

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No.3473–Elec

Panamá, 7 de mayo de 2010.

“Por la cual se modifica el Reglamento de Distribución y Comercialización aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006, y sus modificaciones, se aprueba el Título VI denominado “Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500kW” y el Título VII denominado “Informe de Manejo de Activos y de Gestión”, del Reglamento de Distribución y Comercialización”

**El Administrador General,
en uso de sus facultades legales,**

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que con el objeto de compilar en un solo documento todas las normas y reglas que guardan relación con la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica, esta Autoridad aprobó el Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) mediante las Resoluciones JD-5863 de 17 de febrero de 2006, modificada por las Resoluciones AN No. 098-Elec de 23 de junio de 2006, AN No. 652-Elec de 13 de febrero de 2007 y AN No. 2947-Elec de 16 de septiembre de 2009, AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006, modificada por la Resolución AN No. 766-Elec de 19 de abril de 2007, AN No. 417-Elec de 17 de noviembre de 2006 y AN No. 1231-Elec de 25 de octubre de 2007;
4. Que conforme al artículo 13 del Título I del RDC aprobado mediante la Resolución AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, las modificaciones a los títulos del RDC podrán realizarse bianualmente a partir del Informe de Desempeño, y para los casos específicos de los títulos relacionados con el Régimen Tarifario, las modificaciones se realizarán como mínimo cada cuatro años;
5. Que debido a que el Régimen Tarifario vigente vence el 30 de junio de 2010 y en atención a lo establecido en el Título I del Reglamento de Distribución y Comercialización aprobado mediante la Resolución AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, esta Autoridad realizó un Informe de Desempeño, el cual incluyó la descripción y alcance de cada interpretación realizada en el periodo, las presentaciones respecto al desempeño del RDC y propuestas de modificación, una evaluación del funcionamiento del RDC, referido al objetivo de maximizar la eficiencia operativa y las propuestas de modificación al RDC, y aprobó mediante la Resolución AN No.3085-Elec de 18 de noviembre de 2009 la celebración de una Audiencia Pública para recibir los comentarios sobre la propuesta de modificación al Reglamento de Distribución y Comercialización vigente, y la propuesta del Título VI: Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras

con Cargas Mayores de 500 kV y el Título VII: Informe de Manejo de Activos y de Gestión;

6. Que dentro del plazo otorgado para recibir comentarios escritos a la propuesta de modificación de los títulos I, II, III, IV, V y VIII del Reglamento de Distribución y Comercialización y a los nuevos títulos VI y VII del Reglamento, esta Entidad recibió los de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A., (EDEMET) la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y de la empresa Elektra Noreste, S.A. (ELEKTRA);
7. Que según consta en el Acta de cierre del periodo de recepción de comentarios e inscripción para participar en la Audiencia Pública del 18 de diciembre de 2009, para dicho acto público se inscribió solamente ELEKTRA como interesada en exponer personalmente ante esta Autoridad, sus sugerencias, opiniones o propuestas respecto al tema sometido a Audiencia y, según consta en el Acta de la Audiencia del 22 de diciembre de 2009, la persona inscrita interesada en exponer personalmente ante esta Autoridad no se presentó a la referida Audiencia;
8. Que respecto a los comentarios presentados en la referida Audiencia, esta Autoridad procede a analizarlos a continuación:

Respecto al Título III

8.1. COMENTARIO

EDEMET señala que bajo el esquema propuesto del artículo 2 del Título III Acceso a la Capacidad de Distribución, la infraestructura pertenece a la empresa generadora, sin explicar por qué la empresa de distribución debe financiar las obras de un generador, cuando las inversiones deben ser destinadas exclusivamente a atender los requerimientos de la demanda, tal cual lo establece la ley, ya que nuestros ingresos provienen de las tarifas de los clientes regulados. Con la figura del reembolso que se ha establecido en esta propuesta, el generador es el propietario de la infraestructura, y en cuyo caso no solo es responsable de asumir la inversión correspondiente, sino también, de encargarse de su operación y mantenimiento en cumplimiento de las normas de calidad. La ASEP debe tener presente que aquellas empresas que entren en el negocio de la generación, deben tener la capacidad financiera para hacerle frente a todas las inversiones necesarias, incluyendo la conexión al Sistema Interconectado Nacional. Esta propuesta atenta contra la suficiencia financiera de la empresa distribuidora.

EDECHI señala que en el caso de que las nuevas conexiones afecten adversamente el equilibrio entre la potencia activa y reactiva que el distribuidor mantiene, de acuerdo a los requerimientos de su red y de su carga, el nuevo usuario de la red deberá hacerse cargo de los costos necesarios para la compensación de tal modo que el distribuidor no sea sujeto a penalizaciones, particularmente, por incumplimiento de los límites del factor de potencia u otros desequilibrios que pudiesen surgir. Agregan que bajo ningún concepto el distribuidor asumirá los costos necesarios para compensar cualquier alteración o desequilibrio que introduzca el nuevo usuario en la red del distribuidor.

Además, señalan que se debe cambiar “tiempo de reembolsabilidad” por “periodo en el cual se realizará el reembolso” ya que “reembolsabilidad” no tiene ningún significado en español.

ANÁLISIS DE LA ASEP

El segundo párrafo del artículo 2 de este Título implica que el distribuidor financiará el costo de la inversión para las mejoras requeridas al sistema de distribución y posteriormente el generador las reembolsará. Es conveniente que el distribuidor realice la obra de acuerdo con sus normas técnicas, ya que son instalaciones que serán parte del sistema de distribución. Se mejorará la

redacción de este párrafo para que esto quede claro. Además, se eliminará el término reembolsabilidad.

Las inversiones que realizará el generador si bien, son en principio para poder tener acceso al Sistema Interconectado Nacional (SIN), las mismas son mejoras realizadas al sistema de distribución, que redundan en beneficio de los clientes del sistema eléctrico en general, al ampliar la oferta de generación, por lo que consideramos que es una manera de facilitarlo.

*Respecto a lo comentado por **EDECHI**, debemos indicar que lo que se refiere a potencias activa y reactiva debe tratarse en el Reglamento de Transmisión y no en este Reglamento.*

8.2. COMENTARIO

EDEMET señala que en la propuesta de modificación del artículo 6 del Título III no se menciona la metodología de cálculo de pérdidas para la generación distribuida. Aconseja se incluya en dicha norma que los estudios complementarios solicitados por la ASEP o el Usuario, conllevará un costo que debe ser sufragado por el Usuario.

EDECHI señala que puede suceder que por razones fuera de control del distribuidor se venza el plazo y, sería contrario al principio de buena fe, asumir que el que “calla otorga”. En sistemas regulados el silencio no debe operar ni en contra del regulador ni en contra del regulado.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La metodología de cálculo de pérdidas para la generación distribuida, es un tema que fue incluido en el artículo 195 del Reglamento de Transmisión.

Por otro lado, no se justifica la incorporación de una aprobación de un costo adicional por los estudios, ya que esta es una actividad intrínseca de la distribuidora y forma parte de sus costos y que se reconocen y remuneran. La distribuidora cuenta con la base de datos de sus redes eléctricas, y personal técnico especializado para evaluar los efectos de las instalaciones sobre sus redes.

*Respecto al comentario de **EDECHI**, debe notarse que se amplía el plazo a efectos de que la distribuidora se pueda pronunciar respecto a la solicitud en curso. La distribuidora debe recordar el principio de libre acceso contenido en la Ley Sectorial y que una falta de respuesta no garantiza el cumplimiento de dicho principio.*

8.3. COMENTARIO

EDEMET señala que en el artículo 8 del Título III, sobre el plazo para dar respuesta luego de un rechazo del acceso, se debe dar a las distribuidoras el mismo tiempo de treinta (30) días hábiles, debido a que lo que ocurre en la vida real es que los promotores de proyectos de generación una vez rechazado el acceso, cambian totalmente el diseño, los factores de carga o escenarios de generación. Esto significa que la distribuidora tiene que prácticamente partir de cero en los estudios y modelaciones de red, por lo que le tomaría el mismo tiempo que para el caso inicial.

EDECHI solicita modificar la redacción para que el interesado “conmine al distribuidor a darle impulso al trámite”.

En el tercer párrafo solicitan agregar que la solicitud de acceso pueda rechazarse.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La ASEP considera que es razonable la propuesta de EDEMET, por lo que se modificará el artículo para tomarla en cuenta. No obstante, para uniformar los plazos se otorgarán treinta (30) días también para la presentación de la información complementaria y para la revisión de ASEP.

Con respecto a los comentarios de EDECHI, debemos indicar que le corresponde a la empresa distribuidora estar pendiente del cumplimiento de los plazos, por lo que consideramos que el artículo no requiere modificación en este sentido.

Respecto al tercer párrafo del artículo comentado, las empresas que prestan el servicio eléctrico tienen la obligación de dar acceso a sus instalaciones. Lo que puede ocurrir es que para dar ese acceso se tengan que cumplir con algunas condiciones técnicas o de capacidad primero. Por consiguiente, la ASEP considera que el artículo debe mantenerse como fue propuesto. Reiteramos el análisis del artículo 6 del Título III, con respecto al principio de libre acceso.

8.4. COMENTARIO

EDEMET señala con relación al artículo 16 del Título III que no corresponde a la distribuidora velar por el cumplimiento de las leyes vigentes como lo es el cumplimiento del Estudio de Impacto Ambiental. Consideran que este requisito no debe ser solicitado por la distribuidora al nuevo generador, en tal caso debe ser el CND o la ASEP la que emita un Certificado de Autorización de Puesta en Operación (CAPO) de las nuevas centrales.

EDECHI solicita que se agregue en el literal b), a los equipamientos de control requeridos: “incluyendo todo aquel que sea necesario para prevenir el desequilibrio o la alteración de los parámetros eléctricos que el distribuidor mantiene a causa de sus propios requerimientos y los de sus clientes”.

Además, solicitan agregar en el literal c), que el usuario deba pagar a la Empresa Distribuidora por los servicios de ingeniería y uso de software que sean requeridos para realizar los estudios técnicos. Y en el literal e) solicitan que se aclare a qué “equipamiento” se refiere, ya que el distribuidor sólo debería verificar el equipamiento que sea de beneficio a protección para su red o el servicio técnico que presta y no debe convertirse, en un consultor gratuito de los que pretendan acceder a las redes de su propiedad. En el literal g) solicitan modificar la redacción en el sentido de agregar que el usuario será el que deberá presentar los planos y cualquier información que sea de interés para el distribuidor.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad ha analizado el tema de la presentación de los Estudios Ambientales y se modificará la redacción para señalar que sólo deberá presentar copia de la Resolución aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental.

No se acepta la inclusión de la ampliación al literal b) solicitada por EDECHI, ya que el generador solamente debe instalar los equipos estándares para una planta de generación. Todo equipo adicional que deba ser instalado en las redes eléctricas es responsabilidad del distribuidor y el mismo es reconocido dentro de la base de capital de la empresa a efectos de tomarse en cuenta dentro de los Ingresos Máximos Permitidos;

La solicitud de ampliar los literales c) y e), no se acepta, ya que éstas son actividades intrínsecas de la distribuidora y forma parte de sus costos.

