

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 5999-Elec

Panamá, 13 de MARZO

de 2013

“Por la cual se aprueba el Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Normas de Medición Aplicables a los Clientes Regulados”.

LA ADMINISTRADORA GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, 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 el numeral 1 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997, le atribuye a la ASEP la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que el numeral 3 del artículo 110 de la Ley 6 de 1997 señala que, uno de los derechos de los Clientes del Servicio Público de Electricidad, es el de obtener del prestador la medición de sus consumos reales mediante instrumentos tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que, para los efectos, fije la ASEP, con atención a la capacidad técnica y financiera de las empresas;
5. Que mediante Resolución JD-760 de 5 de junio de 1998 se aprobaron las Normas de Medición Aplicables a los Clientes Regulados, como parte de las normas de calidad del Servicio Público de Distribución de Electricidad;
6. Que los actuales Contratos de Concesión para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, suscritos con la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. y Elektra Noreste, S.A., vencen el día 22 de octubre de 2013;
7. Que debido a lo anterior, y luego de un análisis de la aplicación de las Normas de Medición Aplicables a los Clientes Regulados para el Servicio Público de Distribución de Electricidad, esta Autoridad Reguladora considera que se debe reemplazar las mismas con una norma mejorada en beneficio del cliente e incluirlas en el Reglamento de Distribución y Comercialización de energía eléctrica como un nuevo Título;
8. Que en base a lo anterior, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante Resolución AN No. 5610-Elec de 27 de septiembre de 2012, sometió a un proceso de Consulta Pública, la propuesta de adición de un Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición Aplicables a los Clientes Regulados;
9. Que dentro del periodo en que la propuesta se sometió a Consulta Pública, esta Autoridad Reguladora recibió comentarios de Cristóbal Samudio Carter, el Ministerio de Economía y Finanzas, la Secretaría Nacional de Energía, la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), la

[Handwritten signature]
A. O. A.



Resolución AN No. **5999**-Elec
de **13** de **MARZO** de 2013
Página 2 de 2

Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI);

10. Que los comentarios y observaciones recibidos, así como el análisis efectuado por esta Autoridad Reguladora se encuentran contenidos en el **ANEXO A** de la presente Resolución, cuyo texto forma parte integral de la presente Resolución;
11. Que mediante Resolución JD-4464 de 22 de diciembre de 2003, modificada por la Resolución JD-4729 de 31 de mayo de 2004, la ASEP aprobó la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Medición, con la finalidad de procesar en forma más expedita la información remitida por las empresas distribuidoras, permitiéndole verificar el cumplimiento de las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados, la cual fue adicionada como Anexo B de la Resolución JD-760 de 5 de junio de 1998;
12. Que es necesario mantener la vigencia de la referida Base Metodológica para el Control de la Calidad de Medición, adicionada como Anexo B de la Resolución JD-760 de 5 de junio de 1998, para efectos de proseguir con el control de las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados que estarán vigentes para la nueva concesión de distribución;
13. Que vistas las anteriores consideraciones, la Administradora General,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR el Título XI del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Normas de Medición Aplicables a los Clientes Regulados", contenido en el **ANEXO B** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: ADVERTIR que el Anexo A de la Resolución JD-760 de 5 de junio de 1998, que contiene las Normas de Medición Aplicables a los Clientes Regulados para el servicio público de distribución de electricidad, estará vigente hasta el 30 de junio de 2014.

TERCERO: ADVERTIR que el Anexo B de la Resolución JD-760 de 5 de junio de 1998, que contiene la Base Metodológica para el Control de la Medición Aplicables a los Clientes Regulados se mantiene vigente.

CUARTO: 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.

QUINTO: ADVERTIR que la presente Resolución regirá a partir del 1 de julio de 2014.

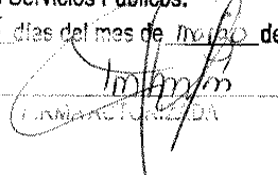
FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996; modificada y adicionada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; y, Ley 6 de 22 de enero de 2002.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General

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

Dado a los 15 días del mes de marzo de 20 13.


AUTENTICADA


Oal.
R.S.



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Artículo 6. Las empresas de distribución eléctrica, deberán tener un Manual de Medición que establezca los criterios y procedimientos para la aceptación, calibración, mantenimiento y verificación de los medidores usados en sus sistemas, y tener los recursos e instalaciones para llevar a cabo estas responsabilidades.</p> <p>Artículo 7. El Manual de Medición deberá someterse a revisión de la ASEP cada cinco (5) años, iniciando en el mes de julio de 2014, y la distribuidora deberá obtener la no objeción de la ASEP. El manual en cuestión deberá enviarse a la ASEP en papel y archivo digital.</p>			<p>El señor Cristóbal Samudio Carter considera que se deben establecer las bases para que se efectúe la medición inteligente. Los criterios utilizados para los próximos años en cuanto a la normas de medición deben dar más elementos de juicio para que el usuario tenga un comportamiento elástico frente al precio del mercado de corto plazo.</p>	<p>El tema propuesto se incorpora en los artículos 34(d) y 39 de la propuesta de Norma sometida a consulta pública.</p> <p>Cabe indicar que este nuevo tipo de medición requiere de un medio de comunicación con el Centro de Operaciones de la distribuidora, lo cual es la parte más crítica para la implementación de un sistema de medición inteligente.</p>
<p>Artículo 9. La calibración de los medidores e instrumentos de medición, deberá ser certificada de fábrica, o por un laboratorio metrológico local, Autorizado (aprobado) por la ASEP. En caso de certificación de fábrica, el laboratorio del fabricante deberá estar acreditado por un ente internacional de reconocido</p>	<p>Solicita que se defina el significado o alcance de "un ente internacional de reconocido prestigio", con el objetivo de evitar ambigüedades en la interpretación futura de la Norma en cuanto a este tema.</p>		<p>La Secretaría Nacional de Energía propone que el Artículo 9 se modifique así:</p> <p>"La calibración de los medidores e instrumentos de medición deberá ser certificada de fábrica o por un laboratorio metrológico local autorizado (aprobado) por la</p>	<p>Respecto a la propuesta de ENSA, no es necesario definir "un ente internacional de reconocido prestigio", en razón que el término es claro.</p> <p>Con relación al comentario de la Secretaría Nacional de Energía, se advierte que la ASEP carece de competencia para asignarle</p>

