grandes Clientes a los que la empresa distribuidora les compra su potencia deben pagar el cargo por potencia de generación.

Se modifica el artículo 74, para incorporar que en las opciones tarifarias, los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias sólo podrán optar por tarifas con demanda.

Se modifican los artículos 82 y 83 para agregar la forma de facturar la energía y demanda en las tarifas para clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias y a los Grandes Clientes, por lo siguiente:

- El crecimiento de clientes con autoconsumo en el país ha motivado que se requieran definir criterios tarifarios sostenibles que permitan su desarrollo sin que vayan en detrimento del sistema de redes ni del resto de los clientes.
- Con respecto a la demanda a facturar a los Grandes Clientes se aclara que para la
 aplicación del cargo por potencia de generación se debe agregar a la Demanda Leída la
 proporción que le correspondería por la reserva de confiabilidad y la pérdida de potencia
 que se incluye en la compra que deben hacer las empresas distribuidoras para abastecer
 el suministro de todos los clientes finales, es decir incluyendo la de los Grandes Clientes.

Al establecerse el esquema de facturación para nuevos clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, el artículo 9 del Procedimiento sólo se aplicará a los clientes que cuenten con plantas instaladas a la fecha de entrada en vigencia de la modificación al Reglamento o que se instalen en los siguientes tres (3) meses de la entrada en vigencia y por el periodo tarifario que concluye en junio de 2022. Para el nuevo periodo tarifario, la forma de facturar la energía y la demanda establecida en el Régimen Tarifario se aplicará a todos los clientes. Por lo cual se modificará el artículo 9 del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias para establecer que la facturación se realizará de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Distribución y Comercialización.

Para las Actualizaciones Tarifarias dentro del Periodo Tarifario:

La propuesta de modificación del artículo 106, en el literal a) Cargo por Potencia de Generación, establece que los cargos por potencia de generación, incluyendo el de los Grandes Clientes no se ajustarán dentro del periodo tarifario.

En el literal b) Cargo por Energía de Generación, se establece que los cargos por energía de generación se ajustarán considerando todos los costos de generación, sólo quitando la porción que se recupere a través de los cargos por potencia de generación establecidos.

También se agrega a los costos extraordinarios la porción de costos causada por una sobrecontratación de potencia o energía causada por el incremento de los clientes con autoconsumo. Para esto, ASEP evaluará la información que la empresa presente en cada caso.

Además, se incorpora que en la actualización semestral se realice una verificación de que los ingresos que producen los cargos por generación recuperen los costos de generación permitidos y de que las tarifas horarias mantengan la proporción original entre punta y fuera de punta con la que se diseñó la estructura con los ajustes aplicados, y en el caso de no mantenerse la empresa distribuidora deberá presentar una propuesta de ajuste a la ASEP.

Se elimina el literal c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes.

También se introduce la verificación anual de la proporcionalidad de la asignación de los cargos por potencia.

El artículo 125, sobre la actualización parcial mensual, se modifica para eliminar de la actualización mensual el ajuste del cargo por potencia, ya que el mismo no se ajustará dentro del periodo tarifario, salvo que se determine que se requiera antes.

El artículo 129 se modifica en función de la modificación del artículo 125, eliminando el ajuste a los cargos de potencia en la actualización parcial mensual.

TÍTULO V – Régimen de Suministro

Se modifica el artículo 40 para incorporar elementos en la factura de los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias y de los Grandes Clientes.

II. PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV

Donde Dice:

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

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

Debe Decir:

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

Donde Dice:

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

(1)
$$\mathbf{A}\mathbf{D}_{i} = \mathbf{a}_{i} * \mathbf{C}_{i}^{\alpha j} * \mathbf{D}_{i}^{\beta j}$$

(2)
$$\mathbf{AC_j} = \mathbf{b_j} * \mathbf{C_j}^{\gamma j} * \mathbf{D_j}^{\delta j}$$

$$(3) \ ADM_j = c_j * C_j ^{\epsilon j} * D_j ^{\phi j}$$

$$(4) \mathbf{OM}_j = \mathbf{d}_j * \mathbf{C}_j \eta_j * \mathbf{D}_j \lambda_j$$

(5)
$$COM_j = e_j * C_j^{\mu j} * D_j^{\nu j}$$

en la que:

- Cj es el número de clientes del Área Representativa "j",
- Dj es la carga máxima, a nivel punto de inyección, correspondiente al Área Representativa "j". Siempre se debe cumplir que $\Sigma D_j = D$, siendo D la demanda máxima de todo el sistema.
- \bullet a_j, b_j, c_j, d_j y e_j son parámetros adimensionales de la ecuación de eficiencia.
- αj, βj, γj, δj, εj, φj, ηj y λj representan las elasticidades de la variable de costo que se pretende determinar con respecto a cada variable explicativa.

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

Todos los costos deberán ser convenientemente estandarizados a una moneda común, previo a la determinación de las ecuaciones de eficiencia. Si esta moneda común no es el Balboa, los resultados finales de costos deberán ser convertidos a Balboas utilizando el mismo procedimiento. El procedimiento de estandarización debe, finalmente, adaptar los costos internacionales a la realidad de las empresas de Panamá.

Debe Decir:

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

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

en la que:

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

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

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

Todos los costos deberán ser convenientemente estandarizados a una moneda común, previo a la determinación de las ecuaciones de eficiencia. Si esta moneda común no es el Balboa, los resultados finales de costos deberán ser convertidos a Balboas utilizando el mismo procedimiento. El procedimiento de estandarización debe, finalmente, adaptar los costos internacionales a la realidad de las empresas de Panamá.

Donde Dice:

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

IPSD es el valor presente de los ingresos anuales IPSD_t permitidos por los costos del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario (t = 1,...,4). El ingreso anual

permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

a) <u>Cálculo de ADM</u>_t

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

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

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

b) Cálculo de OM_t

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

c) Cálculo de BCDt

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

BCD_{t-1} = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario "t". Para el primer año (t = 1), BCD₀ representa la Base de Capital de Distribución al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

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

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

- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Debe Decir:

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

a) Cálculo de ADM_t

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

En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión

tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

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

b) Cálculo de OMt

- $OM_t = SUM_j$ (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:
 - $ightharpoonup C_{jt}$: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - $ightharpoonup D_{jt}$: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).

c) Cálculo de BCDt

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

BCD_{t-1} = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario "t". Para el primer año (t = 1), BCD₀ representa la Base de Capital de Distribución al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

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

(iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.

Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, se considerarán costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo, a aquellos que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico. Anualmente con la presentación de la información del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas, la empresa presentará un informe explicativo detallando todas las obras realizadas, así como un resumen de los procesos de licitaciones llevados a cabo y sus resultados. Este informe debe incluir una certificación de sus auditores externos de los procesos realizados.

Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos, serán verificadas con el procedimiento anterior, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.

A partir del año 2018, el 1 de julio de cada año presentarán un cronograma de las licitaciones previstas para el siguiente año calendario.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde Dice:

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

a) Cálculo de COMt

- $COM_t = SUMj$ (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:
 - $ightharpoonup C_{jt}$: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - ▶ D_{jt}: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

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

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

b) <u>Cálculo de BCC</u>_t

$$BCC_t = BCC_{t-1} + IC_t$$
, 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. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

(i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Debe Decir:

Articulo 26 IPCO es el valor presente de los ingresos anuales IPCO_t permitidos por la actividad de comercialización en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para

recuperar los costos de la actividad de comercialización se calculará según la siguiente fórmula:

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

Donde:

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

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

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

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

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

a) Cálculo de COMt

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

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

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

b) <u>Cálculo de BCCt</u>

$$BCC_t = BCC_{t-1} + IC_t$$
, 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. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.
- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.
- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, se considerarán costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo, a aquellos que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en las cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico. Anualmente con la presentación de la

información del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas, la empresa presentará un informe explicativo detallando todas las obras realizadas, así como un resumen de los procesos de licitaciones llevados a cabo y sus resultados. Este informe debe incluir una certificación de sus auditores externos de los procesos realizados.

Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos, serán verificadas con el procedimiento anterior, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.

A partir del año 2018, el 1 de julio de cada año presentarán un cronograma de las licitaciones previstas para el siguiente año calendario.

(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)

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

- $AC_t = SUMj$ (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:
 - $ightharpoonup C_{jt}$: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - $ightharpoonup D_{jt}$: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

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

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

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

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

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

Donde Dice:

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

- a) Los activos fijos netos en operación a costo original eficiente al término del año 2009;
- b) Los activos resultantes del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el próximo periodo tarifario. Este plan de inversiones será presentado por la distribuidora a la ASEP con la debida justificación, detalle que permita su seguimiento y este último deberá prestar su acuerdo.
- c) Los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, serán identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.
- d) Los recibidos con posterioridad a esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

Debe Decir:

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

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

Donde Dice:

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

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

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

- a) Evaluación de la red actual, incluyendo confiabilidad.
- b) Estudio de la demanda por nivel de tensión a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión (115 kV y superiores), incluyendo proyección del balance de potencia.
- c) Requerimientos de inversión física a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión, incorporando las soluciones tecnológicas óptimas desde el punto de vista costo beneficio y asegurando una confiabilidad acorde con los requerimientos de calidad estipulados.

- d) Estudio de costos unitarios y determinación de los costos de operación y mantenimiento y gestión del sistema de distribución.
- e) Estudio de pérdidas de potencia y energía por nivel de tensión, discriminando entre técnicas y no técnicas.

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

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

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

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

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

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

Debe Decir:

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

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

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

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

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

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

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

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

En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de demanda máxima, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes al cargo de demanda máxima.

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

Donde Dice:

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

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

Debe Decir:

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

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

Donde Dice:

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:
 - (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.

- (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
- (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
- (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
- (vi) Menos los costos de Potencia energizados

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

En el caso de los Grandes Clientes, se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos. Los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo pagarán este cargo por la demanda medida en el periodo de horas de punta y el cargo será cero por la demanda en periodo fuera de horas de punta.

- b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.
 - (i) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (i.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales.
 - (i.2) Costos por compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.4) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
 - (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (i.6) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
 - (i.7) Costos de potencia energizados.

- (i.8) 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.
- (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 ($\% CR_p^P$).

$$CEGP = \sum_{1}^{7} Costos \times \% CR_{p}^{P}$$

(iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada $(1 - \% CR_p^P)$.

$$CEGFP = \sum_{1}^{7} Costos \times \left(1 - \% CR_{p}^{P}\right)$$

- (iv) 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 y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.
 - (iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1.2) Costos de autoabastecimiento.
 - (iv.1.3) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1.4) Porción del Mercado Ocasional ocasionada por la compra de energía de los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP.

- (iv.1.5) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
- (iv.2) El componente de costo extraordinario por energía resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

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

Debe Decir:

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia máxima en punta de generación CPG refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para el periodo tarifario. Se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas y se aplica a la demanda contratada total que incluye la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Con este costo para el primer semestre del nuevo periodo tarifario se hará asignación de los cargos.
- b) El componente de costos por energía de generación CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia.
 - (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.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\% CR_p^P$).

$$CEGP = \sum_{1}^{7} CEG \times \% CR_{p}^{P}$$

(iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada ($1 - \% CR_n^P$).

$$CEGFP = \sum_{1}^{7} CEG \times (1 - \% CR_{p}^{P})$$

- (iv) 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 producto del autoconsumo y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.
 - (iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1.2) Costos de autoabastecimiento.
 - (iv.1.3) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1.4) Porción del Mercado Ocasional ocasionada por la compra de energía de los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP.
 - (iv.1.5) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
 - (iv.1.6) Sobrecostos ocasionados por sobre contratación causada por el incremento de clientes con autoconsumo, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

(iv.2) El componente de costo extraordinario por energía resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

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

Donde Dice:

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

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia. En el caso de los Grandes Clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia deberán ser asignados a un cargo por demanda (en kW), se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos. Para los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo pagarán este cargo por la demanda medida en el periodo de horas de punta y el cargo será cero por la demanda en periodo fuera de horas de punta. Para el resto de los clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia podrán ser energizados o incorporados parcialmente al cargo por energía a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP.

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

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

Debe Decir:

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

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

En el caso de las clases de clientes que tengan cargos por demanda, el componente de costos por potencia máxima de generación CPG sólo podrá ser energizado o incorporado parcialmente al cargo por energía por instrucciones de la ASEP. Para estas clases de clientes, el componente de costo por demanda en punta de transmisión CUCOST no podrá ser energizado.

