

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 12 80/ -Elec.

Panamá, 8 de octubre de 2018

“Por la cual se modifican los artículos 17, 18, 24, 25, 26, 28, 46, 50, 56, 57, 59, 66, 70, 82, 83, 106 y 107 del Título IV denominado Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización, y el artículo 40 del Título V denominado Régimen de Suministro, ambos Títulos del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica (RDC).”

EL ADMINISTRADOR GENERAL,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad” y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, otorga a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por dicha Ley;
4. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica;
5. Que en atención a lo establecido en el acápite a) del artículo 9 del Título I del Reglamento de Distribución y Comercialización, dicho Reglamento podrá ser modificado cuando existan situaciones que afectan el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en el Reglamento;
6. Que mediante Resolución AN No.12342-Elec de 27 de abril de 2018, se aprobó la celebración de la Audiencia Pública No.007-18 para considerar la propuesta de modificación del Título IV, denominado “Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización”, específicamente, los artículos 17, 18, 24, 26, 28, 46, 56, 57, 59, 66, 70, 74, 82, 83, 106, 125 y 129; y, el artículo 40 del Título V, denominado “Régimen de Suministro”, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica (RDC);
7. Que la propuesta estuvo disponible del jueves 3 al miércoles 23 de mayo de 2018, en la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de esta Autoridad Reguladora, así como en la página web de la misma, llevándose a cabo la mencionada Audiencia Pública el 23 de mayo de 2018;

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures]

Resolución AN No. *12801* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 2 de 25

- 
8. Que el miércoles 9 de mayo de 2018 se celebró una Sesión Informativa, de acuerdo a lo indicado en la página web de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a las publicaciones efectuadas en dos (2) diarios de circulación nacional;
 9. Que mediante Acta de cierre de inscripción, fechada 22 de mayo de 2018, quedó constancia de la inscripción de siete (7) participantes como expositores para la Audiencia Pública No.007-18: Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), Asociación de Grandes Clientes Eléctricos (AGRADEL), Armando Amado De Gracia Saucedo, Vicente Zenon Puga García, Cámara Panameña de Energía Solar y Avanzalia Panamá, S.A. De todos los participantes inscritos, únicamente no expusieron sus comentarios en la Audiencia Pública celebrada, las empresas EDEMET y EDECHI;
 10. Que dentro del plazo otorgado para recibir comentarios a la propuesta de modificación a los Títulos IV y V del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), esta Autoridad Reguladora recibió en tiempo oportuno los comentarios de:
 - Elektra Noreste, S.A. (ENSA)
 - Leslie S. González Saavedra
 - Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)
 - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)
 - AES Panamá, S.R.L.
 - Enel Fortuna, S.A.
 - Energy Management and Consulting, S.A.
 - Panasonic Latin America, S.A.
 - Avanzalia Panamá, S.A.
 - Alternegy, S.A.
 11. Que mediante la Resolución AN No.12413-Elec de 30 de mayo de 2018 se excluyó del proceso de Audiencia Pública No.007-18, la regulación del procedimiento tarifario para los clientes que tienen sistemas de Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, contenida en el Anexo A de la Resolución AN No.12342 de 27 de abril de 2018, estableciendo que el resto de las propuestas que no guardan relación con los clientes que tienen sistemas de Autoconsumo, seguirían el proceso;
 12. Que sobre los comentarios y observaciones presentados, la Autoridad Reguladora procede a realizar el siguiente análisis:

Título IV: "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización"

12.1. Comentarios a la propuesta de modificación de los artículos 17 y 18 del Título IV del RDC

ENSA señala que conceptualmente no objetan la inclusión de otras variables explicativas en las ecuaciones de eficiencia además de los clientes, demanda máxima y energía vendida, sin embargo, consideran pertinente puntualizar lo siguiente:

- a. Desde el punto de vista procedimental, indican que estas modificaciones no deben tener efectos retroactivos como parte del proceso de valoración del IMP. En la Consulta Pública No. 001-18-Elec para establecer las ecuaciones de eficiencia a ser empleadas en el cálculo del IMP para el período julio 2018-junio 2022, la ASEP propuso la inclusión de otras variables explicativas diferentes a la cantidad de clientes, la carga máxima total o la energía vendida. En este sentido, manifiestan que fueron dirigidos sus comentarios en la mencionada Consulta Pública, independientemente de cualquier otro comentario referido a los aspectos técnicos o econométricos de las ecuaciones de eficiencia propuestas.
- b. Desde el punto de vista técnico, indican que las variables explicativas que se incluyan no sólo deben ser relevantes, sino que deben ser exógenas, es decir, que no deben depender de otras variables de costos o activos. Solicitan que se

9
[Handwritten signatures and initials]

Resolución AN No. 12801 -Elec
de 8 de octubre de 2018
Página 3 de 25



modifique el texto del artículo 18 para incorporar dentro del paréntesis de la definición de x_p que *no se podrán considerar como variables explicativas las propias variables dependientes u otras variables que adolezcan de problemas conceptuales o estadísticos (como multicolinealidad o endogeneidad)*. Esto para evitar sesgos en las estimaciones obtenidas.

Advierten el posible sesgo de endogeneidad que podría existir si se incluye una variable de costos (costos de comercialización, por ejemplo) como variable explicativa de otro costo (por ejemplo, costos de administración). Para entender esto, es importante recordar que dentro del término de error de cada ecuación se está incluyendo implícitamente un término de ineficiencia (inobservable) inherente a cada empresa. Manifiestan que la existencia de este término de ineficiencia es el que permite a la ASEP plantear que no todas las empresas de la muestra son eficientes y por lo tanto se requiere de la aplicación de DEA (u otro método para ordenar a las empresas según su grado de ineficiencia).

- c. Proponen modificar el texto del artículo 18 para incorporar en la definición de α que sea estimada mediante una regresión lineal o métodos de datos de panel. Esto a fin de no limitar el método a emplear para el cálculo.
- d. Además, señalan que han observado un error de redacción, donde dice: " y_i representa la variable explicativa de los modelos siendo $i = AD, AC, ADM, OM, COM$ " (el subrayado es nuestro), que media un error de forma y debería decir: " y_i representa la variable dependiente de los modelos siendo $i = AD, AC, ADM, OM, COM$ "

EDEMET y EDECHI consideran que para las empresas de distribución, esta modificación al Régimen Tarifario introduce una incertidumbre en cuanto a la planificación de mediano y largo plazo, ya que en cada Revisión Tarifaria la ASEP podría incluir o eliminar variables exógenas en la determinación de las ecuaciones de eficiencia y, consecuentemente, en la estimación del IMP. Indican que dejar sin una definición explícita las variables exógenas que serán utilizadas en la determinación del IMP sería perjudicial para la actividad de la distribución eléctrica, puesto que abriría en cada una de las Revisiones Tarifarias la discusión sobre la validez o no de las variables explicativas utilizadas.

Señalan que por el contrario, adicional a las variables explicativas utilizadas hasta ahora en la determinación de las ecuaciones de eficiencia, (número de clientes, la carga máxima y la energía vendida), sería necesario incluir nuevas variables explicativas que permitan lograr una representación matemática de las empresas de la FERC más acorde con la realidad del mercado eléctrico de Panamá; donde las redes muestran una mayor dispersión de clientes; donde la participación de zonas rurales tiene una participación importante en la determinación de las inversiones; donde las pérdidas eléctricas responden a situaciones diversas que no necesariamente existen en los EEUU.

Por otro lado, informan que se podrían cometer errores metodológicos al incluir como variables explicativas el resultado de otra de las ecuaciones de eficiencia ya que podrían adolecer de multicolinealidad. La multicolinealidad es uno de los problemas básicos que se describen en los textos de Econometría. Por ejemplo, el profesor William H. Greene de la Universidad de New York la describe como el problema que surge cuando existe una alta correlación entre las variables explicativas de un modelo de regresión. En el extremo, si la correlación es perfecta (es decir que el coeficiente de correlación es igual a 1 o -1), la coexistencia de ambas variables impide calcular los coeficientes Beta de las ecuaciones.

Señalan que entre las consecuencias prácticas de este problema, al estimar un modelo econométrico destacan, en primer lugar, que los coeficientes estimados pueden tener el signo equivocado o alcanzar magnitudes implausibles, y, en segundo lugar, que los coeficientes estimados son muy sensibles a variaciones en la muestra de empresas que se utilice. Según EDEMET y EDECHI, esto quiere decir que, aun cuando los coeficientes estimados (Beta) tengan valores razonables, cambios pequeños en la

[Handwritten signature and initials]

Resolución AN No. *1280* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 4 de 25

muestra de empresas podrían llevarlos a cambiar significativamente. Determinan que esto es muy peligroso en el contexto de una muestra como la de las empresas comparadoras, ya que el grupo de empresas puede verse sensiblemente afectado por los resultados del DEA (por ej. al incluir una nueva variable como input o output).

En resumen, establecen que las variables explicativas deberían ser fijadas en este reglamento, no dejar que cada periodo tarifario estén sujetas a modificación. Por lo menos, señalan que debe definirse número de clientes, la demanda y la energía, y además sería necesario incluir nuevas variables explicativas que permitan lograr una representación matemática de las empresas de la FERC más acorde con la realidad del mercado eléctrico de Panamá; donde las redes muestran una mayor dispersión de clientes; donde la participación de zonas rurales tiene una participación importante en la determinación de las inversiones; donde las pérdidas eléctricas responden a situaciones diversas que no necesariamente existen en los EEUU.

ANÁLISIS DE ASEP:

Esta Autoridad Reguladora ha evaluado los comentarios vertidos por ENSA y a continuación da respuesta en el orden presentado:

- a. Sobre la retroactividad de las modificaciones, ASEP acepta la solicitud de ENSA. Las modificaciones que se introduzcan al RDC no tendrán efectos retroactivos, por lo que las modificaciones a los artículos 17 y 18 se aplicarán a partir de la siguiente revisión tarifaria que corresponde al periodo julio 2022 a junio 2026. Los comentarios presentados en la Consulta Pública No. 001-18-Elec fueron contestados en la Resolución AN No. 12688-Elec de 30 de agosto de 2018.
- b. Respecto a que las variables explicativas deban ser exógenas o no tengan problemas conceptuales y estadísticos, esta Autoridad considera que al momento del análisis de las posibles variables a utilizar para el cálculo de las ecuaciones de eficiencia se deberán hacer todas las verificaciones para que los resultados estadísticos de las mismas sean relevantes y consistentes. No se pueden limitar las variables antes de hacer los análisis pertinentes. Por lo que no se acepta la solicitud de incorporación al texto.
- c. Respecto a la solicitud de incorporar en la definición de α que sea estimada mediante una regresión lineal o métodos de datos de panel, vale la pena aclarar que una variable económica puede ser analizada considerando distintos tipos de datos:
 - Datos de series de tiempo: son un conjunto de observaciones sobre los valores de una variable en diferentes momentos temporales. Tal información debe recopilarse en intervalos regulares, es decir, por ejemplo, en forma mensual o anual.
 - Datos transversales: proporcionan información en un mismo instante de tiempo (por ejemplo, un año) de diversas empresas de una naturaleza similar.
 - Datos de panel: es un conjunto de observaciones de series temporales sobre una muestra de unidades individuales (empresas), es decir, un conjunto de empresas es observado en distintos momentos (por ejemplo, años) en el tiempo. Estos modelos combinan datos de series de tiempo con datos de corte transversal.

Considerando lo anterior, el modelo de datos de panel es en realidad una extensión del modelo lineal clásico, no obstante se agrega a la redacción.

- d. Sobre el error en la redacción de la “variable explicativa,” se corrige por “variable dependiente.”

