
**COMENTARIOS DE ENSA
CONSULTA PÚBLICA ELEC-No. 008-17**

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 5 DEL TÍTULO II, DENOMINADO DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS, LOS CLIENTES FINALES Y LOS USUARIOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN; LOS ARTÍCULOS 57, 59, 105 Y 106 DEL TÍTULO IV, DENOMINADO REGIMEN TARIFARIO; Y LOS ARTÍCULOS 4, 16, 38 Y 40 DEL TÍTULO V, DENOMINADO REGIMEN DE SUMINISTRO DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

RESOLUCIÓN AN No.11256-Elec de 19 de mayo de 2017

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO II – DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS, LOS CLIENTES FINALES Y LOS USUARIOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 5

Debe decir:

Artículo 5: Con la facultad otorgada a la ASEP en la Ley 6 de 1997, se establece que toda persona natural o jurídica con una demanda superior a 100 kW por punto de interconexión o sitio es un gran cliente con todos los derechos y obligaciones consignados en dicha Ley, el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, este RDC y demás normativas vigentes. De requerirse una modificación o reducción a la demanda máxima superior que define a los grandes clientes, se hará cuando se realicen las revisiones tarifarias cada cuatro (4) años o cuando se renueven las concesiones de distribución.

El gran cliente que cuente con clientes indirectos deberá cumplir con lo establecido en el Procedimiento para regular la relación entre un gran cliente y las residencias o locales comerciales que están asociados bajo el esquema del título X del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.

Comentarios: Sin comentarios.

PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV – RÉGIMEN TARIFARIO

Artículo 57

Debe Decir:

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 cuya potencia no se encuentra 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 o potencia por confiabilidad 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) Costos de suscripción a revistas para confirmar valor de indexación de contratos adquiridos mediante el mecanismo establecido por ASEP.
- (vii) 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 aplicación de los cargos. Los Grandes Clientes con tarifas horarias solo pagaran 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. Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales.
- ii. Costos por compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
- iii. Sobrecostos por generación obligada.
- iv. Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
- v. Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- vi. Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
- vii. Costos de potencia energizados.
- ~~viii. 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).

$$CEGP = \sum_1^7 \text{Costos} \times \%CR_p^P$$

(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 y costos adicionales que el Distribuidor debe reconocer por instrucciones de ASEP.

(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 y VAD asociado al 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 Créditos semestral o anual 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.

(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 $CEGFP_{Total}$.

Comentarios: Con relación al acápite b), (iii), es importante destacar que las compras por contratos no establecen discriminación de precios en horas punta y fuera de punta. Inclusive el Costo del Mercado Ocasional que se liquida horario, viene en el DTE como un solo costo.

Adicionalmente, hemos incorporado cambios al acápite b), (iv), (iv.1), (iv.1.6), para que se incluya el reconocimiento de los costos asociados a los créditos semestrales o anuales que resulten en favor de los clientes producto de la aplicación del procedimiento para la conexión de centrales particulares. Consideramos que este debe ser un costo extraordinario ya que de lo contrario solo se reconoce un porcentaje ya que aplica pérdidas si aparece con el resto

de los costos generales, y en este sentido, ser retirado de los costos ordinarios y eliminar el sub-numeral (viii) del numeral (i), acápite b).

En las licitaciones para compra de Potencia y/o Energía se da opciones de escoger indexadores para los precios los que deberían ser limitados a fuentes o publicaciones gratuitas o en caso contrario reconocer los costos de suscripción a dichas publicaciones. Solo tener el Platts para bunker cuesta B/. 22,000 anuales y se incrementa en B/. 600.00 todos los años.

La aprobación del monto de reserva de Largo plazo de parte de ASEP, no siempre está alineada con los ajustes semestrales, por lo que se debe usar el valor aprobado vigente cuando se "aplica" la tarifa.

De igual manera, los créditos por excedentes de energía de las Centrales Particulares corresponden a energía sin pérdidas del sistema de distribución, por lo deben ser reconocidos completos.

La ASEP debe analizar la conveniencia de mantener separados los costos por Hora Punta y Fuera de Punta, en los cálculos tarifarios, dado que la estructura del mercado actual de contratos no hace esa discriminación y al final lo que resulta es mayor complicación en las formulas tarifarias.

Por último, cuando se declara alerta y se invoca el autoabastecimiento, la empresa Distribuidora debe administrar y preparar los reportes correspondientes para el reconocimiento a los clientes, así como financiar los mismos una vez la ASEP los apruebe. La Resolución de Autoabastecimiento reconoce el VAD, pero se debe alinear este reconocimiento en el régimen tarifario para ser consecuente y evitar interpretaciones.

Artículo 59

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 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 aplicación de los cargos. Para los Grandes Clientes Habilitados 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 cuyo equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita:

- a) La asignación de CUCOST y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase.
- b) La distribución de CEGP, CEGFP 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.

Comentarios: Para los Grandes Clientes Habilitados con tarifas horarias sólo pagarán el cargo de potencia de generación (Reserva de Largo Plazo) aplicado a 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.

El cargo por Demanda correspondiente al componente de Potencia de Generación que se aplica a los clientes de la Distribuidora con Demanda mayor a 15 kW y que no son Grandes Clientes Habilitados es el resultado de la estructura tarifaria y sus ajustes. Solo para los Grandes Clientes Habilitados se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aplicación de los cargos.

En los comentarios de la aprobación de estas modificaciones debe quedar claro que es solo el cargo que correspondiente a Potencia de Generación en los Grandes Clientes Habilitados con Tarifa Horaria el que se va aplicar a la demanda medida en el periodo de horas de punta. Los otros cargos por kW correspondientes a otros componentes de la tarifa (Distribución, Perdidas de Distribución, etc.) se aplicarán como corresponden a la demanda medida en Hora de Punta o Fuera de Punta.