del. *[Signature]*



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
prestigio.			ASEP y el Consejo Nacional de Acreditación. En caso de certificación de fábrica, el Consejo Nacional de Acreditación determinará si el laboratorio del fabricante está acreditado por un ente internacional de reconocido prestigio."	funciones al Consejo Nacional de Acreditación.
Artículo 10. La calibración de los medidores eléctricos y la revisión de los instrumentos de medición, deberá efectuarse periódicamente una vez estos hayan sido instalados, y de acuerdo con los periodos indicados en la Tabla No.1. Referente a la Tabla No.1, los numerales 1 y 2 sólo requieren de la revisión en sitio de los mismos, mientras que para los numerales 3, 4, y 5 se requiere una calibración, lo que implica que las mediciones deberán ser realizadas en condiciones ambientales y eléctricas controladas, o sea que deberán ser llevados al laboratorio de cada distribuidora (no podrán ser ensayados en campo).	Solicita agregar un párrafo al artículo, así: "El procedimiento de verificación de medidores es por medio de muestreo utilizando métodos estadísticos basados en normas y estándares internacionales, como por ejemplo la Norma ANSI/ASQC Z1.4."	Señala que no es razonable pretender que las empresas distribuidoras tengan que retirar, en los periodos que indica la ASEP, todos los medidores que componen el parque de medida (más de medio millón) para que estos sean verificados en un laboratorio. La práctica normal y mundial es mantener - como hoy se está haciendo - la verificación de los medidores con patrones portátiles directamente en el sitio donde están instalados. EDEMET y EDECHI tendría que gestionar el retiro, instalación del nuevo y pruebas de más de 65.000 medidores por año, lo que es, desde el punto de vista técnico y de capacidad, imposible de	La Secretaría Nacional de Energía indica que se debería incluir la obligación de informar al cliente sobre la fecha del fin del periodo de validez de la certificación de calibración.	Respecto a los comentarios de EDEMET-EDECHI, los mismos son razonables por lo que se modificará el artículo para indicar que las verificaciones de los medidores en uso también se podrán efectuar con equipos y patrones portátiles. Con relación al comentario de ENSA, es aceptable la propuesta de verificación de los medidores en uso mediante un muestreo estadístico por lote, por lo que modificará la redacción del artículo como se indica a continuación: a) Muestreo de lote de medidores semestral. b) Lote de un 1 medidor por cada 5.000 clientes, para cada una de las



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
		<p>cumplir porque en Panamá no existen laboratorios con certificación, equipos ni personal para verificar tal cantidad de medidores por año. A esto, hay que sumarle el costo, de B/. 4.425.000 anuales, que representaría el caso hipotético e inalcanzable de mantener esta pretensión.</p> <p>Solicitan que se elimine, en su totalidad, la nota a pie de la tabla y que las verificaciones se realicen utilizando patrones portátiles. Además recomienda que las verificaciones sean aleatorias sobre un porcentaje estadístico cuya muestra sea representativa del universo de medidores que componen el parque de medidores de la distribuidora.</p>		<p>tarifas vigentes, y por lo menos 1 medidor por cada tarifa que tenga menos de 5,000 clientes,</p> <p>c) Si el lote semestral excede el 5% de medidores con incumplimiento, para el mismo semestre, se hace otro lote con los mismos parámetros, y se verifica si excede del 5%; en caso de exceder, se repite el mismo proceso sucesivamente hasta que se consiga un lote que tenga menos del 5% de incumplimientos.</p> <p>En cuanto al comentario de la Secretaría Nacional de Energía, debemos indicar que, en atención a las propuestas recibidas, no se verificará el medidor de cada cliente al que se le haya finalizado el período de validez ya que la verificación se efectuará por muestreo estadístico de lotes semestrales.</p>
Artículo 20. En el caso de traslado de las instalaciones del laboratorio, o se cambien los patrones o mesas utilizados, se deberá solicitar una nueva Autorización.	Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente: "En el caso de traslado de las instalaciones del laboratorio, se deberá solicitar una nueva			La propuesta de ENSA es aceptable, por lo que se modificará la redacción del artículo.

da
D.



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 22. Cada cliente tendrá el derecho a que se le inspeccione su instalación de medición, una (1) vez por año, previa presentación de la solicitud escrita pertinente, sin costo alguno para el cliente. A partir de la segunda solicitud escrita, en el mismo año, el cliente deberá pagar el costo en que incurra la empresa de distribución eléctrica, en atender dicha solicitud, si la investigación resulta negativa para el cliente. La empresa de distribución deberá tener los costos promedios para cada uno de los tipos de clientes de la empresa, por medio de un cuadro, el cual deberá ser sometido para aprobación de la ASEP cada tres (3) años, y en todo caso antes de la implementación del mismo.	<p>Autorización. En el caso de requerir cambio de patrones o mesas utilizados, solo se requerirá notificar el ingreso del equipo nuevo y su certificación. El equipo nuevo debe contar con su certificación vigente."</p> <p>Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente:</p> <p>"Cada cliente podrá solicitar que se le inspeccione su instalación de medición, una (1) vez por año, previa presentación de la solicitud escrita en la que explique o justifique las razones por las que requiere la inspección de sus instalaciones. La Empresa Distribuidora deberá evaluar el contenido de la solicitud y determinará si la misma puede ser atendida mediante un análisis del historial de inspecciones recientes, historial de lecturas, consumo etc.; o si efectivamente requiere de una inspección en las instalaciones del cliente. A partir de la segunda solicitud escrita, en el mismo año, el cliente deberá pagar el costo en que incurra la empresa de distribución eléctrica, en atender dicha solicitud, si la investigación resulta negativa</p>		<p>El Ministerio de Economía y Finanzas solicita que se adicione que la solicitud escrita podrá ser efectuada vía mail con copia a ASEP o a través de la sección en la página web de la empresa destinada para tal fin.</p> <p>Señala que debe indicarse que esta revisión deberá ser atendida en un plazo no mayor a 15 días calendarios.</p>	<p>La propuesta presentada por ENSA no es viable, toda vez que impone restricciones al cliente que solicita la revisión de su medidor, lo que puede dar como resultado que la empresa distribuidora no efectúe la revisión, aun cuando haya sido solicitada.</p> <p>Respecto al comentario del Ministerio de Economía y Finanzas, es aceptable por lo que se modificará la redacción ya que este artículo debe coincidir con lo que establezcan la Norma de Calidad del Servicio Comercial y en la Norma de Calidad de Atención al Cliente en General.</p>



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
	para el cliente. La empresa de distribución deberá tener los costos promedios para cada uno de los tipos de clientes de la empresa, por medio de un cuadro, el cual deberá ser sometido para aprobación de la ASEP cada tres (3) años, y en todo caso antes de la implementación del mismo."			
Artículo 24. Para los medidores eléctricos instalados por la distribuidora antes del 30 de junio de 2014, y con propósitos de calibración y aceptación de los medidores solamente, el error máximo permitido deberá ser de ± 0.5 % para medidores trifásicos y de ± 1.0 % para los medidores monofásicos, ambos del tipo electrónico/estado sólido, y de ± 2 % para medidores del tipo electromecánico.	Propone cambiar la redacción del artículo por la siguiente: "Para los medidores eléctricos instalados por la distribuidora antes del 30 de junio de 2014, y con propósitos de calibración y aceptación de los medidores solamente, el error máximo permitido deberá ser de ± 0.5 % para medidores trifásicos y de ± 1.0 % para los medidores monofásicos, ambos del tipo electrónico/estado sólido, y de ± 2 % para medidores del tipo electromecánico. Estos límites aplicarán para toda la vida útil de los medidores instalados como nuevos antes de esa fecha. La distribuidora podrá reutilizar los medidores electromecánicos			En atención a los comentarios generales recibidos para los artículos 24 y 25, se eliminará el requerimiento para los medidores del ± 0.2 % por resultar oneroso. En consecuencia, se modificará la redacción de los artículos unificando el criterio en ± 0.5 % para todos los medidores nuevos y manteniendo el requerimiento actual para los medidores existentes. En adición, se incluirán los medidores electrónicos bicuerpo tipo prepago y convencionales. Los medidores electromecánicos adquiridos previo a la nueva norma podrán seguir utilizándose.

del.
Q.