Sobre los comentarios de EDEMET y EDECHI respecto a las variables de las ecuaciones de eficiencia y la incertidumbre que indican conlleva su cambio, esta Autoridad Reguladora considera que en cumplimiento a lo normado en el artículo 95 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, cada cuatro años se realiza la correspondiente revisión tarifaria y la propuesta de modificación permite que el análisis econométrico



[Handwritten signatures and initials]

Resolución AN No. ¹²⁸⁰
de 8 de ^{octubre} -Elec
Página 5 de 25 de 2018

sea más amplio y permita analizar opciones de ecuaciones que mejoren resultados estadísticos de las ecuaciones.

Sobre los posibles errores metodológicos planteados que indican pudieran darse, es necesario aclarar que esta Autoridad analiza el resultado de las ecuaciones de eficiencia en cada revisión tarifaria para evitar que las mismas tengan problemas econométricos. De igual forma, las ecuaciones se llevan a consulta pública, por lo que de darse una situación no advertida previamente por esta Autoridad, todos los interesados estarían en posición de presentar sus comentarios al respecto. Por lo tanto, no se acepta su solicitud.

El artículo 17 se aprobará como fue propuesto en la consulta pública.

El artículo 18 se modificará de acuerdo a la propuesta de ASEP y a los comentarios recibidos.

12.2. Comentarios a la propuesta de modificación de los artículos 24 y 26 del Título IV del RDC

ENSA considera que esta modificación es apropiada por cuanto disminuye el grado de discrecionalidad de la ASEP para recortar las inversiones que serán reconocidas en la base de activos.

No obstante, solicitan que se amplíe la definición de procesos de libre competencia de los artículos 24 y 26 para incluir aquellos procesos de competencia en los que no todos los oferentes pertenezcan al mismo grupo económico y se defina de antemano para los casos que se evaluarán con costos de referencia internacionales, cuáles serán estas empresas de referencia.

EDEMET y EDECHI solicitan eliminar las modificaciones a los artículos 24 y 26 del Anexo A de la presente Audiencia Pública indicando que es contrario a la Constitución, a la Ley, al Contrato de Compra Venta de Acciones y al Contrato de Concesión y en su defecto incluir las siguientes:

- a) Para compras de materiales o contrataciones de servicios realizados mediante procesos de libre competencia (con o sin la participación de empresas vinculadas) reconocer como costo eficiente la mejor oferta adjudicada. En este caso no es pertinente la verificación por comparación con otras alternativas locales o internacionales.
- b) Para compras de materiales o contrataciones de servicios sin procesos de libre competencia: la ASEP debe emitir un procedimiento, común y transparente, donde se establezcan conforme lo señala la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, cuales sería los criterios para penalizar éstas inversiones.

Señalan que la comparación internacional de costos, no es pertinente porque cada país tiene sus particularidades de costos laborales, impuestos, etc. Mencionan que una comparación internacional de costos puede servir para establecer órdenes de magnitud pero no para hacer una evaluación de costos eficientes que debe necesariamente tener un error estadístico muy bajo.

El cambio propuesto, manifiestan que supone como proceso eficiente, aquel en el cual hay una licitación y no participan empresas del grupo. Esta suposición es contraria al principio de libertad de contratación y de autonomía de administración. Incluso supone que, en casos que no hay otro suministrador de bienes o servicios para casos específicos, no se considere eficiente y válida la contratación y por tanto la inversión no sea reconocida en libros. El principio de la *libertad de empresa* (artículo 298 de la Constitución) exige como un postulado esencial que el Estado y sus organismos de regulación al cumplir con sus funciones y potestades, no alteren, menoscaben la libertad empresarial, imponiendo barreras arbitrarias al comercio y otros topes o restricciones antijurídicas.



[Handwritten signature]

Resolución AN No. 12801 -Elec
de 8 de octubre de 2018
Página 6 de 25

Agregan que EDEMET y EDECHI tienen en operación software o paquetes comerciales cuyas marcas están vinculadas a determinadas casas distribuidoras. En estos casos, no es posible realizar licitaciones para incluir evoluciones o actualizaciones con otros proveedores que no sean los propios distribuidores. Establecen que lanzar licitaciones para participación de terceros significaría tener que aportar a terceros información de su *Know-how*, sin considerar que ese saber cómo, conlleva tiempo de aprendizaje, que haría más costoso la operación.

Además, proponen eliminar la exigencia de una certificación de auditores externos. Opinan que la exigencia de la certificación de auditores externos para los procesos de compras o contratación de servicios de libre concurrencia encarece y dificulta innecesariamente el proceso de contratación. En ese sentido, consideran como suficiente el que la empresa demuestre que tiene un proceso transparente y de libre concurrencia y la registración de todas las ofertas recibidas.

También solicitan eliminar el cronograma de licitaciones previstas, ya que consideran que la presentación de un cronograma de las licitaciones previstas es una exigencia de cumplimiento imposible. Indican que las empresas realizan miles de compras y contrataciones, por lo que la práctica habitual en todas las empresas del mundo es realizar presupuestos anuales por partidas de gastos y proyectos de inversión específicos, los cuales a su vez se materializan mediante contrataciones de varios rubros y con procesos de compra diferentes. Es decir, señalan que ninguna empresa desarrolla cronogramas de licitaciones con una antelación de un año, como lo plantea la reforma propuesta por la ASEP.

AES PANAMÁ, S.R.L. señala en atención, sub-punto “iv” concerniente al inciso “c” y al artículo 26, inciso “b”, que no se menciona en qué mes del año o cuantos meses se tiene para realizar la evaluación indicada y presentar el informe explicativo, detallando todas las obras realizadas, al igual que el resumen de los procesos de licitaciones llevados a cabo y sus resultados, considerando que se debe realizar anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018.

Avanzalia Panamá, S.A. propone aumentar la seguridad jurídica de las inversiones en el país, estableciendo un plan –similar al plan de expansión de ETESA- a cumplir por las distribuidoras para optimizar ineficiencias y poder reducir cada vez más los costes fijos del sistema, tanto para clientes regulados como para grandes clientes. Dicho plan deberá contemplar la introducción de energías limpias en el sistema y que todos los consumidores puedan acceder libremente a dichas energía, con el fin de eliminar los costes de los combustibles. Al igual que la contratación en exceso encarece el sistema y debe planificarse su reducción, debe considerarse la entrada de energías renovables con coste marginal cero que lo reducen.

ANÁLISIS DE ASEP:

Esta Autoridad ha reevaluado el tema de la forma de evaluar los activos de las empresas distribuidoras en atención a los comentarios recibidos y ha decidido lo siguiente:

- Mantener la opción propuesta de considerar costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo, que hayan sido producto de procesos de libre concurrencia, donde se haya dado la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico.
- Para estos casos la empresa deberá presentar una certificación o declaración jurada de parte del representante legal, es decir, se elimina la certificación de auditores externos y no se requerirá presentar el cronograma de licitaciones.
- En los casos donde no se cumpla con esta condición de las licitaciones se evaluarán en base a costos internacionales como se ha realizado hasta la fecha.

Si las empresas escogen esta nueva opción, se podría simplificar considerablemente el proceso de verificación de los costos de los activos de las empresas de distribución.



Handwritten signatures and initials at the bottom right of the page.

Resolución AN No. *1280* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 7 de 25

Respecto a la propuesta de **Avanzalia Panamá, S.A.** de establecer un plan similar al plan de expansión de ETESA a cumplir por las distribuidoras, es necesario aclarar que no son condiciones similares, por lo siguiente:

- En el caso de ETESA, la Ley 6 de 1997 establece que los costos de ETESA se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la misma, y este Plan debe estar aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Para el reconocimiento de estos costos tienen que haberse dado procesos competitivos de libre concurrencia.
- Mientras que para las empresas distribuidoras el supuesto de eficiencia tiene como base el desempeño de empresas comparadoras que se utilizan para la determinación de costos e inversiones dentro del periodo tarifario.

Por otro lado, la generación no forma parte de la gestión de las empresas de distribución. La compra de energía y potencia se realiza a través de licitaciones que realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. en representación de las empresas distribuidoras.

Los artículos 24 y 26 se modificarán en función de la propuesta de ASEP y de los comentarios vertidos en la consulta pública.

12.3. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 28 del Título IV del RDC

ENSA propone que se incluya para la Base de Capital de Alumbrado Público, la metodología de reconocimiento que actualmente existe para los activos de distribución, así:

“Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas, de eficiencia y de mejoramiento urbano o cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:

- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
- La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
- La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

ANÁLISIS DE ASEP:

Esta Autoridad ha analizado la propuesta de ENSA y considera que es viable, por lo que se acepta. El artículo se modificará de acuerdo a lo solicitado.

12.4. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 46 del Título IV del RDC

ENERGY MANEGEMENT AND CONSULTING, S.A. sugieren que se revisen los criterios que utilizan las empresas distribuidoras para estructurar las tarifas por uso de redes con demanda horaria ya que durante todo el periodo tarifario 2014-2018, las tres distribuidoras mantienen una tarifa de energía más costosa en horas fuera de punta que en horas punta, lo cual va en contra de la filosofía de este esquema de facturación, el cual es incentivar a los clientes a mover su demanda y consumo en horas fuera de punta.

9

12/10/18
[Firma]
[Firma]

Resolución AN No. *12801* -Elec
de *12* de *octubre* de 2018
Página 8 de 25

ENSA considera que la señal de precios que brinda la modificación planteada por ASEP, es correcta porque el dimensionamiento de la red (y por lo tanto sus costos) dependen fundamentalmente de la demanda máxima. Además, señalan que otorga a la empresa mayor estabilidad y predictibilidad de los ingresos, dado que la demanda máxima es más estable que el consumo de energía (la demanda máxima puede ser la misma pero el consumo variar por diversos factores).

AVANZALIA PANAMÁ, S.A. considera que las distribuidoras deben homogeneizar los costes aplicados a las tarifas. Esto es, no cabe que una distribuidora por ejemplo cobre "potencia energizada" y otra no lo haga por ese concepto o bien lo incluya en otro concepto.

ANÁLISIS DE ASEP

Lo planteado por ENERGY MANEGEMENT AND CONSULTING, S.A. y ENSA está en concordancia con la propuesta de ASEP.

Sobre el comentario de AVANZALIA, esta Autoridad considera válido aclarar que la homogenización de las tarifas es uno de los temas más relevantes en el diseño de la próxima tarifa eléctrica.

Se aprobará el texto del artículo como fue propuesto.

12.5. No se presentaron comentarios a la propuesta de modificación del artículo 56 del Título IV del RDC

Se aprobará el texto del artículo como fue propuesto.

12.6. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 57 del Título IV del RDC

ENSA señalan que el CPG que defina la ASEP no reflejará los precios de mercado de la potencia, e inclusive no toma en cuenta el resto de costos que se asignan a Costos de potencia. Además, consideran que no es evidente en la propuesta de la ASEP si el CPG será el mismo para todos los clientes (abastecidos o no por la distribuidora).

Por otro lado, opinan que la energización propuesta de los costos de la potencia implicará un precio de la energía discriminatorio en detrimento de los clientes abastecidos por la distribuidora. Solicitan que la energización de los costos de potencia propuesta se haga extensiva a todos los clientes a los que la Distribuidora les compra la potencia (incluidos los Grandes Clientes).

Consideran que si esta energización se aplica sólo a la energía facturada a los clientes de la distribuidora, mientras que los clientes que contratan la energía por su cuenta (y a quienes la Distribuidora le compra la potencia) sólo pagarán el precio de la energía acordado con otro agente, esta discriminación generará incentivos artificiales para migrar y ser abastecidos por otros agentes.

También señalan que independientemente de esta corrección, el problema no existiría si el CPG reflejase los precios de mercado por la potencia.