Artículo 105

Debe Decir:

Artículo 105: Cargos tarifarios de transmisión:

- a) Cargo fijo de transmisión

El cargo tarifario de transmisión CPT_i para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados anteriormente. El primero de ellos, con una denominación *BASE*, siempre corresponde con los costos de transmisión estimados para el semestre p . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos *Base* y las ventas reales) en el semestre $p-2$ 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 de transmisión a aplicar durante el semestre p a los clientes conectados a la red de distribución se calculará como:

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

$CPT_{p,i}$: Cargo tarifario de transmisión para el semestre p , para cada categoría tarifaria i .

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

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

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

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

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

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

$TM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes para cubrir los costos del sistema de transmisión pronosticados para el semestre p. Esto corresponde al valor permitido a traspasar a la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes para cubrir los costos puros de transmisión en el semestre p.

Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo monómico de transmisión (*Monómico_{T_p}*), que resulta de dividir el costo de transmisión entre la energía comprada (kWh) por la distribuidora, ingresada a su red en los nodos de compra o entrega en el semestre p, por los kWh vendidos a sus clientes, más el consumo de los Grandes Clientes Habilitados y el consumo de alumbrado público (VEp), así:

$$TM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (\text{Monómico}_{T_p})$$

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

Los costos de transmisión se refieren a los siguientes costos:

- (i) Costos de conexión.
- (ii) Costos por el uso de la red de transporte.
- (iii) Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- (iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por la Autoridad.
- (v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.
- (vi) Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de Regulación del Mercado Regional.

(vii) Menos ingresos por cargos de uso o conexión de otros agentes.

$T_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de transmisión aplicados a las ventas a los clientes conectados a la empresa distribuidora, en el semestre p. Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por transmisión para cada clase de cliente i, que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes por categoría tarifaria del semestre p incluyendo Grandes Clientes Habilitados. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$T_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i \left(\text{CPT}_{p-1,i}^{BASE} \times \text{VE}_{p,i} \right) + \text{SUM}_i \left(\text{CPT}_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAX}_{p,k,i} \right) \right]$$

$\text{VE}_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) para el semestre p incluyendo Grandes Clientes Habilitados.

$\text{DMAX}_{p,k,i}$: Potencia máxima de demanda pronosticada para cada categoría tarifaria i (clase de clientes, incluyendo Grandes Clientes Habilitados) y para cada mes k del semestre p.

El segundo de los términos denominado *Correcc* resultará de la siguiente expresión:

$$\text{CPT}_{p,i}^{\text{Correcc}} = \text{CPT}_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{\text{TM}_p^{\text{CR-Correcc}}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

$$\text{TM}_p^{\text{CR-Correcc}} = (\text{TR}_{p-2}) \times (1+r)$$

$$\text{TR}_{p-2} = \text{CTR}_{p-2} - \left[\text{SUM}_i \left(\text{CPT}_{p-2,i}^{BASE} \times \text{VR}_{p-2,i} \right) + \text{SUM}_i \left(\text{CPT}_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAX}_{p-2,k,i} \right) \right] + \text{TR}_{p-4}$$

TR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados al semestre p-2, 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.

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

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

$VR_{p-2,i}$: Ventas Reales de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p-2. Incluye el consumo real de Grandes Clientes Habilitados y de Alumbrado Público.

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

CTR_{p-2} : Costo permitido real de transmisión calculado en base a los costos reales de transmisión en el semestre p-2. El costo permitido real de transmisión es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de transmisión (Monómico T p-2) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Grandes Clientes Habilitados y de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p-2. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales totales de transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega en el semestre p-2. El cálculo de este costo resulta de:

$$CTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (Monómico_T_{p-2})$$

VR_{p-2} : Venta real de energía durante el semestre p-2. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p-2 a todos los clientes, incluido el consumo real de Grandes Clientes Habilitados y Alumbrado Público.

TR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron 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. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$TR_{p-4} = \left[\frac{SUM_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i} \right)}{SUM_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right)} \right] -$$

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

$CPT_{p-2,i}^{Correcc}$ ó $CPTE_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* de transmisión del semestre p-2 para cada categoría

tarifaria i.

b) Cargo por pérdidas de transmisión

El cargo tarifario por pérdidas en transmisión $CPET_i$ para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados en el cálculo anterior. El primero de ellos, con una denominación *BASE*, siempre corresponde con los costos de las pérdidas de energía en transmisión estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 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 de pérdidas en transmisión a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i, teniendo en cuenta tanto la variación de costos respecto de los ingresos previstos, así como también la compensación de desviaciones que pudieran haberse producido en el semestre p-2, se calculará como:

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

$CPET_{p,i}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i para el semestre p. Este cargo está asociado a la recuperación de los costos de pérdidas de energía en Transmisión para los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente (clientes que compran a tarifa regulada completa).

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

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

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

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

$CPET_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i en el semestre p-1.

$PTM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir pérdidas en transmisión en el semestre p. Esto corresponde al valor permitido en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se

encuentran abastecidos por otro agente, para cubrir los costos puros por pérdidas de energía en transmisión en el semestre p.

Los costos de pérdidas de transmisión permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de pérdidas en transmisión ($promedio_PT_{p-2}$) por la venta de energía estimada (kWh) (VE_p), para clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente más el consumo de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p.

El costo promedio resulta de la división de los costos totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía pronosticada a comprar (kWh) por la distribuidora referenciada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. La compra es la que resulta de la aplicación del artículo 114 donde se especifica la forma la repartición de la energía medida en cada nodo o punto de entrega a las distribuidoras entre los grupos de clientes acogidos a tarifas reguladas y los grandes clientes habilitados que compran a precios acordados libremente.