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

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

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

Donde Dice:

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

DEFINICIÓN (= Categoría Ta Tarifario (sól categorías con m	IDENTIFICACION	COMPONENTES	UNID	ACION	
	(i= Categoría Tarifaria y j=Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria)	sólo aplica en las n medición binómica DE COSTOS A ASIGNAR		MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA
Cargo de Distribución	$\mathrm{CD}_{\mathrm{i},\mathrm{j}}$	CUSOP CUSOFP	kWh	kWh y/o 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	$CPERDE_{i,j}$	CPEP CPEFP	kWh	kWh	kWhp y kWhfp
Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	CPERDP _{i,j}	СРР	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	CSERAPi	CSAP	kWh		

DEFINICIÓN	IDENTIFICACION	COMPONENTES UNIDAD DE A		AD DE APLICA	PLICACION	
	(i= Categoría Tarifaria y j=Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria)	DE COSTOS A ASIGNAR	MEDICIÓN MONÓMICA	MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA	
Cargo por el			kWh			
Consumo de	CCONAP _i	CCAP				
Alumbrado Público						
Cargo por Potencia	CPOTGEN _{ii}	CPG	kWh	kWh y/o	kWh y/o	
en Generación	Crorotivi,	CrO	K W II	kW max (*)	kWp(*)	
Cargo por Energía	CENEGENi.i	CEGP	kWh kWh		kWhp y	
en Generación	CEINEGEINi,j	CEGFP	KWII	KWII	kWhfp	
Cargo por Potencia	CPT _{i,i}	CUCOST	kWh	kW max	kWp	
en Transmisión	C1 1 _{1,j}	000031	K W II	K W IIIAX	K W P	
Cargo por Energía	CPET;	CPST	kWh			
en Transmisión	CI EI ₁	C131	KWII			

^(*) El Cargo por Potencia en Generación se identificará como CPOTGEN_{i,j}. En caso que se utilicen los dos cargos, esto es, el Cargo por Potencia y el Cargo por Energía, entonces, este último se identificará como CPOTGENE_{i,j}. El Cargo por Potencia en Generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia se identificará como CPOTGENGC_{i,j}.

Debe Decir:

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

	IDENTIFICACION	COMPONENTES	UNIDAD DE APLICACION		
DEFINICIÓN	(i= Categoría Tarifaria y j=Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria)	DE COSTOS A	MEDICIÓN MONÓMICA	MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA
Cargo de Distribución	$\mathrm{CD}_{i,j}$	CUSOP CUSOFP	kWh	kW max	kWp y kWfp
Cargo por Conexión	CX_i	CXC	Por Conexión		
Cargo por Reconexión	CRX_i	CXRC	Por Reconexión		
Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	$CPERDE_{i,j}$	CPEP CPEFP	kWh	kWh	kWhp y kWhfp
Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	$CPERDP_{i,j}$	СРР	kWh	kW max	kWp
Cargo de Comercialización Fijo	CCOMF _i	CCOF	Por Cliente		
Cargo de Comercialización Variable	$CCOMV_i$	CCOV	kWh		
Cargo por el Servicio de Alumbrado Público	CSERAP _i	CSAP	kWh		
Cargo por el Consumo de Alumbrado Público	CCONAP _i	CCAP	kWh		
Cargo por Potencia en Generación (*)	CPOTGEN _{i,j} <mark>CPOTGENE_{i,j}</mark> CPOTGENGC _{i,}	CPG	kWh	kWh y/o kW max (*)	kWh y/o kWp ^(*)
Cargo por Energía en Generación	CENEGEN _{i,j}	CEGP CEGFP	kWh	kWh	kWhp y kWhfp
Cargo por Potencia en Transmisión	$\mathrm{CPT}_{\mathrm{i},\mathrm{j}}$	CUCOST	kWh	kW max	kWp

DEFINICIÓN	IDENTIFICACION	COMPONENTES DE COSTOS A ASIGNAR	UNIDAD DE APLICACION		
	(i= Categoría Tarifaria y j=Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria)		MEDICIÓN MONÓMICA	MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA
Cargo por <mark>Pérdidas de</mark> Energía en Transmisión	CPET _i	CPST		kWh	

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

A los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias se deben aplicar los siguientes cargos tarifarios:

	IDENTIFICACION	COMPONENTES	DIRECCIONAL		
DEFINICIÓN	(i= Categoría Tarifaria y j=Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria)	ría Tarifaria y j=Bloque o (sólo aplica en las con medición binómica DE COSTOS A MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE		MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA	
Cargo de Distribución	$\mathrm{CD}_{\mathrm{i},\mathrm{j}}$	CUSOP CUSOFP	kW max mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada	kWhp y kWhfp mayor entre demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada	
Cargo por Conexión Cargo por Reconexión	CX _i CRX _i	CXC CXRC	Por Conexión Por Reconexión		
Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	$\mathrm{CPERDE}_{\mathrm{i},\mathrm{j}}$	CPEP CPEFP	kWh neta consumida		
Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	$CPERDP_{i,j}$	СРР	kWh neta consumida y/o kW max consumida	kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida	
Cargo de Comercialización Fijo	CCOMF _i	CCOF	Por Cliente		
Cargo de Comercialización Variable	$CCOMV_i$	CCOV	kWh mayor entre la energía de referencia y la energía neta (ya sea inyectada o retirada)		
Cargo por el Servicio de Alumbrado Público	CSERAP _i	CSAP	kWh mayor entre la energía de referencia y la energía neta (ya sea inyectada o retirada)		
Cargo por el Consumo de Alumbrado Público	CCONAP _i	ССАР	kWh neta consumida		
Cargo por Potencia en Generación	CPOTGEN _{i,j} CPOTGENE _{i,j}	CPG	kWh neta consumida y/o kW max consumida	kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida	
Cargo por Energía en Generación	CENEGEN _{i,j}	CEGP CEGFP	kWh neta consumida y/o kW max consumida	kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida	
Cargo por Potencia en Transmisión	$\mathrm{CPT}_{\mathrm{i,j}}$	CUCOST	kW max mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada	kWhp y kWhfp mayor entre demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada	
Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	$CPET_i$	CPST	kWh neta consumida y/o kW max consumida	kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida	

Parágrafo transitorio: A los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias que cuenten con plantas instaladas a la fecha de entrada en vigencia de la modificación al Reglamento o que se instalen en los siguientes tres (3) meses de la entrada en vigencia, se les otorgará un periodo tarifario, en el que se les seguirá facturando con la metodología anterior y a partir del próximo periodo tarifario julio 2022 a jun 2026 se les aplicará la metodología establecida en este Régimen Tarifario. La ASEP evaluará la aplicación del cargo por potencia en Generación en la medida en que la evolución del mercado así lo requiera.