Sobre la incorporación a los costos extraordinarios de los sobre costos ocasionados por sobre contratación causada por el incremento de clientes con autoconsumo, consideran adecuada la modificación propuesta, sin embargo, señalan que falta incluir como costos extraordinarios la sobre contratación de Potencia y Energía producto de licitaciones (afectado por aplicación del % de reserva de confiabilidad, la contracción de la demanda y la discrecionalidad de ETESA de poder sobre contratar el valor del requerimiento en una licitación).

AGRANDEL solicita que se modifique el artículo 57 para que se lea así:



Resolución AN No. *12801*
de *8* de *octubre*
Página 9 de 25

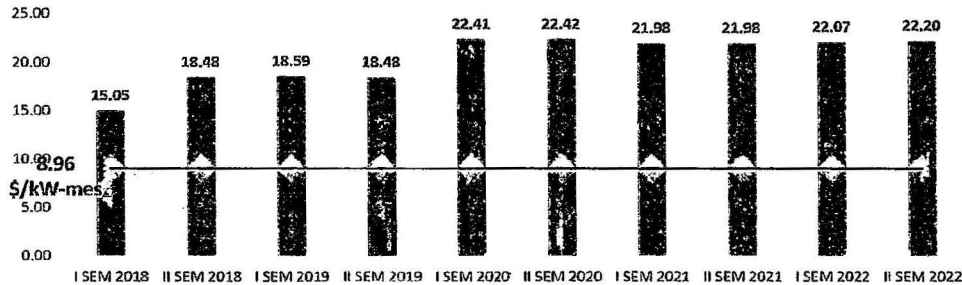
-Elec
de 2018



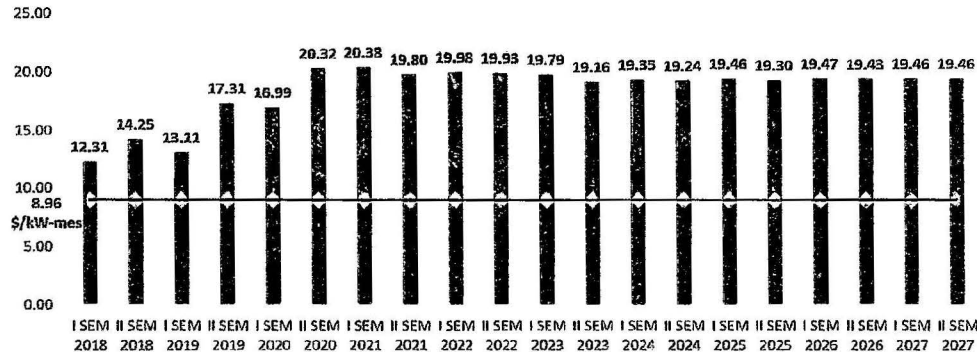
a) El componente de costo por potencia máxima en punta de generación CPG refleja la valorización de los costos fijos asociados a una unidad de generación de punta económicamente adaptada y adecuada a las condiciones existentes en la oferta y demanda eléctrica en la República de Panamá que la ASEP determine y esté vigente al momento del nuevo periodo tarifario. Se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas y se aplica a la demanda contratada total que incluye la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Con este costo para el primer semestre del nuevo periodo tarifario se hará asignación de los cargos.

Indican que la modificación que proponen responde a la necesidad que ven de uniformar en este régimen, el conocimiento de los clientes (sean Regulados o Grandes Clientes) del concepto del Costo Unitario de Capacidad del Segmento Generación. Adicional considera que en las tarifas de clientes regulados que poseen medición de demanda, este Costo Unitario de Capacidad no debe ser energizado.

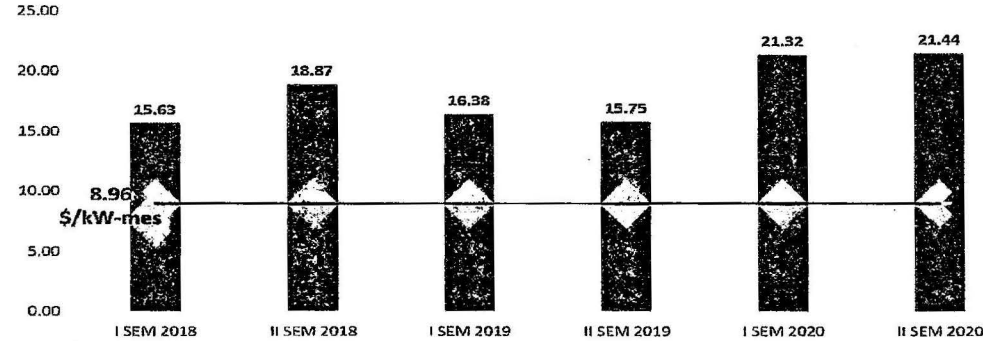
Previo a esta consulta, manifiesta que AGRANDEL tuvo acercamientos con otros agentes del sector para comprender su posición respecto a este Cargo de Capacidad que actualmente es (B/. 8.96 por kilovatio-mes) vigente desde el 1 de enero de 2010 por Resolución AN No.3037-Elec de 29 de octubre de 2009 de la ASEP. Señala que constantemente, las compañías distribuidoras e incluso Generadores indican que este Costo no refleja el Precio Promedio de la Potencia en Contratos y su análisis efectivamente lo refleja:



Precio Semestral Promedio de la Potencia en Contratos – EDEMET



Precio Semestral Promedio de la Potencia en Contratos – EDECHI



Precio Semestral Promedio de la Potencia en Contratos – ENSA

Según señalan, con la habilitación de un Gran Cliente, las diferencias apreciadas en los gráficos anteriores son asumidas por los clientes que permanecen como regulados. Esto, manifiesta que ha sido así desde que la Resolución No. AN No.6266-Elec, entró en vigencia en junio de 2014 y no permite la compra de Potencia por parte de los

[Handwritten signatures and initials]

Resolución AN No. 12801 -Elec
de 8 de octubre de 2018
Página 10 de 25

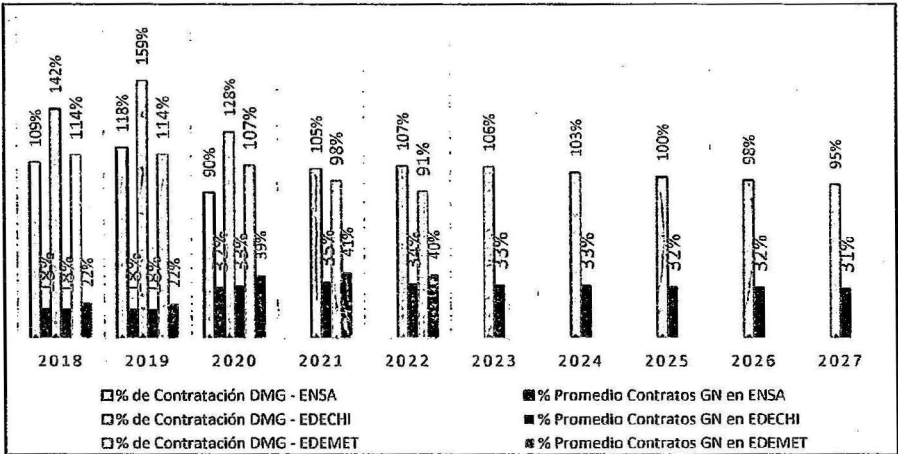


Grandes Clientes. Sin embargo, desde su punto de vista, esta limitación de compra en un mercado donde de 2 productos: potencia y energía, ha causado distorsiones como:

1. El diferencial de costos de potencia que asumen el resto de clientes regulados, cuando se habilita un Gran Cliente.
2. La incertidumbre de un Gran Cliente que al habilitarse, obtendrá un precio de energía contratada evaluado en unas condiciones de Mercado que podrían variar y dejarle en desventaja ya que seguirá sujeto al Costo Unitario de Capacidad que el regulador estipule.

Indican que aunque en esta propuesta de modificación no se aborda el tema de liberalización de la compra de potencia para los Grandes Clientes, pone esta información en contexto para dejar sentado la necesidad de revisión de este tema entre todos los agentes del Sector Eléctrico y los elementos regulatorios que podrían ser susceptibles de cambios para lograr una transición en este tema, de manera que las distribuidoras no incurran en niveles de sobrecontratación aún mayores a los actuales, pero que el Gran Cliente tampoco esté sujeto sólo a la obtención de potencia a través del distribuidor.

También considera oportuno revisar los elementos que han causado los niveles de sobrecontratación que ocasionan un sobrecosto a todos los usuarios del servicio eléctrico y que impiden en el corto plazo la habilitación del Gran Cliente en el Mercado Mayorista para la compra de potencia.



LESLIE GONZÁLEZ señala que el concepto de energizar el costo de generación por potencia ha estado encareciendo la tarifa, ya que el peso en la facturación está precisamente en el cobro por la energía. Considerando las últimas contrataciones de largo plazo para abastecer a los usuarios regulados, el precio de la energía ronda los 0.03\$/kWh. Basada en esto, ASEP debe buscar los mecanismos más apropiado para que cobre cada rubro como tal, que nos permita tener una tarifa eléctrica competitiva en la región.

Sobre contratación de las tres empresas distribuidoras, exhorta a la Autoridad de los Servicios Públicos, en su rol de regulador, a tomar las medidas necesarias para evitar que esta situación se repita. Señala que la sobrecontratación encarece la tarifa eléctrica y todos los usuarios de este servicio deben asumirlo.

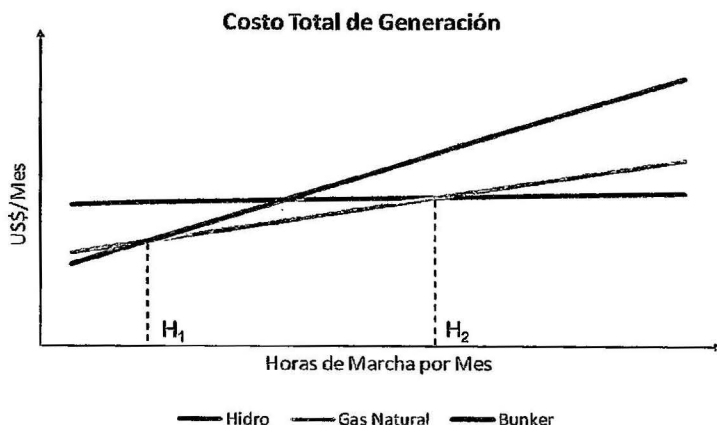
EDEMET y EDECHI proponen que los Grandes Clientes que opten por abastecerse directamente del MME actúen como agentes del mercado, comprando la totalidad de su potencia y energía, así como el resto de los componentes de abastecimiento (transmisión y pérdidas de transmisión). Y que en el caso de no ser adoptada la propuesta anterior, solicitan que:

1. La componente de potencia que se establezca responda a los costos de la prestación del servicio eléctrico.
2. Los costos de compra de potencia correspondientes a los Grandes Clientes formen parte de los costos extraordinarios que se mencionan en el Artículo 106.

[Handwritten signatures and initials]

Resolución AN No. *12801* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 11 de 25

Manifiestan que la disposición para los Grandes Clientes de comprar la potencia a las empresas distribuidoras y la energía en el MME, produce un grave perjuicio para los Clientes Regulados y el funcionamiento del MME. Muestran un análisis de cómo se comporta el costo total de generación según distintas tecnologías.



En el eje de las ordenadas se representa el costo total de generación, costo de potencia más de energía, según las horas de marcha por mes. Cada recta muestra el costo total mensual para tres tipos de tecnologías: generación hidro, gas natural y bunker. Como ya es sabido, el costo fijo de potencia o capacidad, ordenada al origen en el gráfico anterior, es mayor para las hidros, intermedio para las de gas natural y el menor para el bunker. A la inversa, el costo variable de generación, pendiente de las rectas del gráfico, es menor para las hidros, intermedio para las de gas natural y mayor para el bunker. El gráfico muestra que hasta H_1 horas de marcha por mes o por año, la tecnología más eficiente es el bunker. Entre H_1 y H_2 horas lo más eficiente es el gas natural y más de H_2 horas de marcha lo más eficiente es la generación hidro.

