

SEGUNDA SECCION
PODER EJECUTIVO
COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad. (Continúa en la Tercera Sección).

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

ACUERDO Núm. A/063/2017

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ORDENA LA PUBLICACIÓN EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN DEL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA-MEDIDORES Y TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO-ESPECIFICACIONES METROLÓGICAS, MÉTODOS DE PRUEBA Y PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

La Comisión Reguladora de Energía y la Secretaría de Economía, por conducto del Órgano de Gobierno y de la Dirección General de Normas, respectivamente, con fundamento en los artículos 14, 16 y 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III, 34, fracciones II, XIII y XXXIII, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 17, párrafo primero, 22, fracciones I, II, III, XXIV, XXVI, inciso a), y XXVII, 41, fracción III, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 3, 12, fracciones XXXIX, XL, XLVII, LII y LIII, 18, 26, 33, 37, 46, 126, fracción V, 132, 133 y 134 de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 2, 4, 13, 16, fracciones VII y X, y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 10, 38, fracciones II, V, VI, VII y IX, 40, fracción IV, 41, 43, 47, fracción I y penúltimo párrafo, 52, 62, 68, 70 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 15, 28, 30, 31, 33 y 80 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 17 y 37 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 2, 4, 7, fracción I, 12, 16 y 18, fracción I del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, y; 22, fracciones I, IV, IX, X y XXV del Reglamento Interior de la Secretaría de Economía, y

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que con motivo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2013, el Congreso de la Unión expidió la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), ambas publicadas el 11 de agosto de 2014 en el mismo medio de difusión, abrogando la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

SEGUNDO. Que, de conformidad con los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), y 2, fracción II y 3 de la LORCME, la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) es una Dependencia del Poder Ejecutivo Federal con autonomía técnica, operativa y de gestión, y con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética.

TERCERO. Que de acuerdo al artículo 41, fracción III de la LORCME, la Comisión tiene la atribución de regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad.

CUARTO. Que de conformidad con lo dispuesto por el artículo 42 de la LORCME, la Comisión es un Órgano que tiene entre sus finalidades, la de fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, así como propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

QUINTO. Que de conformidad con el artículo 22, fracciones II, X y XVI de la LORCME, corresponde a la Comisión: **i)** emitir los actos administrativos vinculados con las materias reguladas; **ii)** supervisar y verificar las normas oficiales mexicanas aplicables a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia, y **iii)** participar con las dependencias competentes en la formulación de normas oficiales mexicanas relativas o relacionadas con las actividades reguladas.

SEXTO. Que de conformidad con el artículo 33 de la LIE, las interconexiones y conexiones que los Transportistas y los Distribuidores deberán realizar, se encuentran sujetas tanto al cumplimiento de las obras específicas determinadas por el Centro Nacional de Control de Energía, como al cumplimiento de las normas oficiales mexicanas y los demás estándares y especificaciones que le sean aplicables a dichas instalaciones.

SÉPTIMO. Que conforme al artículo 40 de la LIE, corresponde al Usuario Final realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de la energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las normas oficiales mexicanas, debiendo utilizar para tales fines productos, dispositivos, equipos, maquinaria, instrumentos o sistemas sujetos al cumplimiento de las normas oficiales mexicanas.

OCTAVO. Que el artículo 113 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica señala que los Transportistas y Distribuidores deberán usar e instalar únicamente instrumentos de medición que hayan obtenido una aprobación de modelo prototipo conforme a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) y la norma oficial mexicana que corresponda.

NOVENO. Que el 8 de septiembre de 2015, la Secretaría de Energía publicó en el DOF las Bases del Mercado Eléctrico, que establecen los principios de diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

DÉCIMO. Que la Base 8 de las Bases del Mercado Eléctrico señala que el modelo de la red física es procesado mediante mediciones de voltaje, flujos de potencia, entre otros, para calcular su estado eléctrico (voltajes complejos y distribución de flujos de potencia por la red), el cual es insumo del resto de aplicaciones en líneas de flujos de potencia, análisis de contingencias y estabilidad de la red. Lo anterior, con el fin de que se utilicen para mantener la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en la operación y control de tiempo real.

UNDÉCIMO. Que el 8 de abril de 2016, la Comisión expidió las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (Código Red), el cual establece los requerimientos técnicos mínimos que los Integrantes de la Industria Eléctrica están obligados a cumplir con relación a las actividades de planeación y operación del SEN, así como las reglas para la medición, el control, el acceso y uso de la infraestructura eléctrica.

DUODÉCIMO. Que el Código de Red es de cumplimiento obligatorio para los integrantes de la industria eléctrica, y que incluye criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, los cuales tienen como objetivo permitir e incentivar que el SEN se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en requerimientos técnicos-operativos, y de la manera más eficiente y económica, bajo los principios de acceso abierto y trato no indebidamente discriminatorio.

DECIMOTERCERO. Que el Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la conexión de centros de carga y el Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al sistema eléctrico nacional (ambos parte del Código de Red), establecen requerimientos técnicos de tensión, frecuencia, factor de potencia y calidad de la energía, tales como los requisitos de distorsión armónica total y requerimientos de control de tensión y potencia activa entre otros.

DECIMOCUARTO. Que en su capítulo 5, el Código de Red señala que la ubicación del punto de medición entre dos o más participantes deberá permitir el cálculo del balance de energía para las centrales eléctricas, la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución y los Centros de Carga pertenecientes a un participante del mercado eléctrico mayorista, lo cual requiere de instrumentos de medición tales como medidores y transformadores de instrumento (transformadores de potencial y transformadores de corriente) que permitan la correcta y adecuada medición de las magnitudes eléctricas y su asociación a productos del mercado eléctrico mayorista.

DECIMOQUINTO. Que en atención a lo dispuesto por los artículos 34, fracción XIII, de la LOAPF, y 15, 17, 39, fracción V, y 40, fracción IV, de la LFMN, corresponde a la Secretaría de Economía establecer y vigilar las normas de pesas y medidas necesarias para la actividad comercial; así como expedir normas oficiales mexicanas cuya finalidad sea establecer las características y/o especificaciones relacionadas con los instrumentos para medir, los patrones de medida y sus métodos de medición, verificación, calibración y trazabilidad.

DECIMOSEXTO. Que de conformidad con lo dispuesto por el artículo 38, fracciones II y V, de la LFMN, corresponde a las dependencias expedir normas oficiales mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones, según su competencia, y verificar que los procesos, instalaciones o actividades cumplan con dichas normas.

DECIMOSÉPTIMO. Que el artículo 44 de la LFMN establece que, para la elaboración de normas oficiales mexicanas, las dependencias cuyo ámbito de competencia sea concurrente deberán coordinarse para elaborar de manera conjunta una sola norma oficial mexicana por sector o materia; asimismo, el artículo 31 del Reglamento de la LFMN indica cómo se coordinarán las dependencias para la elaboración, expedición y publicación conjunta de esas normas oficiales mexicanas.

DECIMOCTAVO. Que, de conformidad con el artículo 73 de la LFMN, las dependencias competentes establecerán, tratándose de normas oficiales mexicanas, los procedimientos para la evaluación de la conformidad, cuando para fines oficiales requieran comprobar el cumplimiento con las mismas; asimismo, dichos procedimientos se publicarán para consulta pública en el DOF antes de su publicación definitiva, salvo que los mismos estén contenidos en la norma oficial mexicana correspondiente.

DECIMONOVENO. Que el 13 de marzo de 2017, la Comisión publicó en el DOF la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-007-CRE-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica. Especificaciones y métodos de prueba para medidores multifunción y transformadores de instrumento (NOM-

EM-007-CRE-2017), con una vigencia de seis meses contados a partir del 14 de marzo de 2017, fecha de su entrada en vigor.

VIGÉSIMO. Que la vigencia de seis meses de la NOM-EM-007-CRE-2017 inició al día siguiente de su publicación en el DOF y concluyó el 14 de septiembre de 2017.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que el 26 de septiembre de 2017 se publicó en el DOF el Acuerdo por el que la Comisión emite el aviso de prórroga y expide por segunda vez consecutiva la NOM-EM-007-CRE-2017, con una vigencia de seis meses contados a partir del 14 de septiembre de 2017.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que el Artículo 1 del Acuerdo por el que se definen los efectos de los Dictámenes que emite la Comisión Federal de Mejora Regulatoria respecto de las normas oficiales mexicanas y su respectiva Manifestación de Impacto Regulatorio, establece que no será necesario que las dependencias acrediten ante la Secretaría de Gobernación contar con alguna de las resoluciones emitidas por la Comisión Federal de Mejora Regulatoria previstas por dicho artículo, para efecto de la publicación en el DOF de los proyectos de normas oficiales mexicanas.

VIGÉSIMO TERCERO. Que de acuerdo a lo dispuesto por el 47, fracción I de la LFMN, la Manifestación de Impacto Regulatorio del Proyecto de Norma Oficial Mexicana, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad, (el Proyecto), estará a disposición del público para su consulta en los plazos establecidos.

VIGÉSIMO CUARTO. Que el 30 de noviembre de 2017, el Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico (Comité) aprobó el PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, para ser publicado en el DOF a efecto de que dentro de los siguientes 60 días naturales los interesados presenten sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico, de conformidad con el artículo 47, fracción I de la LFMN y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

VIGÉSIMO QUINTO. Que el presente Proyecto contiene las especificaciones y métodos de prueba para medidores multifunción y transformadores de instrumento, continuará estableciendo las definiciones, características, especificaciones técnicas y métodos de prueba necesarias para establecer reglas claras, efectivas y eficientes de operación confiable del SEN, además de los elementos técnicos de cumplimiento de los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista para efectos de liquidación o facturación.

Que, en razón de lo anterior, esta Comisión Reguladora de Energía

ACUERDA

PRIMERO. Se ordena la publicación en el DOF del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones metroológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad, a efecto de que, dentro de los 60 días naturales siguientes a su publicación, los interesados presenten sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico. El Proyecto de Norma Oficial Mexicana referido se anexa al presente acuerdo.

SEGUNDO. Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, los interesados deberán entregar sus comentarios al Proyecto al Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico de esta Comisión, en sus oficinas ubicadas en Boulevard Adolfo López Mateos 172, Colonia Merced Gómez, Benito Juárez, Código postal 03930, Ciudad de México, o a los correos electrónicos jvidal@cre.gob.mx y mgarcia@cre.gob.mx, en idioma español y dentro del plazo de 60 días naturales señalado en el Acuerdo Primero anterior.

TERCERO. Inscribise el presente Acuerdo con el número **A/063/2017**, en el registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, inciso a) y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 4 y 16, último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 7 de diciembre de 2017.- El Presidente, **Guillermo Ignacio García Alcocer**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Neus Peniche Sala, Luis Guillermo Pineda Bernal, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA, PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA-MEDIDORES Y TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO-ESPECIFICACIONES METROLÓGICAS, MÉTODOS DE PRUEBA Y PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

PREFACIO

Este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones metroológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad, fue aprobado por el Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico de la Comisión Reguladora de Energía y por la Secretaría de Economía a través de la Dirección General de Normas; en su elaboración participaron las instituciones siguientes:

- Abb México;

- Artech Acp;
- Asociación de Normalización y Certificación A. C.;
- Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas;
- Centro Nacional de Control de Energía;
- Centro Nacional de Metrología;
- Comisión Federal de Electricidad-Distribución;
- Comisión Federal de Electricidad-Transmisión;
- Comisión Reguladora de Energía;
- Electrometer de las Americas;
- Honeywell Smart Energy;
- Iusa;
- Laboratorio de Pruebas Equipos y Materiales;
- Mabrex;
- Protecsa Ingeniería;
- Schneider Electric México;
- Schweitzer Engineering Laboratories;
- Secretaría de Economía-Dirección General de Normas;
- Siemens;
- Tecnologías Eos.

INDICE

TÍTULO PRIMERO

Introducción	Capítulo 0
Objetivo y campo de aplicación	Capítulo 1
Referencias normativas	Capítulo 2
Términos y definiciones	Capítulo 3
Términos abreviados	Capítulo 4
Especificaciones	Capítulo 5

TÍTULO SEGUNDO

Requisitos generales para medidores de energía eléctrica	
Selección de los medidores según su uso destinado	Capítulo 6
Requisitos metrológicos para los medidores	Capítulo 7

TÍTULO TERCERO

Requisitos particulares para medidores de energía eléctrica	
Requisitos para medidores de parámetros de calidad de la potencia	Capítulo 8

TÍTULO CUARTO

Transformadores de medida	
Especificaciones para los transformadores de medida	Capítulo 9

TÍTULO QUINTO

Aprobación de modelo prototipo	
Requisitos universales para los medidores	Capítulo 10
Requisitos para medidores de energía activa y reactiva	Capítulo 11
Requisitos para medidores de parámetros para calidad de la potencia	Capítulo 12
Cálculo de la incertidumbre de medición, operativa y del sistema	Capítulo 13

Controles metrológicos y pruebas de desempeño para transformadores

Capítulo 14

TÍTULO SEXTO

Procedimiento para evaluación de la conformidad

TÍTULO SÉPTIMO

Vigilancia

TÍTULO OCTAVO

Bibliografía

TÍTULO NOVENO

Concordancia con normas internacionales

TÍTULO DÉCIMO

Apéndices normativos

APÉNDICE A

Requisitos adicionales para transformadores de corriente

APÉNDICE B

Homogeneidad de la producción

APÉNDICE C

Homogeneidad de la producción.

