



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 12895 -Elec de 12 de noviembre de 2018

SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES ARTÍCULOS DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia máxima en punta de generación (CPG) refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para el periodo tarifario. Se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por ASEP, considerando entre otros: i) el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada, ii) los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar, iii) la matriz energética presente y futura, iv) cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente. EL CPG se aplica a la demanda contratada total, incluyendo también la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Con este costo para el primer semestre del nuevo periodo tarifario se hará la asignación de los cargos *CPOTGEN*, *CPOTGENE* y el de los Grandes Clientes *CPOTGENGC* que será considerado un cargo extraordinario.
- b) El componente de costos por energía de generación CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia y sin tomar en cuenta los costos de generación extraordinarios.
 - (i) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (i.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo, deduciendo del costo total la parte del costo asignada al componente por potencia.
 - (i.2) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
 - (i.3) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
 - (i.4) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
 - (i.5) Costos por compra de energía asociada a contratos.
 - (i.6) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.7) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
 - (i.8) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (i.9) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
 - (i.10) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas

de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución 5399-Elec de 27 de junio de 2012.

- (i.11) Los costos extraordinarios que correspondan, se descuentan del total de costos.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\%CR_p^P$).

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

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

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

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

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

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

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

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

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

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

b) Cargo por Energía de Generación

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. Costos de compra de potencia:
 - (1.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Para determinar este costo se considera lo siguiente: Los costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 kW que se instalen por calidad del servicio eléctrico. Los costos por reserva de largo plazo corresponden a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP
 - (1.2) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (1.3) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
2. Costos por compra de energía:
 - (2.1) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos

contratos. Se incluyen los costos de compra de energía contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP asociada a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 kW que se instalen por calidad del servicio eléctrico

- (2.2) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (2.3) La energía asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
 - (2.4) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016. Para la verificación de este punto, la empresa distribuidora deberá presentar el detalle de consumo e inyecciones de los clientes, así como el cálculo de los costos, considerando:
 - (i) La energía inyectada hasta el 25% se reconoce al valor del costo promedio semestral de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, en el semestre que se acumulan los excedentes, según lo dispuesto en el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.
 - (ii) La energía inyectada superior al 25% no se considerará como costo de compra de contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora.
3. Costos del Mercado:
- (3.1) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (3.2) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.

- (3.3) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
- (3.4) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.

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

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

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

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

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

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

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

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = [SUM_{i \nabla MDHORARIA} (CENEGEN_{p-1}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P + CENEGEN_{p-1}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP}) + SUM_{i \nabla MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-1}^{BASE} \times VE_{p,i}) + SUM_i (CCONAP_{p-1}^{BASE} \times VE_{p,i})]$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$CGR_{p-2}^C = Precio_Promedio_GR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

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

$$Precio_Promedio_GR_{p-2} = \frac{(CGR_{p-2}^{CR-BASE} - CE_{p-2}^C - IPG_{p-2})}{Energía_Comprada_{p-2}}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$GPR_{p-4} = [SUM_{i \nabla MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correc} \times VE_{p-2,i}^{FP}) + SUM_{i \nabla MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i}) + SUM_i (CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i})] - [SUM_{i \nabla MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correc} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + SUM_{i \nabla MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i (CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i})]$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) Cargo de Generación Extraordinario

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

entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4. Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CEP_{p-4} : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los

clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

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

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