Indican que debido a que las curvas de carga del sistema no son planas, lo óptimo para minimizar el costo total de generación es combinar las distintas tecnologías: en las horas de base generar con centrales hidráulicas, sumar las centrales ciclo combinado a gas natural para satisfacer la demanda intermedia y complementar la demanda de punta con las centrales con combustibles líquidos. Esto, señalan que significa que no hay una tecnología que por sí sola sea la más eficiente. Por ello, en todos los países, por más abundancia que haya de un recurso particular, la oferta de generación se compone de una mezcla de varias tecnologías.

Este movimiento progresivo de los Grandes Clientes al MME, alegan que producirá un grave perjuicio para los Clientes Regulados, ya que los hará afrontar costos de abastecimiento mucho más elevados. Eso ocurrirá ya que disminuirá la proporción de la generación hidro o con fuentes renovables para satisfacer su demanda, con el consiguiente mayor costo que enfrentarán los Clientes Regulados por tener que abastecerse con mayor proporción de las tecnologías con costo variable de generación más caros.

Por esta diversidad de oferta de tecnologías, si los Grandes Clientes deben comprar en el MME sólo la energía, señalan que lo harán con centrales hidráulicas o de recursos renovables (solar o eólicas) que presentan bajos costos de generación variable, es decir las que pueden ofrecer un precio de energía bajo.

Opinan que el componente de costo de generación por capacidad asociado a la demanda máxima de potencia debe resultar del costo total por compra de potencia que la empresa distribuidora paga por sus contratos y por los retiros del Mercado Ocasional.

Establecen que la asignación de un costo fijo como es la compra de capacidad a un término variable, induce un riesgo que las distribuidoras no pueden manejar (la variación de la demanda es un factor ajeno al control de las distribuidoras), así la variabilización de costos induce efectos de segunda vuelta no deseados como son

[Firmas manuscritas]

Resolución AN No. 12801 -Elec
de 8 de octubre de 2018
Página 12 de 25

subvenciones cruzadas entre distintas categorías de consumidores, o socialización de costos evitados en el autoconsumo entre consumidores que no disponen del mismo.

Señalan que la práctica regulatoria ortodoxa exige que la asignación y naturaleza de los costos se impute a los distintos consumidores en función de su contribución a los mismos. Así la imputación de costos de capacidad se debería preferentemente hacer en función de la contribución de cada consumidor a la punta del sistema o potencia contratada por cada grupo tarifario.

Manifiestan que este esquema de determinación de los costos por demanda podría conllevar a un desmejoramiento del factor de carga de los clientes en la medida que el costo de la potencia de referencia no refleje los costos reales de generación. Por ello, consideran necesario señalar que los Contratos de Suministro tienen un costo de la potencia que, en promedio, podría superar los veinte dólares por kW-mes en los próximos semestres. El precio juega un papel fundamental como señal de conservación de este recurso. Fundamentan que ello queda plasmado en el Artículo 154 de la Ley 6, que establece que "El instrumento principal que se utiliza para promover el uso racional de la energía será la señal de precios. Para este propósito, el Ente Regulador ejercerá la vigilancia del caso, a fin de que todas las tarifas respondan, en la medida de lo posible, a los costos de prestación del servicio.". En tal sentido, señalan que una componente de costo de potencia máxima CPG que se aleje en exceso de los costos reales podría apartarse de los objetivos planteados en este artículo de la Ley 6. Las inversiones en la infraestructura de generación, transmisión y distribución están estrechamente ligadas a la demanda máxima del sistema; y, que es precisamente el factor de carga un factor, que en conjunto con la relación entre los cargos tarifarios de energía y potencia, los que procuran reducir y controlar los picos de demanda en los clientes finales.

Bajo el esquema propuesto para determinar el componente de costo por potencia máxima de generación CPG, opinan que los Grandes Clientes continuarán recibiendo un subsidio de los Clientes Regulados. En el caso de los Clientes Regulados, si la facturación por el concepto de potencia es inferior al de los costos de suministro, la diferencia se ajusta a través de los cargos por energía que se les factura a estos mismos clientes, tratando de cumplir el criterio de *passthrough* que deben tener los costos de abastecimiento. Dado que a los Grandes Clientes no se les factura los cargos por energía, de presentarse cualquier variación entre la potencia facturada y los costos reales de potencia, advierten que la Metodología propuesta no prevé realizar ningún ajuste, como en el caso de Clientes Regulados a través de los cargos por energía. Consecuentemente, comunican que las diferencias que se presenten entre los costos reales y la facturación de potencia de los Grandes Clientes son traspasadas directamente a los cargos de abastecimientos de los Clientes Regulados.

Concluyen en que si el cargo por potencia a los Grandes Clientes que es inferior a los costos de potencia de los Contratos de Suministro, más todos aquellos costos relacionados con la potencia, la diferencia no facturada a estos Grandes Clientes formaría parte de la tarifa aplicada a los Clientes Regulados.

Consideran que al tener que comprar la distribuidora la potencia de los Grandes Clientes, sin tener una energía comprada asociada a la misma, ni energía facturada, resulta un Costo Permitido de Generación en valores que perjudican a las empresas distribuidoras, aumentando el costo de las Pérdidas de Energía No Reconocidas, en detrimento de sus ingresos.

AES PANAMÁ, S.R.L. comenta para el sub-punto iv.1.6 y Artículo 106 - Costo de Generación Extraordinario punto 6.: que se debería indicar que el sobrecosto causado por sobre contratación debido al incremento de clientes con autoconsumo, es solo aplicado hacia la energía, ya que la potencia se mantiene contratada con la distribuidora y no reflejarían una sobre contratación para la demanda potencia.

ENERGY MANAGEMENT AND CONSULTING, S.A. señala que coinciden con ASEP en que todos los clientes deben pagar el cargo por potencia de generación con el mismo criterio, sin excepción y dicho criterio no debe contemplar que este cargo



[Handwritten signatures and initials]

Resolución AN No. 12801 -Elec
de 8 de octubre de 2018
Página 13 de 25

se energice ya que aunado a otros factores, ha repercutido en la distribución de los costos entre los grandes clientes y los clientes regulados.

Presentan un cuadro en el que muestran los contratos de suministro que involucran potencia contratada por la empresa EDEMET y basados en esa información, considera que el cargo de potencia de generación que debe ser trasladado a los clientes finales no se debe basar en el precio máximo de potencia que estipulan las reglas comerciales fijado en conjunto entre el CND y ASEP, ya que dicho costo involucraría energizar parte de los costos de potencia.

Por último, concluye de los análisis realizados, que el trasladar a los clientes finales los costos reales por potencia, eliminan las distorsiones que se crean al energizar dichos cargos creando disparidades entre los clientes regulados y los grandes clientes, y la adopción de este esquema pudiera darse de forma gradual durante los primeros cuatro semestres de vigencia del nuevo régimen tarifario dando tiempo suficiente a los clientes para explorar alternativas e implantarlas en miras de mejorar su factor de carga y de esta forma tener las señales económicas adecuadas para la expansión de todos los componentes de abastecimiento eléctrico.

Solicita a la ASEP que se analice de forma integral el eliminar la posibilidad de energizar los componentes de costos en las tarifas que posean medición de demanda y los costos de generación por potencia, ya que al energizar los cargos demanda, en el caso de los costos de generación han detectado que esta estructura tarifaria no incentiva al cliente a mejorar su factor de carga, siendo común que se registren altos picos de demanda con bajos consumos de energía.

En el siguiente cuadro presentan la variación de los montos totales de facturación y el precio monómico de abastecimiento con diferentes niveles de consumo de energía y la misma demanda máxima, es decir con diferentes factores de carga manteniendo la demanda constante bajo la estructura tarifaria de potencia energizada y bajo la estructura tarifaria que incluye cargos por demanda.

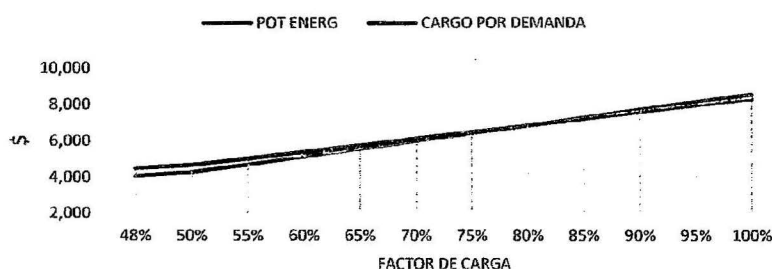
[illegible]

* Precio equivalente de potencia.
Monofásico

CLIENTE CON TARIFA CON CARGO POR DEMANDA												
\$/kWhm	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42
\$ Pnt	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042
\$/kWh Energía	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742
\$ Energía	3,444.935	3,623.959	3,985.355	4,248.751	4,711.147	5,073.543	5,435.939	5,798.334	6,160.730	6,523.126	6,885.522	7,247.918
\$	4,486.935	4,665.959	5,028.355	5,390.751	5,753.147	6,115.543	6,477.939	6,840.334	7,202.730	7,565.126	7,927.522	8,289.918
\$/kWh **	0.12588	0.12543	0.12289	0.12076	0.11896	0.11743	0.11609	0.11492	0.11390	0.11298	0.11216	0.11142

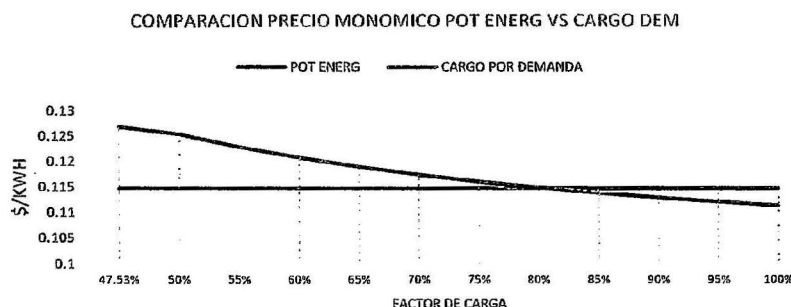
Observan que bajo el esquema de tarifa con potencia energizada, los costos totales son menores que los costos totales bajo el esquema con cargo por demanda hasta que se alcance un factor de carga de 80%, según lo muestra en la siguiente gráfica:

COMPARACION DE MONTO TOTAL PAGADO PARA DIFERENTES
FACTORES DE CARGA POT ENERG VS CARGO DEM



Resolución AN No. *12801* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 14 de 25

Por otra parte, indican que el precio monómico en el esquema de potencia energizada permanece constante ya que la variable de demanda pierde relevancia, la comparación de los precios monómicos a diferentes factores de carga para ambos esquemas se muestra en la siguiente gráfica:



Del análisis presentado, manifiestan que se desprende que un cliente con tarifa con cargo por demanda tendrá las señales económicas adecuadas para mejorar su factor de carga, y por ende la expansión de la red y el sistema de generación será óptima.

Sugieren que se revisen los criterios que utilizan las empresas distribuidoras para estructurar las tarifas por uso de redes con demanda horaria ya que durante todo el periodo tarifario 2014-2018, las tres distribuidoras mantienen una tarifa de energía más costos en horas fuera de punta que en horas punta, lo cual va en contra de la filosofía de este esquema de facturación, el cual es incentivar a los clientes a mover su demanda y consumo en horas fuera de punta.