APÉNDICE D

Parámetros para el protocolo DNP3

APÉNDICE E

Informe del sistema de gestión del proceso de producción.

APÉNDICE F

Acta circunstanciada

TRANSITORIOS**0. Introducción**

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017 está estructurado conforme a la Norma Mexicana NMX-Z-013-SCFI-2015, Guía para la estructuración y redacción de normas; asimismo, se divide en títulos que facilitan la lectura, comprensión y aplicación de las disposiciones establecidas en éste.

Este PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, se divide en los siguientes títulos:

TÍTULO PRIMERO.	Disposiciones generales;
TÍTULO SEGUNDO.	Requisitos generales para medidores de energía eléctrica;
TÍTULO TERCERO.	Requisitos particulares para medidores de energía eléctrica;
TÍTULO CUARTO.	Transformadores de medida;
TÍTULO QUINTO.	Aprobación de modelo o prototipo;
TÍTULO SEXTO.	Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad;
TÍTULO SÉPTIMO.	Vigilancia;
TÍTULO OCTAVO.	Bibliografía;
TÍTULO NOVENO.	Concordancia con Normas Internacionales;
TÍTULO DÉCIMO.	Apéndices normativos.

TÍTULO PRIMERO

DISPOSICIONES GENERALES**1. Objetivo y campo de aplicación****1.1 Objetivo**

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, establece las especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad que deben cumplir los medidores y transformadores de medida que se emplean en el Mercado Eléctrico Mayorista y Suministro Básico.

1.2 Campo de aplicación

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana es aplicable a los medidores y transformadores de medida que se emplean en procesos con fines de liquidación y facturación, así como para la medición de magnitudes instantáneas y calidad de la potencia, que intervienen en:

- a) La determinación de costos de energía eléctrica (precio marginal local);
- b) El mercado de potencia (servicios conexos);
- c) La disponibilidad de demanda controlable;
- d) El modelo físico de la red; y/o
- e) La evaluación del cumplimiento de obligaciones y Reglas del Mercado.

1.3 Exclusiones

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, establece los requisitos mínimos para regular las características metrológicas de los medidores de energía eléctrica y transformadores de instrumento, así como las funciones básicas que impacta en las mediciones según su aplicación; no considera otras especificaciones o características funcionales particulares, tales como diseño, tecnologías, algoritmos, entre otras.

Por lo anterior, para la correcta utilización y desempeño de los medidores y transformadores de instrumento, adicional al cumplimiento con este Proyecto, deben observarse otras regulaciones técnicas aplicables autorizadas por la autoridad competente.

2. Referencias normativas

Para los fines de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, es indispensable aplicar las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas y Normas Internacionales que se indican a continuación, o las que las sustituyan:

NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 2012.
NMX-Z-12/1-1987	Muestreo para la inspección por atributos-Parte 1: Información general y aplicaciones, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de octubre de 1987.
NMX-J-098-ANCE-2014	Sistemas eléctricos-Tensiones eléctricas normalizadas (Cancela a la NMX-J-098-ANCE-1999), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de junio de 2015.
NMX-J-109-ANCE-2010	Transformadores de corriente-Especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-J-109-1977), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de mayo de 2010.
NMX-J-529-ANCE-2012	Grados de protección proporcionados por los envolventes (Código IP), (Cancela a la NMX-J-529-ANCE-2006), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de marzo de 2013.
NMX-J-550/4-15-ANCE-2005	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-15: Técnicas de prueba y medición-Medidor de parpadeo-Especificaciones de funcionamiento y diseño, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de diciembre de 2005.
NMX-J-562/1-ANCE-2013	Guía para la selección y dimensionamiento de aisladores para alta tensión para utilizarse en condiciones de contaminación-Parte 1: Definiciones, información y principios generales (Cancela a la NMX-J-562/1-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de mayo de 2014.
NMX-J-579/4-6-ANCE-2006	Técnicas de prueba y medición-Parte 4-6: Pruebas de inmunidad de equipo eléctrico y electrónico a las radio perturbaciones

	conducidas e inducidas, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2007.
NMX-J-579/4-8-ANCE-2006	Técnicas de prueba y medición-Parte 4-8: Pruebas de inmunidad a los campos magnéticos de frecuencia de alimentación, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2007.
NMX-J-600-ANCE-2010	Requisitos de seguridad para equipos eléctricos de medición, control y uso en laboratorios-Parte 1: Requisitos generales, declaratoria de vigencia publicada en el DOF el 11 de mayo de 2010.
NMX-J-607-ANCE-2008	Aparatos electrodomésticos y similares-Seguridad-Pruebas mecánicas y ambientales, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 2008.
NMX-J-610/4-1-ANCE-2009	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-1: Técnicas de prueba y medición-Guía para la selección de pruebas de inmunidad radiada y conducida de la serie de normas NMX-J-610/4-ANCE, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 3 de julio de 2009.
NMX-J-610/4-2-ANCE-2012	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-2: Técnicas de prueba y medición-Pruebas de inmunidad a descargas electrostáticas. (Cancela a la NMX-J-550/4-2-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de junio de 2012.
NMX-J-610/4-3-ANCE-2015	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-3: Técnicas de prueba y medición-pruebas de inmunidad a campos electromagnéticos radiados por señales de radiofrecuencia (Cancela a la NMX-J-550/4-3-ANCE-2008), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de mayo de 2016.
NMX-J-610/4-4-ANCE-2013	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-4: Técnicas de prueba y medición-Pruebas de inmunidad a ráfagas de impulsos eléctricos rápidos (Cancela a la NMX-J-550/4-4-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de mayo de 2014.
NMX-J-610/4-7-ANCE-2013	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-7: Técnicas de prueba y medición-Guía general de instrumentación y medición para armónicas e interarmónicas, en sistemas de suministro de energía eléctrica y equipo que se conecta a éstos (Cancela a la NMX-J-550/4-7-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2014.
NMX-J-610/4-12-ANCE-2013	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-12: Técnicas de prueba y medición-Pruebas de inmunidad a ondas oscilatorias (Cancela a la NMX-J-550/4-12-ANCE-2006), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2014.
NMX-J-610/4-30-ANCE-2014	Compatibilidad Electromagnética (EMC)-Parte 4-30: Técnicas de prueba y medición-Métodos de medición y estudio de calidad de la energía eléctrica (Cancela a la NMX-J-610/4-30-ANCE-2011), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de noviembre de 2014.
NMX-J-610/6-2-ANCE-2008	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 6-2: Normas genéricas-Requisitos de inmunidad de aparatos eléctricos en ambientes industriales, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 2008.
NMX-J-615/1-ANCE-2009	Transformadores de medida-Parte 1: requisitos generales, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de febrero de 2010.
NMX-J-615/3-ANCE-2013	Transformadores de medida-Parte 3: Requisitos adicionales para transformadores de potencial inductivo, declaratoria de vigencia

	publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de mayo de 2014.
NMX-J-615/5-ANCE-2014	Transformadores de medida-Parte 5: Requisitos adicionales para transformadores de potencial capacitivo, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2014.
NMX-J-627-ANCE-2009	Envolventes-Grados de protección proporcionados por los envolventes de equipos eléctricos en contra de impactos mecánicos (Código IK), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de noviembre de 2009.
NMX-J-648/2-27-ANCE-2012	Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 2-27: Pruebas-Prueba EA y guía: Choque, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2013.
NMX-J-648/2-30-ANCE-2012	Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 2-30: Pruebas-Prueba DB: Calor húmedo, ciclo (Ciclo de 12 h + 12 h), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2013.
NMX-J-648/2-47-ANCE-2012	Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 2-47: Pruebas-Montaje de especímenes para pruebas de vibración, de impacto y otras pruebas dinámicas, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2013.
NMX-J-648/2-78-ANCE-2012	Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 2-78: Pruebas-Prueba CAB: Calor húmedo, estado de equilibrio, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2013.
NMX-J-648/3-1-ANCE-2012	Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 3-1: Información básica-Pruebas de frío y de calor seco, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2014.
IEC 61850-6:2009	Communication networks and systems for power utility automation-Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs.
IEC 61850-7-1:2011	Communication networks and systems for power utility automation-Part 7-1: Basic communication structure-Principles and models.
IEC 61850-7-2:2010	Communication networks and systems for power utility automation-Part 7-2: Basic information and communication structure-Abstract communication service interface (ACSI).
IEC 61850-7-3:2010	Communication networks and systems for power utility automation-Part 7-3: Basic communication structure-Common data classes.
IEC 61850-7-4:2010	Communication networks and systems for power utility automation-Part 7-4: Basic communication structure-Compatible logical node classes and data object classes.
IEC 61850-8-1:2011	Communication networks and systems for power utility automation-Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM)-Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.
IEC 62054-21: 2004+AMD1:2017	Electricity metering (AC)-Tariff and load control-Part 21: Particular requirements for time switches.
IEC 61010-2-030:2017	Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use-Part 2-030: Particular requirements for equipment having testing or measuring circuits.
IEC 61869-9:2016	Instrument transformers-Part 9: Digital interface for instrument transformers.

3. Términos y definiciones

Para los propósitos de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, se aplican los términos y definiciones establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica, en el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, en las Bases del Mercado, y las siguientes:

3.1 autenticidad: resultado del proceso de autenticación.

3.2 autenticación: comprobación de la identidad declarada o presunta de un usuario o sujeto.

3.3 bidireccional: cualidad de un instrumento que tiene capacidad de medir el flujo de energía, en un punto determinado y en ambos sentidos, almacenando los datos de medición de forma separada.

3.4 broadcast: forma de transmisión de información donde un nodo emisor envía información a una multitud de nodos receptores de manera simultánea, sin necesidad de reproducir la misma transmisión nodo por nodo.

3.5 calidad de la potencia o calidad de la energía: características de la electricidad en un punto específico en un sistema eléctrico y evaluado en relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia. Estos parámetros se relacionan, en algunos casos, con la compatibilidad entre las características de la electricidad en un punto de entrega-recepción de la red y los generadores o cargas conectadas a ésta.

3.6 cambios rápidos de tensión: transición rápida en tensión eficaz (tensión raíz cuadrática media) que ocurre entre dos condiciones de estado estable y durante las cuales la tensión raíz cuadrática media no excede los puntos de disparo de abatimiento o incremento.

3.7 características particulares: son aquellas funciones adicionales de los medidores que el Cenace podrá solicitar a los participantes del mercado. Estos requerimientos deben realizarse por escrito y ser notificados al usuario solicitante del medidor y forman parte de la infraestructura requerida para la interconexión de la central eléctrica o la conexión del centro de carga, según corresponda.

3.8 carga: es la potencia eléctrica absorbida o transmitida en todo instante por una instalación eléctrica o por un elemento específico de cualquier instalación.

3.9 clase de exactitud: el dato que indica, en los medidores, los límites del porcentaje de error permisible a la lectura, para todos los valores descritos en las gráficas de las “figuras x y x” de esta norma oficial mexicana, cuando el medidor se prueba bajo condiciones de referencia

3.10 clase a: método de medición de parámetros cuando son necesarias mediciones exactas para aplicaciones contractuales, comprobación de conformidad con normas, resolución de disputas y/o similares.

3.11 clase s: método de medición de parámetros para aplicaciones estadísticas, posiblemente, con un subconjunto limitado de parámetros. Esta clase utiliza intervalos de medición equivalentes a los de la clase a, los requisitos de procesamiento de la clase s son menores.

3.12 compensación de pérdidas: función que adiciona o resta, en las integraciones de energía del medidor, un valor de pérdidas en transformadores de potencia y pérdidas de conducción en las líneas de transmisión. Este valor se establece en un modelo desarrollado para cada aplicación.

3.13 compensación de pérdidas en transformadores de instrumento: es la aplicación primaria de la corrección en transformadores de instrumento. Se da cuando se aplican los factores de corrección para errores de relación y de ángulo de fase de los transformadores de instrumento. Esta corrección reduce o elimina la necesidad de reemplazar los transformadores de instrumento, en instalaciones donde se requiera mejorar la exactitud, conforme al apéndice b.

3.14 contratista: persona que tiene celebrado un contrato con la Secretaría de Energía, el transportista o el distribuidor, para llevar a cabo el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para la transmisión o distribución de energía eléctrica.

3.15 corriente de arranque (i_{st}): es el valor mínimo de corriente en el cual el medidor debe empezar a integrar pulsos en la memoria masiva o energía en kilowatt hora en pantalla.

3.16 corriente máxima (i_{max}): es el valor máximo de corriente marcada en la placa de datos que admite el medidor en régimen permanente. Debe satisfacer los requerimientos de exactitud establecidos en esta norma oficial mexicana. Este valor es normalmente igual a la corriente de clase.