Donde Dice:

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

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

Debe Decir:

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

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

- b) Grandes clientes con medición SMEC: No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales que deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos.
- c) Distribuidores: No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Alumbrado Público, ni los costos de comercialización variable CCOV. Pagan la mitad del componente de costo denominado CCOF y el resto de los componentes de costos. Cuando el uso de la red sea con carácter de reserva (confiabilidad), el cliente deberá definir un valor de potencia, el cual estará vigente por periodos anuales. En tal caso, en la facturación mensual se tendrá en cuenta la potencia realmente leída, si está entre el cincuenta por ciento (50%) y el ciento veinte por ciento (120%) de la definida. En caso de que la potencia leída sea inferior al cincuenta por ciento (50%) de la potencia definida se facturará el 50% de dicha potencia definida, y en caso que sea superior al ciento veinte por ciento (120%) de la potencia definida, se facturará el excedente con un recargo del cincuenta por ciento (50%).

Donde Dice:

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.

Debe Decir:

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.

Los clientes que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias sólo podrán optar por tarifas con demanda.

Donde Dice:

Artículo 82 Facturación de Energía: Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios – hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

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

Debe Decir:

Artículo 82 Facturación de Energía:

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por energía de su tarifa se aplicarán multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios hora (kWh) por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.
- b) A los clientes que se hayan acogido al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias:
 - i. Los cargos por energía asociados a la comercialización y al alumbrado público - red se aplicarán multiplicando a la mayor entre la energía de referencia y la energía neta (ya sea inyectada a la red de la empresa de distribución o retirada de la red) en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.
 - ii. Los cargos por energía asociados a las pérdidas en distribución, las pérdidas de energía en transmisión, a la generación y al alumbrado público consumo se aplicarán a la energía neta consumida en kilovatios hora (kWh) por su precio unitario.

Hay energía neta consumida, sólo si se cumple lo siguiente:

kWh consumidos de la red > kWh invectados por el cliente a la red

La energía neta consumida = kWh consumidos de la red - kWh inyectados por el cliente a la red

iii. La energía de referencia se obtendrá del promedio de los últimos seis (6) meses de consumo del cliente. En el caso de clientes nuevos, se obtendrá de mediciones que se realicen a sus instalaciones. Esta energía de referencia podrá ser verificada una vez al año a solicitud del cliente.

Parágrafo transitorio: A los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias que cuenten con plantas instaladas a la fecha de entrada en vigencia de la modificación al Reglamento o que se instalen en los siguientes tres (3) meses de la entrada en vigencia, se les otorgará un periodo tarifario, en el que se les seguirá facturando con la metodología anterior y a partir del próximo periodo tarifario julio 2022 a jun 2026 se les aplicará la metodología establecida en este Régimen Tarifario.

c) A los Grandes Clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que hagan uso de la red de la distribuidora: los cargos por energía de su tarifa se aplicarán multiplicando el consumo medido en el punto de entrega del cliente en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.

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

Donde Dice:

Artículo 83 Facturación de Demanda: De acuerdo al Régimen Tarifario se podrán establecer tarifas con cargos por demanda a clientes con demandas mayores a quince (15) kW. A los clientes residenciales no se les aplicará tarifas con cargos por demanda, salvo que los mismos opten por una a su conveniencia. Se consideran clientes residenciales aquellos que usan la energía eléctrica para su vivienda exclusivamente.

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

Debe Decir:

Artículo 83 Facturación de Demanda: De acuerdo al Régimen Tarifario se podrán establecer tarifas con cargos por demanda a clientes con demandas mayores a quince (15) kW. A los clientes residenciales no se les aplicará tarifas con cargos por demanda, salvo que los mismos opten por una a su conveniencia, o se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias. Se consideran clientes residenciales aquellos que usan la energía eléctrica para su vivienda exclusivamente.

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

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario.
- b) A los clientes que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, la demanda utilizada para facturar se determinará de la siguiente forma:
 - i. Para los cargos por potencia asociados a la distribución y a la transmisión se utilizará la mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada a la red de la empresa de distribución o la retirada de la red en kilovatios (kW). Esta demanda se multiplicará por su precio unitario en B/./kW mes
 - ii. Los cargos por potencia de generación se aplicarán a la demanda consumida en kilovatios (kW) por su precio unitario.
 - iii. La demanda de referencia se obtendrá del promedio de la demanda máxima leída de los últimos seis (6) meses. En el caso de clientes nuevos, se obtendrá de mediciones que se realicen a sus instalaciones. Esta demanda de referencia podrá ser verificada una vez al año a solicitud del cliente.

Parágrafo transitorio: A los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias que cuenten con plantas instaladas a la fecha de entrada en vigencia de la modificación al Reglamento o que se instalen en

los siguientes tres (3) meses de la entrada en vigencia, se les otorgará un periodo tarifario, en el que se les seguirá facturando con la metodología anterior y a partir del próximo periodo tarifario julio 2022 a jun 2026 se les aplicará la metodología establecida en este Régimen Tarifario. La ASEP evaluará la aplicación del cargo por potencia en Generación en la medida en que la evolución del mercado así lo requiera.

c) A los Grandes Clientes:

i. Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.

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

ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario.

Donde Dice:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

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

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

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

 $CPOTGEN_{p,i}^{p}$ ó $CPOTGENE_{p,i}^{p}$: Cargo tarifario por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p,

CPOTGEN $_{p,i}^{BASE}$ ó *CPOTGENE* $_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p.

Nota. Debe considerarse que el *CPOTGENi* 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 *CPOTGENi* y otro en kWh identificado como *CPOTGENEi*. El *CPOTGENGCi* correspondiente a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.

