



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 7211 -Elec. de 6 de ~~Noviembre~~ de 2015

PA

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.

- 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.

- (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 ($1 - \%CR_p^P$).

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

- (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 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.1.1) Costos de autoabastecimiento.

- (iv.1.2) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.

- (iv.1.3) 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.1.4) 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 $CEGFP_{Total}$.

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 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
- a) 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.

Artículo 97 Cargo tarifario por consumo del alumbrado público

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

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

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

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

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

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

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

Los factores de ajuste se desarrollarán en el artículo 106.

Artículo 99 Pérdidas de energía en distribución:

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

a) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i) En Punta:

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

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

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

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

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

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

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

(ii) Fuera de Punta:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Artículo 100 Pérdidas de potencia

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

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

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

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

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

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

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

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

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

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

MR

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 $CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE}$: 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:

I. 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. 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 para horas de punta.
- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP en horas de punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (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.

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.

$$CG_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_}GP_p \times VE_p$$

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 ($\text{Monómico_}GP_p$) 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 y la de generación propia ingresada en el semestre p, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico_}GP_p = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia}_p + \sum \text{Costos_de_Compra_de_Energía}_p + \text{Costo_del_Mercado}_p}{\text{EnergíaComprada}_p}$$

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.

$$CGR_p^{CR-BASE} = Monómico_GR_p \times VE_p$$

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.

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

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.

DS

$G_{p-1}^{CR-BASE}$: 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 horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGENE_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ &SUM_{i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P + CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP} \right) + \\ &SUM_{i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) \end{aligned} \right]$$

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

25

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

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{GC-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i \left(VarxComb_i \times VR_{p-2,i} \right) + \\ &SUM_{NI=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ &SUM_{NI=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) \end{aligned} \right] + GPR_{p-4}$$

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.

$$CGR_{p-2} = \text{Monómico_GR}_{p-2} \times VR_{p-2}$$

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 y la de generación propia ingresada en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico_GR}_{p-2} = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia}_{p-2} + \sum \text{Costos_de_Compra_de_Energía}_{p-2} + \text{Costo_del_Mercado}_{p-2}}{\text{EnergíaComprada}_{p-2}}$$

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.

$$CGRR_{p-2} = \text{Monómico_GRR}_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($\text{Monómico_GRR}_{p-2}$) 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.

$$\text{Monómico_GRR}_{p-2} = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_{p-2} + \text{Costos_de_Autoabastecimiento}_{p-2} + \sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_{p-2} + \text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_{p-2} + \text{Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje}_{p-2}}{VR_{p-2}}$$

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

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

$$GPR_{p-4} = \left[\begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i} \right) - \\ &SUM_{i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correc} \times VE_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ &SUM_{i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i} \right) \end{aligned} \right] - \left[\begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \right) \\ &SUM_{i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correc} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ &SUM_{i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \right) \end{aligned} \right]$$

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

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: 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*.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$: 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*.

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc}$: 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*.

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

$CCONAP_{p-2,i}^{Correcc}$: 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:

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

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

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

$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$: 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.

Artículo 107 Costo total del mercado mayorista:

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

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

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

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

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

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

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

$GMTM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión), y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria.

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

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

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

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

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

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

$$CPOTGEN_{m,i}^{P-BASE} = CPOTGEN_{m-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{G_{p-restante}^{CR-BASE} \text{ con } AMP_m}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

$G_{p\text{-restante} \text{ con } AMP_m}^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante” 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 ($CPOTGEN^{P-BASE}$, $CPOTGENE^{P-BASE}$, $CENEGEN^{P-BASE}$, $CENEGEN^{BASE}$ y $CCONAP^{BASE}$) para cada clase de clientes i.

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

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

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

$$G_{p\text{-restante} \text{ con } AMP_m}^{CR-BASE} = G_{p\text{-restante} \text{ original}_m}^{CR-BASE} + AMP_m$$

- Para los restantes meses:

$$G_{p\text{-restante} \text{ con } AMP_m}^{CR-BASE} = G_{p\text{-restante} \text{ con } AMP_{m-1}}^{CR-BASE} + AMP_m$$

Donde

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

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

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

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

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

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

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