3.17 corriente mínima (i_{min}): es el valor mínimo de corriente que admite el medidor en régimen permanente y que debe satisfacer los requerimientos de exactitud establecidos en esta norma oficial mexicana.

3.18 corriente nominal (i_{nom}): es la corriente existente en condiciones normales de operación del equipo de medición y corresponde con la corriente marcada en la placa de datos por el fabricante.

3.19 demanda: valor del promedio móvil de la potencia activa evaluado en intervalos de 15 minutos mediante series de tres registros cincominutales. Se refiere a la potencia que se necesita aplicar en el punto de entrega, medido en kilowatt (kw).

3.20 decremento repentino de tensión: es la disminución entre el 10% y 90%, de la tensión nominal a la frecuencia del sistema, con intervalos de duración de desde 0.5 ciclos y hasta 3 600 ciclos en un sistema de 60 hz.

3.21 energía: cantidad de flujo energético, expresada en kilowatt hora (kwh).

3.22 error máximo permisible: valor extremo del error de medición con respecto al valor conocido de la magnitud de referencia, permitido por especificaciones o regulaciones para una medición, instrumento o sistema de medición.

3.23 estampa de tiempo: registro de la fecha y hora de acuerdo al huso horario (con referencia al tiempo universal coordinado utc, por sus siglas en inglés) en que se ubica el medidor. La estampa de tiempo proviene del reloj interno del medidor.

3.24 ethernet: estándar de redes de área local para computadoras.

3.25 evento: es un dato que se genera al cumplir una condición preestablecida y que cuenta con una estampa de tiempo.

3.26 firmware: programa informático que establece la lógica de más bajo nivel que controla los circuitos electrónicos de un dispositivo de cualquier tipo.

3.27 fluctuación de tensión: oscilaciones en el nivel de tensión, debidas a la conexión de cargas cíclicas o por oscilaciones subarmónicas.

3.28 hardware: conjunto de elementos físicos de una computadora.

3.29 incremento repentino de tensión: incremento entre el 110% y 180%, de la tensión nominal a la frecuencia del sistema, con intervalo de duración desde 0.5 ciclos, hasta 3 600 ciclos, en una frecuencia de 60 Hz.

3.30 integrado de consumo: es el valor de la integral de la variable, medida con respecto al tiempo, para un intervalo de tiempo cualquiera.

3.31 integridad de los datos: garantía de que los programas, datos y parámetros no han sido modificados o alterados sin autorización durante su uso, transferencia, almacenamiento, reparación o mantenimiento.

3.32 interoperabilidad: capacidad de dos o más elementos técnicos, sistemas, dispositivos, redes, aplicaciones o componentes para trabajar juntos, comunicarse o intercambiar información y datos entre sí, con objetivos comunes, garantizando el significado preciso de la información comunicada, para que ésta pueda ser utilizada.

3.33 IRIG-270: (Inter-Range Instrumentation Group – Format B, por sus palabras en inglés), es un formato estándar para hacer referencia al tiempo que utiliza una señal portadora de 1 kHz; este formato codifica 100 pulsos por segundo (resolución de 1 ms para señal modulada y 10 ms para señal demodulada).

3.34 laboratorio de calibración acreditado y aprobado: laboratorio de calibración reconocido por una entidad de acreditación para la evaluación de la conformidad y aprobado por la dependencia correspondiente.

3.35 lenguaje xml (extensible markup language, por sus palabras en inglés): lenguaje de programación para el intercambio de información entre el medidor y los sistemas de facturación.

3.36 liquidación: cálculo de pagos y cobros para definir en cantidad líquida las operaciones realizadas en el mercado eléctrico.

3.37 medidor: instrumento que mide y registra la integral de la potencia eléctrica con respecto al tiempo del circuito eléctrico al cual está conectado.

3.38 medidor autoalimentado: medidor que toma la alimentación auxiliar directamente del circuito de medición de tensión.

3.39 medidor autocontenido: medidor en el que las terminales están arregladas para conectarse directamente al circuito que está siendo medido sin el uso de transformadores de instrumento externos, para aplicaciones que no requieren el uso de transformadores de instrumento externo.

3.40 medidor no autoalimentado: medidor que toma la alimentación auxiliar de una fuente alterna ajena al circuito de medición de tensión.

3.41 medidor tipo enchufe (socket, por su palabra en idioma inglés): medidor que cuenta con terminales, tipo bayoneta, dispuestas en su parte posterior para insertarse en las mordazas de una base tipo enchufe.

3.42 medidor tipo tablero: medidor que tiene sus dispositivos de conexión en su parte posterior sin requerir accesorios adicionales para su conexión. El montaje es de tipo embutido en el tablero.

3.43 memoria circular: espacio de memoria para almacenamiento de datos secuenciales en que el dato nuevo reemplaza al más antiguo.

3.44 multimedición: capacidad de medir dos o más parámetros eléctricos en forma integrada, instantánea o totalizada.

3.45 operación en modo de prueba: modo de operación para calibración en el que se verifica la respuesta del medidor sin alterar los valores integrados hasta el momento de cambio a otro modo.

3.46 perfil de carga: son los valores de demanda correspondientes a todos los intervalos consecutivos del lapso especificado, para un periodo determinado.

3.47 protocolo DNP3 (distributed network protocol, por sus palabras en inglés): protocolo utilizado en las comunicaciones entre estaciones maestras, unidades remotas (utr) y otros dispositivos electrónicos inteligentes (dei), que son componentes de un sistema scada.

3.48 protocolo propietario: protocolo del diseño particular del equipo que utiliza de forma exclusiva las aplicaciones de explotación, configuración y diagnóstico del medidor del propio fabricante.

3.49 puerto de comunicación: interfaz del equipo con otros aparatos o con el operador, para tener intercomunicación directa o remota.

3.50 punto de entrega - recepción: lugar específico de la red en donde se mide y registra la energía entregada o recibida por cada una de las partes.

3.51 registro: localidad de memoria en la que se almacena un dato.

3.52 registro de valores de medición: es el registro de parámetros eléctricos almacenados en intervalos de tiempo, en la memoria del medidor.

3.53 reloj interno: base de tiempo del medidor.

3.54 salidas adicionales: duplicidad de parámetros integrados o de señales de tiempo, a través de contactos de relevador de estado sólido o de relevador de mercurio; los cuales cambian de estado a una frecuencia proporcional a la variable correspondiente. Para la salida de fin de intervalo, se proporciona un cierre de contactos con duración desde 0.3 segundos hasta 30 segundos, a cada subintervalo de demanda.

3.55 sellado: medios para impedir la modificación no autorizada del instrumento o sistema de medición. Consisten de elementos adicionales, software o una combinación de ambos.

3.56 sistema de medición: los elementos de un sistema de medición de energía eléctrica son i) medidor de energía eléctrica, ii) transformadores de instrumento (tp, tc, tim, ecm, conforme al numeral 4, símbolos y abreviaturas), iii) sincronía de tiempo, iv) instalaciones inherentes al sistema de medición, y v) interoperabilidad de los sistemas de comunicación con los instrumentos de medición.

3.57 sistema de sincronía de tiempo: funcionalidad del medidor para sincronizarse con la referencia de tiempo que rige las liquidaciones del mercado.

3.58 SNTP (simple network time protocol, por sus palabras en inglés): protocolo simple de tiempo de red. Protocolo de internet utilizado para sincronizar los relojes de sistemas informáticos a través de ruteo de paquetes de redes con latencia variable. El sntp es una adaptación del ntp (network time protocol, por sus palabras en inglés) y se utiliza en dispositivos que no requieren de gran precisión.

3.59 socket: enchufe.

3.60 software: término genérico que comprende código de programa, datos y parámetros.

3.61 software propietario: aplicaciones de software cuyo diseño está orientado a la explotación de hardware y el firmware del medidor. Generalmente este software es producido por el mismo fabricante del medidor.

3.62 tarifa horaria: tarifa empleada para facturación de consumos y demandas, aplicando diferentes cargos, en distintos horarios de utilización.

3.63 tensión: valor de la tensión eléctrica suministrada al medidor.

3.64 transformadores de medida: se refiere a los transformadores de potencial o de tensión y a los transformadores de corriente.

NOTA - El término "tensión" en esta norma oficial mexicana indica el valor cuadrático medio (RCM) a menos que se especifique lo contrario.

3.65 tensión nominal (U_{nom}): es el valor de tensión especificado por el fabricante para el funcionamiento normal del medidor.

NOTA - los medidores diseñados para funcionar en una gama de valores de tensión, pueden tener más de un valor de tensión nominal.

3.66 terminal portátil: unidad para el acceso y extracción de datos y programación de medidores que es sencilla de trasladar y que, por lo tanto, se lo puede calificar como móvil.

3.67 tiempo de grabación: es la capacidad mínima que debe tener la memoria interna del equipo de medición, para grabar el perfil de carga.

3.68 valor integrado de demanda: es el valor promedio de la variable medida en un intervalo definido de tiempo.

3.69 valor integrado de demanda máxima: es el valor máximo de demanda que se presenta en un periodo determinado (normalmente un mes) considerando valores de la demanda con intervalos del mismo tamaño.

3.70 valor integrado de demanda promedio móvil o rolada: es el valor más alto seleccionado de una serie de promedios, obtenidos a su vez, de valores intercambiados de demanda (promedio móvil o rolado); bajo el criterio de obtener el promedio aritmético de "n" subintervalos de tiempo consecutivos, de manera que al dividir el tiempo total entre "n", el resultado sea un número entero.

3.71 visualización de valores instantáneos: despliegue del promedio del valor eficaz de la variable medida, obtenido para un intervalo de 1 segundo o menor.

3.72 visualización en pantalla - modo alterno: modo de visualización en pantalla para desplegado cíclico de variables preseleccionadas para verificación funcional, de puesta en servicio, revisión y mantenimiento.

3.73 visualización en pantalla - modo normal: modo de visualización en pantalla para desplegado cíclico de variables preseleccionadas para uso continuo.

3.74 error significativo: error que excede el valor del error límite aplicable.

Nota: también se consideran las siguientes fallas significativas: un cambio mayor que el valor de cambio crítico que ha ocurrido en los registros de medición debido a perturbaciones; la funcionalidad del medidor se ha deteriorado.

3.75 verificación de instalaciones: instalación que se incorpora en un instrumento de medición y que permite detectar y actuar fallos significativos.

NOTA - "actuar" se refiere a cualquier respuesta adecuada por el instrumento de medicación (señal luminosa, señal acústica, prevención del proceso de medición, etc.).

4. Términos abreviados

%	Representa una cantidad dada como una fracción en 100 partes iguales.
%ER _{CA}	Error relativo carga alta.
%ER _{CB}	Error relativo carga baja.
%ER _{CI}	Error relativo carga inductiva.
%ER _{kVA}	Error relativo de kVA expresado en porcentaje.
%ER _{kvar}	Error relativo de kvar expresado en porcentaje.
%ER _{kW}	Error relativo de kW expresado en porcentaje.
%ER _{prom}	Error relativo promedio.
%ER _{RTC}	Error relativo de la relación de transformación de corriente.
%ER _{RTP}	Error relativo de la relación de transformación de potencial.
%ER _{varh}	Error relativo varh C1.
%ER _{varh}	Error relativo varh C3.

%RR _{CA}	Registro relativo carga alta.
%RR _{CB}	Registro relativo carga baja.
%RR _{CI}	Registro relativo carga inductiva.
%RR _{kVA}	Registro relativo de kVA expresado en porcentaje.
%RR _{kvar}	Registro relativo de kvar expresado en porcentaje.
%RR _{kW}	Registro relativo de kW expresado en porcentaje.
%RR _{RTC}	Registro relativo de la relación de transformación de corriente.
%RR _{RTP}	Registro relativo de la relación de transformación de potencial.
%RR _{varh}	Registro relativo varh C1.
%RR _{varh}	Registro relativo varh C3.
°C	Grados Celsius (también conocidos como grados centígrados).
A	Ampere.
A/D	Analógico-Digital.
ABC	Secuencia de fases positiva (A-B-C) en un sistema trifásico.
ACB	Secuencia de fases negativa (A-C-B) en un sistema trifásico.
AD	Análisis de la documentación y validación del diseño.
AM	Amplitud modulada.
Ángulo de prueba	Ángulo de desfaseamiento entre la tensión y corriente de calibración.
ascii	Formato electrónico de American Standard Code for Information Interchange, por sus palabras en inglés.
Autocontenido	Sistema de medición que no incluye transformadores de corriente y de potencial.
AWG	American Wire Gauge, por sus palabras en inglés.
b	Error máximo permisible expresado como porcentaje.
Bit	Unidad de medida de cantidad de información.
Block	Bloque, grupo.
BNC	Bayonet Neill-Concelman, por sus palabras en inglés. Tipo de conector.
Burden	Carga conectada en el secundario de un TC o un TP.
Byte	Unidad de información compuesta generalmente de ocho bits.
C	Número de bobinas o sensores de corriente del medidor bajo calibración conectados en serie.
c	Coficiente de temperatura promedio.
C. A	Corriente alterna.
C. C.	Corriente continua.
C. D.	Corriente directa.
CBTL	Certification Body Testing Laboratory, por sus palabras en inglés.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CISPR	International Special Committee on Radio Interference, por sus palabras en inglés.
CRE	Comisión Reguladora de Energía.
csv	Comma-separated values, por sus palabras en inglés.
d	Factor de distorsión.
dB	Decibel.
DEI	Dispositivo Electrónico Inteligente.
DM	Demanda medida en el periodo de prueba.
DNP	Distributed Network Protocol, por sus palabras en inglés.
E	Energía.