 $CPOTGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos Correcc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correcc y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

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

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

CPOTGEN $_{p-1,i}^{BASE}$ ó *CPOTGENE* $_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

 $GM_p^{CR-BASE}$: Los costos totales de generación permitidos a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) más el costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$).

$$GM_{p}^{CR-BASE} = CG_{p}^{CR-BASE} + CGR_{p}^{CR-BASE}$$

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

- 1. Costos de compra de potencia:
 - (1.1) Costos de compra de potencia de Contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.

- (1.2) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (1.3) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (1.4) Costos por reserva de largo plazo: costos correspondientes a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP.
- (1.5) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.

2. Costos por compra de energía:

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

- asociada a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico
- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (2.4) La energía asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- (2.5) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.
- (2.6) 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.

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

$$CG_p^{CR-BASE} = Mon\'omico_GP_p \times VE_p$$

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

El precio promedio ponderado monómico de generación permitido ($Monómico_GP_p$) resulta de la división de los costos de generación pronosticados entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (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.

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

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

- 1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- 2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.

- 3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- 4. Porción del Mercado Ocasional causada por la compra de energía para suplir los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP: los sobre costos calculados con base en cómo habría sido la liquidación si los contratos cancelados o suspendidos siguieran vigentes y su costo según contrato. El costo total del mercado ocasional sumando la porción asignada a Costo de generación extra por restricciones y la porción asignada en Costos por compra de Energía debe sumar el monto establecido por compra de energía en el Mercado ocasional, según la liquidación presentada por el CND.
- 5. Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.

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

$$CGR_p^{CR-BASE} = Mon\'omico_GR_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($Monómico_GR_p$) resulta de la división del costo de generación extraordinario entre la suma de las ventas pronosticadas (kWh) de la distribuidora durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluyendo el Alumbrado Público.

$$Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine_p + \\ Costos_de_Autoabastecimiento_p + \\ \sum Sobrecostos_por_Generación_Obligada_p + \\ Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos_p + \\ Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje_p \\ VE_p$$

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

 $G_{p-1}^{\mathit{CR-BASE}}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado

por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$G_{p-1}^{\mathit{CR-BASE}} = \begin{bmatrix} \mathit{SUM}_i \Big(\mathit{CPOTGENE} \ _{p-1,i}^{\mathit{BASE}} \times \mathit{VE}_{p,i} \Big) + \mathit{SUM}_i \Big(\mathit{CPOTGEN} \ _{p-1,i}^{\mathit{BASE}} \times \sum_{k=1}^6 \mathit{DMAXE}_{p,k,i} \Big) + \\ SUM_i \Big(\mathit{CPOTGENGC} \ _{p-1,i}^{\mathit{BASE}} \times \sum_{k=1}^6 \mathit{DMAXE} \ _{p,k,i}^{\mathit{GC}} \Big) + \\ SUM_{i \forall i = \mathit{MDHORARIA}} \Big(\mathit{CENEGEN} \ _{p-1,i}^{\mathit{P-BASE}} \times \mathit{VE} \ _{p,i}^{\mathit{P}} + \mathit{CENEGEN} \ _{p-1,i}^{\mathit{FP-BASE}} \times \mathit{VE} \ _{p,i}^{\mathit{FP}} \Big) + \\ SUM_{i \forall i = \mathit{MDNOHORARIA}} \Big(\mathit{CENEGEN} \ _{p-1,i}^{\mathit{BASE}} \times \mathit{VE} \ _{p,i} \Big) + \mathit{SUM}_i \Big(\mathit{CCONAP} \ _{p-1,i}^{\mathit{BASE}} \times \mathit{VE} \ _{p,i} \Big) \end{bmatrix}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

 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.

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^{C} - \begin{bmatrix} SUM_{i} \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_{i} \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^{6} DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ SUM_{i} \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^{6} DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_{i} \left(VarxComb_{i} \times VR_{p-2,i} \right) + \\ SUM_{i \forall i = MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^{P} + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ SUM_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_{i} \left(CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) \end{bmatrix}$$

 GR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos Correcc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correcc y las ventas reales) en el semestre p-2 ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

 CGR_{p-2}^{C} : Los costos totales de generación permitidos reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) más el costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$).

$$CGR_{p-2}^{C} = CGR_{p-2} + CGRR_{p-2}$$

El costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_{p-2} = Mon\'omico_GR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($Monómico_GR_{p-2}$) resulta de la división de los costos de generación reales entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (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.

$$Costos_de_Compra_de_Potencia_{p-2} + \\ \sum Costos_de_Compra_de_Energía_{p-2} + \\ Monómico_GR_{p-2} = \frac{Costo_del_Mercado_{p-2}}{EnergíaComprada_{p-2}}$$

El costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación extraordinario real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGRR_{p-2} = Mon\'omico_GRR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($Monómico_GRR_{p-2}$) resulta de la división del costo de generación extraordinario real entre la suma de las ventas reales (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre p-2, incluyendo el alumbrado Público.

$$Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine_{p-2} + \\ Costos_de_Autoabastecimiento_{p-2} + \\ \sum Sobrecostos_por_Generación_Obligada_{p-2} + \\ Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendios_{p-2} + \\ Monómico_GRR_{p-2} = \frac{Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje_{p-2}}{VR_{n-2}}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