Finalmente, somos de la opinión que queda claro del primer párrafo del artículo 16, que le corresponde al solicitante y no a la distribuidora cumplir con lo dispuesto en el literal g.

Respecto al Título IV

8.5. COMENTARIO

ELEKTRA solicita introducir una modificación al artículo 19 ya que consideran necesario que al momento de seleccionar las empresas que serán utilizadas para calcular la ecuación de pérdidas de distribución eficiente, la ASEP considere los elementos característicos de la zona de concesión que atiende la distribuidora, como los niveles de inseguridad, entre otros. También consideran que las pérdidas que se aprueben para el próximo periodo no deberían ser menores al porcentaje del período actual, que ya refleja el máximo de eficiencia esperado para las distribuidoras.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Si bien, en la propuesta de modificación al RDC no se incluye una modificación al artículo 19, debemos señalar que el mismo tal y como está redactado actualmente busca precisamente que el nivel de pérdidas a reconocer sea el nivel de eficiencia máximo esperado. No debe perderse de vista que el objetivo de toda acción del regulador es introducir una señal conducente a orientar el comportamiento del monopolio hacia la solución óptima.

Esta revisión se hará en el proceso de cálculo del Ingreso Máximo Permitido. Para tales efectos no es necesario introducir una modificación al artículo.

8.6. COMENTARIO

EDEMET señala que el artículo 22 del Título IV modifica las condiciones bajo las cuales Distribuidora del Caribe, S.A. adquirió el 51% de las acciones de **EDEMET** y **EDECHI**, tal como quedó establecido durante el proceso de homologación. Consideran que si no se elimina debe modificarse así:

“Artículo 22 La Autoridad revisará al final de cada periodo tarifario, el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibido por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. En caso de que se detecten ingresos en exceso la ASEP tomará las medidas para ajustar dicho exceso en el próximo periodo tarifario, de conformidad con el artículo 100 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Para tales efectos deberá considerar que de acuerdo al contrato de concesión, no constituye grave error de cálculo y por lo tanto no causarán la posibilidad de realizar revisiones extraordinarias de tarifas por motivo de estas situaciones lo siguiente:

- *las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes*
- *las variaciones en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente de lo reflejado por el Índice de Precios al Consumidor que emite la Contraloría General de la República.”*

ELEKTRA señala que la propuesta de la ASEP envía una señal incorrecta a las distribuidoras para que diseñen las tarifas de tal forma que generen ingresos en exceso, ya que de lo contrario (si cobran menos de lo permitido) pierden esos ingresos. En ese sentido, consideran justo y equitativo que la revisión al final de período considere los casos en que, por elementos diferentes a la proyección de ventas, los ingresos reales de las distribuidoras son menores a los que debieron cobrar. De igual forma, consideran importante que “el margen

razonable” de variaciones, quede expresamente establecido en este artículo, a fin de garantizar la transparencia y objetividad en esta revisión.

ANÁLISIS ASEP

Respecto a los argumentos expresados por EDEMET y ELEKTRA, debemos indicarles que la ASEP considera que los ingresos tarifarios deben corresponder con el Ingreso Máximo Permitido y guardar una razonabilidad al respecto y que por mandato de la Ley, corresponde a esta Autoridad analizar cada caso específico.

Por otro lado, la redacción sugerida por la empresa corresponde a la redacción propuesta del artículo, por lo que no amerita una modificación.

8.7. COMENTARIO

EDEMET señala que el artículo 24 del Título IV, en lo referente a $ISUBTE_t$ se debe tomar en cuenta aquellos activos que no han cumplido su vida útil, o bien, que no está contemplado su retiro, sin embargo, por disposición de las autoridades nacionales, se determina que deben ser reemplazadas por nuevas inversiones. Ello no solo ocurre con inversiones subterráneas, sino también con ampliaciones de avenidas, construcciones de puentes peatonales y vehiculares, etc. En consecuencia, estos activos que fueron retirados físicamente y contablemente por estas nuevas inversiones (donadas y/o propias), deben seguir formando parte de la Base de Capital en las revisiones tarifarias para efecto de determinar rentabilidad y depreciación, por lo que el distribuidor deberá llevar una contabilidad separada de los mismos.

ANÁLISIS ASEP

El comentario respecto a los activos retirados por una disposición especial es válido. En este sentido, la redacción se modificará para establecer que el valor a retirar del activo fijo y su depreciación pasen a una cuenta regulatoria hasta completar su vida útil. Se agregará un literal en el artículo al respecto y posteriormente se establecerá en el manual regulatorio la metodología.

8.8. COMENTARIO

EDEMET solicita que el artículo 34 del Título IV sea modificado, porque lo que propone la ASEP sobre el activo, es contrario a la Ley 6 de 1997, ya que el artículo 103 dispone que deba ser reconocido el activo fijo neto en operación, y no menciona ningún factor de ajuste. En este sentido, aún el factor de ajuste de 0.80 que propone la ASEP debe ser como máximo el 50%. Sería justo para ambas partes que a la empresa distribuidora se le reconozca parte de los ingresos por el uso de los activos de distribución y comercialización en actividades no reguladas, y se compartan dichos beneficios, a partes iguales con los clientes. Ello incentivaría a la empresa de distribución a identificar y llevar a cabo actividades como estas, que también traerían beneficios a los clientes.

ANÁLISIS ASEP

La metodología propuesta busca devolver a los clientes parte de las ganancias obtenidas por la empresa al realizar alguna transacción comercial (llámese alquiler de poste, de conductores, etc.) con activos de la empresa, que son remunerados por los clientes regulados en su totalidad.

Sobre el particular, la ASEP ha reconsiderado la propuesta, por lo que se mantendrá la redacción vigente en el referido artículo 34.

8.9. COMENTARIO

EDEMET señala que el artículo 38 del Título IV, debe ser modificado, porque el uso final no es un criterio para establecer rangos de tarifas, por lo que incluir esta clasificación de “clientes residenciales” como criterio para la aplicación tarifaria, introduce un mayor costo de fiscalización y control no contemplado en la determinación del IMP, además, que constituye una opción para que los clientes inescrupulosos distorsionen la información, solicitando una tarifa que no les corresponde. Consideran que esta modificación puede beneficiar a dos grupos de clientes a expensas de los clientes residenciales más humildes. Por un lado a los clientes residenciales con demanda mayor a 15 kW y por otro los clientes no-residenciales que se declaren como residenciales.

Indican que el cambio es agravado por la opción que se les da a los clientes de solicitar tener medidor con demanda. Consideran que todos aquellos clientes a quienes no les convenga una tarifa con demanda no la solicitarán, es decir todos aquellos usuarios con Factores de Carga muy bajos.

El cambio implica la creación de las siguientes categorías:

- Residenciales BTS
- No Residenciales BTS
- No Residenciales BTD o BTH

El costo que estos dos grupos de clientes eviten pagar, se traslada tarde o temprano al resto de los clientes residenciales. Por lo tanto, lo que en un principio parece beneficiar a este tipo de clientes, realmente los perjudicará, beneficiando sólo a un pequeño grupo de clientes residenciales con gran poder adquisitivo (los que tienen demanda máxima mayor a 15 kW). Se produciría un hecho moralmente inaceptable: beneficiar a los usuarios ricos a costo de los usuarios más pobres.

ANÁLISIS ASEP

La propuesta de la ASEP no pretende que haya una segregación tarifaria por tipo de uso y para que no haya interpretaciones se mantendrá el texto vigente, manteniendo la excepción establecida en el artículo 83, ya que se fundamenta en la Resolución de Gabinete 101 de 2009.

8.10. COMENTARIO

EDEMET señala que el artículo 57 del Título IV, debe ajustarse a lo establecido en las Reglas Comerciales, ya que de acuerdo al numeral 3.4.3.6 de las Reglas Comerciales, los precios se calcularán como el promedio mensual de los contratos vigentes ponderados por la energía y potencia contratada, y las compras en el mercado ocasional.

ANÁLISIS ASEP

La modificación de este artículo responde básicamente al cambio de la Ley 6 de 1997, mediante la Ley 57 de 13 de octubre de 2009. Este aspecto se atenderá en la Resolución que aprueba las modificaciones a las Reglas Comerciales.

8.11. COMENTARIO

Con relación al artículo 82 del Título IV, **EDEMET** señala que las estimaciones son consecuencia de la imposibilidad de las distribuidoras de acceder a los medidores, por varias razones: (i) medidores encerrados, (ii) áreas de alta peligrosidad (Curundú, Chorrillo, Barraza, etc.). Indican que la Ley 6 en el artículo 116 y 118 señala que los clientes están obligados a permitir acceso al personal del distribuidor para la lectura de medidores, mantenimiento o inspección de las instalaciones de propiedad del prestador. El distribuidor y el

cliente tienen derecho a que los consumos se midan. Considera que la ASEP debe hacer cumplir la obligación que tienen los clientes de permitir el acceso, y en caso contrario, no se podría penalizar a la distribuidora por realizar las estimaciones. Tal como se observa en el artículo 118, es a la empresa de distribución a quien le compete normar esta situación, con la aprobación de la ASEP.

ELEKTRA señala que no considera correcto, ni justo ni legal que la distribuidora resulte penalizada porque el resultado de la fórmula que la ASEP está proponiendo para la estimación resulte en un consumo inferior al consumo real del cliente. No hay razón que justifique que al cliente se le facture menos consumo del que realmente consumió y menos que la empresa se vea perjudicada por estimar un consumo utilizando una fórmula definida por la ASEP. Según lo estipulado en el artículo 121 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, ninguna persona natural o jurídica está exenta del pago de los servicios de electricidad que reciba. Señalan que además para eso existen penalizaciones para las distribuidoras en las Normas de Calidad Comercial, que estipulan un máximo de estimaciones a los clientes, y en caso de excederse, se debe aplicar una reducción tarifaria a favor del cliente.

Solicita que se aclare que los 6 meses de promedio al que se refiere el segundo párrafo de este artículo son consecutivos y por causas atribuibles a **ELEKTRA**, y que se elimine el último párrafo. Señala que el hecho de que toda la energía que se facture en el mes corriente se valore en base a los precios tarifarios del mes, podría tener una afectación negativa si los precios del mes corriente son superiores a los de los meses promediados.

EDECHI solicita cambiar “no podrá recuperar la diferencia” por “tendrá derecho a recuperar la diferencia”.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Si bien es cierto, la Ley 6 establece la obligatoriedad del pago por parte de los clientes, también es cierto que el artículo 118 de la Ley también establece que la distribución debe emplear los instrumentos de medida que la técnica haya hecho disponible, por lo que a criterio de esta Autoridad un medidor encerrado o áreas de alta peligrosidad, tomando en consideración las nuevas tecnologías no debe ser un impedimento para medir el consumo que por Ley es obligatorio.