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 25. Para los medidores eléctricos que instale la distribuidora a partir del 1 de julio de 2014, el error máximo permitido deberá ser de $\pm 0.2\%$ para los medidores eléctricos que se utilicen para mediciones indirectas, de $\pm 0.5\%$ para los medidores eléctricos que se utilicen para mediciones directas, y de $\pm 1.0\%$ para los medidores monofásicos tipo prepago, todos del tipo electrónico/estado sólido,	verificados que todavía no hayan llegado al término de su vida útil.” Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente: “Para los medidores eléctricos nuevos que instale la distribuidora a partir del 1 de julio de 2014, el error máximo permitido deberá ser de $\pm 0.2\%$ para los medidores eléctricos que se utilicen para mediciones indirectas, de $\pm 0.5\%$ para los medidores eléctricos que se utilicen para mediciones directas, de $\pm 1.0\%$ para los medidores monofásicos tipo prepago y para los casos en donde el punto de conexión sea el lado de suministro del interruptor principal del cliente, todos del tipo electrónico/estado sólido.”	No se identifica con claridad el beneficio directo que obtendría el cliente final en la migración de los medidores con precisión Clase 0.5% hacia una Clase 0.2%, porque esta supuesta mejora de precisión, prácticamente no la va a sentir el cliente, pero sí afectará las inversiones que tienen que realizar las empresas (y que finalmente pagarán los clientes) que para nuestro caso representan más de US\$ 1.000.000 anual ya que el medidor clase 0.2% tienen un costo que es 6 veces más que el mismo medidor Clase 0.5%. Adicionalmente, representa una inversión adicional del orden de los US\$ 1.000.000 para reemplazar los medidores actuales a todos los clientes mayores a 100 KW con medido Clase 0.5% por un medidor Clase 0.2% Para finalizar, solicitamos que la norma prevea un periodo de adaptación y adquisición de materiales que proponemos a partir		Con relación al comentario de EDEMET-EDECHI, el mismo es razonable, por lo que se redactará nuevamente este artículo unificando el criterio en $\pm 0.5\%$ para todos los medidores nuevos y manteniendo el requerimiento actual para los medidores existentes. La propuesta de un periodo de implementación hasta el 2015 se rechaza, en razón de que se elimino el cambio propuesto a la normativa. El comentario de ENSA es aceptable, por lo que se incorporará en la redacción del artículo, como medidor bicuerpo convencional.



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
del 1 de enero del 2015.				
Artículo 26. Se deberán efectuar devoluciones de dinero a los clientes únicamente cuando el error de medición sobrepase los límites indicados en el punto (a) y (b) arriba.	Solicita cambiar la redacción del artículo para indicar que las devoluciones de dinero a los clientes se realizarán únicamente cuando el error de medición sobrepase los límites indicados en los Artículos 24 y 25.			La propuesta presentada es viable, por lo que se corregirá la redacción.
Artículo 29. La empresa de distribución eléctrica determinará el punto de medición, según su práctica normalizada. El punto donde se instale la medición eléctrica, siempre deberá estar fácilmente accesible al lector de medidores de la distribuidora.	Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente: "La empresa de distribución eléctrica determinará el punto de medición, según su práctica normalizada. El punto donde se instale la medición eléctrica debe mantenerse libre de obstrucciones, cercas o cualquier otro elemento que impida al personal de la empresa distribuidora su acceso libre y directo, tanto para la toma de lectura como para la inspección."			La propuesta presentada no es conveniente, toda vez que lo solicitado ya se encuentra regulado en el Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización.
Artículo 32. Laboratorios Metroológicos de la Medición Eléctrica. Los laboratorios metroológicos para	Solicita que se incluya en el artículo que habrá un plazo de 24 meses para la implementación de esta Norma.		La Secretaría Nacional de Energía propone que los laboratorios metroológicos estén acreditados ante el Consejo Nacional de	La propuesta de ENSA es aceptable, por lo que se establecerá un plazo de 24 meses para cumplir con el requerimiento de certificación de la





ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
la medición eléctrica deberán estar acreditados y cumplir con la Norma Internacional ISO/IEC 17025 - 2005 o última versión, "Requisitos generales para la competencia de los ensayo y de calibración."			Acreditación.	norma ISO. En cuanto al comentario de la Secretaría Nacional de Energía, se reitera que la ASEP carece de competencia para establecerle funciones al Consejo Nacional de Acreditación.
Artículo 34. Requisitos de los Medidores Eléctricos e Instrumentos de Medición. A partir del día 1 de julio de 2014, las empresas de distribución deberán instalar a los nuevos clientes, y en los casos donde tengan que reemplazar un medidor y/o instrumentos de medición existentes, los tipos de medidores e instrumentos siguientes: a) Para los clientes con medición directa, un medidor con precisión de 0.5%, e instrumentos de medición indirecta, un medidor con precisión de 0.2%, e instrumentos de medición con una precisión igual o mejor que la del medidor. b) Para los clientes con medición indirecta, un medidor con precisión de 0.2%, e instrumentos de medición con una precisión igual o mejor que la del medidor.	Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente: "Los medidores y/o instrumentos de medición nuevos que se instalen a partir del día 1 de julio de 2014 en clientes nuevos, y en los casos donde tengan que reemplazar un medidor y/o instrumentos de medición existentes, serán del siguiente tipo: a) Para los clientes con medición directa, un medidor con precisión de 0.5%. b) Para los clientes con medición indirecta, un medidor con precisión de 0.2%, e instrumentos de medición con una precisión de 0.3%.	a) Para los clientes con medición directa, un medidor con precisión de 0.5%, e instrumentos de medición con una precisión igual o mejor que la del medidor. Comentario: Se debe eliminar la frase "e instrumentos de medición con una precisión igual o mejor que la del medidor" porque la medida directa no utiliza instrumentos de medición. b) Para los clientes con medición indirecta, un medidor con precisión de 0.2%, e instrumentos de medición con una precisión igual o mejor que la del medidor. Comentario: La precisión debe ser solo para el medidor sin exigir clase	La Secretaría Nacional de Energía señala que, de igual forma que los medidores prepago están explícitamente mencionados, los medidores bidireccionales también deberían estarlo.	Respecto al comentario de ENSA, en vista que se eliminará el requerimiento de precisión de $\pm 0.2\%$ para los medidores, no hay necesidad de reemplazar el equipamiento de medición existente por nuevo. En adición, se agregará el medidor bicuerpo convencional. Con relación a los comentarios de EDEMET-EDECHI, se aceptan los comentarios para el aparte a), también para el aparte b) que el $\pm 0.2\%$ para los medidores se va a eliminar y quedaría sólo la precisión de $\pm 0.5\%$ para los medidores y de $\pm 0.6\%$ o mejor para los instrumentos de medición, con excepción del medidor prepago.