 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 a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \begin{bmatrix} SUM_{i} \Big(CPOTGENE \frac{Correc}{p-2,i} \times VE_{p-2,i} \Big) + SUM_{i} \Big(CPOTGENE \frac{Correc}{p-2,i} \times \sum_{k=1}^{6} DMAXE_{p-2,k,i} \Big) \\ SUM_{i} \Big(CPOTGENGC \frac{Correc}{p-2,i} \times \sum_{k=1}^{6} DMAXE_{p-2,k,i} \Big) + SUM_{i} \Big(CCONAP \frac{Correc}{p-2,i} \times VE_{p-2,i} \Big) \\ SUM_{i \forall i = MDHORARIA} \Big(CENEGEN \frac{P-Correc}{p-2,i} \times VE_{p-2,i} + CENEGEN \frac{FP-Correc}{p-2,i} \times VE_{p-2,i} \Big) + \\ SUM_{i \forall i = MDNOHORARIA} \Big(CENEGEN \frac{Correc}{p-2,i} \times VE_{p-2,i} \Big) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} SUM_{i} \Big(CPOTGENE \, _{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \Big) + \, SUM_{i} \Big(\, CPOTGEN \, _{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^{6} \, DMAX_{p-2,k,i} \, \Big) + \\ SUM_{i} \Big(\, CPOTGENGC \, _{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^{6} \, DMAX \, _{p-2,k,i}^{GC} \, \Big) + \, SUM_{i} \Big(\, CCONAP \, _{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \, \Big) \\ SUM_{i \forall i = MDHORARIA} \Big(\, CENEGEN \, _{p-2,i}^{P-Correc} \times VR_{p-2,i}^{P} + CENEGEN \, _{p-2,i}^{FP-Correc} \times VR_{p-2,i}^{FP} \Big) + \\ SUM_{i \forall i = MDNOHORARIA} \Big(\, CENEGEN \, _{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \, \Big) \end{bmatrix}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\textit{CENEGEN}_{p,i} = \textit{CENEGEN}_{p,i}^{\textit{BASE}} + \textit{CENEGEN}_{p,i}^{\textit{Correcc}}$$

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

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

CENEGEN $_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos Correcc

y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

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

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

c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

El cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.

Debe Decir:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

El cargo tarifario por potencia de generación no se actualizará dentro del periodo tarifario, solamente 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 eléctrico, como el cargo por potencia del resto de los clientes.

El cargo tarifario por potencia a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i será:

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

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

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

monómicas simples el cargo energizado en kWh será identificado también como *CPOTGENE*_{i.}

b) Cargo por Energía de Generación

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

 $GM_p^{CR-BASE}$: Los costos totales de generación permitidos a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) más el costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$).

$$GM_p^{CR-BASE} = CG_p^{CR-BASE} + CGR_p^{CR-BASE}$$

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

- 1. Costos de compra de potencia:
 - Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo descontando la parte del costo asignada al componente por potencia. 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 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. Al total de estos costos se le debe descontar los ingresos PG_p^{BASE} que producen los cargos por potencia y las ventas del semestre correspondiente.
 - (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 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.

Donde:

 PG_p^{BASE} : 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 y los cargos BASE. 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:

$$PG_{p}^{BASE} = \begin{bmatrix} SUM_{i} \left(CPOTGEN_{p,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^{6} DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ SUM_{i} \left(CPOTGENGC_{p,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^{6} DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ SUM_{i} \left(CPOTGENE_{p,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) \end{bmatrix}$$

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

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

 $\sum_{k=1}^{6} DMAXE_{p,k,i}^{GC}$: Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la

empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p. Debe tomar en consideración la demanda a facturar que le correspondería a estos Grandes Clientes.

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

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

$$CG_p^{CR-BASE} = Mon\'omico_GP_p \times VE_p$$

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

El precio promedio ponderado monómico de generación permitido ($Monómico_GP_p$) resulta de la división de los costos de generación (asignados a energía) pronosticados 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.

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

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

- 1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- 2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
- 3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- 4. Porción del Mercado Ocasional causada por la compra de energía para suplir los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP: los sobre costos calculados con base en cómo habría sido la liquidación si los contratos cancelados o suspendidos siguieran vigentes y su costo según contrato. El costo total del mercado ocasional sumando la porción asignada a Costo de generación extra por restricciones y la porción asignada en Costos por compra de Energía debe sumar el monto establecido por compra de energía en el Mercado ocasional, según la liquidación presentada por el CND.

- 5. Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
- 6. Sobrecostos ocasionados por sobre contratación causada por el incremento de clientes con autoconsumo, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

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

$$CGR_p^{CR-BASE} = Mon\'omico_GR_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($Monómico_GR_p$) resulta de la división del costo de generación extraordinario entre la suma de las ventas pronosticadas (kWh) de la distribuidora durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluyendo el Alumbrado Público.

$$Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine_p + \\ Costos_de_Autoabastecimiento_p + \\ \sum Sobrecostos_por_Generación_Obligada_p + \\ \sum Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos_p + \\ Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje_p + \\ Monómico_GR_p = \frac{Sobrecostos_por_sobre_contratación_p}{VE_p}$$

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

 $G_{p-1}^{\mathit{CR-BASE}}$: 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:

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \begin{bmatrix} SUM_{i \forall i = MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^{P} + CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP} \right) + \\ SUM_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) + SUM_{i} \left(CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) \end{bmatrix}$$

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

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

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

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

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

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

 $VE_{p,i}$: 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:

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

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

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

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

 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.

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^{C} - \begin{bmatrix} SUM_{i \forall i = MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^{P} + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ SUM_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_{i} \left(CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + GPR_{p-4} \\ SUM_{i} \left(VarxComb_{i} \times VR_{p-2,i} \right) \end{bmatrix} + GPR_{p-4}$$

 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 totales de generación permitidos reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) más el costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$).

$$CGR_{p-2}^{C} = CGR_{p-2} + CGRR_{p-2}$$

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

$$CGR_{p-2} = Mon\'omico_GR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($Monómico_GR_{p-2}$) resulta de la división de los costos de generación reales (asignados a energía) 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.

$$Costos_de_Compra_de_Potencia_{p-2} + \\ \sum Costos_de_Compra_de_Energía_{p-2} + \\ Monómico_GR_{p-2} = \frac{Costo_del_Mercado_{p-2}}{EnergíaComprada_{p-2}}$$

El costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación extraordinario real para atender a clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$CGRR_{p-2} = Mon\'omico_GRR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($Monómico_GRR_{p-2}$) resulta de la división del costo de generación extraordinario real entre la suma de las ventas reales (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre p-2, incluyendo el alumbrado Público.

```
Costos\_de\_Compra\_de\_Potencia\_que\_ASEP\_determine_{p-2} + \\ Costos\_de\_Autoabastecimiento_{p-2} + \\ \sum Sobrecostos\_por\_Generación\_Obligada_{p-2} + \\ \sum Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos_{p-2} + \\ Sobrecostos\_por\_incremento\_de\_precios\_de\_contratos\_por\_arbitraje_{p-2} + \\ Sobrecostos\_por\_sobse\_contratación_{p-2} \\ \hline VR_{p-2}
```