E/S	Entrada-Salida.
ECM	Equipo combinado de medición.
e_l	Error en la temperatura inferior en el intervalo de temperatura de interés.
EMC	Compatibilidad electromagnética (Electromagnetic compatibility, por sus palabras en inglés).
E_{min}	Energía mínima.
ERD	Error relativo de demanda expresado en %.
e_u	Error en la temperatura superior en el intervalo de temperatura de interés.
f	Frecuencia.
f.p.	Factor de potencia.
f.p.3f	Factor de potencia trifásico.
f.p.a	Factor de potencia en la fase a.
f.p.b	Factor de potencia en la fase b.
f.p.c	Factor de potencia en la fase c.
f_{nom}	Frecuencia nominal.
GHz	Gigahertz.
GPS	Global Position System, por sus palabras en inglés.
h	Hora.
h	Orden armónico.
H1	Clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4.
H2	Clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4.
H3	Clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4.
Hz	Hertz.
I	Corriente eléctrica.
I_1	Componente fundamental de la señal de corriente.
I_5	5ª componente armónica de la señal de corriente.
I_a	Corriente en la fase a.
I_{ABT}	Corriente en la fase A, en baja tensión.
I_{AMT}	Corriente en la fase A, en media tensión.
I_b	Corriente en la fase b.
I_{BBT}	Corriente en la fase B, en baja tensión.
I_{BMT}	Corriente en la fase B, en media tensión.
I_c	Corriente en la fase c.
I_{CBT}	Corriente en la fase C, en baja tensión.
I_{CMT}	Corriente en la fase C, en media tensión.
IEC	International Electrotechnical Commission, por su nombre en inglés.
I_{max}	Corriente máxima.
I_{min}	Corriente mínima.
I_{nom}	Corriente nominal.
IP51	Grado de protección conforme a la IEC 60529.
IP54	Grado de protección conforme a la IEC 60529.
I_{pri}	Corriente primaria del transformador de corriente.
I_{prom}	Corriente promedio de las fases a, b y c.
IRIG-270	Inter-Range Instrumentation Group-Format B, por sus palabras en inglés.

I_{sec}	Corriente secundaria del transformador de corriente.
ISO	International Organization for Standardization, por sus palabras en inglés.
I_{st}	Corriente de arranque.
I_{tr}	Corriente de transición.
j	Unidad imaginaria que puede ser usada para extender formalmente la raíz cuadrada de números negativos.
K	Kelvin.
k	Número de pulsos por el dispositivo de salida del medidor.
K_e	Constante de integración por pulso.
kg	kilogramo.
kh_{med}	Wathoras por pulso del medidor bajo calibración.
$kh_{\text{med varh}}$	Volt ampere reactivo hora por pulso del medidor bajo calibración.
kh_{pat}	Wathoras por pulso del medidor patrón.
$kh_{\text{pat var}}$	Varhoras por pulso del medidor patrón.
$kh_{\text{pat varh}}$	Volt ampere reactivo hora por pulso del medidor patrón.
kHz	kilohertz.
kPa	kilopascal.
kV	kilovolt.
kVA_{med}	Potencia aparente resultante de los kW y kvar registrado por el medidor bajo prueba.
kVA_{reales}	Potencia aparente registrada por el analizador de redes expresada en kVA.
kvarh	kilovolt ampere reactivo hora.
$kvar_{\text{med}}$	Potencia reactiva registrada por el medidor bajo prueba expresada en kvar.
$kvar_{\text{reales}}$	Potencia reactiva registrada por el analizador de redes expresada en kvar.
kW	kilowatt.
kWh	kilowatt hora.
kW_{med}	Potencia activa registrada por el medidor bajo prueba expresada en kW.
kW_{reales}	Potencia activa registrada por el analizador de redes expresada en kW.
L	Litro.
L_1	Línea eléctrica 1.
L_2	Línea eléctrica 2.
L_3	Línea eléctrica 3.
LFMN	Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
m	Metro.
m	Número de elementos.
MHz	Megahertz.
min	Minuto.
mm	milímetro.
MMS	Manufacturing Message Specification, por sus siglas en inglés.
MPE	Error máximo permisible (maximum permissible error, por sus palabras en inglés).
ms	milisegundos.
mT	militesla.
Mt	Media tensión.
$M\Omega$	megaohm.
N	Neutro.

n	Número entero mayor que 1.
NCA	Nivel de calidad aceptable.
NCB	National Certification Body, por sus palabras en inglés.
nm	nanómetro.
NMX	Norma Mexicana.
NOM	Norma Oficial Mexicana.
NTP	Network Time Protocol, por sus palabras en inglés.
P ₁	Componente fundamental de la señal de potencia activa.
P1	Terminal primaria 1.
P2	Terminal primaria 2.
P ₅	5ª componente armónica de la señal de potencia activa.
PC	Computadora personal (Personal Computer, por sus palabras en inglés).
PEC	Procedimiento para la evaluación de la conformidad.
ppm	Partes por millón.
P _{st}	Fluctuación de tensión.
pu	En por unidad.
R	Resolución aparente del registro de energía básico expresado en Wh.
r.m.s.	Raíz cuadrática media (root mean square, por sus palabras en inglés).
RCM	Raíz cuadrática media.
reset	Reinicio.
rev _{med}	Son las revoluciones definidas para el medidor bajo prueba.
rev _{pat}	Número de revoluciones registradas por el medidor patrón.
RF	Radiofrecuencia.
RPA	Revisión, pruebas y aseguramiento de la medición.
RS	Recommended standard, por sus palabras en inglés.
RTC	Relación de transformación de TC.
RTC _{med}	Relación de transformador de corriente medido.
RTC _{placa de datos}	Relación de transformador de corriente de placa de datos.
RTP	Relación de transformación de TP.
S	Clase de exactitud S.
s	Segundo.
S1	Terminal secundaria 1.
S2	Terminal secundaria 2.
SNTP	Simple Network Time Protocol, por sus palabras en inglés.
T	Periodo.
T	Tesla.
Tap	Terminal intermedia entre devanados de un transformador con diferentes relaciones de transformación.
TC	Transformador de corriente.
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol, por sus palabras en inglés.
TE	Tercero especialista.
THD	Total Harmonic Distortion, por sus palabras en inglés.
THD A	Distorsión armónica total de corriente.
THD V	Distorsión armónica total de tensión.

TIM	Transformadores de instrumentación integrados de medición TC-TP.
t_l	Temperatura más baja en el intervalo de temperatura de interés.
TP	Transformador de potencial o tensión.
t_u	Temperatura más alta en el intervalo de temperatura de interés.
TW	Aislante de termoplástico resistente a la humedad y retardante a la flama.
UTC	Tiempo Universal Coordinado (Universal Time Coordinated, por sus palabras en inglés).
UTR	Unidad Terminal Remota (RTU, por sus siglas en inglés).
U	Tensión eléctrica.
V	Volt.
U_1	Componente fundamental de la señal de tensión.
U_5	5ª componente armónica de la señal de tensión.
U_a	Tensión de fase a neutro (fase a).
VA_a	Potencia aparente en la fase a.
VA_b	Potencia aparente en la fase b.
U_{AB}	Tensión entre fases A y B.
U_{ab}	Tensión entre fases a y b.
U_{ABT}	Tensión de la fase A, en baja tensión
VA_c	Potencia aparente en la fase c.
U_{AMT}	Tensión de la fase A, en media tensión
U_{AN}	Tensión entre fase A y neutro.
var_a	Potencia reactiva en la fase a.
var_b	Potencia reactiva en la fase b.
var_c	Potencia reactiva en la fase c.
$varh$	Volt-ampere reactivo hora.
$varh_1$	Varhoras registrados por medidor patrón en la primera corrida.
$varh_2$	Varhoras registrados por medidor patrón en la segunda corrida.
$varh_3$	Varhoras registrados por medidor patrón en la tercera corrida.
$varh_{med}$	Varhoras medidos por el medidor bajo calibración.
$varh_{pat}$	Varhoras medidos por el medidor patrón.
$varh_{prom}$	El promedio de los varhoras medidos en cada una de las tres corridas.
var_{tot}	Potencia reactiva total del sistema trifásico.
VA_{tot}	Potencia aparente total del sistema trifásico.
U_b	Tensión entre fase b y neutro.
U_{BBT}	Tensión de la fase B, en baja tensión.
U_{bc}	Tensión entre fases b y c.
U_{BC}	Tensión entre fases B y C.
U_{BMT}	Tensión de la fase B, en media tensión
U_{BN}	Tensión entre fase B y el neutro.
U_c	Tensión entre fase c y el neutro.
$U_{C.C.}$	Tensión a corriente continua.
U_{ca}	Tensión entre fases c y a.
U_{CA}	Tensión entre fases C y A.
U_{CBT}	Tensión de la fase C, en baja tensión

U_{CMT}	Tensión de la fase C, en media tensión
U_{CN}	Tensión entre la fase C y el neutro.
U_{nom}	Tensión nominal (también citado como voltaje nominal).
VPFSw	Validación por prueba funcional de las funciones de software
U_{pri}	Tensión primaria del transformador de potencial o del transformador de corriente.
U_{prom}	Tensión promedio de las fases a, b y c.
U_{RCM}	Tensión eficaz.
U_{sec}	Tensión secundaria del transformador de potencial o del transformador de corriente.
W	Watt.
W_a	Potencia activa en la fase a.
W_b	Potencia activa en la fase b.
W_c	Potencia activa en la fase c.
Wh	Whatthora.
Wh_1	Wattoras registrados por medidor patrón en la primera corrida.
Wh_2	Wattoras registrados por medidor patrón en la segunda corrida.
Wh_3	Wattoras registrados por medidor patrón en la tercera corrida.
Wh_{med}	Wattoras medidos por el medidor bajo calibración.
Wh_{pat}	Wattoras medidos por el medidor patrón.
Wh_{prom}	El promedio de los wattoras medidos en cada una de las tres corridas.
W_{tot}	Potencia activa total del sistema trifásico.e.
xls	Microsoft Excel format, por sus palabras en inglés.
XML	Extensible Markup Language, por sus palabras en inglés.
Δt	Periodo de tiempo.
θ_A	Ángulo de fase A.
θ_B	Ángulo de fase B.
θ_C	Ángulo de fase C.
Φ	Diferencia de fase entre la tensión y la corriente.
Ω	Ohm.

5. Generalidades

5.1 En la Tabla 1.1 se muestran los tipos de medidores y transformadores de medida que se pueden utilizar en el Mercado Eléctrico Mayorista y Suministro Básico; asimismo se indican los títulos que contienen los requisitos aplicables a cada uno de ellos;

Para mayor información referente a los requisitos particulares de los medidores, véase el capítulo 6.

Tabla 1.1-Medidores y sus transformadores de instrumento para el Mercado Eléctrico Mayorista y Suministro Básico

Medidor			Transformador de medida		
Tipo	Clase	Requisitos	Transformador de Corriente ^{a)}	Transformador de Potencial (inductivo o capacitivo) ^{a)}	Requisitos
Medidores de parámetros de calidad de la potencia	0.2	Títulos Segundo y Tercero	Clase 0.2S	Clase 0.2	Título Cuarto,
Medidores de energía reactiva y activa	0.2	Títulos Segundo y	Clase 0.2	Clase 0.2	Título Cuarto,

		Tercero			
Medidores de energía activa	0.5	Título Segundo	Clase 0.2	Clase 0.2	Título Cuarto,
a) Estas columnas indican la Clase de transformador de instrumento permitido para utilizarse con cada medidor. n/a = no aplica					

TÍTULO SEGUNDO

REQUISITOS GENERALES PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

6. Selección de los medidores según su uso destinado

Las funciones que deben tener los medidores, se definen de acuerdo a las necesidades de la instalación en donde serán utilizados, ya sea en centrales eléctricas o en centros de carga, considerando además el nivel de tensión de operación así como el tipo de carga y en su caso, las necesidades de monitoreo de calidad de la potencia. Véase 6.1 y 6.2.

6.1. Medidores para utilización en centrales eléctricas

Todos los medidores que se instalan en centrales eléctricas, deben cumplir con los requisitos que se indican en la Tabla 1.2, según el tipo de central eléctrica a que se destinan. Adicionalmente, de acuerdo a su uso destinado (medidor de parámetros de calidad de la potencia, medidor de energía reactiva y activa, o medidor de energía activa), deben cumplir con el capítulo correspondiente del Título Tercero.