ENEL FORTUNA, S.A. sobre la sobre contratación ocasionada por el autoconsumo señalan que la razón de incluir que este proceso requiere previa evaluación de la ASEP de la información que la empresa presente en cada caso, muestra que la situación que se busca corregir no tiene un efecto importante. Además, recuerdan que el procedimiento para autoconsumo contiene restricciones para su aprobación en términos de volumen en la red de distribución.

Consideran que la problemática de sobre contratación pudiese ser consecuencia en algunos procedimientos relacionados con el cálculo de la reserva de confiabilidad, por lo que se requiere una revisión de dichos criterios y procedimientos.

En este sentido, consideran que ante un escenario de sobre contratación, la única opción sería permitir que aquel Generador que esté dispuesto a proveer potencia al Gran Cliente y que mantiene contrato de suministro con la empresa distribuidora, debe estar en disposición de reducir dicho volumen en los contratos firmados con la distribuidora. Es decir, que sugieren que se permita al sector de Grandes Clientes negociar libremente su compra de potencia.

ANÁLISIS ASEP:

En cuanto a los comentarios de **ENSA** indicamos lo siguiente:

- La propuesta considera que el Costo por Potencia Máximo en Punta de Generación (CPG), es el mismo para todos los clientes finales, lo que incluye a los clientes regulados y a los Grandes Clientes Habilitados. Lo que puede suceder es que parte de este costo se energice en el caso de los clientes regulados, pero identificándolo como un cargo por potencia energizado.

No se entiende la solicitud de ENSA de que la energización de los costos de potencia de generación propuesta se haga extensiva a todos los clientes a los que la Distribuidora les compra la potencia (incluidos los Grandes Clientes). Señalamos que el CPG debe reflejar el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda, así como otros aspectos tales como los costos de compra de licitaciones de tecnología

Resolución AN No. 1280/-Elec
de 8 de octubre de 2018
Página 15 de 25



similar, análisis de la matriz energética, etc., y todos los clientes finales deben pagar el cargo por potencia de generación con el mismo criterio. Se ha visto la necesidad de definir esto en el Régimen Tarifario, debido a que en la actualidad la distribución de los costos por parte de los generadores en sus contratos de suministro está más orientado a mitigar sus riesgos, que a asignarlos en función de los costos fijos o variables por lo que están resultando mayores y a que no habían criterios homogéneos de asignación de estos costos en la tarifa por parte de las empresas distribuidoras. No obstante, cuando se defina la asignación de costos en la estructura tarifaria de ahora en adelante, se definirán los cargos como se ha indicado.

El tema importante a definir es el valor del CPG que debe aplicarse en la tarifa, lo que en esencia debe mitigar sensiblemente cualquier subsidio cruzado entre grupos de clientes.

- b) En cuanto a la solicitud de que se incorpore a los costos extraordinarios a los sobrecostos ocasionados por sobrecontratación, esta Autoridad considera que es procedente, en atención a que las empresas distribuidoras no son responsables de las licitaciones que realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA), ni del modelo de cálculo de la reserva de confiabilidad, y que estos no deben crear un perjuicio a la empresa. No obstante, consideramos necesario hacer una retrospcción de cuál fue el objetivo de haber segregado o distinguido una serie de costos como extraordinarios para entonces determinar cómo debe procederse al respecto.

Esta condición surgió cuando se hicieron una serie de modificaciones a algunos contratos de suministro, que conllevaron ajustes de precios a los que habían surgido producto de las licitaciones, manifestando las empresas distribuidoras que esta medida encarecía el costo de las pérdidas de energía en distribución perjudicándolas económicamente.

Con la finalidad de buscar el equilibrio y evitar dicho perjuicio, la ASEP aceptó darle la condición de costo extraordinario para sacarlo del cálculo del costo permitido y que dicha porción se reconociera en su totalidad, siendo que de esta manera se compensaría el costo adicional que tenía que pagar y no se afectaban los costos de las pérdidas de energía. Para ello se le reconoció todo el costo extraordinario y se ajustaron en los modelos las condiciones del ajuste de los cargos por generación, y no se revisó el cálculo del propio cargo de pérdidas en distribución, quedando que este último se calculara con el mismo costo monómico.

Al revisar nuevamente los criterios para verificar la incorporación de otros costos en la categoría de costo extraordinario de generación, hemos advertido que con la metodología que se está utilizando la empresa recupera más de lo que recuperaría si no se hubiesen incluido los costos extraordinarios en esa oportunidad.

De manera, que se hace necesario reformular el esquema de reconocimiento del costo permitido de generación y las consecuentes pérdidas reconocidas en distribución.

La reformulación mantiene el concepto de costos extraordinarios, pero toma en cuenta la recuperación del total de los mismos de manera independiente, por lo que el resto de los costos de generación y los de Pérdidas en distribución se calculan sin tomarlos en cuenta, de acuerdo a lo siguiente:

- Para calcular el Ingreso Permitido por Pérdidas Distribución, debe utilizarse un Costo Monómico de generación calculado sin tomar en cuenta los costos extraordinarios. Para esto se modificará el artículo 25.
- Para la determinación del componente de costo por pérdidas en distribución, debe utilizarse el costo de abastecimiento sin tomar en cuenta los costos extraordinarios, para esto se modificará el artículo 50. Para la determinación

Resolución AN No. *12801* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 16 de 25



del componente de costo de generación por energía (CEG) se descuentan los costos extraordinarios del total de costos resultante.

- Se agrega un componente de costo de generación adicional para tomar en cuenta los costos extraordinarios. Esto se indicará en el artículo 57.
- Para la actualización dentro del periodo tarifario, el ajuste de los cargos de energía se hará sin considerar los costos extraordinarios ni el ingreso producto de los cargos CENEGENEX. Los cargos de generación extraordinarios tendrán sus propias fórmulas de ajuste. Esto se incorporará en el artículo 106
- El ajuste de los cargos de pérdidas en distribución se hará sin considerar los costos de generación extraordinarios ni el ingreso producto de los cargos CENEGENEX. Esto se indicará en el artículo 107

Adicionalmente, la Autoridad siempre revisará la cuantificación de los montos que vaya a incorporar la empresa distribuidora como sobrecontratación, e inclusive verificará si la sobrecontratación es el resultado de pronósticos equivocados de la misma.

Respuesta a comentarios de AGRANDEL:

- a) Respecto a la propuesta de cambiar el texto “CPG refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para el periodo tarifario” por CPG refleja la valorización de los costos fijos asociados a una unidad de generación de punta económicamente adaptada y adecuada a las condiciones existentes en la oferta y demanda eléctrica en la República de Panamá que la ASEP determine y esté vigente al momento del nuevo periodo tarifario, le indicamos que si bien el considerar la utilización de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada, es un criterio para valorar el CPG, no es el único que la Autoridad debe tomar en cuenta, ya que inclusive deben considerarse los costos de compra producto de licitaciones de tecnología similar, e incluso de diferentes tecnologías, así como el análisis de la matriz energética presente y futura que se espera; a efecto de ponderar adecuadamente los costos de potencia.

Lo importante es que los Grandes Clientes deben tener la certeza del valor del CPG que se defina para el periodo tarifario, y que el mismo se determinará en función de la evaluación integral que realice la ASEP al respecto. El valor de CPG, su vigencia así como su gradualidad se establecerá en la Resolución que aprueba los Pliegos Tarifarios.

No obstante, la ASEP considera que es necesario introducir una gradualidad en el ajuste del valor a pagar por los Grandes Clientes, por lo que se indicará en la Resolución que aprueba los Pliegos Tarifarios la gradualidad a aplicar así como las condiciones que se deben seguir, tales como:

- A los Grandes Clientes que ya tienen contrato se les mantendrá el valor que pagaban antes de que se estableciera esta medida hasta que venza dicho contrato. En caso de modificarse los periodos de suministro de energía, para efecto del CPG a pagar en la tarifa, se mantienen las fechas originales de los contratos.
- A los Grandes Clientes que renueven contrato o prorroguen los mismos, y a los que suscriban un contrato en fecha posterior a que se establezca esta medida, se les aplicará el valor que se actualizará gradualmente, de manera que al año 2021 alcance el valor máximo establecido en las Resoluciones que aprueben los Pliegos Tarifarios de las empresas distribuidoras. En caso de modificarse los periodos de suministro de energía, para efecto del CPG a pagar en la tarifa, se mantienen las fechas originales de los contratos.

En cada revisión cuatrienal la ASEP establecerá el esquema que aplicará en cada periodo tarifario, considerando las variaciones en el precio del CPG.

97

[Handwritten signature]

Resolución AN No. *12801* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 17 de 25

- b) Sobre el análisis realizado sustentando que no se energicen los costos de potencia a los clientes regulados que tiene medición con demanda, indicamos que la propuesta de energización del CPG es sólo mediante directrices de la ASEP, y tiene el objeto de evitar cambios abruptos en la tarifa de los clientes con demanda, debido a que en la actualidad las tres empresas distribuidoras energizan los costos de potencia de generación parcial o totalmente.

No obstante, esta Autoridad considera conceptualmente adecuado no energizar los costos de potencia de generación, al igual que los costos de redes; y por ello a futuro debe llevarse la regulación para que se logre este objetivo. Un primer paso en la propuesta es que los costos de redes no serán energizados.

- c) En el caso que indican que se debe revisar el esquema de regulación, para que se dé la liberalización de la compra de potencia por parte de los grandes Clientes, le indicamos que no es tema de esta Consulta Pública la compra o no de potencia por parte de los Grandes Clientes que participen en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Respecto a los comentarios de LESLIE GONZÁLEZ:

Le indicamos que su criterio de que energizar el costo de generación por potencia ha estado encareciendo la tarifa, es una aseveración imprecisa, ya que el efecto depende mucho del factor de carga del cliente, siendo que a los clientes que tienen un buen factor de carga le favorece y a los de bajo factor de carga no. Además, se le solicita remitirse a la respuesta b) de los comentarios de AGRANDEL como complemento a esta respuesta.

Sobre el tema de la sobre contratación, esta Entidad Reguladora ha estado vigilante ante este problema, no obstante gran parte se ha debido al cambio de comportamiento de la demanda la cual ha bajado el crecimiento que tenía, aunado al hecho del cambio de la matriz de generación que llevó a una reducción importante del porcentaje de Reserva de Confiabilidad que forma parte de la Demanda Máxima de Generación.

Respuestas a los comentarios de EDEMET y EDECHI:

- a) Sobre la solicitud de que los Grandes Clientes compren su potencia a otros agentes del mercado, no se atienden porque los "Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia a los Grandes Clientes" no fueron parte de esta Consulta Pública.
- b) Por otro lado, presentan muchos argumentos con un análisis en contra de la energización del cargo por potencia, no obstante, este cargo está energizado en el Pliego Tarifario vigente de EDEMET y de EDECHI por su propia iniciativa, por lo que nos parece que los comentarios al respecto están fuera de lugar.

Cabe indicar que la ASEP está de acuerdo en que conceptualmente es correcto que el cargo por potencia debe reflejar el cargo por capacidad, no obstante hay que hacerlo gradualmente hasta alcanzar dicho objetivo en el futuro.

Cuando señala que la asignación de un costo fijo como es la capacidad a un costo variable induce un riesgo a la distribuidora o a subsidios cruzados, es algo que ya se ha respondido en los puntos anteriores, más cabe resaltar que el esquema planteado en la propuesta reduce cualquier efecto que pudiera causar incluyendo el de minimizar los subsidios cruzados.