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>de 0.2%, e instrumentos de medición con una precisión igual o mejor que la del medidor.</p> <p>d) Para los clientes con servicio trifásico, y una demanda igual o mayor de 100kW, el medidor eléctrico deberá contar con una memoria masiva de recolección de datos, cada 15 minutos, para los 3 voltajes de fase a neutro, indicación ON-OFF y capacidad de 36 días o más; y también deberán contar con un medio de comunicación con el Centro de Operaciones de la Distribuidora, mediante el cual el medidor eléctrico pueda indicarle que se ha interrumpido el suministro eléctrico al cliente, en un tiempo no mayor de 120 segundos.</p> <p>e) Los medidores del tipo prepago, deberán tener una precisión del 1% o mejor.</p>	<p>d) Para los clientes con servicio trifásico, y una demanda promedio anual igual o mayor de 100kW, el medidor eléctrico deberá contar con una memoria masiva de recolección de datos, cada 15 minutos, para los 3 voltajes de fase a neutro, indicación ON-OFF y capacidad de 36 días o más; y también deberán contar con un medio de comunicación con el Centro de Operaciones de la Distribuidora, mediante el cual el medidor eléctrico pueda indicarle que se ha interrumpido el suministro eléctrico al cliente, en un tiempo no mayor de 120 segundos.</p> <p>e) Los medidores del tipo prepago y para los casos en donde el punto de conexión sea el lado de suministro del interruptor principal del cliente, deberán tener una precisión del 1% o mejor.</p> <p>La Empresa Distribuidora podrá seguir utilizando los medidores así como los Transformadores de Potencial y de Corriente que hayan sido instalados antes del 01 de julio del 2014, y que todavía no hayan</p>	<p>0.2% para los instrumentos de medición porque prácticamente tendrían que ser fabricados exclusivos para Panamá y además representa sustituir los equipos de verificación o patrones existentes porque no son capaces de verificar semejante precisión de los instrumentos.</p> <p>Propuesta: que el numeral b quede de la siguiente manera:</p> <p>b) Para los clientes con medición indirecta, un medidor con precisión de 0.5%,</p> <p>d) Para los clientes con servicio trifásico, y una demanda igual o mayor de 100kW, el medidor eléctrico deberá contar con una memoria masiva de recolección de datos, cada 15 minutos, para los 3 voltajes de fase a neutro, indicación ON-OFF y capacidad de 36 días o más; y también deberán contar con un medio de comunicación con el Centro de Operaciones de la Distribuidora, mediante el cual el medidor eléctrico pueda indicarle</p>	<p>Para el aparte d) no se va a exigir que vaya directamente al SCADA, pero si a un sistema para medición inteligente que tenga una interfase con el SCADA en tiempo real, que permita dar alarmas de la condición del suministro de los medidores con comunicación.</p> <p>Como se elimina la precisión de ± 0.2 % para los medidores, se añadirá en d) que los medidores con comunicación tengan funciones de Calidad de Energía (Power Quality).</p> <p>En cuanto al comentario de la Secretaría Nacional de Energía, se debe indicar que el medidor bidireccional tiene las mismas características que los medidores estipulados en la presente norma, con la función adicional de registrar además de la entrada, también la salida; mientras que el medidor prepago es físicamente diferente, tiene varias formas de instalarse y se utiliza para clientes de bajo consumo.</p>	



ANEXO A				
Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013				
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
	<p>llegado al término de su vida útil."</p>	<p>que se ha interrumpido el suministro eléctrico al cliente, en un tiempo no mayor de 120 segundos.</p> <p>Comentario: Llevar toda esta información hasta los sistemas SCADA representa un riesgo para la operación de la red y además conllevaría el reemplazo del sistema SCADA actual (y, en consecuencia, costos adicionales para los clientes). Los medidores Clase 0.5% cuentan con las mismas capacidades de almacenamiento de datos que los de 0.2%, por lo que no se justifica la migración hacia Clase 0.2% que representan costos que pueden llegar a 6 veces más que un medidor Clase 0.5%</p> <p>Propuesta: Sugiere redactar el literal para que se indique que las empresas distribuidoras procurarán contar con una terminal que haga interfase con los sistemas de gestión de la medida donde el Operador de Red pueda consultar el estado de los medidores y poder verificar la ausencia de tensión o existencia de interrupción del servicio eléctrico.</p>		

ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Artículo 35. Suministro de los Instrumentos de Medición y Accesorios.</p> <p>La empresa de distribución deberá proporcionar todos los instrumentos de medición y accesorios (medidores eléctricos, transformadores de corriente, transformadores de potencial, bloques de prueba, todo el alambrado de la medición incluyendo las tuberías, demás accesorios), incluyendo los enlaces de comunicación, si se utilizan.</p> <p>Si un cliente solicita un esquema de medición que implique la instalación de equipos especiales, que no sean de uso normal por la distribuidora, el cliente deberá cubrir los costos de adquisición e instalación de los mismos.</p>	<p>Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente:</p> <p>“La empresa de distribución deberá proporcionar todos los instrumentos de medición y accesorios (medidores eléctricos, transformadores de corriente, transformadores de potencial, bloques de prueba, todo el alambrado de la medición y demás accesorios), incluyendo los enlaces de comunicación, si se utilizan.</p> <p>Si un cliente solicita un esquema de medición que implique la instalación de equipos especiales, que no sean de uso normal por la distribuidora, el cliente deberá cubrir los costos de adquisición e instalación de los mismos.”</p>	<p>Para finalizar, solicita que la norma prevea un periodo de adaptación y adquisición de materiales, que propone a partir del 1 de enero del 2015.</p>		<p>Como resultado de la revisión de la propuesta presentada por ENSA, se aclarará que el requisito de la tubería es solamente para mediciones en Media y Alta Tensión, por tanto se excluye la Baja Tensión.</p>

Def. Q

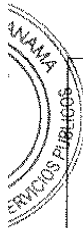
ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 39. Las Distribuidoras deberán adecuar y reemplazar los medidores eléctricos de los clientes con demandas igual o mayor de 100 kW, que no cumplan con las características técnicas indicadas por el Artículo 34.d) de la presente norma, de acuerdo con la programación siguiente:	<p>Solicita que los costos de inversión asociados al enlace del Centro de Operaciones de la Distribuidora con los medidores de clientes que tienen demanda mayor a 100 kW deben ser considerados expresamente en la revisión tarifaria como parte de la proyección de inversiones a realizar.</p> <p>Para cumplir con lo indicado en este artículo, la inversión estimada es de \$4.5 MM para los 680 clientes que actualmente cuentan con esta demanda."</p>		<p>La Secretaría Nacional de Energía indica que se debe determinar un porcentaje meta de medidores tele-medidos.</p> <p>El señor Cristóbal Samudio Carter señala debe incluirse la posibilidad de integrar medición de calidad en los medidores, lo cual también sería un aspecto que permitiría a la ASEP dar seguimiento de forma transparente a la calidad en el servicio de distribución. Esta funcionalidad no abarcaría todos los aspectos de calidad, ya que sería muy costoso. Pero es importante que se consideren aspectos como este en los futuros medidores que utilicen los usuarios. En este sentido, se puede solicitar de forma obligatoria una cantidad mínima por zona (urbana, rural, etc.) para establecer un muestreo permanente. Los criterios y variables asociados con la aplicación de esta tecnología deberían ser definidos por la entidad, para que estos apoyen su</p>	<p>Con relación al comentario de ENSA, en razón de los costos asociados a este proyecto, se ha disminuido el requerimiento de precisión de los medidores de $\pm 0.2\%$ a $\pm 0.5\%$, y la inversión será reconocida en el cálculo de la tarifa de acuerdo a la metodología establecida en el RDC, siempre y cuando este identificada en la cuentas regulatorias de acuerdo con el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas, aprobado por la ASEP.</p> <p>En cuanto a la propuesta de la Secretaría Nacional de Energía, la meta es del 100% para el 31 de diciembre de 2019, para los Grandes Clientes (demanda de 100 kW o más).</p> <p>Respecto al comentario de Cristóbal Samudio Carter, la propuesta es aceptable, por lo que se agregará al literal d del artículo que los medidores con comunicación deberán tener funciones de Power Quality.</p>