El cálculo de este costo permitido de Pérdidas de Transmisión resulta de:

$$PTM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (promedio_PT_p)$$

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

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

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

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

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

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

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

$$PTR_{p-2} = CPTR_{p-2} - \left[\sum_i (CPET_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) \right] + PTR_{p-4}$$

PTR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en el semestre p-2 entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), 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.

$CPET_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

$CPTR_{p-2}$: Costo permitido real de pérdidas de transmisión calculado en base a los costos reales de pérdidas de transmisión en el semestre p-2. El costo permitido real de pérdidas de transmisión es el resultado de multiplicar el costo promedio de transmisión (promedio_ PT p-2) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p-2. El costo promedio resulta de la división de los costos reales totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega en el semestre p-2 referenciado a los clientes abastecidos por la distribuidora (Artículo 114). El cálculo de este costo resulta de:

$$CPTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (\text{promedio_PT}_{p-2})$$

PTR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en el semestre p-2 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). Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PTR_{p-4} = \left[\sum_i (CPET_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i}) \right] - \left[\sum_i (CPET_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) \right]$$

$CPET_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correc* por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

Comentarios: Debe quedar claramente definido que los costos permitidos de transmisión incluyen no solo lo facturado en las ventas de los clientes y el alumbrado público, sino también lo facturado a los Grandes Clientes Habilitados a quienes les aplica el cargo de transmisión.

Para las Pérdidas de Transmisión, se debe establecer un límite de perdidas permitido al Transmisor, ya que las ineficiencias de su red se están cargando a la Demanda y al Distribuidor, y no hay ninguna señal desde el punto de vista regulatorio que obligue al Transmisor a buscar eficiencias en el control de pérdidas de su sistema. En los últimos años se ha ido incrementando el nivel de Perdidas de Transmisión hasta 5% y estos son trasladados directamente a los consumidores de todo el mercado.

En caso de que no se establezca un límite a las pérdidas del transmisor, para efecto de reconocimiento de costos al Distribuidor se debe establecer una fórmula de ajuste.

La energía comprada para el cálculo de Costo permitido de Transmisión incluye a los clientes abastecidos por la distribuidora y a los Grandes Clientes Habilitados.

La energía comprada para el cálculo del Costo permitido de Perdidas de Transmisión corresponde a lo establecido en el artículo 114 que establece la metodología de repartición de la energía medida en cada nodo o punto de entrega a las distribuidoras entre los grupos de clientes acogidos a tarifas reguladas y los grandes clientes que compran a precios acordados libremente (Grandes Clientes Habilitados). Esto es así dado que el Cargo de Perdidas de Transmisión solo aplica a los clientes acogidos a tarifa regulada.

Artículo 106

Debe decir:

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.

(1.6) Menos los costos de Potencia energizados.

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 resultará 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.

1. 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.

(3.5) Costos de suscripción a revistas o publicaciones especializadas para confirmar valor de indexación de contratos adquiridos mediante el mecanismo establecido por ASEP.

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 les abastece su energía y /o potencia.

$$CG_p^{CR-BASE} = Monómico_GP_p \times VE_p$$

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 ($Monómico_GP_p$) resulta de la división de los costos de generación pronosticados entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora asociada a los costos de generación (ingresada a su red en los nodos de compra o entrega, la de generación propia ingresada y la energía total inyectada a su red por los clientes amparados por la resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016 en el semestre p), compra referenciada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente de acuerdo al artículo 111.

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

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. 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 o anual de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, en el semestre o año 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.
6. 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 les compra su energía y/o potencia.

$$CGR_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_}GR_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($\text{Monómico_}GR_p$) 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.

$$\text{Monómico_GR}_p = \frac{\begin{aligned} &\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_p + \\ &\text{Costos_de_Autoabastecimiento}_p + \\ &\sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_p + \\ &\text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_p + \\ &\text{Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje}_p \end{aligned}}{VE_p}$$

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.

$G_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora *le compra su energía y/o 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:

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

$CPOTGENGC_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para *Grandes Clientes Habilitados* 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 Habilitados* 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. La tasa a utilizar ("r"), en este caso será el promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a un año de la Superintendencia de Bancos de Panamá, el promedio de la tasa local y extranjera del periodo de 6 meses anteriores del periodo p-2 y en caso de excedentes a favor del cliente con una distribución distinta a de los meses a devolveré el CVC (cargo de variación por combustible) cuando por decremento de costos significativos así lo amerite, en la formula correspondiente se aplicara el promedio de la tasas de interés anual sobre depósitos a plazo fijo a seis (6) meses, información de la Superintendencia de Bancos de Panamá, del periodo p-2, la formula debe considerar los interés reales calculados aplicando la Resolución AN 9800-Elec.

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{GC} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i \left(Var \times Comb_i \times VR_{p-2,i} \right) + \\ &SUM_{i \in \text{VI-MDHOARLA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \\ &SUM_{i \in \text{VI-MDNOHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CCONAF_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) \end{aligned} \right] + GPR_{p-4}$$

GR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamentos 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 les compra su potencia.

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

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($\text{Monómico}_{GR_{p-2}}$) resulta de la división de los costos de generación reales entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora referenciada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente de acuerdo al artículo 111.

$$\text{Monómico}_{GR_{p-2}} = \frac{\text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Potencia}_{p-2} + \sum \text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Energía}_{p-2} + \text{Costo}_{del}_{Mercado}_{p-2}}{\text{Energía}_{Comprada}_{p-2}}$$

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 les compra su potencia.

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

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.

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

$\text{CPOTGEN}_{p-2,i}^{\text{BASE}}$: 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 $\text{CPOTGEN}_{p-2,i}^{\text{BASE}}$.

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

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

$\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{\text{FP-BASE}}$: 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.

.....