Esta Autoridad considera que seis meses es suficiente tiempo para que la distribuidora encuentre los mecanismos para leer el medidor, así sea que el medidor se encuentre encerrado, por lo que se mantendrá la redacción propuesta de este artículo en este sentido.

Con el requerimiento de investigación de facturas con alto consumo respecto al promedio, la ASEP pretende crear una alerta, a efectos de verificar que no haya una incorrecta lectura del medidor, o un defecto en la instalación del mismo, etc. Con el objeto de que los clientes, en efecto sean facturados conforme a su consumo real y evitar la gran cantidad de reclamos de los clientes en ese sentido. Sin embargo, se adecuará la redacción de este artículo para que sea en los casos donde el consumo es más del 100% del valor de una factura promedio.

Finalmente, debemos indicar que no es cierto que el hecho de que toda la energía que se facture en el mes corriente se valore en base a los precios tarifarios del mes, podría tener una afectación negativa, debido a que en la medida en que se minimicen la cantidad de meses estimados, la energía a facturar va a corresponder al mes promediado, el cual se debe facturar con la tarifa vigente, y esto debe ser indiferente a que la tarifa sea mayor o menor que las tarifas anteriores.

8.12. *COMENTARIO*

EDEMET con respecto al artículo 85 del Título IV, indica que en la determinación del IMP, hasta ahora, no se ha incluido un costo por “constancia de lectura”. Si la ASEP considera que esto es importante en la comercialización de energía eléctrica en Panamá, deberá incluir un monto correspondiente en el IMP para poder ofrecer dicho servicio a partir de la aprobación de la nueva tarifa.

ELEKTRA señala que la regulación debe reconocer la existencia de años bisiestos y permitir a la distribuidora facturar los días de consumo reales en un año. Al establecerse que la Empresa Distribuidora no pueda facturar menos de 28 días calendario en un mes, elimina por completo la flexibilidad de maniobra en los calendarios de lectura para meses como febrero. El establecer la obligatoriedad de facturar un ciclo de 365 días calendario (366 en años bisiestos) desconoce la realidad de diferencia en ubicación de días libres y feriados en diciembre. El forzar cumplimiento de días calendario sin permitir ajustes, forzará a programar lecturas a clientes residenciales y comerciales en días domingo, cuyo resultado será una facturación con mayor índice de estimaciones atribuibles al cliente sin beneficios reales.

El regulador ha reconocido la necesidad de permitir un margen de 28 a 32 días de lectura en el mes calendario. Esto representa una variación promedio permitida cercana a +/- 7% sobre un mes nominal de 30 días. Permitir la variabilidad de +/- 2 días sobre un año calendario presenta una variabilidad de 0.5%, mucho menor a la necesaria en los ciclos mensuales, pero igual de efectiva en nivelar los periodos de consumo y evitar la acumulación de días en un periodo de facturación, que el presupuesto y flujo de efectivo de los clientes.

La distribuidora debe poder realizar ajustes a su calendario de lectura según sea necesario, ya que el continuo desarrollo de la zona de concesión, cambios en densidad de clientes, desarrollo de edificios de alta densidad y entrada de urbanizaciones en áreas previamente rurales o desocupadas causan variaciones en la necesidad de lectura de diferentes sectores.

Por otro lado, solicitan eliminar la obligatoriedad de entrega del Comprobante de Lectura con base en que la experiencia ha demostrado que el equipo de impresión es muy sensible al clima tropical de nuestro país y a las rutinas de trabajo impuesta por los lectores, lo que provoca un rápido deterioro. Además, el Cliente tiene diferentes opciones para verificar su lectura: tiene la oportunidad de verificar junto con el lector y comparar la lectura tomada llevando así su propia anotación, en el portal de Internet puede consultar la lectura del mes, incluyendo el historial de las lecturas, también puede consultar a través del Centro de Llamadas la información de la lectura o cualquier otra información relacionada.

Consideran que la entrega obligatoria del Comprobante de Lectura va en contra de los avances en tecnología en medición remota que se espera poder implementar en el futuro. Además, señalan que como esta práctica no es típica de la industria, se estaría estableciendo un costo operativo que no se refleja en las empresas comparadoras, y por lo tanto, no estaría reconocido en los costos operativos.

Indican que el proceso de impresión de comprobante de lectura incrementa el tiempo necesario para realizar la lectura, atentando contra la eficiencia de la empresa. Y finalmente, les resulta imposible cumplir al 100% de los clientes, dada su ubicación, desperfectos de equipos durante la ruta de lectura, condiciones climatológicas, etc.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Respecto a la inclusión de un costo por “constancia de lectura”, indicamos que este costo ya está reconocido en la comercialización a través del costo de las cuadrillas que hacen la lectura.

La ASEP modificará este artículo para considerar los años bisiestos.

La ASEP busca que no haya un abuso en la cantidad de días a facturar ni que se quede muy por debajo y luego requiera ajustar con muchos días a facturar. ASEP busca que la empresa distribuidora uniforme los calendarios de lectura, para lo cual les corresponderá hacer los ajustes administrativos necesarios para cumplir con tal fin.

*La flexibilidad solicitada por **ELEKTRA** no puede ir en detrimento de la facturación al cliente, ya que cada día adicional que se agregue a la misma le ocasiona desbalances al cliente (alrededor de 3.5% diario adicional en su facturación). La empresa distribuidora deberá establecer sus ciclos de lectura, cronogramas, horarios de trabajo necesarios para cumplir con la misma.*

*Respecto, a la eliminación de la obligatoriedad de entregar el comprobante de lectura, ésta es una actividad que **ELEKTRA** ya ha realizado para sus clientes. La Autoridad lo que busca es que la empresa avise de forma escrita que estuvo leyendo el medidor y cuál fue su lectura. Lo importante es que el cliente pueda tener la constancia de que es la propia empresa distribuidora la que está dejando constancia de la lectura de su medidor. Además, existen muchos clientes que no tienen acceso a internet y/o teléfono. En el momento en que se implemente la lectura remota, la reglamentación se adecuará.*

8.13. COMENTARIO

EDECHI le señala a la ASEP que la frase “plantas de emergencia” del artículo 87 del Título IV sólo debe referirse a las plantas destinadas a instalaciones como hospitales, aeropuertos (torre de control y pista) y no puede usarse de otro modo porque traería confusión y sería fuente de conflictos de todo orden, incluso legales, al usar incorrectamente los términos. Señalan que la ASEP debe aclarar si su intención es referirse únicamente a plantas de emergencia como lo define el NEC o, de lo contrario, utilizar las expresiones del NEC. La mayoría de las plantas eléctricas de suministro auxiliar en Panamá se consideran Sistemas de Reserva Opcionales, según la clasificación del NEC.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La Junta Técnica de Ingeniería y Arquitectura de Panamá, mediante Resolución 248 de 15 de junio de 1988, modificada por la Resolución 343 de 9 de septiembre de 1997, reglamenta la Instalación de Plantas Eléctricas de Emergencia, por lo tanto, el término que se debe utilizar en este reglamento es el de “Plantas Eléctricas de emergencia.”.

8.14. COMENTARIO

ELEKTRA con relación al artículo 94 del Título IV, señala que no están de acuerdo con que los cargos del VAD no sean ajustados por inflación en un 100%, ya que la determinación del porcentaje de ajuste de los cargos del VAD no se hace con base en un cálculo de bienes transables y no transables, sino con base en la proporción que representan los ingresos para gastos operativos dentro del ingreso máximo permitido de cada actividad (distribución, comercialización y alumbrado público). Además, señalan que el hecho de que la empresa utilice bienes transables (compra y venta internacional) no significa que no esté expuesta a variaciones en precios de esos materiales.

Indican que siendo que la rentabilidad aprobada por la ASEP para el cálculo del IMP es una tasa de retorno sin inflación (real), las fórmulas de ajuste periódico deberían reconocer el efecto de la inflación sobre esta tasa.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Para este artículo no se ha propuesto modificación alguna. La proporción de los cargos que se ajustará con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) será aprobada por resolución luego de que se hayan calculado los Ingresos Máximos Permitidos y las tarifas.

8.15. COMENTARIO

EDEMET señala que el artículo 106 del Título IV, debe ajustarse a lo establecido en las Reglas Comerciales, ya que de acuerdo al numeral 3.4.3.6 de las Reglas Comerciales, los precios se calcularán como el promedio mensual de los contratos vigentes ponderados por la energía y potencia contratada, y las compras en el mercado ocasional. Por lo tanto, la propuesta debe ajustarse a lo establecido en las Reglas Comerciales.

ELEKTRA señala que la fórmula de cálculo de *Int_{p-2}* debe ser corregida, ya que como se trata de una fórmula para calcular el interés sobre un principal, el resultado no debe incluir el principal por lo que la fórmula no debe incluir el “1” dentro del paréntesis. Si en la fórmula se mantiene el “1” el resultado sería la sumatoria de los Ajustes Mensuales de los seis meses más el interés calculado, que no es lo que se busca con esta fórmula.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*Referente a lo indicado por la empresa **EDEMET**, remitimos la lectura al análisis sobre el comentario al artículo 57 del Título IV.*

*En cuando al planteamiento de **ELEKTRA** sobre la fórmula de intereses de p-2 es correcto, se tomará en cuenta para la versión final del Reglamento.*

8.16. COMENTARIO

ELEKTRA señala que en la redacción de los artículos 97, 98, 99, 100, 105, 106, 107 del Título IV se introduce una modificación al cálculo de los apartamientos entre los ingresos reales y los costos reales de períodos previos (p-2) para incorporar un mecanismo que permite verificar si la distribuidora pudo facturar las diferencias de períodos anteriores a través de los cargos de corrección.

Sin embargo, con la modificación en el artículo 110 la nueva fórmula se aplicará para el cálculo de los apartamientos del segundo semestre del 2009 y primer semestre del 2010 y no considera lo que sucedió en el primer semestre del 2009 que es cuando la empresa se vio considerablemente afectada por el bajo crecimiento en las ventas en ese semestre y por lo que solicitó el cambio en la fórmula. Solicita que las modificaciones en este sentido entren en vigencia para el cálculo de los apartamientos del nuevo período tarifario (apartamientos del segundo semestre del 2010 en adelante), dejando que las distorsiones del primer semestre del 2009, se compensen con los resultados del segundo semestre del 2009 y primer semestre del 2010.

ANÁLISIS DE LA ASEP

El artículo 110 será eliminado toda vez que todos los plazos establecidos en el mismo vencen. Por otro lado, la ASEP considera que el cambio en la metodología permite una mejora en la fórmula de recuperación de costos e ingresos tanto para la empresa como para los clientes al introducir una mayor precisión; no obstante, no se puede esperar a que sea aplicada a partir de una

fecha en que haya mayores beneficios para una empresa en especial. La metodología se aplicará conforme a lo que establece la Ley 6, es decir, a partir del primer día que empieza el periodo tarifario.