Def
Q



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 44. La ASEP impondrá las sanciones correspondientes, de acuerdo al Título VII de la Ley N° 6 de 3 de Febrero de 1997, cuando la empresa de distribución eléctrica incumpla con alguna de las obligaciones contenidas en la presente norma.			gestión de control y seguimiento. El señor Cristóbal Samudio Carter advierte que estas penalidades debiesen ya estar clarificadas, considerando que esta incertidumbre pudiese afectar a las empresas que realizan la gestión de distribución. Se recomienda establecer un método o criterio de estimación de las penalidades, como ocurre con otras en el reglamento de distribución.	La Ley 6 de 1997 claramente establece distintos tipos de sanciones, los cuales son aplicados por la Autoridad Reguladora, luego de llevar a cabo el procedimiento sancionador establecido legalmente.
COMENTARIO GENERAL.			El señor Cristóbal Samudio Carter considera que se debe regular en pro de mecanismos que permitan minimizar la asimetría en la información. En este sentido se requiere dar la posibilidad al consumidor como mínimo, el derecho a instalar a su cargo un sistema de registro de medida de incidencias de calidad de servicio, debidamente sellado, marcado y estampado, con el objeto de confrontar los valores aportados por las empresas distribuidoras. La instalación y el proceso de	La propuesta presentada no es viable ya que el cliente, después del Punto de Conexión, tiene la potestad de instalar medición de control a su costo y en sus instalaciones, sin tener que solicitar autorización de la distribuidora.

Def
Q



ANEXO A Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.018-12 para la propuesta de adición del Título XI al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Medición aplicables a los Clientes Regulados				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
			<p>sellado de este sistema deberá contar con el previo acuerdo de ambas partes, adoptado por escrito. En caso de discrepancias, deberá resolver el órgano regulador tales casos. Es necesario que esto esté regulado claramente, para evitar posibles fallas en la implementación y cumplimiento de la norma.</p> <p>Esta sugerencia se hace para potenciar la posible participación de los clientes en la calidad, y que sería valiosa ayuda a la entidad reguladora. Lógicamente debe forzarse el que exista un mutuo acuerdo entre las partes.</p>	

Real *Q7*



ANEXO B
RESOLUCIÓN AN No.5999-ELEC
DE 13 DE MARZO DE 2013



REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TITULO XI: NORMAS DE MEDICIÓN
APLICABLES A LOS CLIENTES REGULADOS

MARZO - 2013

Oaf



CONTENIDO

XI.1. GENERALIDADES3

XI.2. MANUAL DE MEDICIÓN4

XI.3. ACEPTACIÓN, CALIBRACIÓN Y MUESTREO DE MEDIDORES5

XI.4. REGISTROS DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN6

XI.5. CALIBRACIÓN Y VERIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN 7

XI.6. AUTORIZACIÓN PARA LA CALIBRACIÓN METROLÓGICA8

XI.7. INSPECCIÓN DE LA MEDICIÓN8

XI.8. FUNCIONES DE INSPECCION.....9

XI.9. LÍMITES DE ERROR PERMITIDO9

XI.10. MEDICIÓN ENTRE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN Y CLIENTES.....9

XI.10.1. ASPECTOS TÉCNICOS.....10

XI.10.2. MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN REFERIDA A MEDIA TENSIÓN12

XI.11. REQUISITOS PARA LAS INSTALACIONES DE MEDICIÓN13

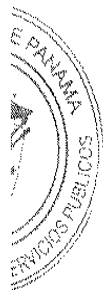
XI.12. PROGRAMA DE ADECUACIÓN DE LA MEDICIÓN ELÉCTRICA.....13

XI.13. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN A LA ASEP14

XI.14. INFORMACION PARA LA BASE METODOLÓGICA.....14

XI.15. SANCIONES.....15

Oral



CAPÍTULO XI.1: GENERALIDADES

Artículo 1. Esta norma establece los principios, requisitos, regulaciones y procedimientos para la medición de los clientes regulados, servidos por las redes de distribución de las empresas de distribución eléctrica.

Artículo 2. La norma cubre los siguientes aspectos:

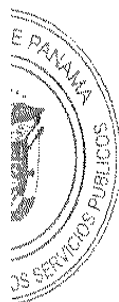
- (a) Manual de Medición.
- (b) Aceptación, Calibración y Muestreo de Medidores.
- (c) Registros de los Instrumentos de Medición.
- (d) Calibración y Verificación de los Instrumentos de Medición.
- (e) Autorización para la Calibración Metrológica.
- (f) Inspección de la Medición.
- (g) Funciones de Inspección.
- (h) Límites de Error Permitido.
- (i) Medición entre Empresas de Distribución y Clientes.
- (j) Requisitos para las Instalaciones de Medición.
- (k) Programa de Adecuación de la Medición Eléctrica
- (l) Suministro de Información a la ASEP.
- (m) Información para la Base Metodológica.
- (n) Sanciones.

Artículo 3. La ASEP, cuando así lo estime conveniente, podrá inspeccionar y auditar a las empresas distribuidoras, para asegurar que éstas tengan los recursos, y que lo establecido por la presente norma sea cumplido.

Artículo 4. Definiciones.

ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

dar



Anexo B

Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013

Autorización: Se refiere al reconocimiento por parte de la ASEP, de que una organización o empresa distribuidora es capaz de implementar y mantener un programa de control de calidad para la verificación metrológica de los instrumentos de medición de electricidad.

Calibración: Se refiere a comparar dos instrumentos, instrumentos de medición, o patrones, uno de los cuales es de precisión conocida. Se realiza para detectar, correlacionar, reportar, o eliminar por ajuste cualquier variación en precisión del instrumento o instrumento de medición cuya precisión no es conocida.

Inspección de medidores: se refiere al examen, medida, y prueba de las características de un medidor para determinar su aceptabilidad, e incluye la documentación de los resultados.

Instalación de Medición de Energía Eléctrica: Se refiere a una instalación que consiste de uno o más medidores de electricidad, instalado(s) en la misma localidad, y que es (son) usado (s) con el fin de obtener los datos para el cálculo del cargo(s) por concepto de la energía y/o potencia eléctrica suministrada a un cliente.

Instrumentos de Medición: se refiere a los medidores, transformadores de corriente y transformadores de potencial, que se utilizan en una instalación de medición eléctrica.

Medición Directa: se refiere cuando la instalación de la medición sólo consta del medidor eléctrico, sin el uso de transformadores de potencial y corriente.

Medición Indirecta: se refiere cuando la instalación de la medición consta del medidor eléctrico, transformadores de corriente, y cuando amerita transformadores de potencial.

Organización: se refiere a cualquier fabricante de medidores, o empresa de verificación de medidores.

Verificación Metrológica: se refiere a todas las operaciones llevadas a cabo por una organización o empresa distribuidora autorizada, con el objeto de determinar y confirmar que un medidor satisface cabalmente los requisitos de las especificaciones.

Verificador de medidores autorizado: Se refiere a una organización o empresa distribuidora, que haya sido autorizada por la ASEP para efectuar la función de verificación metrológica.

CAPÍTULO XI.2: MANUAL DE MEDICION

Artículo 5. Es responsabilidad de cada empresa distribuidora asegurar que los medidores utilizados en sus sistemas de distribución son de la calidad y la precisión requerida por esta norma .