Comentarios: Se debe reconocer todos los costos que el distribuidor paga por potencia, energía y demás costos de mercado, y los únicos ajustes son los que se corresponden a las fórmulas de costo permitido. Las variaciones de los costos para las compensaciones de potencia son propios del mercado y no deben ser asumidos por el Distribuidor, máxime que el responsable de las compras no es el Distribuidor.

Se debe aclarar de igual manera, que no toda la energía de generación propia es parte de los costos de compra, ya que al sistema igualmente inyectan los clientes autogeneradores además de los clientes con autoconsumo (Resolución AN No. 9477-Elec de 17 de diciembre de 2015 y sus modificaciones), en donde la energía de los primeros pudiera ser vendida a otro agente diferente al distribuidor.

Los datos de compra para los cálculos de ajustes semestrales y cálculo de costos permitidos deben hacerse considerando de acuerdo a los establecido en el artículo 111 para los cargos de generación y pérdidas de transmisión entre otros.

Según la propuesta formulada, *el costo de generación extraordinario involucra los costos derivados de la 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.* De igual manera, señala que *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.* No obstante, con relación a este último punto, consideramos que este balance debe ser aclarado por el Regulador.

De igual manera, consideramos oportuno complementar a estos costos extraordinarios de generación, los *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:

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

Lo anterior, más cuando la resolución da la opción de que el reconocimiento el cliente lo pueda solicitar semestral o anual.

PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO V – RÉGIMEN DE SUMINISTRO

Artículo 4

Debe Decir:

Artículo 4: Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:

- a) No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica u otro concepto resultante de este reglamento. La deuda por parte del cliente anterior del sitio donde se va a prestar el servicio, ~~no~~ será motivo para condicionar, suspender o cortar el suministro al nuevo cliente.
- b) Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente información:
 - (i) Copia de la Escritura Pública o certificación expedida por el Registro Público o por la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, el Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MIVIOT) o el Banco Hipotecario Nacional, vigente, en donde se acredite la propiedad y/o tenencia del bien inmueble.
 - (ii) En caso de no ser el titular del bien inmueble, deberá presentar copia del Contrato de Arrendamiento suscrito con el propietario o tenedor del bien inmueble. Para el caso puntual de arrendamientos, la distribuidora contará con la facultad de ofrecer el suministro bajo la modalidad prepago.

- (iii) Copia de la cédula de identidad personal vigente o pasaporte vigente (o carné de la Dirección de Migración y Naturalización) en el caso de extranjeros para persona natural. Copia del certificado de Registro Público de la Sociedad Anónima para la persona jurídica.
 - (iv) En caso de que la persona natural o el representante legal de una sociedad no pueda asistir personalmente a firmar el contrato de suministro, se deberá aportar:
 - i. Para persona natural: Carta de autorización original con copia de la cédula del otorgante y del autorizado.
 - ii. Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado).
 - (v) En el caso de los inmuebles o instalaciones nuevas no ocupadas, *además de los otros requisitos deberá el solicitante aportar:*
 - i. Copia del permiso de ocupación o certificación de ocupación para instalación de medidor que emitan los Municipios al solicitante del servicio de energía eléctrica previa certificación del Benemérito Cuerpo de Bomberos con relación a la seguridad de las respectivas instalaciones eléctricas.
 - ii. En caso de que el permiso de ocupación esté a nombre de una persona distinta al solicitante, deberá presentar además de la copia del permiso de ocupación otorgado por la autoridad competente, una carta de autorización para aportarla a la solicitud, en original y firmada por el propietario o tenedor del bien inmueble o por el representante legal o por el apoderado legal de éstos, la cual será verificada por la distribuidora con el resto de la documentación que obligatoriamente debe ser aportada por el solicitante del servicio.
 - iii. En caso de instalaciones nuevas que no son habitables como antenas de telecomunicación, cámaras de vigilancias, seguridad, publicidad exterior, plantas de bombeo de agua o tratamiento, entre otros, se podrá presentar la certificación eléctrica del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Panamá.
- c) En caso de solicitudes de suministro proveniente de asentamientos informales, en donde el solicitante no cuente con un título de propiedad o certificación de tenencia, ya sea porque se logre identificar que el inmueble se encuentren ubicado en terrenos propiedad de la Nación, tierras colectivas y/o terrenos privados, la empresa distribuidora que reciba solicitudes de autoridades comunales o municipales para la construcción de infraestructura eléctrica e instalación del suministro de energía para nuevas comunidades establecidas informalmente, podrá gestionar la construcción de la infraestructura eléctrica requerida conforme a los parámetros establecidos en la Ley No. 6, con el fin de proporcionar el suministro eléctrico a la comunidad.

En estos casos, en la medida en que la distribuidora pueda gestionar la servidumbre requerida para la infraestructura que sea necesaria para los fines antes expuesto, se orienta la contratación del servicio al interés social y como excepción, se podrá realizar la vinculación del cliente, presentando copia de la cédula de identidad personal vigente o pasaporte vigente (o carné de la Dirección de Migración y Naturalización) en el caso de extranjeros para persona natural, así como el cumplimiento de los requerimientos expuestos en el punto (v) y siguientes de este artículo. En estos casos, siempre que medie una solicitud de alguna autoridad del área, no será requerido el título de propiedad o certificación de tenencia.

- d) En los casos de clientes tales como construcciones, exposiciones, ferias, circos, etc. que requieran un suministro de carácter temporal, deberán presentar la habilitación correspondiente para su funcionamiento emitida por autoridad competente.
- e) Presentar certificación de buen historial de pago o referencias de crédito recientes, es decir que no exceda un periodo de 5 años de la fecha en que se realiza la solicitud. En ausencia de éstas, el solicitante deberá pagar el depósito de garantía establecido en el presente reglamento.
- f) Pagar el derecho de conexión de acuerdo al pliego tarifario vigente.
- g) En edificaciones nuevas el punto de interconexión debe estar ubicado en un sitio accesible a la empresa de distribución, es decir, en el límite de propiedad.
- h) El cliente será responsable sobre la propiedad en la que se instalará el suministro ante cualquier reclamo o conflicto de la propiedad entre terceros o particulares.
- i) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento.