8.17. COMENTARIO

EDEMET señala que en la redacción de los artículos 135 y 139 del Título IV, no queda clara la forma de aplicar la variación de costos a recuperar por efecto de variación del precio del combustible, específicamente en los meses de abril y octubre. ¿Abril se recupera todo en junio, o se distribuye entre junio y julio?, lo mismo en el caso de octubre, ¿Se recupera todo en diciembre, o se distribuye en diciembre y enero?

ANÁLISIS DE LA ASEP

En el artículo 138 en las definiciones de $GP_{p-restante}^{CR-BASE}$ original_m, $GFP_{p-restante}^{CR-BASE}$ conAMFP_m y $GFP_{p-restante}^{CR-BASE}$ original_m al final se establece que “en la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.” Esto no fue modificado en la propuesta sometida a consulta. Sin embargo, esta redacción se agregará en todas las definiciones para que no haya confusiones.

En el artículo 139 se especifica: “Por ejemplo: en el mes de julio la factura al cliente reflejará solamente el cargo del mes de julio, al igual que en el mes de enero.” Y en las definiciones $IT_{m-1}^{p-restante}$ y $IT_m^{p-restante}$ se establece que “en la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes”.

Se agregará el detalle de costos incluidos en cada ajuste mensual en la redacción del artículo 135 para que no queden dudas.

8.18. COMENTARIO

EDEMET indica que los casos planteados en el artículo 137 del Título IV, la ASEP deberá tomar las medidas para que la empresa de distribución no se vea afectada en su situación financiera, en particular, el flujo de caja. Es necesario recordar que a las empresas generadoras se les debe cancelar las facturas correspondientes en el término de los 30 días que establecen los contratos y no le corresponde a la empresa de distribución financiar el mercado eléctrico. Esta potestad de la ASEP puede postergar indefinidamente la recuperación de costos, poniendo en serio riesgo la estabilidad financiera de las empresas.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Hasta el año 2006 las actualizaciones a la tarifa se realizaban cada seis meses y las empresas debían esperar alrededor de un año para la recuperación del diferencial entre los costos estimados y los reales del periodo. A partir de 2006 se introdujeron los ajustes parciales mensuales, lo cual ha mejorado la situación de las empresas al permitirles cobrar los sobre costos en un periodo mucho menor a lo que la regulación establecía. En todo momento esta Autoridad ha cumplido con su deber de velar que las empresas recuperen los costos incurridos y no se ponga en riesgo la prestación del servicio.

Uno de los deberes de la ASEP es velar por la sostenibilidad del servicio eléctrico, de manera que sus actuaciones siempre estarán enmarcadas dentro de este contexto.

Respecto al Título V

8.19. COMENTARIO

EDECHI solicita que al artículo 3 del Título V – Régimen de Suministro se le agregue una excepción a los contratos de uso de redes de la siguiente forma:

“Artículo 3 Contrato de uso de redes: Es el acuerdo suscrito entre la empresa distribuidora y los grandes clientes que compran electricidad a precios acordados libremente, en donde se establecen los términos referidos al uso de redes que son propiedad de la empresa distribuidora y que no podrán tener mayor requisitos que los establecidos en los contratos de suministro, a excepción de requisitos de orden técnico tendientes a evitar que el nuevo usuario altere o perturbe el equilibrio de los parámetros eléctricos que el distribuidor mantiene en su red.”

ANÁLISIS DE LA ASEP

Conforme a la definición de la Ley 6, un Gran Cliente es un cliente final, por lo que la modificación solicitada no se justifica. Las normas técnicas de calidad vigentes de ASEP aplican a cualquiera que se conecte a la red de distribución, por lo que no se pueden establecer requisitos adicionales.

8.20. COMENTARIO

ELEKTRA señala respecto al artículo 4 del Título V, que siendo el Contrato de Suministro un contrato de adhesión, predefinido con condiciones invariables y aprobado por la ASEP, no es necesaria su firma.

Señalan que la prestación misma del servicio, permite acreditar la relación prestador – cliente, junto con la demás documentación que establece el artículo 4. La eliminación de la firma del contrato de nuevo suministro contribuye a mejorar la atención y agilizar el proceso para los nuevos suministros utilizando tecnología disponible, como por ejemplo, realizar contratos a través del Call Center, etc.

En caso de aceptar la propuesta, habría que modificar todos los artículos del Régimen de Suministro que hacen referencia a la firma o suscripción del Contrato de Suministro (como por ejemplo, artículos 1 y 2).

ANÁLISIS DE LA ASEP

Los contratos de adhesión requieren para su materialización la firma del mismo, por lo que esta Autoridad no puede atender esta solicitud.

8.21. COMENTARIO

ELEKTRA solicita una modificación al artículo 5 del Título V, ya que consideran que es importante que tanto el cliente como el usuario o receptor del servicio conozcan que son responsables por el suministro eléctrico utilizado, dejado y por cualquier irregularidad o alteración que se encuentra en las instalaciones, tal como se establecía en el Régimen de Suministro anterior (Manual Comercial). Sobre este aspecto, la definición de cliente de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 señala que es toda persona que se beneficia del servicio público de electricidad, bien como propietario del inmueble en dónde éste se presta o como receptor directo del servicio.

EDECHI solicita que se incluya, que el solicitante debe comprobar su vínculo con el difunto en los términos establecidos en el Código Civil, pues las confusiones en materia de bienes inmuebles ha resultado un tema usual al momento de tratar temas de defunciones.

ANÁLISIS DE LA ASEP

En la modificación del artículo se contempla que la distribuidora realice una inspección a las instalaciones del medidor previamente a la transferencia, por lo que no puede hacerse responsable a quien se le transfiera la cuenta, asumir irregularidades o alteraciones previas a dicha fecha.

*En cuanto a la solicitud de **EDECHI**, el requisito de vínculo no se solicita porque consideramos que la figura de la transferencia como está planteada le garantiza a la empresa distribuidora que a quien se le transfiere la cuenta se haga cargo de los derechos y obligaciones de dicha cuenta. En materia de bienes inmuebles esta Autoridad no es competente para pronunciarse.*

8.22. COMENTARIO

EDEMET y **EDECHI** solicitan que se elimine del artículo 6 del Título V el segundo párrafo y los dos sub puntos y se sustituya por: “Se prohíbe terminantemente la práctica conocida como “división de carga” en la cual el cliente solicita la instalación de varios medidores para alimentar cargas del mismo tipo y dentro de la misma unidad de vivienda o edificación en la cual no exista una clara división estructural, especialmente, separadas por paredes cortafuegos. En el caso de que la distribuidora descubra la existencia de una situación tal, por razones de seguridad, podrá desconectar inmediatamente el suministro eléctrico, notificará a la Oficina de Seguridad del Cuerpo de Bomberos, para las acciones correspondientes y notificará al cliente que el servicio no será restablecido hasta que normalice sus instalaciones y presente certificado de aprobación de la Oficina de Seguridad.

EDECHI además solicita que se agregue que se cumpla con lo dispuesto en el RIE vigente.

ANÁLISIS DE LA ASEP

El “Reglamento para Instalaciones Eléctricas de la República de Panamá” (RIE-99), no prohíbe la separación de carga, pero la somete a aprobación de las autoridades competentes (Municipio y Seguridad del Cuerpo de Bomberos).

*Respecto de la pretensión de **EDEMET** de cortar el suministro al cliente que tenga dos mediciones para la misma carga, la Ley 6 de 1997, especifica claramente los 3 casos en que la distribuidora le puede suspender el servicio eléctrico a un cliente, y para el caso de Seguridad, debe mediar primero un dictamen de la Autoridad Competente, en este caso la Oficina de Seguridad del Cuerpo de Bomberos.*

En razón de los argumentos analizados, se modificará el artículo para tomar en cuenta que si el cliente tiene varios medidores para una misma carga, no se permitirá la transferencia de carga entre éstos.

8.23. COMENTARIO

EDEMET con relación al artículo 8 del Título V, señala que la definición de una acometida no reconoce fronteras físicas, incluye todas las obras civiles y eléctricas necesarias para vincular el nuevo suministro con la red actual, con independencia de que el tramo atravesase predios privados o vías públicas. Consideran que toda la obra civil para la acometida debe ser construida y asumida por el cliente ya que son ellos los únicos beneficiados con dicha obra civil. Obligar a la distribuidora a que realice la sección en vía pública, y al cliente dentro de su límite, duplicaría todos los esfuerzos relacionados con los permisos y tramitaciones, ya que para una misma acometida se necesitarían dos permisos de construcción, dos planos, dos diseños, es decir se hace mucho menos eficiente el proceso. Desde el punto de vista de la coordinación, se dificulta la ejecución ya que la parte que termine primero, tendría que dejar una

cava o excavación inconclusa hasta tanto la otra parte complete su obra. Lo peor es que esa excavación o hueco temporal, quedaría en el límite de propiedad que coincide con la acera. Esto representaría un grave peligro para las personas que transitan.

ELEKTRA considera que si bien la distribuidora es quien puede construir obras civiles en las servidumbres públicas, ha sido entendido que aquellas que construye el cliente son exclusivamente para que él reciba el servicio y, en consecuencia, lo hace en nombre de la distribuidora. Ha sido la práctica utilizada que el cliente costee estas obras civiles puesto que son necesarias para atenderlo solamente a él. Las inversiones que la distribuidora realiza tienen impacto en las tarifas, por ello la propuesta de ASEP parece alejarse del criterio de equidad que establece el artículo 97 de la Ley 6, ya que obligaría a clientes de bajo poder económico (y sin tener ningún beneficio) a pagar por costos ocasionados por clientes beneficiados y de mayor poder adquisitivo.

ANÁLISIS DE LA ASEP

El Contrato de Concesión de Distribución, le da a la distribuidora el uso, a título gratuito, de las servidumbres públicas, por ser un Concesionario de un servicio público. El cliente como ente privado, sólo tiene potestad de construir dentro de los predios de su propiedad y no sobre la del estado, Por tanto, el único que puede construir y usar las servidumbres públicas es un Concesionario de un servicio público, en este caso las distribuidoras. Los problemas planteados en los comentarios, se resuelven con una coordinación y planificación efectiva de las obras de construcción entre las partes.

Adicionalmente, la obra civil que construya la distribuidora en la servidumbre pública no es exclusiva, en la medida en que otros clientes requieran el uso de esa misma estructura. La propuesta de ASEP busca que se cumpla con los criterios de la Ley, lo que al final redundará en un beneficio económico para la colectividad.

8.24. COMENTARIO

Con relación al artículo 9 del Título V, **ELEKTRA** señala que la medición en Alta Tensión tiene complicaciones en cuanto a espacios, ubicación y estos clientes son los más propensos a migrar como Gran Cliente Habilitado. Establecer la propiedad de los equipos de medición en la distribuidora genera obstáculos a la libre migración al mercado mayorista. Si la distribuidora es propietaria de los instrumentos de medición, se forzará una interrupción prolongada para realizar el cambio de equipos, o negociaciones entre las partes para lograr cambio de propiedad o autorización de uso cada vez que el movimiento del mercado mayorista al mercado regulado le convenga al Gran Cliente.