Artículo 6. Las empresa distribuidora deberán tener un **Manual de Medición** que establezca los criterios y procedimientos para la aceptación, calibración, mantenimiento y verificación de los

Def



medidores usados en sus sistemas, y tener los recursos e instalaciones para llevar a cabo estas responsabilidades.

Artículo 7. El Manual de Medición deberá someterse a revisión de la ASEP cada cinco (5) años, iniciando en el mes de julio de 2014, y la empresa distribuidora deberá obtener la no objeción de la ASEP. El manual en cuestión deberá enviarse a la ASEP en papel y archivo digital.

CAPÍTULO XI.3: ACEPTACIÓN, CALIBRACIÓN Y MUESTREO DE MEDIDORES.

Artículo 8. La aceptación de los medidores e instrumentos de medición, para ser usados en las instalaciones de los clientes regulados, implica que estos medidores han sido sometidos a las pruebas de calibración y a las pruebas de revisión mediante muestreos estadísticos, que aseguran que este se encuentran en condiciones aptas para la medición de electricidad.

Artículo 9. La calibración de los medidores e instrumentos de medición, deberá ser certificada de fábrica, o por un laboratorio metrológico local autorizado (aprobado) por la ASEP. En caso de certificación de fábrica, el laboratorio del fabricante deberá estar acreditado por un ente internacional de reconocido prestigio.

Los medidores deberán ser calibrados, probando su precisión en diversos puntos del rango completo de medición del instrumento, y ubicando su precisión en uno o más de estos puntos de acuerdo con un instrumento de medición patrón; o sea que los medidores deberán ser calibrados bajo su normativa de fabricación, ya sea ANSI o IEC.

Artículo 10. La calibración de los medidores eléctricos y la revisión de los instrumentos de medición deberá efectuarse después que éstos hallan sido instalados, mediante muestreos estadísticos, de acuerdo con lo siguiente:

10.1) Medidores Eléctricos.

- a) La calibración de los medidores eléctricos, se efectuará mediante un muestreo estadístico semestral de un lote de medidores.
- b) El lote de medidores semestral se conformará con un (1) medidor por cada cinco mil (5,000) clientes, y por lo menos un (1) medidor por cada tarifa que tenga menos de cinco mil (5,000) clientes.
- c) Cada lote semestral deberá tener menos del cinco por ciento (5%) de incumplimientos, respecto de la precisión de los mismos estipuladas en la presente norma.
- d) En los casos donde el lote semestral tenga cinco por ciento (5%) o más de incumplimientos, para el mismo semestre se armara otro lote con los mismos parámetros que el anterior, y se verificará si excede el cinco por ciento (5%) o más de incumplimientos; en caso de excederse nuevamente, se repetirá el mismo proceso sucesivamente hasta que se consiga un lote que resulte con menos del cinco por ciento (5%) de incumplimientos.
- e) Los medidores podrán ser calibrados en sitio o campo, por medio de equipos diseñados para este propósito y con la precisión requerida.

Daf



10.2) Instrumentos de Medición.

Para todos los medidores con medición indirecta que resulten seleccionados para cada lote semestral, se les revisará en sitio los transformadores de corriente y los transformadores de potencial (si los tiene).

CAPÍTULO XL4: REGISTROS DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.

XI.4.1- Registro de los medidores en uso.

Artículo 11. Las empresas distribuidoras deberán llevar un registro detallado de los medidores en uso. Estos registros deberán contener como mínimo, la siguiente información:

- a) Norma (ANSI o IEC), Modelo, Fabricante, y año de fabricación,
- b) El tipo, número de serie, rango, y multiplicador asignado por el fabricante,
- c) Número de identificación de la empresa de distribución,
- d) Las fechas de cada una de las calibraciones efectuadas al medidor, anteriores a la presente norma,
- e) Los valores de las mediciones efectuadas al medidor durante las pruebas de calibración del mismo, incluyendo las de fábrica,
- f) Las fechas de calibración del medidor, en los casos de haber sido seleccionado en los muestreos semestrales,
- g) La dirección actual donde se encuentra instalado el medidor,
- h) Las fechas de instalación del medidor en sus distintas ubicaciones y la actual,
- i) La información de las lecturas tomadas al medidor, utilizadas por la empresa de distribución para establecer los cargos de facturación, durante un periodo mínimo de cinco (5) años.

XI.4.2- Información anual de la calibración de los medidores.

Artículo 12. Los registros del laboratorio metrológico deberán contener, adicionalmente a la información anterior, la información correspondiente al muestreo semestral de los medidores en uso por la empresa distribuidora, con el número total de medidores calibrados en residencias, industrias, comercios, entidades gubernamentales, etc., durante el año.

Ortiz



XI.4.3- Registro de los transformadores de corriente y transformadores de potencial en uso.

Artículo 13. Las empresas distribuidoras deberán llevar un registro detallado de los transformadores de corriente y transformadores de potencial en uso. Estos registros deberán contener como mínimo, la siguiente información:

- a) Modelo, Fabricante, y año de fabricación,
- b) Precisión del instrumento de medición,
- c) El tipo, número de serie, y relación según datos de placa,
- d) Número de identificación de la empresa de distribución,
- e) Las fechas de cada una de las revisiones efectuadas al instrumento,
- f) La dirección actual donde se encuentra instalado el instrumento,
- g) Las fechas de instalación del instrumento en sus distintas ubicaciones y la actual,

XI.4.4- Información anual de revisión de los transformadores de corriente y transformadores de potencial.

Artículo 14. Los registros del laboratorio metrológico deberán contener, adicionalmente a la información anterior, la información correspondiente al muestreo semestral de los transformadores de corriente y transformadores de potencial en uso por la empresa distribuidora, con el número total de transformadores por tipo revisados en residencias, industrias, comercios, entidades gubernamentales, etc., durante el año.

CAPÍTULO XI.5: CALIBRACIÓN Y VERIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICION.

XI.5.1- Especificaciones de calibración y verificación.

Artículo 15. El Manual de Medición de la empresa distribuidora deberá establecer los procedimientos y las especificaciones, para la manera y forma en las cuales los instrumentos de medición de cualquier clase, tipo o diseño, deben ser calibrados, verificados, revisados y sellados.

XI.5.2- Programa para la calibración y verificación de los instrumentos de medición.

Artículo 16. La empresa distribuidora deberá revisar los instrumentos de medición asociados a las mediciones indirectas que resulten del muestreo estadístico semestral, sin excepción.

Jaif



Anexo B
Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013

CAPÍTULO XI.6: AUTORIZACIÓN PARA LA CALIBRACIÓN METROLÓGICA.

XI.6.1- Objeto.

Artículo 17. La ASEP deberá autorizar a una empresa distribuidora para que pueda efectuar la calibración metrológica de los instrumentos de medición de electricidad.

Artículo 18. Las empresas distribuidora u organizaciones que cuenten con una autorización de la ASEP, deberán solicitar y obtener su nueva Autorización antes del 30 de diciembre de 2014.

Artículo 19. Estas autorizaciones tendrán una vigencia de cinco (5) años, y las empresas deberán solicitar nuevamente una autorización con seis (6) meses de anticipación antes de que expire la misma, cumpliendo con los requisitos indicados por la presente norma.