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$GPR_{p-4} = \begin{bmatrix} SUM_{i \forall i = MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VE_{p-2,i}^{P} + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correc} \times VE_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ SUM_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i} \right) + SUM_{i} \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i} \right) \end{bmatrix} - CONAP_{p-2,i}^{CORREC} + CO$$

$$\begin{bmatrix} SUM_{i \forall i = MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VR_{p-2,i}^{P} + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correc} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ SUM_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_{i} \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \right) \end{bmatrix}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(iii) Verificación del Ajuste a los Cargos Tarifarios por Generación

En cada actualización tarifaria, después del cálculo de los cargos ajustados con las fórmulas presentadas en este artículo, se deberá verificar que los ingresos que producen las tarifas con los nuevos cargos para el semestre p cubren los Costos Permitidos a trasladar a las tarifas, para lo cual se verificará la igualdad:

$$IG_p = CM_p^{CR-BASE} + CM_p^{CR-Correcc}$$

 IG_p : Ingresos totales estimados que resultan de aplicar los nuevos cargos tarifarios de generación para cada clase de cliente para el semestre p, a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes a los cuales la distribuidora les compra su potencia, por categoría tarifaria.

$$IG_{p} = \begin{bmatrix} SUM_{i} \left(CPOTGENE \frac{BASE}{p,i} \times VE_{p,i} \right) + SUM_{i} \left(CPOTGEN \frac{BASE}{p,i} \times \sum_{k=1}^{6} DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ SUM_{i} \left(CPOTGENGC \frac{BASE}{p,i} \times \sum_{k=1}^{6} DMAXE \frac{GC}{p,k,i} \right) + \\ SUM_{i \forall i = MDHORARIA} \left(CENEGEN \frac{P-BASE}{p,i} \times VE_{p,i}^{P} + CENEGEN \frac{FP-BASE}{p,i} \times VE_{p,i}^{FP} \right) + \\ SUM_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(CENEGEN \frac{BASE}{p,i} \times VE_{p,i} \right) + SUM_{i} \left(CCONAP \frac{BASE}{p,i} \times VE_{p,i} \right) \end{bmatrix}$$

Para esta verificación, tanto el $GM_p^{CR-BASE}$ como el $GM_p^{CR-Correcc}$ deberán ser recalculados tomando en cuenta todos los costos, incluyendo los costos de potencia completos.

(iv) Ajuste para mantener proporcionalidad de los cargos por energía de las tarifas horarias

En cada actualización tarifaria, después del cálculo de los cargos ajustados con las fórmulas presentadas en este artículo, se deberá verificar que con el ajuste de los cargos por energía de las tarifas horarias, las mismas mantengan la proporción original entre punta y fuera de punta con la cual se diseñó la estructura tarifaria y de haber alguna desviación, la empresa distribuidora deberá presentar una propuesta de ajuste a la ASEP.

c) Verificación de la proporcionalidad de los cargos por potencia de generación

Anualmente se realizará una verificación de la proporcionalidad de la asignación de los cargos por potencia y el cargo por potencia energizado.

Donde dice:

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

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

Debe decir:

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

Donde dice:

Artículo 129 El efecto de las variaciones de costos en los cargos tarifarios *CPOTGEN*^P, *CENEGEN*^P, *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:

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

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

- b) La actualización parcial mensual para los cargos CENEGEN^P, CENEGEN^{FP} y CENEGEN serán:
 - (i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria $CENEGEN_{m,i}^{P} = CENEGEN_{m,i}^{P-BASE} + CENEGEN_{m,i}^{P-Correc}$

$$CENEGEN_{m,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{G_{"p-res \ tan \ te"conAMP_{m}}^{CR-BASE}}{G_{m-1}^{CR-BASE}}\right)$$

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

$$CENEGEN_{m,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{G_{"p-res \ tan \ te"conAMP_m}^{CR-BASE}}{G_{m-1}^{CR-BASE}}\right)$$

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

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

$$CENEGEN_{m,i}^{BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{G_{"p-res \, tan \, te"conAMP_{m}}^{CR-BASE}}{G_{m-1}^{CR-BASE}}\right)$$

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

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

$$CCONAP_{m,i}^{BASE} = CCONAP_{m-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{G_{"p-res an te"conAMP_{m}}^{CR-BASE}}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Donde:

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

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

 $G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-res \tan te" conAMP_m}$: 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 ($CPOTGEN^{P-BASE}$, $CPOTGENE^{P-BASE}$, $CENEGEN^{P-BASE}$, $CENEGEN^{P-BASE}$, $CENEGEN^{P-BASE}$) 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 $G^{CR-BASE}_{"p-res \tan te"conAMP_m}$ 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:

$$G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-res an te" conAMP_m} = G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-res an te" original_m} + AMP_m$$

• Para los restantes meses:

$$G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-\mathit{res}\, \tan \mathit{te}"\mathit{conAMP}_m} = G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-\mathit{res}\, \tan \mathit{te}"\mathit{conAMP}_{m-1}} + \mathit{AMP}_m$$

Donde

 $G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-res \tan te"original_m}$: 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 período p para m-2, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos, por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP y por los costos de los contratos de excedentes que se incorporan y los ingresos producidos por los cargos BASE de generación para m-2 y las ventas reales de m-2, ambos para cada clase de clientes i, así:

$$AMP_{m} = GM_{m-2,real-parcial}^{CR-BASE} - \begin{bmatrix} SUM_{i} (CPOTGENE_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_{i} (CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^{2} DMAX_{m-2,k,i}) + \\ SUM_{i\forall i=MDHORARIA} (CENEGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}^{P} + CENEGEN_{m-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{m-2,i}^{FP}) + \\ SUM_{i\forall i=MDNOHORARIA} (CENEGEN_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_{i} (CCONAP_{m-2,i}^{BASE} VR_{m-2,i}) \end{bmatrix}$$

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

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

 $G^{CR-BASE}_{"p-res an te"conAMP_{m-1}}$: 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 "prestante" 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 "prestante". 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.