6.2. Medidores de utilización en centros de carga

Los medidores que se instalan en centros de carga, deben cumplir con los requisitos que se indican en la Tabla 1.3, según el tipo de centro de carga a que se destinan. Adicionalmente, de acuerdo a su uso destinado (medidor de parámetros de calidad de la potencia, medidor de energía reactiva y activa, o medidor de energía activa), deben cumplir con el capítulo correspondiente del Título Tercero.

Tabla 1.2- Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centrales Eléctricas (1 de 6)

Funciones	Características	Casos Especiales ^{a)} (ejemplo: centrales eléctricas de alta variabilidad ^{b)})	Directamente modeladas			Indirectamente modeladas
			Tipo A ^{c)}	Tipo B o C ^{c)}	Tipo D ^{c)}	Tipo A ^{c)}
Medición instantánea para monitoreo	Corrientes y tensiones	✓	✓	✓	✓	✓
	Potencia instantánea	✓	✓	✓	✓	✓
	Factor de potencia	✓	✓	✓	✓	✓
	Frecuencia	✓	✓	✓	✓	✓
Medición de energía eléctrica para liquidación y facturación	Energía activa y aparente	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5
	Energía reactiva con transformador de medición	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	Energía reactiva sin transformador de medición	1	1	1	1	n/a
	Reporte: acumulador de energía cincominutal	✓	✓	✓	✓	✓
	Potencia activa, reactiva y aparente máximas	✓	✓	✓	✓	✓
	Corrientes máximas	✓	✓	✓	✓	✓
	Tensiones máximas	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 1.2-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centrales Eléctricas (2 de 6)

Funciones	Características	Casos Especiales ^{a)} (ejemplo: centrales eléctricas de alta intermitencia ^{b)})	Directamente modeladas			Indirectamente modeladas
			Tipo A ^{c)}	Tipo B o C ^{c)}	Tipo D ^{c)}	Tipo A ^{c)}
Medición de calidad de potencia Clase A	Eventos de incremento repentino de la tensión (swell)	✓	✓	✓	✓	n/a
	Eventos de decremento repentino de la tensión (sag)	✓	✓	✓	✓	n/a
	Interrupciones momentánea, temporal y sostenida	✓	✓	✓	✓	n/a
	Cambios rápidos de tensión y corriente	✓	✓	✓	✓	n/a
	Desbalance de tensión	✓	✓	✓	✓	n/a
	Variación de frecuencia	✓	✓	✓	✓	n/a
	Armónicas de tensión y corriente	✓	✓	✓	✓	n/a
	Interarmónicas de tensión y corriente	✓	✓	✓	✓	n/a
	Distorsión armónica de subgrupo (tensión y corriente)	✓	✓	✓	✓	n/a
	Parpadeo de tensión (flicker)	✓	✓	✓	✓	n/a

Tabla 1.2 - Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centrales Eléctricas (3 de 6)

Funciones	Características	Casos Especiales ^{a)} (ejemplo: centrales eléctricas de alta intermitencia ^{b)})	Directamente modeladas			Indirectamente modeladas
			Tipo A ^{c)}	Tipo B o C ^{c)}	Tipo D ^{c)}	Tipo A ^{c)}
Puertos de comunicación ^{d)}	Puerto óptico	✓	✓	✓	✓	✓
	Puerto RS 485	✓	✓	✓	✓	n/a
	Puerto ethernet TCP/IP	✓	✓	✓	✓	✓
	Alternativa: Puerto RF (incluye tecnología de datos móviles)	✓	✓	✓	✓	✓
Protocolos de comunicación	DNP3 sobre RS485 ^{h)}	✓	✓	✓	✓	✓
	DNP3 sobre TCP/IP ^{h)}	✓	✓	✓	✓	✓
	Los que se establecen en la Norma Internacional IEC 61850 ^{e)}	✓	✓	✓	✓	✓
Reinicio de demanda ^{f)}	Alternativa 1: Botón manual	✓	✓	✓	✓	✓
	Alternativa 2: Local puerto óptico	✓	✓	✓	✓	✓
	Alternativa 3: Remoto puertos de comunicación	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 1.2 - Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centrales Eléctricas (4 de 6)

Funciones	Características	Casos Especiales ^{a)} (ejemplo: centrales eléctricas de alta intermitencia ^{b)})	Directamente modeladas			Indirectamente modeladas
			Tipo A ^{c)}	Tipo B o C ^{c)}	Tipo D ^{c)}	Tipo A ^{c)}
Registros y reportes	Almacenamiento de perfil de carga	✓	✓	✓	✓	✓
	Registros horarios de parámetros eléctricos	✓	✓	✓	✓	✓
	Registro de valores promedio	✓	✓	✓	✓	✓
	Tarifa Horaria	✓	✓	✓	✓	✓
	Reportes de eventos de calidad de la potencia	✓	✓	✓	✓	n/a
	Registro de Parámetros de calidad de la potencia	✓	✓	✓	✓	n/a
	Registro de formas de onda	✓	✓	✓	✓	n/a
Despliegue de datos en pantalla ⁹⁾	Pantalla integrada en el medidor con botones de navegación ⁹⁾	✓	✓	✓	✓	✓
	Alternativa 1: Pantalla integrada en el medidor sin botones de navegación	✓	✓	✓	✓	✓
	Alternativa 2: Pantalla remota	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 1.2 - Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centrales Eléctricas (5 de 6)

Funciones	Características	Casos Especiales ^{a)} (ejemplo: centrales eléctricas de alta intermitencia ^{b)})	Directamente modeladas			Indirectamente modeladas
			Tipo A ^{c)}	Tipo B o C ^{c)}	Tipo D ^{c)}	Tipo A ^{c)}
Sincronía de tiempo	Vía IRIG B	✓	✓	✓	✓	✓
	Vía DNP3 ^{h)}	✓	✓	✓	✓	✓
	Vía NTP/SNTP	✓	✓	✓	✓	n/a
Montaje	Tipo Tablero Extraíble	✓	✓	✓	✓	n/a
	Tipo Socket	n/a	n/a	n/a	n/a	✓
Alimentación	CD / CA	✓	✓	✓	✓	n/a
	Autoalimentado	n/a	n/a	n/a	n/a	✓
Modo de medición	Polifásicos	✓	✓	✓	✓	✓
Otras funciones	Compensación de transformadores de instrumento	✓	✓	✓	✓	✓
	Compensación por pérdidas por transformación	✓	✓	✓	✓	✓
	Compensación por pérdidas en línea de transmisión o distribución	✓	✓	✓	✓	✓
	Software para extracción, procesamiento y análisis de Calidad de la potencia	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 1.2 - Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centrales Eléctricas (6 de 6)

- a) Consultar el Código de Red para identificar los casos especiales.
- b) Se consideran centrales eléctricas de alta variabilidad, las que son de tecnología solar fotovoltaica, eólica (aerogeneradores), y almacenamiento de energía (ejemplo: baterías o celdas de combustible), por mencionar algunas.
- c) Para identificar las características de los tipos de centrales eléctricas A, B, C y D, consultar la clasificación de centrales eléctricas según su capacidad, establecida en el Código de Red.
- d) En la funcionalidad de Puertos de comunicación, el puerto óptico, puerto RS 485 y puerto ethernet TCP/IP, son obligatorios en cada caso, de acuerdo con lo que se establece en esta tabla. Adicionalmente, puede incluirse la alternativa Puerto RF.
- e) En tanto no exista Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana, se deberán cumplir los requisitos que se establecen en la Norma Internacional IEC 61850 partes 6; 7-1; 7-2; 7-3; 7-4; 8-1.
- f) El medidor debe tener al menos una de las tres alternativas.
- g) En la funcionalidad de despliegue de datos en pantalla, la pantalla integrada en el medidor con botones de navegación, es obligatoria; adicionalmente, pueden incluirse las alternativas 1 y/o 2.
- h) Véase Apéndice D, parámetros para el protocolo DNP3.

n/a = No aplica

Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (1 de 9)

Funciones	Características	Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión
		Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 kW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 kW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW. Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW
Medición instantánea para monitoreo	Corrientes y tensiones	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Potencia instantánea	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Factor de potencia (intervalo de medición)	0.5 atraso a 0.5 adelanto						
	Frecuencia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	n/a
Medición para liquidación y facturación	Energía activa	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5
	Energía reactiva con transformador de instrumento	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	n/a
	Energía reactiva sin transformador de instrumento	1	1	1	1	1	1	n/a

Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (2 de 9)

Funciones	Características	Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión
		Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 kW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 kW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW. Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW
Medición acumulada periodo de cinco minutos	Energía activa, reactiva y aparente	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Unidireccional	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	✓
	Bidireccional	✓	✓	✓	✓	✓	✓	n/a
	Factor de Potencia promedio de cinco minutos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	n/a
	Potencia activa, reactiva y aparente máximas	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Corrientes máximas	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Tensiones máximas	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (3 de 9)

Funciones	Características	Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión
		Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 kW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 kW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW. Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW
Medición de calidad de potencia Clase A	Eventos de incremento repentino de la tensión (swell)	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Eventos de decremento repentino de la tensión (sag)	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Interrupciones momentánea, temporal y sostenida	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Cambios rápidos de tensión y corriente	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Desbalance de tensión	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Variación de frecuencia	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Armónicas de tensión y corriente	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Tensión de señalización	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a

Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (4 de 9)

Funciones	Características	Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión
		Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 kW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 kW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW. Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW
Medición de calidad de potencia Clase A	Interarmónicas de tensión y corriente	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Distorsión armónica de subgrupo (tensión y corriente)	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Parpadeo de tensión (flicker)	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
Puertos de comunicación	Puerto óptico	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Puertos RS 485	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Puerto ethernet TCP/IP	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ^{b)}
	Puerto RF (Incluye tecnología de datos móviles)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	✓ ^{b)}

Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (5 de 9)

Funciones	Características	Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión
		Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 kW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 kW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW. Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW
Protocolos de comunicación	DNP3 sobre RS485 ^{f)}	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	DNP3 sobre TCP/IP ^{f)}	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Los que se establecen en la Norma Internacional IEC 61850 ^{c)}	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
Registros y reportes	Almacenamiento de perfil de carga	✓	✓	✓	✓	✓	✓	n/a
	Registros horarios de parámetros eléctricos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	n/a
	Registro de valores promedio	✓	✓	✓	✓	✓	✓	n/a
	Tarifa Horaria	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	n/a
	Reportes de calidad de energía	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Reportes de eventos de calidad de energía	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a

Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (6 de 9)

Funciones	Características	Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión
		Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 kW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 kW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW. Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW
Registros y reportes	Registro de Parámetros de calidad de energía	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Registro de formas de onda	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
Reinicio de demanda ^{d)}	Alternativa 1: Botón manual	n/a	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Alternativa 2: Local puerto óptico	n/a	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Alternativa 3: Remoto puertos de comunicación	n/a	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
Despliegue de datos en pantalla	Pantalla integrada en el medidor con botones de navegación	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ^{e)}	n/a
	Pantalla integrada en el medidor sin botones de navegación	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	✓ ^{e)}	✓ ^{e)}
	Pantalla remota	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	✓ ^{e)}

Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (7 de 9)

Funciones	Características	Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión
		Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 kW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 kW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW. Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW
Sincronía de tiempo o estampa de tiempo	Vía sistema de adquisición de datos del medidor	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	✓
	Vía IRIG B	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Vía DNP3 ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Vía NTP/SNTP	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
Montaje	Tipo Tablero Fijo	n/a	✓ (para media y baja tensión)	n/a	n/a	✓	✓	n/a
	Tipo Tablero Extraible	✓	✓ (para alta, media y baja tensión)	✓	✓	n/a	n/a	n/a
	Tipo Socket	n/a	✓ (para alta, media y baja tensión)	n/a	n/a	✓	✓	✓
Modo de medición	Polifásicos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (8 de 9)

Funciones	Características	Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión
		Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 kW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 kW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW. Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW
Alimentación	CD / CA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Autoalimentado	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	✓
Otras funciones	Compensación de transformadores de instrumento	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Compensación por pérdidas por transformación	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Compensación por pérdidas en línea de transmisión o distribución	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Software para extracción, procesamiento y análisis de las magnitudes medidas	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (9 de 9)

- a) Ejemplos de centros de carga con demanda fluctuante o intermitente son: fundidoras y procesos electrolíticos.
- b) Para las cargas en baja y media tensión, demanda del centro de carga < 75 kW, el puerto óptico es obligatorio; adicionalmente, se debe incluir otro puerto de comunicación, el cual puede ser puerto ethernet TCP/IP o puerto RF.
- c) En tanto no exista Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana, se deberán cumplir los requisitos que se establecen en la Norma Internacional IEC 61850 partes 6; 7-1; 7-2; 7-3; 7-4; 8-1.
- d) El medidor debe tener al menos una de alternativas que se indican.
- e) Para los casos señalados con el superíndice ^{e)}, el medidor debe incluir alguna de las dos opciones señaladas.
- f) Véase Apéndice D, Parámetros para el protocolo DNP3.

n/a = No aplica

7. Requisitos metrológicos para los medidores

7.1 Unidades de medida

Las unidades para medición de energía eléctrica activa deben ser al menos una de las siguientes: Wh, kWh, MWh o GWh.