EDECHI solicita cambiar el término “transformador de potencial” por “Transformador de voltaje,” ya que el primero no se utiliza.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*Respecto de las complicaciones que menciona **ELEKTRA**, todas son perfectamente solucionables en la etapa de diseño de la subestación que recibirá la línea de alta tensión, y la distribuidora revisa este diseño para indicarle al cliente como le brindará el suministro eléctrico. Si un cliente en alta tensión decide ejercer su opción de Gran Cliente, tiene que cumplir con toda la normativa vigente al respecto.*

La norma de medición de los clientes regulados utiliza el término transformador de potencial, el cual mantendremos en esta norma.

8.25. *COMENTARIO*

EDEMET solicita que se elimine el último párrafo del artículo 10 del Título V. Señala que la responsabilidad del receptáculo del medidor y de todos los accesorios que lo conforman es del cliente, y por ende, es éste a través de sus diseñadores, ingenieros o técnicos, los que tienen que garantizar la funcionalidad. No puede transferirse a las distribuidoras tal responsabilidad de garantizar la integridad de las conexiones de algo que no es de su propiedad.

ELEKTRA solicita una nueva redacción que aclare que no es sólo el receptáculo lo que debe instalar el Cliente, ya que el cuadro de medidor involucra otros elementos, como las cajas o soportes para los transformadores de corriente y de potencial. Se enfatiza en la importancia de que el Cliente deba mantener el medidor siempre accesible a la toma de lectura o a la inspección, ya que no es sólo una obligación al inicio de la relación contractual cliente-distribuidora.

Para el segundo párrafo, plantea un cambio en la redacción para evitar confusiones con los retiros productos de finalizaciones o cortes del servicio, en cuyos casos no aplica de modo mandatorio que las conexiones estén correctas y apretadas. En resumen, la empresa es responsable de verificar las conexiones con un nuevo suministro o un cambio de medidor, no cuando el suministro se ha cesado.

EDECHI solicita agregar que: “la empresa distribuidora notificará al cliente de cualquier anomalía que observe para que el cliente se haga cargo de su reparación”. Consideran que no se debe dejar que se transfiera la responsabilidad por el receptáculo a la empresa ya que normalmente no deben darse ninguna de las condiciones que anota la ASEP, a menos que la instalación original haya sido poco idónea o exista manipulación del medidor.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*A **EDEMET** y **EDECHI** le indicamos que si bien es cierto, el cliente debe suministrar e instalar el receptáculo del medidor, según el tipo de servicio solicitado, la revisión por parte de la empresa distribuidora minimiza los errores de lectura y posteriores reclamos por parte de los clientes, con el consiguiente ahorro de tiempo y recursos por parte de la distribuidora para cobrar los montos dejados de percibir.*

El objetivo de esta modificación es que se revisen que los componentes críticos para que el medidor eléctrico registre el consumo real del cliente, como por ejemplo la condición de las muelas que aprietan el medidor y que el conector de los cables esté efectivamente apretado. Esta verificación cada vez que se instala un medidor a un receptáculo, ya sea nuevo o existente, se puede efectuar en menos de 5 minutos, por el personal calificado que atiende estas tareas.

*Se acepta parcialmente el comentario de **ELEKTRA**, por lo que se modificará el artículo para incorporar lo referente a las cajas de medición para transformadores. También se acepta el párrafo de obstrucciones al medidor.*

8.26. *COMENTARIO*

EDEMET respecto al artículo 12 del Título V, señala que el nuevo texto que propone la ASEP, no guarda ninguna relación con el texto actual, solicitan se verifique esta situación ya que el texto actual es importante. El Artículo 12 propuesto, debe ser un artículo nuevo.

ANÁLISIS DE LA ASEP

En la propuesta la ASEP consideró necesario incorporar lo establecido en el artículo 12 al artículo 9, por lo tanto el artículo 12 fue reemplazado con un artículo nuevo.

8.27. COMENTARIO

EDEMET respecto al artículo 13 del Título V, solicita a la ASEP que en la información que debe tener la certificación del medidor, se permita informar solamente que el mismo se mantiene dentro de los niveles de precisión, ya que incluir los resultados de las pruebas es una tarea tediosa y que no aporta nada a los clientes. Desde el punto de vista técnico, se sabe que los medidores se prueban por lotes estadísticos, la propia norma ANSI especifica que se deben probar 40 de cada 1000 medidores.

Otro tema importante, es que las condiciones donde se realizan las pruebas a los medidores – Laboratorios – mantienen un ambiente totalmente controlado, lo que no sucede en los sitios donde se instalan. Esta situación podría generar discusiones con los clientes que soliciten la certificación en sitio del mismo medidor considerando que los resultados no necesariamente coincidirían con los indicados en la Certificación como lo pretende la ASEP, es decir, informar con dos dígitos el resultado del laboratorio. Lo importante es que el medidor se encuentre dentro de los niveles de su clase.

Advierten que ya la Empresa cuenta con formularios que cumplen con requisitos actuales contenidos en la AN No.411, por lo que se tendría que dar un plazo a las distribuidoras hasta agotar los formularios actuales.

EDEMET y **EDECHI**, en cuanto al tema de los medidores existentes donde se verificaran a solicitud del cliente, indican que es muy importante aclarar que sería una sola vez que se prueba el medido a petición del cliente, y no dejar abierto, y se pueda interpretar que todos los días, o todos los meses, o todos los años, ya que sería imposible desde el punto de vista técnico y económico.

EDECHI considera que notificar al cliente que el medidor será reemplazado y la fecha, no es necesario ni obligatorio que la empresa justifique una necesidad de cambio. Por otra parte, considera que se debe eliminar toda la información que no sea aparente a simple vista en el medidor. Además, no es necesario adjuntar el porcentaje de precisión del medidor ya que es exigencia de este mismo reglamento que todos los medidores estén en óptima condiciones y hayan sido certificados por laboratorio.

ELEKTRA propone mantener ambas constancias (Certificación del Laboratorio y Hoja de Sellado) con la información que corresponde a cada una de ellas y para cumplir con los datos adicionales indicados por la ASEP se estará incorporando en la Certificación del Laboratorio el porcentaje de error dejado en el medidor.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Indicarle al cliente que su medidor eléctrico esta dentro de su Clase, no es suficiente ya que éste tiene derecho a conocer qué porcentaje de error tiene el aparato de medición que se le ha instalado. Este requisito obliga a la distribuidora a tener mayor cuidado cuando selecciona y transporta el medidor.

Respecto de los formularios existentes, los mismos no podrán utilizarse y deberán reemplazarse una vez entren en vigencia las modificaciones al RDC.

Aceptamos que la solicitud de certificación de los medidores existentes sólo se expedirá una vez por medidor de cliente, lo cual se incorporará en la redacción de artículo.

*En cuanto al comentario de **EDECHI** de que se notifique al cliente sobre el cambio de medidor, no se acepta ya que el cliente debe conocer de antemano esta información para lograr una mejor relación.*

*Con relación a lo señalado por **ELEKTRA**, ya está contemplado en el artículo.*

8.28. COMENTARIO

EDEMET con relación al artículo 24 del título V, señala que las distribuidoras requieren un depósito de garantía estimado de 3 meses de consumo, como mínimo, ya que se factura después de 30 días de consumo y luego la empresa debe esperar 60 días para poder cortar el servicio si el cliente no paga.

EDECHI solicita aclarar quién suministrará la referencia de crédito o el buen historial de pago.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Con respecto a la indicación de que el término señalado en la Ley 6 de 1997 para interrumpir el servicio por falta de pago, es de dos meses y por tanto el depósito debería ser equivalente a la facturación estimada de tres meses, debemos indicar que el depósito de garantía es una reserva de fondos para poder cobrar las deudas de los clientes, por lo tanto la empresa distribuidora deberá gestionar el cobro oportunamente a fin de evitar que los clientes mantengan cuentas morosas. Adicionalmente no todos los clientes incumplen en sus pagos simultáneamente, por lo que esta reserva que tiene el distribuidor es suficiente.

La Ley Sectorial le permite a las distribuidoras ejercer otras acciones para el cobro, como es la suspensión del servicio. Adicionalmente, el contrato de suministro establece en la cláusula décimo cuarta un mecanismo de cobro que pueden utilizar para garantizar la obligación adquirida por los clientes.

La empresa distribuidora deberá, bajo su propio criterio, verificar cuál referencia de crédito utilizará, que sea cónsono con las prácticas comerciales.

Respecto a la certificación de “Buen Historial de Pago”, la misma se refiere a la que debe emitir la empresa distribuidora al cliente que lo solicite. Esta puede ser expedida por la propia distribuidora, en atención a relaciones anteriores o de otra distribuidora que le haya brindado el servicio. Si por primera vez es cliente del sector eléctrico, no contará con esta certificación.

8.29. COMENTARIO

EDECHI solicita eliminar el párrafo nuevo del artículo 26 del Título V, indica que algunas regulaciones crean más problemas que soluciones.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La ASEP ha evaluado la sugerencia, y considera que la propuesta es una forma de actualizar el valor del depósito a la realidad actual de consumo y al precio de la energía. No obstante, el artículo se modificará para aclarar que la nueva disposición solamente es para los clientes que mantienen depósitos.

8.30. COMENTARIO

EDEMET respecto al artículo 27 del Título V, señala que el IRHE no entregó a las empresas distribuidoras los recursos monetarios respectivos para cubrir la

devolución de los depósitos de garantía que tienen los clientes a través de contratos con el IRHE, ya que el contrato que mantenía con los clientes establecía la devolución del depósito cuando el cliente finalizara su suministro; principio que ha seguido **EDEMET** con los clientes que mantienen estos contratos. Además, en este artículo se debe agregar como condición de un buen historial de pago, que el cliente nunca haya consumido energía eléctrica en forma fraudulenta.

ELEKTRA señala que el establecer como primera opción la devolución del depósito en efectivo involucra acciones innecesarias por parte de las empresas distribuidoras y acciones necesarias por parte de los clientes, tomando en consideración que en los últimos 3 años, **ELEKTRA** ha realizado reembolsos de US\$4,600,000.00 en depósitos a 45,600 clientes, de los cuales tan sólo el 1.4% de los depósitos fueron solicitados como devoluciones en efectivo. Lo anterior demuestra claramente que para el Cliente resulta mucho más cómoda la opción de devolución del depósito mediante acreditamiento a su cuenta. En todo momento que la cuenta muestre el saldo crédito resultado de devolución del depósito, el cliente puede acercarse a solicitar el pago en efectivo del mismo.