El cliente será responsable sobre la propiedad en la que se instalará el suministro ante cualquier reclamo o conflicto de la propiedad entre terceros o particulares. No obstante, cuando un inmueble sea dado en arrendamiento, el propietario o poseedor del inmueble, será solidario en las obligaciones y derechos emanados del contrato de servicios públicos con el arrendatario y usuario final del servicio.

Comentarios: Con relación a los proyectos de interés social liderados por el Estado, por mencionar un ejemplo: Techos de Esperanza, se requiere incorporar al Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MIVIOT), como parte de las entidades que emiten la certificación de tenencia del inmueble. Igualmente, para los casos que el Banco Hipotecario es el dueño de la unidad habitacional se requiere medie algún tipo de certificación que debe estar debidamente pre establecida.

Por otra parte, en el caso de que se presente un solicitante con copia de una Escritura Pública, ¿corresponderá a la distribuidora validar si la titularidad del inmueble se mantiene vigente?.

Con relación al requisito de presentar copia del permiso de ocupación que emitan los Municipios al solicitante del servicio de energía eléctrica, *previa certificación del Benemérito Cuerpo de Bomberos*, ¿Cómo sería el esquema para validar la certificación? ¿Correspondería al usuario presentar copia del permiso expedido por el Municipio y la certificación adjunta o se debe entender que una vez el Municipio emite el permiso correspondiente es porque ya cuenta con la certificación del Cuerpo de Bomberos?

De igual manera, consideramos oportuno incorporar una excepción de presentar permiso de ocupación para las instalaciones que no son habitables como antenas de telecomunicación, cámaras de vigilancias, seguridad, publicidad exterior, plantas de bombeo de agua o

tratamiento, entre otros, para que se pueda presentar la certificación eléctrica del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Panamá.

Consideramos que esta disposición es prudente aclararla e inclusive validar previamente con todos los agentes que intervienen, toda vez que particularmente en la provincia de Colón, hemos tenido diversas situaciones que han sido ventiladas en reuniones sostenidas con este ente municipal, la Dirección de Atención al Usuario de Colón y nuestro personal, toda vez que el Municipio emite certificaciones de ocupación con el ánimo de agilizar el proceso de ocupación y conexión del servicio, cuando éstas no necesariamente cuentan con el aval del Cuerpo de Bomberos. Esta situación puntual ha traído un nivel de insatisfacción en los usuarios, quienes han inclusive llegado a considerar que es ENSA quien los limita en la contratación del servicio; sin embargo, debemos garantizar el cumplimiento del requerimiento consagrado en la norma.

Con relación a los casos planteados en donde *el permiso de ocupación esté a nombre de una persona distinta al solicitante*, en cuyo caso éste deberá presentar además de la copia del permiso de ocupación otorgado por la autoridad competente, *una carta de autorización para aportarla a la solicitud, en original y firmada por el propietario o tenedor del bien inmueble o por el representante legal o por el apoderado legal de éstos*, la cual será verificada por la distribuidora con el resto de la documentación que obligatoriamente debe ser aportada por el solicitante del servicio, nos queda la siguiente interrogante: Asumiendo que se trata de conexiones de suministro en instalaciones gestionadas por promotores, en caso de que un tercero gestione el suministro en favor del propietario del inmueble, correspondería contar con dos autorizaciones: ¿una para solicitar el servicio y otra relacionada con el permiso de ocupación?

Con relación a este punto, es oportuno mencionar que los permisos de ocupación se le otorgan al primer dueño y/o promotor y no es inusual, especialmente en apartamentos que se compran como inversión, que el primero que lo ocupa sea inclusive un segundo dueño. En tal sentido, con relación a la autorización requerida, consideramos que debe ser suficiente que se verifique que el permiso de ocupación corresponde a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio, independientemente que el permiso esté a nombre diferente del titular.

Por otra parte, realizando un análisis integral del requisito contenido en el acápite b, (i) del artículo 4, consideramos que el mismo va a imponer una carga burocrática (mayormente innecesaria) tanto para todos los proyectos de OER, como para nuestras aspiraciones de reducir la pérdida provocada por invasiones ilegales, aún en aquellos casos en que contamos con aval del dueño de la tierra (cuando es una institución de gobierno), para servir dichas invasiones.

No debemos perder de vista los proyectos de OER en muy pocos casos tienen aval de ANATI (como parcela de tierra), mucho menos para cada lote individual. En virtud de lo anterior, proponemos incorporar una excepción a la norma para atender estos proyectos de interés social (ver acápite c).

Por último, en estos casos en donde media un inquilino (que desea hacer uso o está) haciendo uso de un inmueble y por consiguiente del suministro de energía que requiere para utilizarlo, consideramos que el servicio prepago puede ser una alternativa para reducir el extenso trámite que se está solicitando tanto al dueño de un inmueble que lo quiere arrendar o bien desocupar, como a la distribuidora que al final carga con la deuda (prácticamente incobrable) de un inquilino que se muda sin pagar.