Artículo 20. En el caso de traslado de las instalaciones del laboratorio, se deberá solicitar una nueva autorización. En caso de requerir cambio de patrones o mesas utilizados, solo se requerirá notificar el ingreso del equipo nuevo y su certificación. El equipo nuevo debe contar con su certificación vigente.

XI.6.2- Requisitos para solicitar la Autorización.

Artículo 21. Una solicitud para obtener la autorización deberá ser hecha por escrito y deberá incluir la siguiente información:

- (a) El nombre, tipo, y dirección de la empresa,
- (b) Los tipos de instrumentos de medición para los cuales aplicará la autorización,
- (c) Una descripción de la infraestructura del local de prueba para los instrumentos de medición del solicitante, listando todos los equipos con que cuenta para este propósito, y la organización de control de calidad y demás procedimientos.
- (d) Un informe técnico elaborado por un ente o experto con reconocimiento internacional en materia de laboratorios metrológicos de energía eléctrica, donde conste que el solicitante cuenta con los aparatos de prueba y patrones de medición adecuados para efectuar las funciones que solicita, además de que cuenta con personal técnico debidamente capacitado para efectuar las funciones de calibración y verificación metrológica.
- (e) Este informe técnico deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

CAPÍTULO XI.7: INSPECCIÓN DE LA MEDICIÓN

Artículo 22. Cada cliente tendrá el derecho a que se le inspeccione su instalación de medición, una (1) vez por año, previa presentación de la solicitud pertinente por cualquiera de los medios que se indican en las Normas de Calidad del Servicio de Atención al Público en General, sin

Da



costo alguno para el cliente. A partir de la segunda solicitud, en el mismo año, el cliente deberá pagar el costo en que incurra la empresa distribuidora, en atender dicha solicitud, si la investigación resulta negativa para el cliente. La empresa distribuidora deberá tener los costos promedios para cada uno de los tipos de clientes de la empresa, por medio de un cuadro, el cual deberá ser sometido para aprobación de la ASEP cada tres (3) años, y en todo caso antes de la implementación del mismo.

CAPÍTULO XI.8: FUNCIONES DE INSPECCIÓN

Artículo 23. La ASEP, cuando así lo estime conveniente y sin aviso previo, podrá efectuar funciones de inspección a los laboratorios metrológicos e instalaciones de medición de los clientes finales de las empresas de distribución, por medios propios o por medio de expertos especialmente contratados para este propósito.

CAPÍTULO XI.9: LÍMITES DE ERROR PERMITIDO

Artículo 24. Para los medidores eléctricos adquiridos por la distribuidora antes del 30 de junio de 2014, para propósitos de calibración y aceptación de los medidores solamente, el error máximo permitido deberá ser de $\pm 0.5 \%$ para medidores trifásicos y de $\pm 1.0 \%$ para los medidores monofásicos, ambos del tipo electrónico/estado sólido, y de $\pm 2 \%$ para medidores del tipo electromecánico.

Artículo 25. Para los medidores eléctricos que adquiriera la distribuidora a partir del 1 de julio de 2014, el error máximo permitido deberá ser de $\pm 0.5 \%$ para los medidores eléctricos que se utilicen para mediciones directas e indirectas, y de $\pm 1.0 \%$ para los medidores monofásicos bicuero, tipo prepago o convencional, todos del tipo electrónico/estado sólido,

Artículo 26. Se deberán efectuar devoluciones de dinero a los clientes únicamente cuando el error de medición sobrepase (se registre de más) los límites indicados en los artículos 24 y 25 de la presente norma.

Artículo 27. No son permitidos, en perjuicio de los clientes regulados, errores imputables a la empresa de distribución causados por conexión incorrecta, uso incorrecto del medidor, o uso del multiplicador incorrecto.

CAPÍTULO XI.10: MEDICIÓN ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y CLIENTES

Artículo 28. Se realizarán mediciones tales como: potencia activa, potencia reactiva, demanda máxima, factor de potencia (medido o calculado), voltajes de las fases, energía activa y energía reactiva, entre otras cantidades que se consideren necesarias para el cliente en particular.

Las unidades básicas utilizadas en las mediciones deberán ser: V, Watts, VARs y VA.



XI.10.1. ASPECTOS TÉCNICOS

Artículo 29. La empresa distribuidora determinará el punto de medición, según su práctica normalizada.

El punto donde se instale la medición eléctrica siempre deberá estar fácilmente accesible al lector de medidores de la empresa distribuidora.

Artículo 30. Instalación de la Medición Eléctrica.

La empresa distribuidora determinará los métodos para la instalación, conexión y cableado de la medición eléctrica de acuerdo a sus manuales y procedimientos internos. Estos métodos deberán cumplir con la norma ANSI C12.1-2008 o última edición, "Electric Meters Code for Electricity Metering", o con la norma IEC 62052-11:2003 o última versión, "Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests, and test conditions – Part 11: Metering equipment."

XI.10.1.1- Normas Técnicas.

Artículo 31. Medidores Eléctricos y Transformadores de Corriente y Potencial.

Los medidores eléctricos y los transformadores de corriente y potencial deberán cumplir con las normas de la ANSI o de la IEC, que les sean aplicables, las cuales se listan a continuación:

a) ANSI:

ANSI C12.1-2008 o última versión, "Electric Meters Code for Electricity Metering".

ANSI C12.20-2010 o última versión, "American National Standard for Electricity Meters – 0.2 and 0.5 Accuracy Classes".

IEEE-STD C57.13-2008 o última versión, IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers.

b) IEC:

IEC 62052-11:2003 o última versión, "Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests, and test conditions – Part 11: Metering equipment."

IEC 62053-21:2003 o última versión, "Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)."

IEC 62053-22:2003 o última versión, "Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0.2 S and 0.5 S)."

ban



Anexo B
Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013

IEC 62055-31:2005 o última versión, "Electricity metering – Payment systems – Part 31: Particular requirements – Static payment meters for active energy (classes 1 and 2)."

IEC 61869-"Family Standards", última versión, for Instruments Transformers.

Artículo 32. Laboratorios Metrológicos de la Medición Eléctrica.

Los laboratorios metrológicos para la medición eléctrica deberán estar acreditados y cumplir con la Norma Internacional ISO/IEC 17025 – 2005 o última versión, "Requisitos generales para la competencia de los ensayo y de calibración."

Este requisito entrará en vigencia 24 meses después de la fecha de refrendo del Contrato de Concesión de Distribución Eléctrica.

Artículo 33. Medidores Eléctricos.

La empresa distribuidora deberá tener disponible para sus usuarios los diferentes tipos de medidores que sean requeridos por la regulación vigente.

Los medidores deberán ser de una tecnología apropiada para su función.

Artículo 34. Requisitos de los Medidores Eléctricos e Instrumentos de Medición.