Agrega que ha estado realizando la devolución de depósitos a Clientes con contratos del IRHE con los mismos criterios adoptados para los Clientes con contrato de **ELEKTRA** desde hace varios años.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*El planteamiento de **EDEMET** con respecto a los fondos para el pago de estos depósitos no es atendible, toda vez que lo que plantea **EDEMET** es que haya dos categorías de clientes.*

*Atender la solicitud de **EDEMET** respecto a agregar como condición de buen historial de pago, que el cliente nunca haya consumido energía eléctrica en forma fraudulenta, implica mezclar dos conceptos diferentes. En este artículo se está regulando específicamente lo relacionado a los pagos y no al fraude.*

Si un cliente cometió fraude y regularizó su condición con la empresa tanto de las instalaciones eléctricas como el pago y cumple con la definición de buen historial de pago, no habría razón para no devolverle el depósito.

Incluir el fraude, como una causal para establecer que no tiene un buen historial de pago, implica una penalización adicional a las ya contempladas en la normas.

*Con respecto al comentario de **ELEKTRA**, queremos indicarle que tal como está establecida la norma, la empresa deberá devolver el depósito en efectivo, salvo que los clientes estén de acuerdo en que sea de otra manera.*

8.31. COMENTARIO

ELEKTRA respecto al artículo 37 del título V, considera que cuando el Cliente presente un reclamo ante la ASEP, esta Entidad debe tener un plazo de 30 días (en correspondencia al plazo de la Empresa Distribuidora) para resolverlo. Vencido este plazo, se debe suspender el derecho que tiene el cliente de abstenerse del pago, y por tanto, se le debe facultar a la distribuidora a cobrar los intereses por mora. Este plazo de fallo para la ASEP es necesario porque la distribuidora queda afectada sin recibir el pago por parte del cliente, y la experiencia ha demostrado que la ASEP demora un tiempo muy superior a este en fallar los reclamos, lo que les permite a los clientes evadir sus responsabilidades de pago por varios meses simplemente con presentar su reclamo ante la ASEP.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*En atención a la solicitud de **ELEKTRA** debemos señalar que la propia Ley 6 en su modificación hecha a través de la Ley 57 de 2009 estableció estos términos para las empresas distribuidoras. Sin embargo, no estableció términos de respuesta para la ASEP.*

8.32. COMENTARIO

EDEMET con relación al artículo 48 del título V, solicita que donde dice: “La tabla de costos deberá establecer un costo por metro lineal para clientes con una demanda menor o igual de 500 kW....”, debe ser corregido y reemplazado por: “La tabla de costos deberá establecer un costo por metro lineal para cliente con una demanda menor o igual de 225 kW.” Señalan que al eliminar el aporte por metro lineal para redes subterráneas, quedó un vacío para aquellos suministros que superen los 225 kW, pero menores de 500 kW y que están a más de 100 metros de las líneas existentes, donde el suministro por ley tiene que ser subterráneo. Es decir que para estos casos no hay Tabla de Costos. Para esto la ASEP aprobó que para suministros mayores de 225 kW y menores de 500 kW, las partes negociarían la contribución a la inversión que puede ser o no reembolsable, pero no aplicaría la tabla de costos.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Como se señaló en la Resolución AN No.411, esta Autoridad considera que con 500 kW se cubre en promedio los requerimientos de las nuevas instalaciones y está de acuerdo a la capacidad promedio disponible de la red de distribución. Este límite está vigente actualmente en el Régimen de Suministro y la Tabla de Costos Unitarios contiene los costos para este mismo límite.

El Régimen de Suministro no ha eliminado la posibilidad de incluir el aporte de terceros para líneas subterráneas. La propuesta de los casos de líneas subterráneas será revisada cuando la ASEP solicite a las distribuidoras los costos por metro lineal para el período tarifario 2010 – 2014.

8.33. COMENTARIO

EDEMET respecto al artículo 51 del título V, indica que la contribución que resulta de la aplicación de la tabla de costos es no reembolsable, por lo que se debe cambiar la redacción de artículo de la siguiente manera:

“Artículo 51.....La contribución no reembolsable para clientes con consumos hasta los 225 KW, debe ajustarse a la tabla de costos por metro lineal....”

ANÁLISIS DE LA ASEP

El artículo 46 del Título V ya establece que la contribución no es reembolsable, por lo que esta Autoridad no considera necesaria la aclaración en este artículo.

8.34. COMENTARIO

ELEKTRA solicita eliminar del artículo 53 del Título V, la frase “o provocado por otro agente del mercado”. Considera que en este artículo se debe establecer claramente cómo debe proceder la Distribuidora a traspasar los costos por daños, en aquellos casos en que el responsable sea otro agente del mercado, ya que la distribuidora no debe asumir el financiamiento de dicho costo hasta que se acepte la responsabilidad del agente del mercado, puesto que el hecho que provocó el daño al cliente escapa del control y la responsabilidad de la distribuidora y debe ser considerado como un caso de fuerza mayor.

Además, pudiese ocurrir que luego de transcurrido un tiempo la ASEP determine que la causa que provocó los daños fue producto de un caso de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, no imputable a ningún agente del mercado, por lo tanto, la distribuidora a fin de no asumir riesgos que no le corresponden, debe tener total certeza del responsable del evento, lo cual solamente se logra a través de una resolución de la ASEP que se encuentre en firme y ejecutoriada.

En este particular, recomiendan que cuando se den estos casos, la Autoridad previamente solicite a **ELEKTRA** o la distribuidora correspondiente, el listado de los reclamos por daños que se han recibido producto del evento provocado por otro Agente del Mercado, a fin de que en la resolución pertinente se contemplen específicamente los clientes afectados.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*Respecto al comentario sobre daños causados por terceros u otros agentes del mercado, la Autoridad considera que tales casos, en la medida que afecten a otros clientes, son responsabilidad de la empresa distribuidora y, por lo tanto, debe hacerse responsable de los daños causados a terceros, independientemente de las acciones que pueda encarar contra los causantes, de acuerdo a lo previsto en la reglamentación o en la esfera civil, si corresponde. En tal sentido, la Norma de Calidad del Servicio Técnico es clara en cuanto a la responsabilidad de la empresa distribuidora sobre la calidad. Por lo que no corresponde la eliminación solicitada por **ELEKTRA**.*

Adicionalmente, debido a que La Ley 6 de 1997, en su artículo 90, numeral 3, menciona el término “Idoneidad Técnica” más no Calidad Técnica, el artículo 53 se modificará para que esté acorde a la terminología de la Ley.

8.35. COMENTARIO

ELEKTRA con relación al artículo 55 del Título V, señala que no se está considerando la opción de los reclamos que son ingresados por medio del Call Center, quienes también al momento del ingreso del reclamo le facilitan al cliente su número de atención. Por otro lado, la numeración secuencial no es por agencia comercial sino por el sistema comercial de la empresa.

De igual forma, consideran que es importante aclarar que los 30 días que tiene el cliente son para presentar su reclamo (no reconsideración, ya que se puede confundir con el medio legal para impugnar una resolución) ante la ASEP en caso de no estar satisfecho con la respuesta obtenida del distribuidor.

EDECHI señala que para los casos de inconvenientes en la tensión y los de interrupciones y daños a equipos el plazo debe ser 48 horas, desde la ocurrencia del supuesto evento. Consideran que las perturbaciones en la tensión se notan de inmediato y si persisten, con mayor razón. Conceder al cliente un plazo de 5 días significa, que de ser cierto el problema, los daños serán mayores, con perjuicio para todos, cliente y empresas. En el caso de daño a equipos este daño debe notarse de inmediato y no hay razón para que el cliente tenga, en la práctica, alrededor de 20 días para hacer un reporte. Un plazo tan extendido promueve el fraude en la reclamación, incluye defectos por causas distintas a las eléctricas y posibilita la eliminación de evidencias.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*Se acepta el argumento de **ELEKTRA** respecto a la numeración de los reclamos, por lo que se modificará el artículo en consecuencia. En atención al comentario respecto a la reconsideración, hemos procedido a modificar el artículo en los términos señalados por la Ley 6.*

ASEP no ha propuesto modificación a los plazos de los reclamos, los cuales están vigentes desde hace más de 10 años, y dan un tiempo prudencial al

cliente para que haga su reclamo, considerando los medios que disponga o conozca para hacerlo.

8.36. **COMENTARIO**

EDECHI señala que la ASEP debe aclarar que el artículo 61 del Título V, solo se aplicará a las plantas que se utilizan para proveer de electricidad a las instalaciones en las cuales la ausencia de la electricidad puede poner en peligro la vida humana.

ANÁLISIS DE LA ASEP

No encontramos fundamento alguno en el comentario para modificar este artículo, ya que muchas plantas eléctricas están antes de la medición eléctrica de los clientes, y no es justo que la distribuidora cobre por una energía que no ha comprado ni producido, sino que lo ha hecho el cliente a su costo. El espíritu de este procedimiento, es que cuando por ausencia del servicio eléctrico prestado por la empresa distribuidora se interrumpe, el cliente tiene la opción de utilizar una planta propia.

Muchas plantas eléctricas de emergencia se instalan para respaldar procesos de producción o comerciales donde el costo económico de la falta de energía eléctrica tiene costos que le causan perjuicio a los clientes y no sólo para salvaguardar la vida humana.

8.37. **COMENTARIO**

EDEMET respecto al artículo 62 del Título V, señala que la propuesta podría constituirse en una acción de co-gestionar las empresas distribuidoras, situación que supera la esencia del espíritu de la regulación del Mercado Eléctrico Panameño.

ELEKTRA solicita eliminar la obligatoriedad de que la ASEP autorice el cierre de una agencia, ya que consideran que va en contra del principio de libre administración de las empresas distribuidoras que priva en nuestra regulación, ya que según la Ley 6 y el Contrato de Concesión celebrado entre el ESTADO y las distribuidoras, la regulación es de tipo “Indirecta”; es decir, el regulador no interfiere en la libre administración de las empresas.

Además, sin afectar la calidad del servicio que ofrece a los usuarios en general, una empresa de distribución puede cerrar Centros de Atención por múltiples razones, tales como: cantidad de transacciones realizadas en dicha sucursal, reubicación geográfica con base en la redistribución de la población, patrones de comportamiento respecto a la preferencia por atención telefónica u otro medio, seguridad del área, y otros. En virtud de lo anterior, proponen que la distribuidora tenga la obligación de notificar previamente el cierre de una agencia y justificar debidamente el cierre ante la ASEP.

EDECHI señala que este artículo violenta el principio de legalidad toda vez que es un abuso de la potestad regulatoria. Ni la Ley 6 de 1997, ni el contrato de concesión, ni el contrato de venta de acciones de las empresas distribuidoras le otorgan a la ASEP la potestad de regular la gestión administrativa de la empresa.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La Ley 6 de 1997, en su artículo 117, señala:

“Artículo 117. Oficina de atención a clientes. Para los efectos de los artículos anteriores, el distribuidor deberá habilitar oficinas atendidas por personal competente, en las cuales puedan ser recibidas y tramitadas las consultas y las reclamaciones de los clientes. Será considerada falta en el servicio, la deficiente atención al público por el prestador.”