Aunque el prepago aún no puede resolver los casos en que el local alquilado tiene una medición indirecta, es decir que utiliza transformadores de corriente y potencial, sí puede resolver un alto porcentaje de la problemática. Por ejemplo cuando se trata de cuartos, apartamentos o casas de alquiler, locales comerciales hasta cierto nivel de consumo, y en general cualquier local alquilado que pueda ser servido utilizando un medidor directo monofásico o trifásico hasta 100 amperios (cargas hasta 24 kVA o 36 kVA respectivamente), el que la normativa permita que el medidor de dicho predio de alquiler pueda instalarse en la versión prepago y el mismo esté a nombre del dueño del local o del arrendatario (si fuere el deseo del dueño del local), haría mucho más expedito el trámite de atender la necesidad de servicio que tiene el cliente final reduciendo casi en su totalidad el riesgo económico para el dueño (al no tener que ser solidario de una deuda que no le pertenece) y para la distribuidora que solo suministraría energía que ha sido prepagada.

Para la implementación de esto sugerimos un periodo de adaptación de hasta 12 meses con el propósito de que las distribuidoras podamos hacer la gestión de homologación y compra de los medidores requeridos; no obstante, se promueve que la distribuidora tenga la potestad de iniciar a aplicarlo inmediatamente en aquellas áreas en las que ya cuente con la capacidad técnica de brindar el suministro prepago.

Artículo 16

Debe Decir:

Artículo 16: La cancelación del servicio se realizará cuando lo solicite el cliente, de forma verbal o por escrito, personalmente o por intermedio de una persona autorizada ante notario. Cuando el cliente o una persona autorizada ante notario realice la solicitud de cancelación en forma escrita verbal, la empresa distribuidora deberá entregar al cliente una constancia escrita de la solicitud, en la que se consigne como mínimo, fecha, hora, número de registro y nombre de la persona que recibió la petición.

La empresa distribuidora realizará la desconexión en un tiempo no mayor al que se exige ~~para las instalaciones~~ de acuerdo a la norma de calidad vigente, el cual deberá ser informado al cliente en la misma constancia de la solicitud. La empresa distribuidora debe realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio y facturar el consumo para el cierre de la cuenta.

En el caso de que el cliente no sea el dueño de la vivienda o del local comercial, y este abandona o desaloja el mismo sin avisar a la empresa distribuidora o solicitar la cancelación del servicio, la empresa deberá aceptar la solicitud de cancelación del servicio de parte del propietario, siempre que sea presentada por escrito y se aporten copias de los documentos que acrediten la propiedad o tenencia del bien inmueble sobre el cual se solicita la cancelación del suministro:

- a) Presente una Declaración Jurada notariada original, que indique de manera expresa que el cliente desalojó el bien inmueble o que fue lanzado ~~o desalojado~~ del bien inmueble.
- b) Presente certificado del Registro Público o la certificación de tenencia emitida por la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, original y vigente.
- c) Cancelar el costo de inspección.

Una vez aceptada la solicitud de cancelación del servicio por la causal de abandono o desalojo, la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud y realizar la siguiente gestión, a fin de comprobar que en el bien inmueble no se registran las condiciones alegadas por el titular solicitante

- De ser el caso de una solicitud por abandono del inquilino, el propietario deberá presentar copia del contrato de arrendamiento y la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud luego de completarse el ciclo de facturación siguiente del cliente, a fin de comprobar que en las instalaciones referidas no registran consumo, acreditando el abandono informado por el solicitante. En caso de que medie consumo registrado, la empresa distribuidora no procederá con la cancelación del servicio y se entenderá finalizada la atención.
- De mediar un desalojo o lanzamiento por intruso, el propietario del inmueble deberá acreditar ante la empresa distribuidora, la orden de desalojo emitida por la autoridad competente y con certificación de que la misma se encuentra en firme y ejecutoriada, a fin de proceder con la cancelación del servicio.

La empresa distribuidora no será responsable por conflictos dimanantes de lo antes expuesto y cualquier reclamación deberá ser dirigida al propietario o tenedor correspondiente.

Si el cliente que ocupaba el bien inmueble dejara una cuenta pendiente, la misma solo es atribuible a él y será solidariamente responsable el propietario del inmueble frente a la deuda, tal y como se establece en el artículo 4 del Capítulo V.1 de este Reglamento.

Por último, en los casos en los que medie el cierre de una cuenta de un inmueble alquilado en donde se registre morosidad del inquilino anterior, el nuevo suministro que se solicite en dicho inmueble será obligatoriamente prepago.

Comentarios: Tal como ha sido manifestado a la ASEP en reiteradas ocasiones, esta disposición puntual no solo se ha convertido en una herramienta para que propietarios de inmuebles puedan proceder con la desconexión por abandono, sino también, para facilitar la evasión de deuda y ha permitido que propietarios de inmueble la utilicen como mecanismo de presión para promover un desalojo.

En ese sentido, consideramos que existen muchas aristas que no están siendo reconocidas en estas modificaciones y que pueden llevarnos a las mismas conclusiones, sin solución a la problemática existente. Por mencionar un ejemplo: cuando se trata de arrendamientos, en muchos casos los inquilinos le dan continuidad al servicio y cancelan parcial o totalmente las deudas, con el fin de garantizar su permanencia en el sitio con suministro activo. No obstante, en estos casos, aun cuando sea evidente que el cliente abandonó el inmueble, seguirá el consumo registrando, lo cual no nos permitirá proceder con la desconexión a solicitud del propietario, imposibilitando el reconocimiento pleno de una cuenta en favor de ese tercero, beneficiario directo del servicio.

Al pretender que la distribuidora sea un ente validador de declaraciones juradas, nos lleva a tener que incurrir en gastos operativos y administrativos adicionales e improductivos en muchos casos, por lo que consideramos justo y razonable incorporar dentro de los requerimientos con los que debe cumplir aquel propietario del inmueble, el reconocimiento de los costos de inspección asociados. Consideramos que el mismo es necesario, ya que al afirmar un tercero (no cliente de la empresa), ya sea el abandono o desalojo del lugar,

precisamente por la experiencia previa de falsedades que hemos identificado a lo largo de este proceso, se hace necesario que éste tercero reconozca el costo de inspección previo al ingreso de la solicitud de retiro en sistema, como garante de la veracidad de una declaración y/o elemento que permita el resarcimiento de los gastos incurridos por la distribuidora en este proceso.