- c) Respecto a su solicitud de que el componente de potencia que se establezca responda a los costos de la prestación del servicio eléctrico, que debe resultar del costo total por compra de potencia de la empresa distribuidora, ver respuesta b) a los comentarios de ENSA.
- d) Sobre la solicitud de incorporación de los costos de compra de potencia correspondientes a los Grandes Clientes a los costos extraordinarios, está



[Handwritten signatures and initials]

Resolución AN No. *12801* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 18 de 25



Autoridad considera que estos costos no se pueden considerar como costos extraordinarios de generación, ya que la empresa de distribución tiene la obligación de comprar toda la potencia para sus clientes como parte de su gestión como empresa de distribución y comercialización. Además, con estas modificaciones se está agregando que los Grandes Clientes paguen por la porción de pérdidas en potencia y reserva de confiabilidad que les corresponde.

- e) Por otro lado, sobre el aumento del costo de las Pérdidas de Energía No Reconocidas, por la compra de potencia de los Grandes Clientes sin energía asociada, vale la pena indicar que el valor de las mencionadas Pérdidas de energía no reconocidas es el costo de abastecimiento que se traslada a los clientes regulados.

En cuanto a lo planteado por AES PANAMÁ, S.R.L. es necesario aclarar el concepto al que se refiere el artículo 57 y el 106, sobre la sobrecontratación. El hecho de que los clientes con autoconsumo bajen su demanda leída conlleva a que la potencia contratada por la empresa de distribución para sus clientes termine siendo mayor a la que realmente necesitan y, en consecuencia, podría terminar sobre contratada. Por esta razón, se propuso incorporar que el sobre costo que surge, se trate como un costo extraordinario para la valoración de las pérdidas. Estos son parte de los costos a los que el resto de los clientes deben hacerle frente por la aparición de clientes con autoconsumo y que eventualmente deben ser evaluados para hacer los ajustes correspondientes en la regulación.

Sobre los comentarios de ENERGY MANAGEMENT AND CONSULTING, S.A., remitirse a la respuesta b) de los comentarios de AGRANDEL.

Sobre los comentarios de ENEL FORTUNA, S.A. en cuanto al Autoconsumo y su impacto en la sobre contratación, dirigirse a la respuesta al comentario de AES PANAMÁ, S.R.L. Con respecto a la sugerencia que se permita al sector de Grandes Clientes negociar libremente su compra de potencia, debemos insistir en que los "Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia a los Grandes Clientes" no es motivo de esta Consulta Pública.

El artículo propuesto se modificará para incorporar el criterio para definir el CPG y para incorporar los sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía a los costos extraordinarios de generación,

12.7. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 59 del Título IV del RDC

AGRANDEL propone modificar el texto del artículo así:

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

Manifiesta que la modificación propuesta del artículo 59 referente a la no energización del CPG para los clientes que tienen cargos por demanda, se refiere sólo a la porción del Costo Unitario de Capacidad establecido por esta Autoridad Reguladora.

AVANZALIA PANAMÁ, S.A. estima que los costos de Demanda Máxima aplicables a los Grandes clientes deben repartirse equitativamente en una fórmula que reparta dichos costes entre energía y demanda. Señalan que de este modo no se penaliza a quien, teniendo factores de carga de demanda elevada respecto de la energía consumida, disponga de ahorros similares a quien tiene un factor con demanda baja.

Resolución AN No. *12801* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 19 de 25

ENSA consideran que el valor del CPG debería ser único y que de no ser así, esta discriminación implicaría incentivos a contratar el abastecimiento con otros agentes (en caso que el CPG para Grandes Clientes fuera menor al CPG para los demás clientes). Por lo anterior, sugirieron a la ASEP revise la redacción de este punto a los fines de evitar ambigüedades y se indique expresamente que el CPG será único para todos los clientes, a menos que se decida incluir dentro del CPG de los Grandes Clientes Habilitados el efecto de la reserva de confiabilidad y pérdidas de potencia de transmisión en punta a fin de simplificar la tarifa.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Respecto a la modificación planteada por AGRANDEL de sólo energizar la porción de diferencia entre el CPG y el precio promedio de potencia en contratos, remitirse a respuesta b) de los comentarios de AGRANDEL al artículo 57.

En referencia al comentario de AVANZALIA PANAMÁ, S.A., como se mencionó anteriormente, lo adecuado conceptualmente es que el cargo por demanda recoja los costos de acuerdo a quién los causó. Los clientes con tarifas con cargos por demanda son clientes que pueden manejar su factor de carga y esa decisión no debe impactar al resto de los clientes. No obstante, permitir la energización parcial de los costos de potencia bajo directrices de la ASEP, tiene el objeto, como ya se dijo, de evitar cambios abruptos en la tarifa de los clientes con demanda, debido a que en la actualidad las tres empresas distribuidoras energizan los costos de potencia de generación parcial o totalmente.

Sobre el comentario de ENSA, remitirse a respuesta a) de los comentarios de ENSA al artículo 57.

12.8. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 66 del Título IV del RDC

AES PANAMA, S.R.L. señalan que a fin de homogenizar los criterios de asignación tarifarias entre las empresas distribuidoras y/o las tarifas reguladas aplicables a cada una, se deben revisar los cargos de potencia y energía que se asignan a las tarifas por demanda máxima y horaria, ya que no se está cumpliendo con el objetivo que un cliente tenga beneficios al cambiar su curva de demanda a horas fuera de punta vs un cliente con tarifa de demanda máxima.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Esta Autoridad verificará que este criterio se cumpla en la revisión de los Pliegos Tarifarios que las empresas propongan para el nuevo periodo tarifario. Con estas modificaciones propuestas, se busca dictar lineamientos para que las empresas puedan diseñar sus Pliegos Tarifarios de forma homogénea, pero dejando abierto que la ASEP pueda dar otras instrucciones para que efectivamente se cumpla con el beneficio que deben tener los clientes que se ubican en tarifas horarias.

El cuadro del artículo 66 se modificará como fue propuesto, sin tomar en cuenta lo correspondiente a los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.

12.9. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 70 del Título IV del RDC

ENSA señala que la propuesta de la ASEP especifica que los Grandes Clientes a los que la Distribuidora les compra la potencia deben pagar el cargo por potencia de generación, lo cual consideran una aclaración necesaria.

AES PANAMÁ, S.R.L. consideran que en este artículo tanto para el inciso "a" como para el "b", se indica que los Grandes Clientes solo pagarán por los componentes de costo por Generación, exactamente por el cargo por potencia de generación, si la Empresa Distribuidora les "compra su potencia". En este sentido, opinan que sería



[Handwritten signatures and initials]

Resolución AN No. 12801 -Elec
de 8 de octubre de 2018
Página 20 de 25

conveniente ampliar la redacción y señalar que la potencia comprada no es equivalente a una potencia que suministre el Gran Cliente en caso de disponer de autoconsumo de una parte de su demanda.

ANÁLISIS DE ASEP:

El artículo 70 sólo se modifica para aclarar que a los Grandes Clientes a los que la empresa distribuidora les compra su potencia deben pagar el cargo por potencia de generación, como señala ENSA. En este artículo se busca aclarar los cargos que no tienen que pagar los clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que hagan uso de la red de la distribuidora, o clasifiquen como otros distribuidores haciendo uso del sistema de distribución. Pero para evitar confusiones, se ha agregado la referencia al cargo por potencia de generación para los clientes que sí lo tienen que pagar.

Con respecto al comentario de AES PANAMÁ, S.R.L. el mismo no es claro, ya que para el autoconsumo no existe la figura de suministro de potencia.

Se aprobará el texto del artículo como fue propuesto.

12.10. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 74 del Título IV del RDC

Este artículo trata de la regulación del procedimiento tarifario para los clientes que tienen sistemas de Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, tema que fue excluido del proceso de Audiencia Pública No.007-18 mediante la Resolución AN No.12413-Elec de 30 de mayo de 2018, por lo que los comentarios vertidos no serán analizados.

12.11. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 82 del Título IV del RDC

Los comentarios vertidos respecto a este artículo tratan sobre la regulación del procedimiento tarifario para los clientes que tienen sistemas de Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, tema que fue excluido del proceso de Audiencia Pública No.007-18 mediante la Resolución AN No.12413-Elec de 30 de mayo de 2018, por lo que no serán analizados.

Se aprobará el texto del artículo como fue propuesto, sin tomar en cuenta lo correspondiente a los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.

12.12. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 83 del Título IV del RDC

ENSA señala que en el caso de clientes no abastecidos por otros agentes para la Demanda máxima leída mensual (kW) no se tiene en cuenta la existencia de tarifas binómicas horarias. Debería incluirse lo siguiente: "en el caso de tarifas binómicas horarias se aplicará a los cargos por demanda en horas punta la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y a los cargos por demanda en horas fuera de punta la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta".

Además, consideran que la inclusión del porcentaje de reserva y pérdidas de transmisión en punta para el cálculo del ingreso por cargo de potencia de generación, podría hacerse más simple para el cliente, si se buscara el mecanismo para incluir el efecto de estos porcentajes en el cargo de la Potencia de generación CPG y este precio se aplique a la Demanda Leída para el Caso de Grandes Clientes Habilitados. Indican que esta sería la única forma de que el CPG del Gran Cliente Habilitado sea diferente al CPG del resto de los clientes regulados.

✓

Handwritten signatures and initials.

Resolución AN No. *12801* -Elec
de *18* de *octubre*
Página 21 de 25 de 2018



También solicitan que se incluya la definición de la demanda a aplicar en el caso de las tarifas binómica horarias de los clientes abastecidos por otros agentes.

ENERGY MANAGEMENT AND CONSULTING, S.A. opinan que el tema de agregar a la demanda leída la proporción que le correspondería por la reserva de confiabilidad y la pérdida de potencia que se incluye en la compra que deben hacer las empresas distribuidoras, ya fue objeto de análisis por parte de los participantes del mercado y la ASEP, y que el mismo se plasma en la Resolución AN No.3478-Elec de 10 de mayo de 2010

Indica que las empresas distribuidoras ya contemplan las porciones correspondiente a la reserva de confiabilidad y pérdidas de transmisión en su DMG, en la que a su vez están incluidos los requerimientos de potencia de los Grandes Clientes. Considera necesario resaltar que este análisis y la implementación del cobro por potencia a los grandes clientes no ocasiona ninguna afectación bajo el esquema en el que el cargo por potencia sea el costo promedio de la potencia incluyendo el precio de potencia de los contratos de suministro, costos por asignaciones de reserva de largo plazo, compensaciones de potencia y otros cargos asociados a la potencia como se estipulaba en el régimen tarifario original para el periodo 2014-2018 y se viene a ver afectado a raíz del cambio en esta materia aprobado mediante Resolución AN No. 9211-Elec Panamá, 6 de noviembre de 2015 en el que se establece que el cargo por potencia de generación para grandes clientes corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP.

Por otra parte, señala que si a pesar de los argumentos expuestos, como resultado de los análisis realizados en esta consulta pública la ASEP decide mantener como cargo de potencia de generación otro valor diferente al costo promedio de abastecimiento de potencia lo cual involucraría necesariamente energizar parte de los costos de potencia a los clientes regulados y a su vez se decida agregar cargos por reserva de confiabilidad y pérdidas o se añada alguna componente de potencia a la demanda leída tratando los requerimientos de potencia de los grandes clientes como se tratan los requerimientos en la confección del Informe indicativo de demandas (IID), se hace necesario considerar el factor de coincidencia de la demanda máxima de los clientes toda vez que la demanda máxima leída se puede registrar fuera de los periodos de máximo requerimiento del Sistema Interconectado Nacional.

Muestran un ejemplo de la demanda facturada en la actualidad (demanda leída) por la empresa distribuidora, la demanda que facturaría la misma bajo el esquema propuesto y las consideraciones del factor de coincidencia conforme a la metodología del IID.