7.2 Condiciones nominales de operación

En la Tabla 1.4 se especifican las condiciones nominales de operación de los medidores.

7.3 Requisitos de exactitud

7.3.1 Generalidades

En el instructivo o manual de uso del medidor debe especificarse la clase de exactitud del mismo.

El error del medidor no debe exceder el error máximo permisible para la clase especificada, bajo condiciones nominales de operación.

Cuando el medidor se exponga a disturbios o perturbaciones, no deben producirse fallas significativas.

Una falla no se considera falla significativa si es detectada y alertada por medio de un dispositivo de detección. En caso de que se produzca tal evento, el medidor debe indicarlo claramente.

NOTA-Una indicación de falla significativa puede ser una luz intermitente durante el evento o falla.

7.3.2 Dirección del flujo de energía

Cuando en las características del equipo se especifique que un medidor es capaz de medir el flujo de energía de forma bidireccional, el medidor deberá registrar correctamente el flujo de energía media en ambos sentidos tanto positivo como negativo, así como cumplir los requisitos de esta norma para el flujo de energía en ambos sentidos. La polaridad del flujo de energía debe estar definida en las instrucciones de conexión del medidor.

El flujo de energía media se refiere a la potencia activa integrada durante al menos un ciclo de la frecuencia nominal.

El medidor, debe ser capaz de medir en alguna de las formas siguientes:

- a)** Bidireccional con dos registros: medidor especificado como capaz de medir el flujo de energía tanto positivo como negativo y colocar los resultados en diferentes registros. Cuando el flujo cambia de dirección, el registro de energía debe ocurrir en el registro correcto; o
- b)** Unidireccional con un único registro: medidor especificado como capaz de medir el valor absoluto del flujo de energía media. Este medidor, registra toda la energía como energía consumida, independientemente de la dirección verdadera del flujo de energía o de cómo está conectado el mismo.

NOTA-Los términos "único registro" y dos registros", se refiere a los registros de energía. Pueden existir otros registros, por ejemplo, para almacenamiento de tarifas o fases.

Tabla 1.4-Condiciones nominales de operación

Condición o magnitud	Valores, intervalos										
Frecuencia	$f_{nom} \pm 2\%$; en donde: $f_{nom} = 60$ Hz.										
Tensión	$U_{nom} \pm 10\%$; en donde: U_{nom} debe ser la que se especifica en la NMX-J-098-ANCE.										
Corriente	<p>I_{max}: 10 A, 20 A, 100 A, 200 A, 320 A, 480 A; Para los directamente conectados, $I_{nom} = I_b = 2.5$ A, 5 A, 15 A, 30 A, 50 A; Para los conectados a través de transformador, $I_{nom} = 1$ A, 1.5 A, 2 A, 2.5 A, 5 A; I_{tr}, I_{min}, e I_{st} se determinan en las especificaciones del medidor y deben cumplir con lo que se indica a continuación:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo de conexión</th> <th>Clase de exactitud 0.2 y 0.5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Sin transformador (conectado directamente)</td> <td>$I_{max} / I_{tr} \geq 50$</td> </tr> <tr> <td>$I_{max} / I_{min} \geq 250$</td> </tr> <tr> <td>$I_{max} / I_{st} \geq 1\ 250$</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Con transformador</td> <td>$I_{max} / I_{tr} \geq 24$</td> </tr> <tr> <td>$I_{max} / I_{min} \geq 120$</td> </tr> <tr> <td>$I_{max} / I_{st} \geq 1\ 200$</td> </tr> </tbody> </table>	Tipo de conexión	Clase de exactitud 0.2 y 0.5	Sin transformador (conectado directamente)	$I_{max} / I_{tr} \geq 50$	$I_{max} / I_{min} \geq 250$	$I_{max} / I_{st} \geq 1\ 250$	Con transformador	$I_{max} / I_{tr} \geq 24$	$I_{max} / I_{min} \geq 120$	$I_{max} / I_{st} \geq 1\ 200$
Tipo de conexión	Clase de exactitud 0.2 y 0.5										
Sin transformador (conectado directamente)	$I_{max} / I_{tr} \geq 50$										
	$I_{max} / I_{min} \geq 250$										
	$I_{max} / I_{st} \geq 1\ 250$										
Con transformador	$I_{max} / I_{tr} \geq 24$										
	$I_{max} / I_{min} \geq 120$										
	$I_{max} / I_{st} \geq 1\ 200$										
Factor de potencia	De 0.5 a 1, en atraso; de 1 a 0.5, en adelanto; Para los medidores bidireccionales, los límites del intervalo de factor de potencia son válidos en ambas direcciones.										
Temperatura (valores para medidores de uso interior y exterior)	Límite inferior de temperatura: - 25 °C; Límite superior de temperatura: + 70 °C.										
Humedad y agua	En el manual o instructivo del medidor, debe definirse el grado de protección del mismo, de acuerdo a la clase de medio ambiente a que está destinado, considerando lo siguiente: H1, lugares cerrados en donde los instrumentos no están sometidos a condensación de agua, precipitación o formaciones de hielo: Protección IP51; H2, lugares cerrados en donde los instrumentos pueden estar sometidos a agua condensada, agua de fuentes distintas a la lluvia y/o formaciones de hielo: Protección IP54; H3, lugares abiertos con condiciones climáticas promedio: Protección IP54.										
Modos de conexión	El medidor puede ser de conexión directa, a través de transformadores de corriente o a través de transformadores de corriente y de potencial, lo cual debe indicarse en su instructivo o manual. El modo de conexión debe ser polifásico y las configuraciones se apegarán a los manuales regulatorios expedidos para este fin (monofásico de dos hilos, 1 elemento; bifásico de tres hilos, 2 elementos; trifásico de cuatro hilos, 3 elementos).										
Armónicas	Se permite que la tensión y la corriente se desvíen de la forma sinusoidal, tal como se especifica en los requisitos de 7.3.5 y de la Tabla 1.7, magnitud de influencia "Armónicos en circuitos de tensión y corriente".										
Balance de carga	El balance de carga debe permitir variar desde las condiciones totalmente balanceadas hasta a la corriente en un solo circuito de corriente para medidores polifásicos y para medidores monofásicos de 3 hilos.										

7.3.3 Errores base máximos permisibles

El error intrínseco (expresado en porcentaje) debe estar dentro del error base máximo permisible establecido en la Tabla 1.5, cuando se varíe la corriente y el factor de potencia dentro de los límites indicados en esa tabla (intervalo de operación), y cuando el medidor esté operando en condiciones diferentes a las condiciones de referencia.

Tabla 1.5-Errores base máximos permisibles y requisitos sin carga

Corriente	Factor de potencia	Errores base máximos permisibles (%)	
		Clase 0.5	Clase 0.2
$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	Unitario	± 0.5	± 0.2
	0.5 a 1, en atraso; de 1 a 0.5, en adelante	± 0.6	± 0.3
$I_{min} \leq I < I_{tr}$	Unitario	± 1.0	± 0.4
	0.5 a 1, en atraso; de 1 a 0.8, en adelante	± 1.0	± 0.5
$I_{st} \leq I < I_{min}$	Unitario	± 1.0 I_{min}/I	± 0.4 I_{min}/I

7.3.4 Sin carga

No debe registrarse ningún valor de energía significativa en condiciones sin carga. Lo anterior se comprueba mediante el método de prueba que se indica en el 10.3.4.

Se permite que el medidor se detenga para corrientes inferiores a I_{st} .

7.3.5 Efectos permitidos de las magnitudes de influencia

Cuando el medidor opera en condiciones diferentes a las condiciones de referencia, el coeficiente de temperatura del medidor debe cumplir los requisitos que se establecen en la Tabla 1.6.

Tabla 1.6- Límites para el error del coeficiente de temperatura

Magnitud de influencia	Factor de Potencia	Límites para el coeficiente de temperatura (%/K) para medidores de clase	
		0.5	0.2 ^{a)}
Coeficiente de temperatura (%/K), sobre cualquier intervalo, dentro del intervalo de temperatura, el cual no sea inferior a 15 K ni superior a 23 K, para la corriente $I_{tr} \leq I \leq I_{m\acute{a}x}$	1	± 0.03	± 0.01
	0.5 en atraso	± 0.05	± 0.02

^{a)} Estos valores se duplican por debajo de -10 °C.

Cuando la corriente de carga y el factor de potencia se mantienen constantes en un punto dentro del intervalo de las condiciones nominales de operación, con el medidor funcionando en condiciones diferentes a las condiciones de referencia y cualquier magnitud de influencia varía desde su valor en condiciones de referencia hasta sus valores extremos definidos en la Tabla 1.7, la variación de error debe ser tal que el error porcentual adicional, esté dentro del límite de error de cambio indicado en la Tabla 1.7. El medidor debe continuar funcionando después de la finalización de cada una de estas pruebas.

7.3.6 Efectos permitidos en disturbios

7.3.6.1 Generalidades

El medidor debe resistir los disturbios que puedan presentarse en condiciones de uso normal. Como se indica en 7.3.1, no deben presentarse fallas significativas para cualquier disturbio de los que se indican en la Tabla 1.8.

7.3.6.2 Disturbios

Cualquier error de cambio mayor que el establecido en la Tabla 1.8, constituye una falla significativa. Si se utiliza un medidor en las condiciones descritas en la Tabla 1.8 y no se aplica corriente, un cambio en los registros o pulsos de la salida de prueba no se considera como una falla significativa; si el cambio en los registros o la energía equivalente de la salida de prueba, expresada en kWh, es menor que $m \cdot U_{nom} \cdot I_{max} \cdot 10^{-6}$ (valor de cambio crítico), donde m es el número de elementos de medición, U_{nom} se expresa en volt, e I_{max} en ampere.

7.4 Requisitos para intervalos y tarifas

Los medidores deben ser capaces de medir y almacenar los datos de al menos las mediciones establecidas en las Tablas 1.1 y 1.2, según corresponda. El periodo mínimo de almacenamiento de esos datos debe ser de treinta y cinco días. Asimismo, la suma de los datos de intervalos debe ser equivalente al valor acumulado del registro durante el mismo periodo. Los relojes internos de los medidores de intervalos y de tarifas múltiples deben cumplir con la IEC 62054-21, en tanto no exista norma mexicana.

En el caso de los medidores de tarifas múltiples, sólo un registro único (además del registro acumulativo), debe estar activo en cualquier momento. La suma de los valores registrados en cada registro multitarifa será igual al valor registrado en el registro acumulado.

7.5 Marcado de la placa de datos del medidor

La placa de datos del medidor debe contener al menos la información siguiente:

- a) Nombre del fabricante;
- b) Tensión nominal U_{nom} ;
- c) Corriente máxima I_{max} ;
- d) Corriente de transición I_{tr} ;
- e) Corriente mínima I_{min} ;
- f) Sello(s) de aprobación;
- g) Número de serie;
- h) Número de fases;
- i) Número de hilos;
- j) Multiplicador de registro (si es distinto de uno);
- k) Constante(s) del medidor;
- l) Año de fabricación;
- m) Clase de exactitud;
- n) Dirección del flujo de energía, si el medidor es bidireccional o unidireccional. No se requiere ninguna indicación si el medidor es capaz de medir solamente el flujo de energía de dirección positiva;
- o) Modelo del medidor;
- p) Intervalo de temperatura;
- q) Información de protección de humedad y agua;
- r) Información de protección de impulso de tensión;
- s) Frecuencia nominal f_{nom} ;
- t) El (los) modo(s) de conexión para los que se especifica el medidor;
- u) Identificación unívoca de las terminales de conexión para distinguir cada una de las terminales.

Las placas de datos deben ser indelebles, claras y legibles desde el exterior del medidor. Las placas de datos de los medidores destinados a operar en lugares exteriores deben soportar la radiación solar. Pueden marcarse múltiples valores de U_{nom} y f_{nom} si así lo requiere la funcionalidad del medidor.

Si el número de serie está fijado a piezas desmontables, el número de serie también debe proporcionarse en una posición en la que no se disocie fácilmente de las partes que determinan las características metrológicas.

