

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>

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.
<p>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 períodos indicados en la Tabla No.1.</p> <p>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).</p>	<p>Solicita agregar un párrafo al artículo, así:</p> <p>“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.”</p>	<p>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.</p> <p>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</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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:</p> <p>a) Muestreo de lote de medidores semestral. b) Lote de un 1 medidor por cada 5,000 clientes, para cada una de las</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>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) Sí 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>
<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.</p>	<p>Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente:</p> <p>“En el caso de traslado de las instalaciones del laboratorio, se deberá solicitar una nueva</p>			<p>La propuesta de ENSA es aceptable, por lo que se modificará la redacción del artículo.</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>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>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>	<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
	<p>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>			
<p>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 $\pm 0.5 \%$ 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.</p>	<p>Propone cambiar la redacción del artículo por la siguiente:</p> <p>“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 $\pm 0.5 \%$ 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. 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</p>			<p>En atención a los comentarios generales recibidos para los artículos 24 y 25, se eliminará el requerimiento para los medidores del $\pm 0.2 \%$ por resultar oneroso. En consecuencia, se modificará la redacción de los artículos unificando el criterio en $\pm 0.5 \%$ para todos los medidores nuevos y manteniendo el requerimiento actual para los medidores existentes.</p> <p>En adición, se incluirán los medidores electrónicos bicuerpo tipo prepago y convencionales. Los medidores electromecánicos adquiridos previo a la nueva norma podrán seguir utilizándose.</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>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,</p>	<p>verificados que todavía no hayan llegado al término de su vida útil.”</p> <p>Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente:</p> <p>“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.”</p>	<p>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%</p> <p>Para finalizar, solicitamos que la norma prevea un periodo de adaptación y adquisición de materiales que proponemos a partir</p>		<p>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 período de implementación hasta el 2015 se rechaza, en razón de que se elimino el cambio propuesto a la normativa.</p> <p>El comentario de ENSA es aceptable, por lo que se incorporará en la redacción del artículo, como medidor bicuerpo convencional.</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
		del 1 de enero del 2015.		
<p>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.</p>	<p>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.</p>			<p>La propuesta presentada es viable, por lo que se corregirá la redacción.</p>
<p>Artículo 29. La empresa de distribución eléctrica determinará el punto de medición, según su práctica normalizada.</p> <p>El punto donde se instale la medición eléctrica, siempre deberá estar fácilmente accesible al lector de medidores de la distribuidora.</p>	<p>Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente:</p> <p>“La empresa de distribución eléctrica determinará el punto de medición, según su práctica normalizada.</p> <p>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.”</p>			<p>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.</p>
<p>Artículo 32. Laboratorios Metrológicos de la Medición Eléctrica.</p> <p>Los laboratorios metrológicos para</p>	<p>Solicita que se incluya en el artículo que habrá un plazo de 24 meses para la implementación de esta Norma.</p>		<p>La Secretaría Nacional de Energía propone que los laboratorios metrológicos estén acreditados ante el Consejo Nacional de</p>	<p>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</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>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.”</p>			<p>Acreditación.</p>	<p>norma ISO.</p> <p>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.</p>
<p>Artículo 34. Requisitos de los Medidores Eléctricos e Instrumentos de Medición.</p> <p>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:</p> <p>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.</p> <p>b) Para los clientes con medición indirecta, un medidor con precisión</p>	<p>Solicita cambiar la redacción del artículo por la siguiente:</p> <p>“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:</p> <p>a) Para los clientes con medición directa, un medidor con precisión de 0.5%.</p> <p>b) Para los clientes con medición indirecta, un medidor con precisión de 0.2%,e instrumentos de medición con una precisión de 0.3%.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Comentario: La precisión debe ser solo para el medidor sin exigir clase</p>	<p>La Secretaría Nacional de Energía señala que, de igual forma que los medidores prepago están explícitamente mencionados, los medidores bidireccionales también deberían estarlo.</p>	<p>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.</p> <p>En adición, se agregará el medidor bicuerpo convencional.</p> <p>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.</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>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 del a 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 $\pm 0.2\%$ 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
	llegado al término de su vida útil.”	<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, 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>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>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>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>

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 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>	<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>

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 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.</p>			<p>gestión de control y seguimiento.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>
<p>COMENTARIO GENERAL.</p>			<p>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</p>	<p>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.</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>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>	