A partir del día 1 de julio de 2014, todos los medidores e instrumentos de medición que adquieran las empresa distribuidora deberán cumplir con lo indicado a continuación:

- a) Para medición directa, medidores con precisión de $\pm 0.5 \%$.
- b) Para medición indirecta, medidores con precisión de $\pm 0.5 \%$, e instrumentos de medición con una precisión igual o mejor que $\pm 0.6 \%$.
- c) Para los medidores tipo bicuerpo, con función prepago o convencional, deberán tener una precisión de $\pm 1.0 \%$ o mejor.
- d) Para los clientes con servicio trifásico, y una demanda máxima superior a 100kW, que no estén habilitados y no hayan ejercido su opción como Gran Cliente de comprar directamente a los generadores, el medidor eléctrico deberá contar con una memoria masiva de recolección de datos, cada 15 minutos, para los 3 voltajes de fase a neutro, las 3 corrientes por fase, indicación ON-OFF, funciones de "Power Quality", y capacidad de 36 días o más; también deberá contar con un medio de comunicación con el Centro de Operaciones de la distribuidora, por medio de un sistema de medición inteligente que tenga una interfase con el SCADA en tiempo real, mediante el cual el medidor eléctrico pueda indicarle que se ha interrumpido el suministro eléctrico al cliente, en un tiempo no

Del.



mayor de 120 segundos. Este medio de comunicación también deberá permitir extraer remotamente toda la data que el medidor tenga almacenada.

Artículo 35. Suministro de los Instrumentos de Medición y Accesorios.

La empresa distribuidora deberá proporcionar todos los instrumentos de medición y accesorios (medidores eléctricos, transformadores de corriente, transformadores de potencial, bloques de prueba, todo el alambrado de la medición, las tuberías para la media y alta tensión, y demás accesorios), incluyendo los enlaces de comunicación, si se utilizan.

Si un cliente solicita un esquema de medición que implique la instalación de equipos especiales, que no sean de uso normal por la empresa distribuidora, el cliente deberá cubrir los costos de adquisición e instalación de los mismos.

XI.10.2. MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN REFERIDA A MEDIA TENSIÓN

Artículo 36. Es permitida la medición en baja tensión referida a media tensión, o sea que se instala la medición en baja tensión, y con el uso de un medidor eléctrico con función de Compensación de Pérdidas (System Loss Compensation) se obtiene la lectura equivalente para la media tensión, compensando el medidor las pérdidas del transformador y los cables eléctricos de baja y media tensión.

Artículo 37. Cálculo De La Energía y Demanda No Medidas.

Para la implementación de una medición en baja tensión referida a media tensión, deben ser conocidas las pérdidas en vacío del transformador, las pérdidas a potencia nominal, la impedancia en % y la corriente de excitación en %. También debe ser conocido la longitud y tipo de conductores usados en el cableado. Se debe medir mediante muestreos continuos (por ejemplo cada 15 min.) el voltaje, la corriente y el factor de potencia. Las pérdidas en el transformador y cables pueden entonces ser determinadas con precisión.

a) Datos fijos necesarios:

- Tamaño del transformador: **St**
- Tensión nominal del transformador (kV fase-fase): **Vt**
- Impedancia del transformador (%): **Zt**
- Corriente nominal del transformador (A): **It**

$$\text{donde } It = \frac{St \times 1000}{\sqrt{3} Vt}$$

- Impedancia del cable (o línea) (ohmios): **Zc**
- Pérdidas del transformador en vacío (kW): **Po**

Orap



- Pérdidas del transformador a plena carga (kW): **Pc**

b) Datos medidos:

- Energía medida (kWh): **kWh**
- Demanda media (kW): **kW**
- Tensión media (kV fase-fase): **V**
- Período de medición (horas): **T**
- Corriente (A): **I**

Si no es medida directamente, la corriente puede ser calculada como sigue:

$$I = \frac{kWh \sqrt{3}}{T \times V_l}$$

c) Cálculos:

- Energía no medida en el transformador..... (kWh) = [Po (V/Vt)² + Pc (I/I_t)²] x T
- Pérdidas (por fase) en el cable(kWh) = Zc x I² x T / 1000
- Máximo kVA corregido..... (kVA) = Máx. kVA medido + (MVA x Zt x 10)

Para intervalos de medición de menos de 1 hora, por ejemplo en medición por pulsos de 15 minutos, la fórmula da los valores para ese intervalo de medición; el total mensual será la suma de todos los valores obtenidos con dichos intervalos, durante el mes. Por supuesto, cuanto más corto sea el intervalo de medición, más exacto será el resultado.

CAPÍTULO XI.11: REQUISITOS PARA LAS INSTALACIONES DE MEDICIÓN

Artículo 38. La instalación de todos los instrumentos de medición, en cualquier nivel de tensión, deberán cumplir con los requisitos de precisión, calibración e inspección establecidos en esta norma.

Igualmente deben cumplir con el Manual de Medición de la empresa distribuidora, siempre y cuando no se contradiga con la presente norma, ni con las normas ANSI e IEC indicadas en este documento.

CAPÍTULO XI.12: PROGRAMA DE ADECUACIÓN DE LA MEDICIÓN ELÉCTRICA.

Artículo 39. Las empresas distribuidoras deberán adecuar y reemplazar los medidores eléctricos de los clientes con demanda máxima superior a 100 kW, que no estén habilitados y no hayan ejercido su opción como Gran Cliente de comprar directamente a los generadores, que no

[Handwritten signature]



cumplan con las características técnicas indicadas por el Artículo 34.d) de la presente norma, de acuerdo con la programación siguiente:

	PORCENTAJE DE CLIENTES QUE DEBEN ADECUARSE	FECHA LÍMITE PARA CUMPLIR CON EL PORCENTAJE
CLIENTES CON DEMANDAMÁXIMA SUPERIOR A 100 kW	20 %	31 DICIEMBRE DE 2015
	40 %	31 DICIEMBRE DE 2016
	60 %	31 DICIEMBRE DE 2017
	80 %	31 DICIEMBRE DE 2018
	100 %	31 DICIEMBRE DE 2019

Artículo 40. Las empresas distribuidoras deberán presentar antes que finalice el mes de enero, un informe que indique el porcentaje de cumplimiento del año anterior, y también deben incluir en el informe un listado detallado de todos los clientes a los cuales se les implemento la adecuación, incluyendo los clientes nuevos.

El informe deberá incluir para cada cliente la información siguiente:

- a) NIS o NIC del cliente, nombre, dirección y teléfono.
- b) Subestación eléctrica a la cual esta conectado el cliente,
- c) Circuito eléctrico al cual esta conectado el cliente.
- d) Longitud de los cables eléctricos entre la Subestación y el cliente.

CAPÍTULO XI.13: SUMINISTRO DE INFORMACION A LA ASEP.

Artículo 41. Las empresas distribuidoras deberán mantener registros detallados de todos los datos e informaciones pertinentes a las Normas de Medición Aplicables a los Clientes Regulados, en caso de que éstas sean requeridas por la ASEP.

da



Anexo B
Resolución AN No.5999-Elec de 13 de marzo de 2013

Artículo 42. Las empresas distribuidoras deberán enviar a la ASEP un informe de los resultados obtenidos del muestreo estadístico semestral que deben efectuar, con la información indicada en los apartes XI.4.2 y XI.4.4 de esta norma, a más tardar los días 30 de enero y 30 de julio posterior al vencimiento de cada semestre.

CAPÍTULO XL14: INFORMACIÓN PARA LA BASE METODOLOGICA.

Artículo 43. Las empresas distribuidoras deberán entregar a la ASEP toda la información que estipule y sea requerida por la Base Metodologica que se desarrolle para el control y fiscalización de la presente norma.

CAPÍTULO XL15: SANCIONES.

Artículo 44. La ASEP impondrá las sanciones correspondientes, de acuerdo al Título VII de la Ley N° 6 de 3 de Febrero de 1997, cuando la empresa distribuidora incumpla con alguna de las obligaciones contenidas en la presente norma.