El cierre de agencias afecta la calidad de atención a los clientes, ya que la atención por medio de los sistemas de call centers o de otros establecimientos no se encuentran al alcance de toda la población, por lo que es necesario que se mantenga la presencia de agencias de atención al cliente a fin de garantizar la calidad en la atención.

El Ingreso Máximo Permitido les reconoce todos los gastos relacionados con la atención a los clientes, ya que el cálculo de las ecuaciones de eficiencia involucra todas las cuentas relacionadas a atención, servicios e información al cliente, por lo que no pueden eliminar un servicio por el cual los clientes están pagando.

Respecto del Título VI

8.38. COMENTARIO

EDEMET respecto al artículo 289 del Título VI: Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500 kW, señalan que de la redacción pareciera que una urbanización, bien sea de viviendas unifamiliares, de edificios, comercial, industrial, etc., y supere los 500 kW, tendría la distribuidora que aplicar el reembolso en base a consumos y no a ocupación. Solicitan aclarar este tema ya que se entiende que el reembolso por hitos de consumo, es decir para las solicitudes que superen los 500 kW, es solo para proyectos que no son urbanizaciones, por ejemplo: Edificios, Comercios, Industrias.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*Con base en el comentario de **EDEMET** se mejorará la redacción para hacerlo cónsono con el artículo nuevo.*

8.39. COMENTARIO

ELEKTRA respecto al artículo 290 del Título VI, señala que los diseños de todos los proyectos deben ser propuestos por el promotor, quien es el que entiende y conoce el proyecto a desarrollar.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*Lo señalado por **ELEKTRA** no se acepta, ya que cuando la empresa distribuidora es la que construye, es preferible que sea conforme a su diseño.*

8.40. COMENTARIO

EDEMET señala respecto al artículo 292 del título VI, que para los casos en que las partes acuerden que la Distribuidora diseñe, construya e inspeccione la línea de conexión y la red de distribución, de acuerdo al literal a, del Artículo 290, la empresa distribuidora debe contemplar como costo del Proyecto los conceptos de inspección, administrativos y diseños ya que son costos reales en que se incurre durante el proceso. Indican que todos los costos son incluidos como parte del acuerdo de reembolso que firman las partes. Indican que estos mismos costos son reconocidos a ETESA en su IMP, por lo que la ASEP reconoce que estos costos forman parte de las inversiones.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Las líneas de distribución eléctrica de media y baja tensión, se construyen en base a normas de construcción estándares preestablecidas donde los tiempos de diseño, ingeniería y administración son mínimos, si los comparamos con las mismas actividades de una línea de alta tensión (ETESA) donde para cada proyecto se tiene que efectuar un diseño, ingeniería y administración a la

medida específica del proyecto. Por tanto, consideramos que la solicitud de igualar las condiciones de proyectos de líneas de alta tensión (ETESA) con los proyectos de líneas de media y baja tensión de las distribuidoras, no es procedente. Sin embargo, consideramos que la función de inspección que realiza la empresa distribuidora a este tipo de obras sí amerita un cobro por parte de la distribuidora en compensación, por lo que se modificará el texto del artículo en este sentido.

8.41. COMENTARIO

EDEMET respecto al artículo 293 del Título VI, señalan que para los casos donde está restringido el acceso al público en general, se tiene que instalar un medidor al sistema de alumbrado público, con independencia de que éste cumpla o no con las Normas de Alumbrado Público para Calles y Avenidas de Uso Público o la Norma Constructiva de la Empresa Distribuidora. Es decir que el promotor y/o los residentes, deberán asumir el consumo de energía y la totalidad de los costos asociados a la instalación, operación y mantenimiento del sistema.

ELEKTRA considera que cuando el alumbrado no cumpla con la Norma establecida por la ASEP o que no cumpla con la norma constructiva de la distribuidora, en lugar de ambas, sumadas a la restricción del acceso, deben configurar el alumbrado privado y la consecuente necesidad de que los costos de operación, mantenimiento y consumo sean cubiertos por el promotor y/o los residentes de las áreas.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Conforme a lo dispuesto en los artículos 93 de la Ley 6 de 1997 y 15 de las Normas de Alumbrado Público para Calles y Avenidas de Uso Público, corresponde a las empresas de distribución la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en todas las calles y avenidas de uso público dentro de su zona de concesión, de acuerdo a los niveles y criterios de iluminación establecidos por la ASEP.

Esta Autoridad ha expedido con base en su facultad reglamentaria, las normas aplicables para que en aquellos casos en que no se cumpla con dichos niveles y criterios de iluminación, así como los de construcción de las distribuidoras, el costo de la instalación del alumbrado esté a cargo del promotor y los residentes paguen el consumo del mismo. Sin embargo, en aquellos casos en que el alumbrado instalado cumple con las normativas, no se justifica que los clientes cubran el costo de los mismos.

8.42. COMENTARIO

ELEKTRA respecto al artículo 298 del Título VI, señala que la empresa distribuidora puede construir la red de distribución siempre y cuando la infraestructura se encuentre lista para el acceso al proyecto y una vez estén definidos las lotificaciones, los límites de propiedad y las servidumbres requeridas.

ANÁLISIS DE LA ASEP

El Título VI establece los criterios a seguir para el financiamiento y reembolso de instalaciones e infraestructuras eléctricas y la norma comentada establece que las obras serán edificadas cuando estén definidos los aspectos que atañen a la propiedad.

8.43. COMENTARIO

ELEKTRA respecto al artículo nuevo del Título VI, señala que la infraestructura a reembolsar siempre debe estar basada en el equivalente aéreo,

a menos que existan razones legales, de lo contrario se estaría violentando el criterio de equidad que establece el artículo 97 de la Ley 6, pues los clientes de mayores recursos forzarían el reconocimiento de inversiones superiores a las que requieren los clientes de menor poder adquisitivo.

Además, proponen un periodo máximo de 5 años para reembolso anual, ya que consideran que es suficiente para que el cliente consuma lo necesario para recuperar su inversión. El saldo restante quedaría a favor de la distribuidora.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La modificación solicitada ya está contenida en el artículo nuevo, específicamente en el literal b.

Con respecto al reembolso, no se acepta lo solicitado, ya que el dinero le pertenece al promotor y no importará el tiempo requerido hasta completar la devolución.

8.44. COMENTARIO

EDEMET señala que debería incluirse un artículo nuevo en el Título VI, en el Capítulo VI.2 Tratamiento a Seguir en el Caso de Infraestructuras Dentro de los 100 Metros y Más allá de los Cien Metros de la Línea Existente de la Distribuidora con Cargas Mayores a 500 kW, en el literal c, recomiendan que se estipule un plazo de cinco años para los acuerdos reembolsables.

En el RDC no existe el tratamiento para los casos de lotificaciones servidas donde se venden los lotes para que los que compren y desarrollen sus viviendas. La experiencia en estos casos, es que existen proyectos de lotificación que se pasan años sin clientes, y existe un sistema de alumbrado público funcionando sin que existan clientes, además se producen pérdidas técnicas en los transformadores de distribución que funcionan prácticamente al vacío. Proponen que inicialmente se instale una medición en Media Tensión a la entrada de la lotificación a nombre del promotor del proyecto hasta que el primer cliente solicite el servicio. Durante este tiempo, la responsabilidad por el mantenimiento sería del promotor del proyecto.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Lo referente al reembolso de “Lotes Servidos”, ya está desarrollado en el artículo nuevo, en el literal c.1 y es con base al 10%. Con respecto a los transformadores y luminarias, estos deben instalarse en la medida que hayan edificaciones dentro de la lotificación.

8.45. COMENTARIO

EDEMET solicita que se elimine del artículo 301 del Título VI, literal b “Requisitos para la aprobación de planos eléctricos...” el término “aprobación de planos eléctricos, y en su lugar se utilice “Revisión de Planos para Asignación del Punto de Entrega”. Esto es muy importante para la Empresa ya que en Panamá los autorizados a aprobar planos eléctricos son los Bomberos e Ingeniería Municipal, y no es adecuado que se interprete que un plano con nuestro sello, represente una aprobación ya que son los diseñadores los únicos responsables del diseño que realizan y por ende los que deben responder por cualquier anomalía que de éstos se deriven. **EDEMET** y **EDECHI**, tienen a disposición de los interesados, todas las normas de construcción con acceso por internet. Al llegar un plano a **EDEMET** o **EDECHI**, se revisan de forma somera para verificar que se han utilizado las normas, y luego se le asigna el punto de conexión con la red existente, es a la hora de la inspección de la obra donde, al promotor o diseñador, se les informa de posibles incumplimientos, en caso de ser necesario.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Se modificará el artículo en función del comentario, y se reemplazará el término “aprobación de planos eléctricos” por el de “Revisión de Planos para Asignación del Punto de Entrega”. No obstante, con esta revisión la empresa distribuidora certifica que el contenido del documento cumple a cabalidad con las normas de construcción, por lo que debe asumir la responsabilidad si detecta en la inspección algún incumplimiento que no fue advertido al momento de la revisión.

8.46. COMENTARIO

EDEMET respecto al artículo 302 del Título VI, solicitan aclarar que todos son días hábiles. Para los literales b y c, se responderá en 15 días hábiles, siempre y cuando, la causa de la consulta o de la nueva revisión, no requiera de otro estudio de carga o nueva visita al sitio, es decir, que se requiera del mismo esfuerzo y tiempo que se requiere para el literal a. Se dan muchos casos en que una vez devuelto el plano con comentarios, regresan con un diseño totalmente nuevo.

Con respecto al literal e, que se refiere al pago de intereses durante el plazo del reembolso, no están de acuerdo, a menos que le sean reconocidos a las distribuidoras como parte de los activos que se capitalizan. Adicionalmente, el tiempo que demore un reembolso no depende de la Distribuidora, sino del Promotor. Esto es así ya que el reembolso depende de: (a) celeridad en la ocupación de las viviendas; y (b) consecución de los hitos de consumo; como se puede ver con claridad, ambos casos, dependen exclusivamente de los promotores de los proyectos. Esto puede ocasionar, que entre más se demoren en recibir el reembolso cobren más intereses y se haga de esto un negocio. Reiteran la propuesta de no incluir los intereses originados durante la vigencia del convenio reembolsable.

ELEKTRA señala que la empresa distribuidora deberá pagar intereses solo en caso de incumplimiento del programa del reembolso por causas atribuibles a la distribuidora y sobre el saldo moroso adeudado.

ANÁLISIS DE LA ASEP

En atención a los comentarios, se aclarará que son días calendario y se modificará la redacción para que los intereses a pagar se apliquen sólo en casos en que la empresa demore en el pago de los reembolsos.