Tabla 1.7 - Límite de error de cambio debido a las magnitudes de influencia (1 de 2)

Magnitud de influencia	Valor	Valor de la corriente	Factor de potencia	Límite de error de cambio (%) para medidores de clase	
				0.5	0.2
Auto calentamiento	Corriente continua en I_{max}	I_{max}	1; 0.5 en atraso	± 0.25	± 0.1
Balance de carga ^{a)}	Corriente en un solo circuito de corriente	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	1	± 0.7	± 0.3
			0.5 en atraso	± 1.0	± 0.5
Variación de tensión ^{b)}	$U_{nom} \pm 10\%$	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	1	± 0.2	± 0.1
			0.5 en atraso	± 0.4	± 0.2
Variación de frecuencia	$f_{nom} \pm 2\%$	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	1	± 0.2	± 0.1
			0.5 en atraso	± 0.2	± 0.1
Armónicas en circuitos de tensión y corriente	d es 0 – 40% I , 0 es 5% – V ^{c)}	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	1	± 0.3	± 0.2
Variaciones severas de tensión	$0.8U_{nom} \leq U < 0.9U_{nom}$	$10I_{tr}$	1	± 0.6	± 0.3
	$1.1U_{nom} \leq U \leq 1.15U_{nom}$			+10 a – 10	
	$U < 0.8U_{nom}$				
Interrupción de una o dos fases ^{d)}	Remoción de una o dos fases	$10I_{tr}$	1	± 1.0	± 0.5
Sub-armónicas en el circuito de corriente de c.a.	Señal de corriente de igual potencia con presencia de sub-armónicas	$10I_{tr}$	1	± 0.75	± 0.5
Armónicas en el circuito de corriente de c.a.	Control de fase en 90 grados	$10I_{tr}$	1	± 0.5	± 0.4
Secuencia de fase invertida	Dos fases cualquiera intercambiadas	$10I_{tr}$	1	± 0.1	± 0.05

Tabla 1.7 - Límite de cambio de error debido a las magnitudes de influencia (2 de 2)

Magnitud de influencia	Valor	Valor de la corriente	Factor de potencia	Límite de cambio de error (%) para medidores de clase	
				0.5	0.2
Inducción magnética de c.c. de origen externo ^{e)}	200 mT a 30 mm de la superficie del núcleo ^{e)}	$10I_{tr}$	1	± 0.75	± 0.5
Campo magnético (de c.a., frecuencia de alimentación) de origen externo	400 A/m	$10I_{tr}, I_{max}$	1	± 0.5	± 0.25
Campos electromagnéticos de RF radiados	$f = 80$ a 6 000 MHz, intensidad del campo ≤ 10 V/m	$10I_{tr}$	1	± 1.0	± 1.0
Disturbios conducidos, inducidos por campos de radiofrecuencia ^{f)}	$f = 0.15$ a 80 MHz, Amplitud ≤ 10 V	$10I_{tr}$	1	± 1.0	± 1.0
Corriente continua en el circuito de corriente de c.a. ^{g)}	Corriente sinusoidal, doble de amplitud, rectificadora media onda; $I \leq \frac{I_{max}}{\sqrt{2}}$	$\frac{I_{max}}{\sqrt{2}}$	1	± 1.5	± 1.0
Armónicas de orden alto	Superpuesta: $0.02U_{nom}; 0.1I_{tr};$ $15f_{nom}$ a $40f_{nom}$	$10I_{tr}$	1	± 0.5	± 0.5

Tabla 1.8 - Disturbios (1 de 2)

Magnitud de disturbio	Nivel de disturbio	Requisitos	Limite de cambio de error (%) para medidores de clase	
			0.5	0.2
Campo magnético (C.A., frecuencia de alimentación) de origen externo	$1\ 000 \frac{A}{m}, 3\ s$	Ninguna falla significativa	---	---
Descargas electrostáticas	8 kV descarga de contacto 15 kV descarga de aire	Ninguna falla significativa	---	---
Transitorios rápidos	Circuitos de tensión y corriente: 4 kV Circuitos auxiliares: 2 kV	Ninguna falla significativa	2.0	1.0
Decrementos súbitos de tensión	Prueba a: 30 %, 0.5 ciclos Prueba b: 60 %, 1 ciclo Prueba c: 60 %, 30 ciclos	Ninguna falla significativa	---	---
Interrupciones de tensión	0 %, 300 ciclos	Ninguna falla significativa	---	---
Campos electromagnéticos, RF, radiados	$f = 80\ a\ 6\ 000\ MHz, 30 \frac{V}{m}$, amplitud modulada, sin corriente.	Ninguna falla significativa	---	---
Sobretensiones en la línea de alimentación eléctrica de C.A.	Circuitos de tensión: 2 kV línea a línea, 4 kV línea a tierra Circuitos auxiliares: 1 kV línea a línea, 2 kV línea a tierra	Ninguna falla significativa	---	---
Prueba de inmunidad de ondas oscilatorias amortiguadas ^{a)}	Circuitos de tensión: 2.5 kV en modo común, 1.0 kV en modo diferencial	Ninguna falla significativa. La funcionalidad del medidor no debe ser perturbada	2.0	1.0
Sobre-corriente de corta duración	Medidores conectados directamente: $30\ I_{max}$ Medidores operados con transformador: $20\ I_{max}$	Ninguna falla significativa. No debe ocurrir ningún daño.	Conectado directamente	
			0.05	0.05
Tensión de impulso	3 kV ($\leq 100\ V$); 6 kV ($\leq 150\ V$); 10 kV ($\leq 300\ V$); 12 kV ($\leq 600\ V$).	Ninguna falla significativa. Sin daño al medidor	Operados con transformador	
			0.05	0.05
Falla a tierra ^{b)}	Falla a tierra en una fase	Ninguna falla significativa. Sin daño y debe operar correctamente	0.3	0.1
Operación de dispositivos auxiliares	Dispositivos auxiliares operados con $I = I_{min}\ e\ I_{max}$	Ninguna falla significativa	$\frac{1}{3}$ base mpe	$\frac{1}{2}$ base mpe

Tabla 1.8 - Disturbios (2 de 2)

Magnitud de disturbio	Nivel de disturbio	Requisitos	Límite de cambio de error (%) para medidores de clase	
			0.5	0.2
Vibraciones	Vibración en tres ejes perpendiculares entre sí	Ninguna falla significativa. La función del medidor no debe afectarse	½ base mpe	½ base mpe
Impacto	Forma del pulso: medio seno, Aceleración pico: 300 ms ⁻² , Duración del pulso: 18 ms	Ninguna falla significativa	½ base mpe	½ base mpe
Protección contra radiación solar	0.76 W·m ⁻² ·nm ⁻¹ a 340 nm, con ciclado para 66 días	Sin alteración en la apariencia o deterioro de la funcionalidad, propiedades metrológicas y sellado.	---	---
Protección contra el ingreso de polvo	IP 5x, chasis categoría 2	Sin interferencia con el correcto funcionamiento o deterioro de la seguridad, incluyendo el recorrido a lo largo de las distancias de fuga.	---	---
Calor seco	Una temperatura estándar más alta que el límite superior de temperatura especificado, 2 h	Ninguna falla significativa	½ base mpe	½ base mpe
Frio	Una temperatura estándar más baja que el límite inferior de temperatura especificado, 2 h	Ninguna falla significativa	½ base mpe	½ base mpe
Calor húmedo	H1: 30 °C, 85 %; H2: Cíclico de 25 °C, 95 % a 40 °C, 93 %; H3: Cíclico de 25 °C, 95 % a 55 °C, 93 %.	Ninguna falla significativa. Sin evidencia de un daño mecánico o corrosión.	± 0.05	± 0.05
Agua	Solamente para H3, 0.07 L/min (por boquilla), 0 ° y 180 °, 10 min	Ninguna falla significativa. Sin evidencia de un daño mecánico o corrosión.	---	---
Durabilidad	Alta corriente y/o temperatura durante un período de tiempo sostenido	Ninguna falla significativa	½ base mpe	½ base mpe
a)	Solamente para medidores operados por transformador;			
b)	Sólo para los medidores trifásicos de cuatro hilos operados con transformador destinados a ser utilizados en redes equipadas con neutralizadores de falla a tierra.			

7.6 Protección de propiedades metrológicas

7.6.1 Generalidades

7.6.1.1 El medidor debe contar con medios de protección que imposibiliten intervenciones no autorizadas al hardware o al software del mismo, así como cualquier modificación o alteración de las propiedades metrológicas y de los registros de información.

7.6.1.2 Todos los medios de protección metrológica de un medidor destinado a utilizarse en exteriores, deben soportar la radiación solar.

7.6.1.3 El Transportista o Distribuidor debe administrar y resguardar los sellos mecánicos para evitar el acceso no autorizado al software, parámetros y registro de comprobación de evento de la instalación.

7.6.2 Identificación del software

El software legalmente relevante de un medidor debe estar claramente identificado con la versión del software u otra señal. La identificación puede consistir de más de una parte, pero al menos una parte debe ser dedicada a propósitos legales.

La identificación debe ser parte del propio software, es decir, debe ser imposible separarla del mismo; debe presentarse mediante comando o desplegarse visualmente durante la operación.

Como excepción, una impresión de la identificación del software en el medidor, debe considerarse una solución aceptable si satisface las tres condiciones siguientes:

- a)** La interfaz de usuario no tiene ninguna capacidad de control para activar la indicación de la identificación del software en la pantalla;
- b)** El medidor no tiene una interfaz para comunicar la identificación del software, y
- c)** Después de la fabricación del medidor no es posible un cambio del software, o sólo es posible si el hardware o un componente de hardware también se cambia.

Es responsabilidad del fabricante del medidor, asegurar que la identificación del software se encuentre marcada correctamente en el medidor.

La identificación del software y los métodos de identificación deben estar establecidos en el certificado de aprobación de modelo o prototipo.

7.6.3 Protección del software

7.6.3.1 Prevención contra uso indebido

El medidor debe estar construido de forma que las posibilidades de uso involuntario, accidental o intencional sean mínimas.

7.6.3.2 Prevención contra fraude

7.6.3.2.1 El software legalmente relevante debe estar protegido contra modificaciones, cargas o cambios no autorizados ocasionados por el intercambio el dispositivo de memoria. El medidor debe contar con medios de seguridad, tal como sello mecánico o electrónico; asimismo, debe protegerse el medidor con la opción para cargar software o parámetros.

7.6.3.2.2 Se permite que, sólo las funciones que se encuentran claramente documentadas, de conformidad 10.2.1, sean activadas por la interfaz de usuario, las cuales deben ser realizadas de forma que no permitan el uso fraudulento.

7.6.3.2.3 La protección del software comprende un sellado apropiado, ya sea por medios mecánicos, electrónicos y/o medios criptográficos, que impida una intervención no autorizada.

Ejemplos:

1. Cuando un software se almacena en un dispositivo de memoria de solo lectura que mecánicamente no sea posible remover.

2. Cuando se usan métodos criptográficos simples, como el cifrado de la transferencia de datos entre el medidor y el software de explotación de datos instalado en una computadora, únicamente este programa conoce la clave y puede leer, descifrar y utilizar los registros de la medición. Se debe imposibilitar el acceso con cualquier otro software que intente acceder de forma no autorizada.
3. Los parámetros específicos del medidor únicamente se pueden ajustar o elegir en un modo operativo concreto del medidor. Se pueden clasificar como aquellos que deberían estar protegidos (inalterables) y aquellos accesibles para una persona autorizada (parámetros configurables), por ejemplo, el propietario del medidor o el proveedor del producto. Los parámetros específicos del modelo tienen valores idénticos para todos los ejemplares de un modelo. Se fijan en la aprobación de modelo del medidor.

7.6.4 Protección de parámetros

7.6.4.1 Los parámetros que fijen las características legalmente relevantes del medidor deben estar protegidos contra modificaciones no autorizadas. Para fines de verificación, se deben visualizar o imprimir los parámetros de ese momento.

Los parámetros específicos del dispositivo son ajustables o seleccionables sólo en un modo de funcionamiento específico del medidor. Se clasifican como aquellos que deben estar protegidos (inalterables) y aquellos que son accesibles (parámetros ajustables) por una persona autorizada, por ejemplo, el propietario del instrumento, Unidad de Verificación o reparador.

Los parámetros específicos tienen valores idénticos para todos los especímenes de un modelo de medidor. Estos parámetros se establecen en la aprobación de modelo o prototipo del medidor.

Una contraseña simple no es una solución técnicamente aceptable para proteger parámetros.

Las personas autorizadas deben tener acceso a un conjunto limitado de parámetros específicos del medidor. Este conjunto de parámetros específicos del dispositivo y sus limitaciones o reglas de acceso deben estar claramente documentadas.

7.6.4.2 La puesta a cero del registro que almacena la energía total medida es considerada como una modificación de un parámetro específico del dispositivo.

El Transportista o Distribuidor únicamente realizará la puesta a cero aplicable a los parámetros específicos del medidor.

7.6.4.3 Al modificar un parámetro específico del dispositivo, el medidor debe dejar de registrar la energía.

7.6.4.4 El medidor debe contar con un mecanismo para registrar automáticamente y de forma inalterable cualquier ajuste del parámetro específico del dispositivo, por ejemplo, un registro auditable. El instrumento debe ser capaz de presentar los datos registrados.

Los medios de trazabilidad y los registros son parte del software legalmente relevante y deben ser protegidos como tales. El software empleado para mostrar registros auditables pertenece al software legalmente relevante.

Un contador de eventos no es una solución técnicamente aceptable.

7.6.5 Separación de dispositivos electrónicos y subconjuntos o módulos

Las partes metrológicamente críticas de un medidor, ya sean partes de software o de hardware, no deben ser influenciadas inadmisiblemente por otras partes del medidor.

7.6.5.1 Los subconjuntos o dispositivos electrónicos del medidor que desempeñen funciones legalmente relevantes deben estar identificados, definidos y documentados. Éstos constituyen la parte legalmente relevante del sistema de medición. Cuando no esté identificado el subconjunto que desempeña funciones legalmente relevantes, se considerará que todos los subconjuntos cumplen funciones con implicaciones legales.