Aun así, resulta evidente que la norma hace incurrir a la distribuidora en acciones ajenas a su responsabilidad y la deja a la distribuidora en una posición desfavorable por la actuación de terceros, vulnerando la recuperación de una deuda, ya que el dueño del domicilio al no ser el titular de la cuenta, se exime de la responsabilidad sobre los consumos del inmueble sobre el cual él está alquilando y percibiendo ingresos. En tal sentido, somos de la opinión, que si bien no se tiene el interés manifiesto de vincular la cuenta de suministro al inmueble, al menos debe mediar la responsabilidad solidaria sobre los saldos de la cuenta, más en estos casos, en donde el arrendador de un bien inmueble lucra de aquel inquilino que irresponsablemente deja un saldo adeudado a la distribuidora.

No debemos perder de vista que la normativa vigente, tal como ha sido redactada, facilita la evasión de deudas e inclusive promueve para que la distribuidora financie la deuda de los clientes hasta 60 días previo a un corte, clientes que puede que cuenten como no con un depósito de garantía activo, el cual únicamente cubre el aproximado a 30 días de consumo. En tal sentido, resultaría un reconocimiento justo para ambas partes vinculantes en este proceso.

No obstante lo anterior, somos de la opinión de que la única fórmula que garantiza la correcta gestión de la cuenta por parte de un usuario del servicio, es que la misma se encuentre asociada a la finca, tal como es el caso del manejo de las cuentas de consumo de agua, ya que con ello se imposibilitaría al usuario o terceros, el utilizar los vacíos existentes en la normativa para evadir deudas o promover mecanismos de presión que nos dejan inmiscuidos en una disputa privada.

Adicionalmente, de manera tal que se pueda dar una herramienta a aquellas personas que se dedican al alquiler de propiedades, estaríamos anuentes a utilizar la tecnología prepago para este propósito, es decir, que cada vez que en las solicitudes de nuevos suministros medie un contrato de alquiler, el suministro a instalar sea obligatoriamente prepago. Inclusive, estaríamos dispuestos a atender solicitudes voluntarias de los propietarios (que deban ser acogidas de manera obligatoria por sus inquilinos) de cambio de sistema de compra de prepago a postpago aún en suministros activos.

En estos casos en donde media un inquilino (que desea hacer uso o está) haciendo uso de un inmueble y por consiguiente del suministro de energía que requiere para utilizarlo, consideramos que el servicio prepago puede ser una alternativa para reducir el extenso trámite que se está solicitando tanto al dueño de un inmueble que lo quiere arrendar o bien desocupar, como a la distribuidora que al final carga con la deuda (prácticamente incobrable) de un inquilino que se muda sin pagar.

Aunque el prepago aún no puede resolver los casos en que el local alquilado tiene una medición indirecta, es decir que utiliza transformadores de corriente y potencial, sí puede resolver un alto porcentaje de la problemática. Por ejemplo cuando se trata de cuartos, apartamentos o casas de alquiler, locales comerciales hasta cierto nivel de consumo, y en general cualquier local alquilado que pueda ser servido utilizando un medidor directo monofásico o trifásico hasta 100 amperios (cargas hasta 24 kVA o 36 kVA respectivamente), el que la normativa permita que el medidor de dicho predio de alquiler pueda instalarse en

la versión prepago y el mismo esté a nombre del dueño del local o del arrendatario (si fuere el deseo del dueño del local), haría mucho más expedito el trámite de atender la necesidad de servicio que tiene el cliente final reduciendo casi en su totalidad el riesgo económico para el dueño (al no tener que ser solidario de una deuda que no le pertenece) y para la distribuidora que solo suministraría energía que ha sido prepagada.

Para la implementación de esto sugerimos un periodo de adaptación de hasta 12 meses con el propósito de que las distribuidoras podamos hacer la gestión de homologación y compra de los medidores requeridos; no obstante, se promueve que la distribuidora tenga la potestad de iniciar a aplicarlo inmediatamente en aquellas áreas en las que ya cuente con la capacidad técnica de brindar el suministro prepago.

Artículo 38

Debe Decir:

Artículo 38: En caso de que la medición haya registrado menos energía y/o potencia de la consumida por el cliente por fallas propias del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente o por fallas administrativas de la empresa distribuidora, no podrá cobrar la diferencia retroactivamente.

En los casos en que, por fallas administrativas de la empresa distribuidora u otras causas no imputables al cliente, se hayan generado errores de cualquier tipo en otros elementos de la facturación, la empresa deberá notificar al cliente de esta situación para en conjunto lograr un acuerdo; no obstante, en el caso que el cliente no acepte, la empresa no podrá cobrar la diferencia retroactivamente y si se generó un cobro que no correspondía, deberá ser devuelto al cliente.

Comentarios: Si bien debemos gestionar el aseguramiento de la calidad en nuestros procesos, no debemos perder de vista que la distribuidora no es infalible y pueden existir situaciones de error, que deriven en restimaciones, ajustes de facturación, entre otras consideraciones que impacten la facturación del cliente. Existen situaciones puntuales que no se registran recurrentemente, pero que promueven estas recuperaciones, las cuales son gestionadas para obtener el reconocimiento de lo que fue efectivamente medido y consumido, tomando como referencia datos ciertos de consumo y promoviendo en gran medida la suscripción de acuerdos de pago sumamente accesibles para evitar causar un impacto significativo en los pagos mensuales de los clientes.

Consideramos que con nuestra propuesta se permite la recuperación, siempre que se cuente con un acuerdo con el cliente. Este sería un punto intermedio en donde se reconoce la posibilidad de gestionar la recuperación de energía efectivamente consumida y dejada de facturar, en donde el cliente consciente de dicho consumo y de forma responsable, habilite dicha recuperación a través de un acuerdo de pago.