	PERIODO	PERIODO	PERIODO					
	I	II	III	DEMANDA LEIDA	DEMANDA PROPUESTA	FACTOR DE COINCIDENCIA	DEMANDA METODOLOGIA IID	
REG 1	200	200	200	200	200	1.0000	220	
REG2	50	250	100	250	250	1.0000	275	
GC1	100	250	100	250	275	1.0000	275	
GC2	300	100	200	300	330	0.3333	110	
GC3	50	50	50	50	55	1.0000	55	
GC4	100	150	255	255	280.5	0.5882	165	
TOTAL	800	1000	905	1305	1390.5		1100.00	
% p Tx	4%	4%	4%					
% Conf	6%	6%	6%					
DMG	1,100.00	1,100.00	1,100.00					

AGRANDEL señalan que el porcentaje de pérdidas y confiabilidad aplicado a los Grandes Clientes debe ser calculado por el CND, ya que debe estar en función de la demanda máxima de la distribuidora y la relación de demanda del GC con ésta, es decir el factor entre 0-1 en que un Gran Cliente es realmente coincidente con la demanda pico que el distribuidor es obligado a contratar. En la siguiente tabla muestran los porcentajes históricos resultantes de los informes de confiabilidad 2010 – 2018 en los que manifiestan demostrar que en muchos casos este porcentaje ha estado en orden mayor al 10%, y por tanto no es despreciable para los cálculos que se pretenden introducir y para los que sugieren la metodología descrita.

Resolución AN No. *12801* -Elec
de *8* de *octubre* de 2018
Página 22 de 25

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
%	8.64	6.68	4.23	5.79	7.11	16.19	14.69	8.35	3.11

ANÁLISIS ASEP:

Se acepta la propuesta de ENSA de agregar a la redacción del artículo 83 la forma de facturar en el caso de los clientes con tarifas binómicas horarias por la empresa distribuidora, que deberán pagar los cargos que se establezcan para la demanda leída en cada periodo horario. Con respecto a la propuesta de ENSA de agregar el costo de la reserva de confiabilidad en el CPG, consideramos que esto puede resultar mucho más complicado y no necesariamente más transparente para el cliente, ya que no sabría sobre qué demanda total le estarían aplicando el cargo.

Sobre los comentarios de ENERGY MANAGEMENT AND CONSULTING, S.A. la Resolución AN No.3478-Elec de 10 de mayo de 2010 "Por la cual se modifica el Anexo A de la Resolución AN N° 961-Elec de 25 de junio de 2007, que establece los Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia a Grandes Clientes" en el análisis de la ASEP contenidos en el considerando 11.1.1 se señala:

"La Distribuidora compra la DMG para cubrir la demanda de sus clientes, y esta compra puede ser por medio de Contratos, Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo o Compensaciones de Potencia. Los costos asociados a dichos componentes de abastecimiento son incluidos dentro del costo por potencia.

Los Grandes Clientes que participen en el Mercado Mayorista de Electricidad seguirán comprándole la potencia al distribuidor en función a la potencia medida, mediante el mecanismo desarrollado en el Régimen Tarifario de Distribución."

Como se observa, los Grandes Clientes que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad deben pagar los costos de potencia de acuerdo a lo establecido en el Régimen Tarifario en base a la potencia (demanda) medida (leída), incluyendo todos los costos de compra asociados a la misma, lo cual es precisamente lo que se está proponiendo. En específico el caso de los costos de reserva de confiabilidad y de pérdidas los mismos se calculan en función de porcentaje de dicha potencia leída.

Con respecto a que la demanda máxima leída de los clientes se considere con el factor de coincidencia tal como se trata en el Informe Indicativo de Demanda, si bien esto puede dar una mejor distribución de costos de potencia entre clientes. No obstante, para efecto de los costos de las empresas distribuidoras esto es transparente, debido a que las mismas sólo recuperan a través de ingresos el costo permitido de generación, sin ganar ni perder por dicha actividad.

A futuro cuando los clientes tengan equipos de medición inteligentes, tal como se está proponiendo de manera escalonada en el Ingreso Máximo Permitido, se podrá retomar este tema para garantizar la mejor distribución de costos entre clientes.

Esta Autoridad está de acuerdo con AGRANDEL que el porcentaje de pérdidas y confiabilidad aplicado a los Grandes Clientes debe ser calculado por el CND y así se consideró en la propuesta.

Se aprobará el texto del artículo como fue propuesto, incorporando la modificación solicitada por ENSA para el caso de las tarifas binómicas horarias.

12.13. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 106 del Título IV del RDC

ENSA, ENEL FORTUNA, S.A., LESLIE GONZÁLEZ y AES PANAMÁ, S.R.L presentaron sus observaciones acerca de la sobrecontratación que se respondieron en los comentarios al artículo 57.

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

Resolución AN No. 1280/
de 8 de octubre -Elec
Página 23 de 25 de 2018

EDEMET y EDECHI proponen que el cargo por potencia se indexe de la misma forma que el resto de los costos de generación y que los montos faltantes por el no-ajuste del Cargo por Potencia (Base y Correc), sean incorporados en el “Valor TOTAL permitido a recuperar en la tarifa para cubrir los costos de generación”, y en “Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento”, de acuerdo a la metodología de actualización.

Establecen que al no actualizarse el cargo por potencia, los ajustes que semestralmente se realizan a los Cargos Base y a los Cargos Correc, no son suficientes para que se cumpla con el *pass-through* de los costos de generación, quedando una porción sin ser recuperada en el semestre ‘p’, y – principalmente - en el semestre ‘p-2’.

Alegan que no sería razonable que este cargo por potencia quede fijo por un período de cuatro años, indican que lo más razonable y adecuado sería que se actualice semestralmente como todos los componentes del costo de abastecimiento.

Manifiestan que no indexar los cargos de potencia podría conllevar a un incremento importante de los cargos por energía en los casos de que el costo de la potencia asociada a los Contratos de Suministro se incremente. Dado que a los Grandes Clientes no se les factura los cargos por energía, advierten que de presentarse cualquier variación entre la potencia facturada y los costos reales de potencia, consecuentemente, las diferencias que se presenten entre los costos reales y la facturación de potencia de los Grandes Clientes serán traspasadas directamente a los cargos de abastecimientos de los Clientes Regulados.

También proponen que los Grandes Clientes contraten la totalidad de suministro de energía y potencia, así como el resto de los costos de abastecimiento, ya que bajo el esquema que está planteando la ASEP para determinar el componente de costo por potencia máxima de generación CPG, los Grandes Clientes continuarán recibiendo un subsidio de los Clientes Regulados. Observan que si la ASEP establece un cargo por potencia a los Grandes Clientes que sea inferior a los costos de potencia de los Contratos de Suministro, más todos aquellos costos relacionados con la potencia, la diferencia no facturada formaría parte de la tarifa aplicada a los Clientes Regulados. Por lo tanto, solicitan que los costos de compra de potencia correspondientes a los Grandes Clientes formen parte de los costos extraordinarios.

También solicitan que la diferencia entre la demanda facturada de los Grandes Clientes, valorada al precio medio de la potencia de generación y la demanda facturada de los Grandes Clientes, valorada al precio de referencia de la potencia sea considerada como parte de los Costos Extraordinarios.

Por otra parte, proponen que también se incorporen a los Costos Extraordinarios, los sobre costos ocasionados por la sobre contratación de potencia valorada al precio medio real de la potencia contratada. Señalan que en el proceso de contratación realizado en los últimos años por ETESA, las empresas de distribución se han visto sobrecontratadas en potencia del orden de 7% y 10% en EDEMET y EDECHI, respectivamente. Expresan que dicha sobrecontratación les ha venido causando perjuicios económicos a las empresas, toda vez que impactan de manera directa en el costo de las Pérdidas de Energía No Reconocidas, disminuyendo el ingreso por una actividad ajena a la distribución y que responde, entre otras, a decisiones de política energética nacional.

Solicitan modificar la propuesta de Ajuste para mantener proporcionalidad de los cargos por energía de las tarifas horarias, numeral (iv), en el sentido de que sea la ASEP la que establezca la metodología requerida para corregir tal situación.

ANÁLISIS DE ASEP:

EDEMET y EDECHI proponen que el cargo por potencia se indexe de la misma forma que el resto de los costos de generación, es necesario aclarar que al establecer



Handwritten signatures and initials at the bottom right of the page.

Resolución AN No. 12801 -Elec
de 8 de Octubre de 2018
Página 24 de 25

que este cargo será el costo por capacidad que la ASEP determine para el periodo tarifario, el mismo sólo se revisará en cada revisión tarifaria cuatrienal.

Respecto a que los montos faltantes por el no-ajuste del Cargo por Potencia (Base y Correc), sean incorporados en el "Valor TOTAL permitido a recuperar en la tarifa para cubrir los costos de generación", es necesario aclarar que esto ya está contemplado, en el artículo en el literal b) en los costos de compra de potencia, donde se establece que forman parte de la actualización de los cargos de energía, los costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo descontando la parte del costo asignada al componente por potencia. Respecto a que esta diferencia será totalmente traspasada a los clientes regulados. VER respuesta b) a los comentarios de ENSA al artículo 57.

Sobre su propuesta de que los Grandes Clientes contraten la totalidad de suministro de energía y potencia, ya hemos aclarado que no están en consulta los "Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia a los Grandes Clientes".

Sobre su propuesta de que los costos de compra de potencia correspondientes a los Grandes Clientes formen parte de los costos extraordinarios, remitirse a la respuesta d) al comentario de EDEMET y EDECHI al artículo 57.

Respecto a su solicitud de incorporar a los Costos Extraordinarios, los sobre costos ocasionados por la sobre contratación de potencia, remitirse a la respuesta c) al comentario de ENSA al artículo 57.

Sobre la metodología para mantener la proporcionalidad de los cargos por energía de las tarifas horarias los ajustes deben ser propuestos por las empresas distribuidoras y evaluados y aprobados por la ASEP.

Se modificará el texto del artículo propuesto, para incorporar a los costos extraordinarios, el sobre costo por sobre contratación de potencia y energía.

12.14. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 125 del Título IV del RDC

AVANZALIA PANAMÁ considera que la variación de combustibles entendemos que no debe aplicarse de manera mensual sino financiarse por las distribuidoras semestralmente y actualizarse con la suficiente previsión o bien ser repercutidos en el siguiente semestre.

ANÁLISIS DE ASEP:

La razón principal de la creación de este cargo fue que el cliente tenga con mayor prontitud la señal de precio o costo del suministro eléctrico, de manera que le permita hacer los ajustes o ahorros de energía en sus hogares o empresas oportunamente. Además evitar ajustes abruptos al final de semestre de ser el caso. Por estas razones, no se acepta la propuesta.

Respecto a la modificación propuesta, esta Autoridad ha reevaluado el tema y considera que no es necesaria la modificación, toda vez que el resultado del Ajuste Mensual Parcial es un cargo en energía y los cargos del Pliego Tarifario no se ven modificados. Por lo que el artículo permanecerá sin modificaciones.

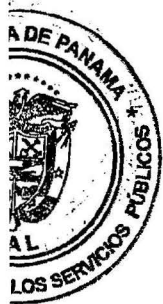
12.15. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 129 del Título V del RDC

Respecto a la modificación propuesta, no se presentaron comentarios, no obstante, esta Autoridad ha reevaluado el tema y considera que no es necesaria la modificación, toda vez que el resultado del Ajuste Mensual Parcial es un cargo en energía y los cargos del Pliego Tarifario no se ven modificados. Por lo que el artículo permanecerá sin modificaciones.



[Handwritten signatures and initials]

Resolución AN No. *12801*
de *8* de *Octubre* -Elec de 2018
Página 25 de 25



Título V, "Régimen de Suministro"

12.16. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 40 del Título V del RDC

AES PANAMA, S.R.L. solicitan que en el numeral (n) se incorpore el historial de consumo mensual de energía y demanda, ya que actualmente solo especifica el histórico de energía.