8.47. COMENTARIO

EDEMET solicita que se elimine el artículo 309 del Título VI, o en su reemplazo se incluya el texto del artículo 51 del Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998. Señalan que este artículo va en contra de lo que estipula el mencionado Artículo 51, el cual indica que el interesado en el suministro eléctrico fuera de la zona de concesión, pero dentro de la zona de influencia, debe solicitar primero el servicio a la Empresa Distribuidora, y que ésta debe informar al cliente que puede pedirle el servicio a otros, y que si el interesado lo desea, podrá pedir a la ASEP que promueva un proceso de libre competencia. Está claro que primero debe solicitar a las distribuidoras el servicio para que le presenten una propuesta. No obstante, en el artículo 309 propuesto, la ASEP indica que el Promotor debe ir primero a la ASEP para que éste promueva un proceso de libre competencia, lo que va en contra del Decreto Ejecutivo No. 22.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Se reformulará el artículo para que corresponda a lo establecido en la legislación vigente sobre esta materia.

Respecto al Título VII

8.48. COMENTARIO

EDEMET considera que el Título VII: Informe del Manejo de Activos y de Gestión debe ser eliminado completamente, en vista de que no existe ninguna justificación legal para que la ASEP solicite el contenido de lo que ha presentado en esta propuesta sobre lo que denomina “informe de manejo de activos y de gestión”, ya que la regulación en Panamá es de tipo indirecta o por resultados. Las señales que tiene el distribuidor para manejar sus activos de la forma que considere conveniente son: la tarifa regulada, las normas de calidad y las penalizaciones. Por el contrario, la ASEP debe dejar sentado los criterios que debe seguir la empresa de distribución para que las inversiones que realice sean consideradas como inversiones eficientes. El enfoque que la ASEP da al control de manejo de activos se opone radicalmente a los principios regulatorios establecidos en la Ley, por la cual el VAD se establece en función de los costos e inversiones eficientes y no considerando los costos incurridos por la propia empresa. En contraposición, si se aplicara el enfoque propuesto por la ASEP, cualquier juicio que ésta emitiera sobre el manejo de los activos de la empresa, significaría una intromisión en su gerenciamiento y por ende la necesidad que se le reconozcan los costos que se derivarían de las acciones ordenadas por el Regulador.

Consecuentemente, es innecesaria la información que la ASEP propone solicitar a las empresas. Por ello, reiteramos nuestra objeción a esta propuesta de establecer un “Informe de Manejo de Activos y de Gestión”.

ELEKTRA solicita eliminar este título completamente, ya que el mismo va en contra del principio de libre administración de las empresas distribuidoras que priva en nuestra regulación. Según la Ley 6 y el Contrato de Concesión celebrado entre el ESTADO y las distribuidoras, la regulación es de tipo “Indirecta”; es decir, el regulador no interfiere en la libre administración de las empresas; sin embargo, éstas invierten y manejan su gestión en base a las penalidades a que podrían estar sujetas según la Ley o su Contrato de Concesión.

En ese sentido, el Estado a través de la ASEP no debe ni puede entrar a evaluar los planes o políticas de mantenimiento preventivo, descripción de activos existentes, programas de mitigación de riesgos e indicadores financieros de la empresa porque eso sería intervenir directamente en la gestión y administración de la empresa.

La ASEP al emitir las normas de servicio técnico y comercial y fiscalizar su cumplimiento, y solicitar los informes para monitorear el cumplimiento de las normas de calidad, está ejerciendo el control que debe realizar en este tipo de regulación indirecta, sin involucrarse en la administración de las empresas distribuidoras.

Por otro lado, no saben cuál será la fuente de información confiable para cumplir con la planificación de obras con diez (10) años de anticipación que se propone a través de este Informe del Manejo de Activos y de Gestión.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Los comentarios de ambas empresas indicando que esta entidad, con el solo hecho de pedir información sobre sus planes de inversión o sus planes mantenimiento, está interfiriendo en la administración de la empresa son inaceptables, ya que la misma no es solicitada con ese propósito.

El objetivo de este Título es dar a la ASEP mayor conocimiento de estos temas para tener una mejor apreciación de los objetivos de la empresa en cuanto a inversiones y mantenimientos de los activos.

Inclusive consideramos que es un requisito mínimo dada las funciones indicadas en el artículo 20 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 en sus numerales 11, 12 y 14.

A efectos de simplificar el Título, se eliminará la solicitud de información de activos que ya se solicita en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico, por lo que se eliminarán los artículos 315, 316 y 317 propuestos.

8.49. *COMENTARIO*

ELEKTRA respecto al artículo 322 del Título VII, solicita eliminar “y además los reclamos resueltos a favor del cliente.” Señalan que los reclamos a favor del cliente ya estarían incluidos en el total de reclamos por lo que sería redundante y por lo tanto una duplicidad trabajar el párrafo con su redacción original. Además, en este literal solamente se muestra una fórmula para medir el indicador de “Relación Reclamos Facturación”. En dicha fórmula el numerador es “Reclamos Facturación” y el denominador es “Facturas Expedidas”, por lo que no es posible utilizar en la misma fórmula los valores de “el total de reclamos” y a la vez “los reclamos resueltos a favor de los Clientes”. Interpretan que con esta fórmula se obtienen dos indicadores utilizando por separado ambos valores como denominador, pero necesitan la aclaración al respecto.

ANÁLISIS DE LA ASEP

*Atendiendo la solicitud de **ELEKTRA** se modificará la redacción para aclarar que el total de los reclamos debe incluir los resueltos a favor de los clientes.*

Respecto al Título VIII

8.50. *COMENTARIO*

EDEMET respecto al artículo 13 del Título VIII Normas de Alumbrado Público para Calles y Avenidas de Uso Público, señala que están de acuerdo con la clasificación y con la norma que propone la ASEP de que por cada 5 viviendas en un tramo de 400 metros, se instalen 3 luminarias, pero solicitan que permita que puedan ser hasta una equivalente a 100 W en lugar de 70 W, ambas de sodio, y que quede a discrecionalidad de las distribuidoras.

ELEKTRA considera que todas las áreas de la Zona de Concesión deben cumplir con lo estipulado en las Normas de Alumbrado Público vigentes.

ANÁLISIS DE LA ASEP

ASEP ha revisado el tema de los niveles de iluminación en las “Zonas Apartadas” y consideramos que no debe darse discriminación entre “Áreas Rurales” y “Zonas Apartadas”, por lo que las modificaciones propuestas serán eliminadas de la redacción.

8.51. *COMENTARIO*

EDEMET solicita eliminar el artículo 25 del Título VIII, en consistencia con los comentarios del artículo 13 anterior.

ELEKTRA señala que el uso de focos de 70 W en luminarias de mayor potencia representaría mayores costos operativos para la empresa y aumentaría las probabilidades de penalización por luminarias apagadas. Por esta razón, sugieren que este artículo sea modificado a fin de que solamente para el caso de instalaciones nuevas, se establezca el requisito de utilizar focos de 70 W, para lo cual la distribuidora compraría las luminarias apropiadas.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Se eliminará el artículo en función de lo señalado en el comentario anterior.

8.52. COMENTARIO

ELEKTRA respecto al artículo 43 del Título VIII, señala que pueden existir situaciones en donde la estrechez del espacio o condiciones del terreno impidan la adecuada instalación de postes para la iluminación, por lo que consideran necesario incorporar un párrafo donde se establezca que la iluminación de dichas veredas, calzadas y peatonales, estará pre-condicionada a la disponibilidad del espacio físico que deba existir para la instalación de los postes y demás elementos requeridos.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La iluminación de veredas, calzadas y peatonales no puede estar condicionada a la disponibilidad de espacio físico, las mismas deben iluminarse de acuerdo a las presentes normas. El artículo contempla el mecanismo para atender las solicitudes cuando las condiciones sean distintas.

8.53. COMENTARIO

EDEMET respecto al artículo 44 del Título VIII, señala que si bien están de acuerdo en el proyecto de eliminar los sistemas en serie y las luminarias residuales de mercurio, las inversiones para realizar estos trabajos superan el millón de dólares para **EDEMET**. En consecuencia, la ASEP tendría que incluir estas inversiones en las proyecciones que realiza para los próximos 4 años.

ELEKTRA señala que el presupuesto de inversiones de **ELEKTRA** para el 2010 ya fue aprobado, con lo cual solamente tendrían un año para cumplir con el plazo que indica la propuesta de ASEP. Estimaciones preliminares de los costos del reemplazo de los sistemas serie nos indican inversiones superiores a B/.160,000.00. Por esta razón proponen extender el plazo hasta 31 de diciembre de 2013.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Al respecto, la ASEP ha indicado a las distribuidoras que deben presentar, en detalle, todas las inversiones requeridas para completar la adecuación del alumbrado público a la norma vigente, a efectos de que sean consideradas en la próxima revisión tarifaria.

8.54. COMENTARIO

ELEKTRA señala que la frase “la mayor fidelidad posible” del artículo 46 del Título VIII, no es del todo precisa. Por ello proponen la modificación del texto con los datos de entrada que requiere el software utilizado, LITESTAR - LITE y ALADAN, proporcionados por los fabricantes de luminarias, que permite verificar el alumbrado público.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad es consciente de que no se puede modelar exactamente el alumbrado público tal cual está construido, por lo cual se hace necesario utilizar un modelo del sistema de iluminación que se aproxime lo más posible a lo real. Como la iluminación está dentro de un rango no es necesario introducir un valor específico para la misma.

9. Que vistas las anteriores consideraciones y 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 de su creación y de las Leyes Sectoriales, por lo que,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR las modificaciones al Reglamento de Distribución y Comercialización, contenidas en el ANEXO A de esta Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: APROBAR el Título VI del Reglamento de Distribución y Comercialización, el cual se denomina “Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500 kW”, contenido en el ANEXO B de esta Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

TERCERO: APROBAR el Título VII del Reglamento de Distribución y Comercialización, el cual se denomina “Informe de Manejo de Activos y de Gestión”, contenido en el ANEXO C de esta Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

CUARTO: ADVERTIR que el resto del Reglamento de Distribución y Comercialización aprobado mediante las Resoluciones JD-5863 de 17 de febrero de 2006, modificada por las Resoluciones AN No. 098-Elec de 23 de junio de 2006, AN No. 652-Elec de 13 de febrero de 2007 y AN No. 2947-Elec de 16 de septiembre de 2009, AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006, modificada por la Resolución AN No. 766-Elec de 19 de abril de 2007, AN No. 417-Elec de 17 de noviembre de 2006 y AN No. 1231-Elec de 25 de octubre de 2007 queda vigente e inalterable.

QUINTO: COMUNICAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos emitirá una versión unificada del Reglamento de Distribución y Comercialización que contenga todos los cambios aprobados a través de la presente resolución.

SEXTO: ADVERTIR que la presente Resolución regirá a partir de su promulgación.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley 24 de 1999, la Ley 15 de 7 de febrero de 2001 y el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, la Ley 52 de 30 de julio de 2008 y la Ley 57 de 13 de octubre de 2009; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución de Gabinete 101 de 23 de agosto del 2009 y demás disposiciones concordantes.

PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE,

DENNIS E. MORENO R.
Administrador General