Debe Decir:

Artículo 129 El efecto de las variaciones de costos en los cargos tarifarios *CENEGEN*^P, *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 CENEGEN^P, CENEGEN^{FP} y CENEGEN serán:
 - (i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

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

$$CENEGEN_{m,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{G_{"p-res \tan te"conAMP_{m}}^{CR-BASE}}{G_{m-1}^{CR-BASE}}\right)$$

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

$$CENEGEN_{m,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{G_{"p-res \ tan \ te"conAMP_{m}}^{CR-BASE}}{G_{m-1}^{CR-BASE}}\right)$$

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

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

$$CENEGEN_{m,i}^{BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{G_{"p-res \tan te"conAMP_{m}}^{CR-BASE}}{G_{m-1}^{CR-BASE}}\right)$$

b) La actualización parcial mensual para los cargos CCONAP será:

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

$$CCONAP_{m,i}^{BASE} = CCONAP_{m-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{G_{"p-res an te"conAMP_{m}}^{CR-BASE}}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Donde:

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

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

 $G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-res \tan te" conAMP_m}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación asignados a la energía 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 asignados a la energía 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 asignados a la energía para el mes m, calculado a partir de las estimaciones de ventas en el período "p-restante" y los cargos BASE de m-1 ($CENEGEN^{P-BASE}$, $CENEGEN^{BASE}$ y $CCONAP^{BASE}$) para cada clase de clientes i, incluyendo a los Grandes Clientes solamente en los ingresos por alumbrado público.

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 $G^{CR-BASE}_{"p-res ante"conAMP_m}$ 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:

$$G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-res \; \tan te" conAMP_m} = G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-res \; \tan te" original_m} + AMP_m$$

• Para los restantes meses:

$$G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-\mathit{res}\,\tan\mathit{te}"\mathit{conAMP}_m} = G^{\mathit{CR-BASE}}_{"p-\mathit{res}\,\tan\mathit{te}"\mathit{conAMP}_{m-1}} + \mathit{AMP}_m$$

Donde

 $G^{CR-BASE}_{"p-res an te"original_m}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación asignados a la energía en el período "p-restante", es decir, es el producto de los cargos BASE de generación asignados a la energía previstos para el periodo 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 asignado a la energía ocasionado en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados cuando se hizo la actualización del período p para m-2, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos, por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP y por los costos de los contratos de excedentes que se incorporan y los ingresos producidos por los cargos BASE de generación asignados a la energía para m-2 y las ventas reales de m-2, ambos para cada clase de clientes i, así:

$$AMP_{m} = GM_{m-2,real-parcial}^{CR-BASE} - \begin{bmatrix} SUM_{i\forall i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}^{P} + CENEGEN_{m-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{m-2,i}^{FP} \right) + \\ SUM_{i\forall i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{m-2,i} \right) + SUM_{i} \left(CCONAP_{m-2,i}^{BASE} VR_{m-2,i} \right) \end{bmatrix}$$

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

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

 $G^{CR-BASE}_{"p-res an te"conAMP_{m-1}}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación asignados a la energía 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 asignados a la energía 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.

III. PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO V

Donde Dice:

Artículo 40 Las facturas deberán contar como mínimo con la siguiente información:

- a) Variables de consumo (energía/potencia –facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda).
- b) Valores de energía reactiva y factor de potencia asociado al consumo en el caso que corresponda.
- c) Intereses y monto final correspondiente.
- d) Teléfono de atención Comercial y de Emergencias.
- e) Lugares de pago.
- f) Datos de la ASEP, con un texto que indique la posibilidad de realizar denuncias ante la ASEP.
- g) Tarifa aplicada.
- h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación).
- i) Tipo de lectura (real/estimada).
- j) Lectura anterior y actual del medidor
- k) Período de lectura y cantidad de días facturados
- 1) Saldo adeudado a 30 días
- m) Saldo adeudado a 60 días
- n) Historial de consumo mensual (datos).
- o) Cargos por conexión y reconexión por motivos de suspensión del servicio
- p) Reducciones Tarifarias.
- q) Estadísticas de interrupciones del servicio eléctrico para cada cliente de que fue objeto en el período de facturación anterior.
- r) Fecha y hora de la demanda máxima del período de facturación en los casos en que el medidor pueda suministrar esta información.
- s) Detalles del depósito de garantía

- t) Fecha de vencimiento de la factura
- u) Historial de pago de los últimos tres meses (fecha y monto pagado).

Debe Decir:

Artículo 40 Las facturas deberán contar como mínimo con la siguiente información:

- a) Variables de consumo (energía/demanda –facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda).
 - (i) Para los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias debe presentar el detalle de:
 - (i.1) La energía de referencia.
 - (i.2) La energía neta absoluta (ya sea neta inyectada a la red del distribuidor o retirada de la red del distribuidor)
 - (i.3) La energía consumida de la red del distribuidor.
 - (i.4) La demanda máxima de referencia.
 - (i.5) La demanda máxima leída retirada de la red del distribuidor
 - (i.6) La demanda máxima leída inyectada a la red del distribuidor
 - (ii) Para los Grandes Clientes también se debe presentar además del detalle de la demanda leída en su punto de entrega, la reserva de confiabilidad asignada y las pérdidas en potencia asignadas, para su clara identificación.
- b) Valores de energía reactiva y factor de potencia asociado al consumo en el caso que corresponda.
- c) Intereses y monto final correspondiente.
- d) Teléfono de atención Comercial y de Emergencias.
- e) Lugares de pago.
- f) Datos de la ASEP, con un texto que indique la posibilidad de realizar denuncias ante la ASEP.
- g) Tarifa aplicada.
- h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación). Para los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias debe presentar el detalle de facturación de cada cargo del Pliego Tarifario vigente.
- i) Tipo de lectura (real/estimada).

- j) Lectura anterior y actual del medidor
- k) Período de lectura y cantidad de días facturados
- 1) Saldo adeudado a 30 días
- m) Saldo adeudado a 60 días
- n) Historial de consumo mensual (datos).
- o) Cargos por conexión y reconexión por motivos de suspensión del servicio
- p) Reducciones Tarifarias.
- q) Estadísticas de interrupciones del servicio eléctrico para cada cliente de que fue objeto en el período de facturación anterior.
- r) Fecha y hora de la demanda máxima del período de facturación en los casos en que el medidor pueda suministrar esta información.
- s) Detalles del depósito de garantía
- t) Fecha de vencimiento de la factura
- u) Historial de pago de los últimos tres meses (fecha y monto pagado).