ANÁLISIS ASEP:

Se acepta la propuesta, por lo que se modificará el texto del artículo para especificar en el literal "n", que debe presentarse información del historial de energía y datos de los últimos 12 meses.

13. Que en atención a los comentarios recibidos en la consulta se hace necesario modificar adicionalmente los artículos 25, 50 y 107 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización;
14. Que en atención a que la actividad de distribución de energía eléctrica es regulada y dado el interés social involucrado en la misma, ya que se trata de la prestación de un servicio público, es deber de la ASEP realizar los actos necesarios para que se cumplan las funciones y objetivos de la Ley 26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones, así como los establecidos en las Leyes Sectoriales, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR las modificaciones al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de los artículos 17, 18, 24, 25, 26, 28, 46, 50, 56, 57, 59, 66, 70, 82, 83, 106 y 107, del Título IV, Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; y del artículo 40 del Título V, Régimen de Suministro, los cuales se transcriben en el ANEXO A de la presente Resolución, formando parte integral de la misma.

SEGUNDO: COMUNICAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos emitirá una versión unificada de los Títulos IV y V del Reglamento de Distribución y Comercialización, que contenga todos los cambios aprobados a través de la presente Resolución.

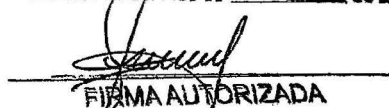
TERCERO: ADVERTIR que la presente Resolución regirá a partir de su publicación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Ley 6 de 22 de enero de 2002; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No. 12342-Elec de 27 de abril de 2018; y, Resolución AN No. 12413-Elec de 30 de mayo de 2018.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.
Dado a los 9 días del mes de octubre de 2018


FIRMA AUTORIZADA





ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 1280/-Elec de B de octubre de 2018

I. SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES ARTÍCULOS DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, DENOMINADO “RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN”

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

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

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

en la que:

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

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

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

Las regresiones pueden ser, alternativamente, series de tiempo, datos de corte transversal o datos de panel (series de tiempo + corte transversal), siempre que los estadísticos sean razonables.

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



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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

a) Cálculo de ADM_t

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

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

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

b) Cálculo de OMt

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

c) Cálculo de BCDt

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

BCD_{t-1} = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario "t". Para el primer año ($t = 1$), BCD_0 representa la Base de Capital de Distribución al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

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



sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.

- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:

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

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

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

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

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



(viii) Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:

- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
- La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
- La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

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

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

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

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

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

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

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará



un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.

- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

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

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

Artículo 25 Ingreso Permitido por Pérdidas de Distribución (IPPD)

IPPD es el valor presente de los ingresos anuales PD_t permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario. El ingreso permitido para cubrir las pérdidas de distribución del sistema se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$PD_t = PD\% * MWhD_t * CMM_t$$

Donde:

$PD\%$ es un porcentaje eficiente de pérdidas estimado para el año " t " a partir de la muestra de empresas representativas como porcentaje sobre el volumen de energía ingresada al sistema de la empresa distribuidora. Resulta de las ecuaciones de eficiencia de las pérdidas ya vistas.

$MWhD_t$ es la cantidad total de energía (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para el año t . Se utilizará el Informe Indicativo de Demanda aprobado por la ASEP y vigente al momento de la realización de los cálculos. ($MWhD_t = \sum_j MWhD_{t,j}$)

CMM_t es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación, el sistema de transporte, pérdidas del sistema de transporte y demás costos, sin tomar en cuenta los costos extraordinarios de generación) en el mercado mayorista, proyectada para el año t . Se debe utilizar la información de las proyecciones del CND.



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

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

Donde:

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

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

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

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

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

a) Cálculo de COM_t

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

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


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

b) Cálculo de BCC_t

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

BCC_{t-1} = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario “t”. Para el primer año ($t = 1$), BCC_0 representa la Base de Capital de Comercialización al inicio del periodo tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

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





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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- a) Los activos fijos netos en operación a costo original eficiente al término del año completo anterior al año de la revisión tarifaria;
- b) Los activos resultantes del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el próximo periodo tarifario. Este plan de inversiones será presentado por la distribuidora a la ASEP con la debida justificación, detalle que permita su seguimiento y este último deberá prestar su acuerdo.



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

d) Los recibidos con posterioridad a esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

e) El tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:

- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
- La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
- La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

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

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

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

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





d) Estudio de costos unitarios y determinación de los costos de operación y mantenimiento y gestión del sistema de distribución.

e) Estudio de pérdidas de potencia y energía por nivel de tensión, discriminando entre técnicas y no técnicas.

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

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

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

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

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

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

Artículo 50 Determinación del componente de Costo por Pérdidas en distribución.

Para determinar los componentes de costos la empresa distribuidora debe:

- a) Determinar los coeficientes de pérdidas técnicas de potencia (PPT%) y energía (PET%) a partir de los estudios técnicos realizados para calcular el CIPLP por nivel de tensión como porcentaje sobre ingresos al nivel.
- b) Estimar los componentes de costos por pérdidas CPEP, CPEFP y CPP:





- (i) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas de punta (CPEP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte, sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas de punta.
 - (ii) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas fuera de punta (CEFP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas fuera de punta.
 - (iii) El componente de costo por pérdidas de potencia (CPP (B./kW)) en cada nivel de tensión en punta será el coeficiente PPT% acumulado al nivel de tensión correspondiente por el precio de abastecimiento de la potencia (incluyendo sistema de transporte y demás costos en el mercado mayorista sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación).
- c) Asignar los componentes de costos por pérdidas a los cargos tarifarios por pérdidas de las distintas categorías.
- (i) Con respecto al CPEP y CEFP, estos componentes se asignarán del siguiente modo:
 - (i.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro del consumo de energía en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.
 - (i.2) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de energía sin discriminar bandas horarias, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes a un cargo por energía a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando sobre la curva la participación del consumo en horas de pico y fuera de ellas.
 - (ii) Con respecto al CPP, este componente se asignará del siguiente modo:
 - (ii.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima con o sin discriminación en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.
 - (ii.2) En el caso de las clases de clientes que no dispongan de medición de demanda de ningún tipo esta asignación se realizará a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando su coincidencia, simultaneidad y factor de carga. En este caso el componente se energizará completamente.



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

a) Por el segmento de generación: La distribuidora debe discriminar:

- (iii) Un componente de costo por potencia máxima en punta (B./kW de punta – mes) (CPG)
- (iv) Un componente de costo por energía en horas de punta (B. /kWh) (CEGP).
- (v) Un componente de costo por energía en horas fuera de punta (B./kWh) (CEGFP)

b) Por el segmento de transmisión: La distribuidora debe discriminar:

- (i) Un componente de costo por demanda en punta (CUCOST (B. /kW - mes)).
- (ii) Un componente de costo por pérdidas de energía (CPST (B. /kWh)).

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.

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 ($\%CR_p^P$).

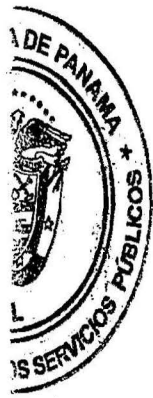
$$CEGP = \sum_1^7 CEG \times \%CR_p^P$$

- (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.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (i.1.2) Costos de autoabastecimiento.
 - (i.1.3) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.



- (i.1.4) Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

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.

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

Artículo 82 Facturación de Energía:

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por energía de su tarifa se aplicarán multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.
- b) A los Grandes Clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que hagan uso de la red de la distribuidora: los cargos por energía de su tarifa se aplicarán multiplicando el consumo medido en el punto de entrega del cliente en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.

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

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

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





- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.
- b) A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:
- i. Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.
- A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas de punta. La demanda máxima a facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.
- ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.

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:

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

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

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

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales (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 permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) se descuentan los ingresos (IPG_p) que producen los cargos por potencia de generación y las ventas estimadas del semestre correspondiente. En este elemento de costos no se toman en cuenta los costos de generación extraordinarios.

$$GM_p^{CR-BASE} = CG_p^{CR-BASE} - IPG_p$$

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

1. Costos de compra de potencia:

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

2. Costos por compra de energía:

- (2.1) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos. Se incluyen los costos de compra de energía contratada



mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP asociada a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 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.

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

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

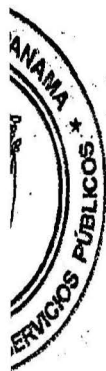
VE_p : Ventas pronosticadas de energía durante el semestre p. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluido el consumo pronosticado de Alumbrado Público.

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 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.

$$Monómico_GP_p = \frac{Costos\ de\ Compra\ de\ Potencia_p + \sum Costos\ de\ Compra\ de\ Energía_p + Costo\ del\ Mercado_p}{Energía\ Comprada_p}$$

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.

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



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

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

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

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

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

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

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_{i \in \text{VMDHORARIA}} (CENEGEN_{p-1}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P + CENEGEN_{p-1}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP}) \right. \\ \left. + \text{SUM}_{i \in \text{VMDNOHORARIA}} (CENEGEN_{p-1}^{BASE} \times VE_{p,i}) \right. \\ \left. + \text{SUM}_i (+CCONAP_{p-1}^{BASE} \times VE_{p,i}) \right]$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$GM_p^{CR-Correc}$: 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.

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

GR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos



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

CGR_{p-2}^C : Los costos de generación permitidos reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre descontando del costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) los ingresos (IPG_{p-2}) que producen los cargos por potencia y las ventas estimadas del semestre correspondiente. En este elemento de costos no se toman en cuenta los costos de generación extraordinarios.

$$CGR_{p-2}^C = CGR_{p-2} - IPG_{p-2}$$

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

$$CGR_{p-2} = Monómico_GR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($Monómico_GR_{p-2}$) resulta de la división de los costos de generación reales (asignados a energía) entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional), la de generación propia ingresada y la energía total inyectada a su red por los clientes en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$Monómico_GR_{p-2} = \frac{\begin{aligned} &Costos\ de\ Compra\ de\ Potencia_{p-2} + \\ &\sum Costos\ de\ Compra\ de\ Energía_{p-2} + \\ &Costo\ del\ Mercado_{p-2} \end{aligned}}{Energía\ Comprada_{p-2}}$$

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

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





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

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

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

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

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

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

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

$$GPR_{p-4} = \left[\sum_{i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP} \right) + \right] - \left[\sum_{i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + \sum_i \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) \right] - \left[\sum_{i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \right] - \left[\sum_{i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + \sum_i \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) \right]$$

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

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

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:

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

(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 .

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

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



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

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

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

(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 *Correc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correc* 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 *Correc*, 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. Sobre costos 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.

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

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 $p-2$.

Artículo 107 Costo total del mercado mayorista:

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

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

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

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

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

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

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

$GMTM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión), y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria. Esta corrección no incluye lo correspondiente a los costos de generación extraordinarios.



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

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

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

II. SE MODIFICA EL SIGUIENTE ARTÍCULO DEL TÍTULO V DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, DENOMINADO “RÉGIMEN DE SUMINISTRO”

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

- a) Variables de consumo (energía/demanda –facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda).
 - (i) Para los Grandes Clientes también se debe presentar además del detalle de la demanda leída en su punto de entrega, la reserva de confiabilidad asignada y las pérdidas en potencia asignadas, para su clara identificación.
- b) Valores de energía reactiva y factor de potencia asociado al consumo en el caso que corresponda.
- c) Intereses y monto final correspondiente.
- d) Teléfono de atención Comercial y de Emergencias.
- e) Lugares de pago.
- f) Datos de la ASEP, con un texto que indique la posibilidad de realizar denuncias ante la ASEP.
- g) Tarifa aplicada.
- h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación).
- 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 (kWh) y demanda leída (kW) mensual (datos) de los últimos 12 meses.
 - 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).

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 9 días del mes de octubre de 20 18


FIRMA AUTORIZADA