Artículo 40

Debe Decir:

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
- l) 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)*.

Comentarios: No tenemos inconvenientes en incorporar el historial de pago mensual del cliente; sin embargo, proponemos que se especifique su alcance a los últimos 3 meses, cuyos datos señalen la fecha y el monto de pago.

COMENTARIOS Y PROPUESTAS ADICIONALES:

CAPITULO V.5: DEPÓSITOS EN GARANTÍA

Artículo 24: La empresa distribuidora podrá solicitar a los clientes un depósito que no podrá superar el valor de *dos (2) meses* de consumo estimado, el cual se mantendrá a disposición de la distribuidora como garantía de pago de cualquier saldo adeudado proveniente de la prestación de servicio.

El mismo se calculará tomando en cuenta el estimado de consumo por los cargos vigentes de tarifa básica.

Artículo 27: La empresa distribuidora deberá reembolsar en efectivo, salvo otra disposición del cliente, el depósito de garantía cuando éste haya *formalizado el retiro o cancelación del servicio y no registre deuda pendiente con la distribuidora*.

Frente al retiro o cancelación del servicio, en caso de que el cliente no registre deuda pendiente, el reembolso deberá hacerse en un pago único y por la totalidad del depósito incluyendo los intereses correspondientes. No obstante, en la medida en que el cliente mantenga algún saldo registrado, la distribuidora podrá aplicar el valor del depósito para

cancelar la deuda y cualquier remanente, en caso aplicable, deberá ser devuelto en favor del cliente.

Artículo 33: La empresa distribuidora puede ejecutar el depósito de garantía y los intereses correspondientes, cuando rescinda un contrato de suministro y quede un saldo pendiente. Si del depósito de garantía queda un saldo a favor del cliente, este deberá reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

~~En caso de que las empresas distribuidoras mantengan depósitos de clientes con buen historial de pago consignados a través de contratos con el IRHE deberán ser devueltos en su totalidad a más tardar el 30 de junio de 2014.~~

~~**Artículo 28:** Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres (3) veces en un periodo de doce (12) meses consecutivos y nunca en el mismo periodo se le suspendió el servicio por falta de pago.~~

~~Cuando el cliente no cuenta con el depósito de garantía, la empresa distribuidora deberá llevar un registro de su historial de pago, para que le avise oportunamente en el caso de atraso en sus pagos.~~

~~Cuando el cliente se haya excedido en la fecha de vencimiento en el pago de su factura, la empresa distribuidora deberá enviar una notificación, indicándole que ha pagado con retraso y que por tanto podrá perder su condición de "cliente con buen historial de pago".~~

~~En el caso de que haya un tercer atraso por parte del cliente, en un periodo de doce meses, la empresa distribuidora deberá advertirle que si vuelve a excederse de la fecha de vencimiento en el pago de su factura, perderá su condición de buen historial de pago y se le cobrará el depósito de garantía.~~

~~A solicitud del cliente, la empresa distribuidora deberá expedir sin costo, una certificación al cliente que haya mantenido un buen historial de pago, para que le sirva como referencia de crédito para nuevas solicitudes de servicio eléctrico.~~

Artículo 30: Las devoluciones de depósitos, ya sean las que pudiesen surgir producto de la adecuación del monto del depósito o cuando se proceda con el retiro o cancelación del servicio, deberán ser reembolsadas en efectivo o acreditadas a su factura, si así lo dispone el cliente y en la medida en que sea procedente.

La devolución del depósito producto de la adecuación del monto, deberá acreditarse a favor del cliente en la siguiente facturación. Frente a una devolución del depósito por la cancelación del servicio, la empresa distribuidora deberá establecer un plazo, el cual no puede exceder de treinta (30) días, para entregar en efectivo las sumas correspondientes a la devolución de los depósitos de garantía, en los casos en que sean aplicables y salvo que medie otra disposición del cliente. Para las devoluciones en efectivo será necesario presentar solamente la cédula y/o la certificación de la representación legal de la sociedad.

~~Las devoluciones de depósito que resulten de una terminación de contrato o cierre de cuenta deberán reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.~~

~~**Artículo 31:** No se le exigirá depósito de garantía a aquellos clientes con buena referencia de crédito o buen historial de pago, conforme se define en este reglamento, que soliciten el suministro de energía eléctrica para otro inmueble o instalación.~~

~~**Artículo 32:** La empresa distribuidora podrá solicitar un depósito de garantía nuevamente en el caso de que un cliente pierda o cambie su calidad de buen historial de pago en el transcurso de la relación comercial con la distribuidora. Para estos efectos la empresa distribuidora podrá incluir este depósito dentro de su facturación el mes siguiente, siempre y cuando, haya informado nuevamente al cliente de esta situación. Este depósito deberá ser devuelto al cliente una vez adquiera la calidad de buen historial de pago en los mismos términos indicados anteriormente, pero el término de un (1) año comenzará a contarse desde la fecha en que consignó el depósito.~~

Comentarios: Con estas modificaciones se busca garantizar un recobro de la deuda que hoy día es financiada por la distribuidora, ya que los depósitos de garantía que son consignados por los clientes, no abarcan todo el periodo de espera previo a una suspensión del servicio. En tal sentido, a la fecha previo a la suspensión, el cliente acumula deudas que sobrepasan el estimado del depósito consignado equivalente a un mes de consumo.

Tomando en consideración todos los comentarios antes expuesto, es evidente que existen méritos suficientes para evaluar los lineamientos establecidos en el Régimen de Suministro para promover la contratación, con el fin de implementar mejoras que permitan una justa distribución de los riesgos asociados a la prestación del servicio.