Ejemplo:

Un medidor que está equipado con una interfaz óptica para conectar un dispositivo electrónico para leer valores de medición. El medidor almacena todas las cantidades relevantes y mantiene los valores disponibles para su lectura durante un periodo de tiempo suficiente. En este sistema sólo el medidor es el dispositivo legalmente relevante. Pueden existir otros dispositivos legalmente no relevantes y pueden estar conectados a la interfaz del instrumento siempre que se cumpla el requisito para ello.

7.6.5.2 Durante las pruebas de modelo o prototipo, se debe demostrar que las funciones y datos relevantes de los subconjuntos y dispositivos electrónicos no son influenciados inadmisiblemente por los comandos recibidos a través de la interfaz.

Esto implica que hay una asignación inequívoca de cada comando para todas las funciones iniciadas o cambios de datos en el subconjunto o dispositivo electrónico.

Si los subconjuntos o dispositivos electrónicos "legalmente relevantes" interactúan con otros subconjuntos o dispositivos electrónicos "legalmente relevantes", debe consultarse 7.6.7.

Ejemplos:

1. El software del medidor se encuentra habilitado para recibir órdenes o comandos para seleccionar las magnitudes requeridas. Combina el valor de medición con información adicional (por ejemplo, estampa de tiempo, unidad) y envía este conjunto de datos al dispositivo solicitante. El software sólo acepta comandos para la selección de cantidades permitidas válidas y descarta cualquier otro comando, enviando sólo un mensaje de error.
2. En el interior de la carcasa que puede estar sellado, hay un interruptor que define el modo de operación del medidor: una posición del interruptor indica el modo verificado y en la otra el modo no verificado (puede haber sellos mecánicos u otros). Al interpretar los comandos recibidos, el software comprueba la posición del interruptor: en el modo no verificado el conjunto de comandos que acepta el software es extendido en comparación con el modo descrito anteriormente, por ejemplo, puede ser posible ajustar el factor de calibración por un comando que se descarta en el modo verificado.

7.6.6 Separación de partes de software

7.6.6.1 Todos los módulos del software (programas, subrutinas, objetos, entre otros), que desempeñan funciones con implicaciones legales o que contienen dominios de datos legalmente relevantes forman la parte del software legalmente relevante de un medidor, lo cual se identifica como se describe en 7.6.2. Si no se identifican los módulos de software que desempeñan funciones con implicaciones legales, todo el software se debe considerar legalmente relevante.

7.6.6.2 Si la parte del software legalmente relevante se comunica con otras partes de software, se debe definir una interfaz del software. Toda la comunicación se debe realizar exclusivamente a través de esa interfaz. La parte legalmente relevante del software y la interfaz deben estar claramente documentados. Todas las funciones legalmente relevantes y los dominios de datos del software deben estar descritos para permitir que la autoridad encargada de la aprobación de modelo o prototipo decida la separación correcta del software.

7.6.6.3 El dominio de datos que forma la interfaz del software, incluyendo el código que exporta desde la parte legalmente relevante al dominio de datos de interfaz y el código que importa desde la interfaz a la parte legalmente relevante debe estar definido y documentado. La interfaz de software declarada no debe eludirse.

7.6.6.4 Debe haber una asignación inequívoca de cada comando a todas las funciones iniciadas o cambios de datos en la parte legalmente relevante del software. Los comandos que se comuniquen a través de la interfaz de software deben declararse y documentarse. Sólo se permite que los comandos documentados sean activados a través de la interfaz de software. El fabricante, importador o similar, debe declarar íntegramente la documentación de los comandos.

7.6.7 Almacenamiento de datos, transmisión a través de sistemas de comunicación**7.6.7.1 Generalidades**

Los valores de los registros de medición, así como los datos integrados y almacenados en el medidor, serán utilizados en los sistemas de comunicación del Suministrador, Transportista, Distribuidor y del CENACE, por lo que el medidor debe tener los puertos de comunicación indicados en las Tablas 1.2 y 1.3, según corresponda.

7.6.7.1.1 Los valores y datos de medición almacenados o transmitidos, deben contener al menos la información siguiente, para ser empleada en los procesos legalmente relevantes:

- a) Valor de la magnitud medida y su unidad;
- b) Registro de fecha y hora de la medición;
- c) Parámetros de localización de la medición;
- d) Identificación del medidor;
- e) Identificación inequívoca de la medición (ejemplo: números consecutivos que permiten asignar los valores impresos en una factura).

7.6.7.1.2 Protección de datos

Los datos deben estar protegidos por medio de software, para garantizar la autenticidad, integridad y la exactitud de la información relativa al momento de la medición. El software que muestra o procesa los valores de medición y los datos que lo acompañan, debe comprobar el tiempo de la medición, así como la autenticidad e integridad de los datos después de haberlos leído de un medio del almacenamiento no protegido, o después de haberlos recibido de un canal de transmisión no protegido. Cuando se detecta una irregularidad, los datos deben descartarse o marcarse como no utilizables.

Las claves confidenciales utilizadas para proteger los datos deben mantenerse secretas y seguras en el medidor. Deberán proporcionarse medios de protección para que estas claves sólo puedan ser introducidas o leídas si se rompe un sello.

7.6.7.1.3 Los módulos de software que preparan datos para almacenarse o enviarse, o que comprueban los datos después de leerse o recibirse, pertenecen a la parte legalmente relevante del software.

7.6.7.2 Almacenamiento automático

7.6.7.2.1 Los datos de medición deben almacenarse automáticamente cuando se termina o finaliza la medición, es decir, cuando se ha generado el valor final. Cuando el valor final proviene de un cálculo, todos los datos necesarios para el cálculo deben almacenarse automáticamente junto con el valor final.

7.6.7.2.2 El dispositivo de almacenamiento debe tener la capacidad para asegurar que los datos no se corrompan o dañen en condiciones normales de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento de memoria, debe ser suficiente para almacenar los datos de medición, los valores finales y los datos usados para los cálculos por al menos treinta y cinco días.

7.6.7.2.3 Se permite eliminar los datos almacenados cuando:

- a) El CENACE, Transportista, Distribuidor o Suministrador determine que la transacción se ha liquidado; o
- b) Esos datos deben ser impresos por un dispositivo de impresión sujeto a control legal.

Lo anterior no aplica al registro acumulativo y registros auditables.

7.6.7.2.4 Posterior a haber cumplido los requerimientos establecidos en 7.6.7.2.3 y cuando el almacenamiento alcance su capacidad máxima, se permite borrar la memoria, siempre y cuando se cumplan las dos condiciones siguientes:

- a) Que los datos se borren en el mismo orden como fueron registrados y que se respeten las reglas establecidas para la aplicación particular; y
- b) Que la eliminación se realice automáticamente o después de una operación manual especial, las cuales requieran privilegios de acceso específicos, solo para personas autorizadas.

7.6.7.3 Transmisión de datos

7.6.7.3.1 La medición no debe ser influenciada inadmisiblemente por un retardo de transmisión.

7.6.7.3.2 Si los servicios de red no están disponibles, no deben perderse datos de medición legalmente relevantes.

7.6.7.4 Estampa de tiempo

La estampa de tiempo debe ser leída desde el reloj del medidor. El ajuste del reloj se considera legalmente relevante. Se deben tomar las medidas de protección apropiadas de acuerdo con el numeral 7.6.4.

El error máximo permitido del reloj interno del medidor es de ± 30 ppm por cada 30 días. El medidor debe disponer de funciones de sincronía de tiempo de acuerdo con lo que se indica en las Tablas 1.2 y 1.3.

7.6.8 Mantenimiento y actualización

Para un medidor instalado en sitio, se consideran como actualización del software legalmente relevante los casos siguientes:

- a) Se intercambia el software con otra versión aprobada; o
- b) Se repara el medidor y se reinstala la misma versión del software.

El medidor que haya sido modificado o reparado mientras se encuentra en servicio, debe someterse nuevamente a verificación inicial.

El mecanismo de actualización del software debe estar protegido por medio de un sello mecánico, que imposibilite actualizaciones del software para medidores en servicio. El Transportista o Distribuidor, por instrucción del CENACE o del Suministrador, debe realizar la actualización del software, para lo cual debe romper los sellos mecánicos y una vez finalizada la actualización debe reponerlos y colocarlos nuevamente.

El software que no es necesario para el correcto funcionamiento del medidor no requiere verificación después de la actualización.

7.6.8.1 Sólo se permite instalar y utilizar las versiones del software legalmente relevante que cumplan con la aprobación del modelo o prototipo, lo cual se debe verificar en sitio en el medidor instalado.

7.6.8.2 Verificación de la actualización

La actualización del software puede realizarse por medios directos en sitio o por medios remotos a través de una red de telecomunicaciones. La carga y la instalación del software, puede realizarse en dos pasos diferentes o en uno solo, dependiendo de las necesidades técnicas. El Transportista o el Distribuidor deben estar en el sitio de la instalación del medidor para comprobar que la actualización haya sido correcta. Después de la actualización del software legalmente relevante, el medidor no debe ser empleado para fines legales sin antes haber aprobado la verificación inicial y sin haber sido renovados sus medios de sellado.

7.6.8.3 Actualización rastreable

La implementación del software en el instrumento debe llevarse a cabo de acuerdo con los requisitos de actualización rastreable que se indican del numeral 7.6.8.3.1 a 7.6.8.3.7 siguientes. La actualización rastreable es el procedimiento de cambio de software en el medidor verificado, después de la cual no es necesaria una verificación posterior por la persona responsable en el sitio. El software que va a actualizarse puede cargarse localmente, es decir directamente en el dispositivo de medición o remotamente a través de una red. La actualización del software se registra en un registro auditable. El procedimiento de una actualización de seguimiento comprende varios pasos: carga, comprobación de integridad, comprobación del origen (autenticación), instalación, registro y activación.

7.6.8.3.1 La actualización del software debe ser automática. Al finalizar el procedimiento de actualización, el entorno de protección del software debe estar al mismo nivel que el requerido por la aprobación de modelo o prototipo.

7.6.8.3.2 El medidor de electricidad (dispositivo electrónico, subconjunto) debe tener un software fijo legalmente relevante que no pueda actualizarse y que contenga todas las funciones de comprobación necesarias para cumplir con los requerimientos de actualización de seguimiento.

7.6.8.3.3 Se deben emplear medios técnicos para garantizar la autenticidad del software cargado, por ejemplo: que proviene del dueño del certificado de aprobación de modelo o prototipo. Si el software cargado falla en la comprobación de autenticidad, el instrumento debe descartarlo y utilizar la versión anterior del software o pasar a un modo inoperable.

7.6.8.3.4 Se deben emplear medios técnicos para asegurar la integridad del software cargado, es decir, que no se ha modificado inadmisiblemente antes de la carga. Esto puede lograrse mediante la adición de una suma de comprobación o código identificador del software cargado y verificarlo durante el procedimiento de carga. Si el software cargado falla en esta prueba, el instrumento descartarlo y utilizar la versión anterior del software o cambiar a un modo inoperable. En este modo, se inhiben las funciones de medición. Sólo será posible reanudar el procedimiento de descarga, sin omitir ningún paso en el proceso para la actualización rastreada.

7.6.8.3.5 Deben emplearse medios técnicos apropiados, como por ejemplo registros auditables, para garantizar que las actualizaciones trazadas de los programas informáticos legalmente relevantes se rastreen adecuadamente dentro del instrumento para su posterior verificación y vigilancia.

Los registros auditables deben contener como mínimo la siguiente información: éxito / falla del procedimiento de actualización, identificación del software de la versión instalada, identificación del software de la versión anterior instalada, estampa de tiempo del evento, identificación del responsable de la descarga. Se debe generar un registro de acceso por cada intento de actualización independientemente del éxito.

El dispositivo de almacenamiento que admita la actualización trazada deberá tener capacidad suficiente para asegurar la trazabilidad de las actualizaciones remontadas del software legalmente relevante entre al menos dos verificaciones sucesivas en campo/vigilancia. Después de haber alcanzado el límite de almacenamiento para los registros auditables, se garantizará por medios técnicos que no se pueden realizar descargas adicionales sin romper un sello.

Nota: Este requerimiento permite a las autoridades encargadas de la vigilancia, que son responsables de la verificación metrológica de los instrumentos legalmente controlados, rastrear las actualizaciones de los programas informáticos legalmente relevantes durante un periodo de tiempo adecuado.

7.6.8.3.6 El fabricante del medidor debe mantener a su cliente correctamente informado sobre las actualizaciones del software, en especial de la parte legalmente relevante, y el cliente no debe rechazar las actualizaciones. Además, se supone que el fabricante y el cliente, usuario o propietario del instrumento acordarán un procedimiento apropiado para realizar descargas según el uso y la ubicación del instrumento. El usuario o propietario del instrumento de medición debe dar su consentimiento para realizar descargas.

7.6.8.3.7 Si no se pueden cumplir los requisitos establecidos de 7.6.8.3.1 a 7.6.8.3.6, aún es posible actualizar la parte de software legalmente no relevante. En este caso, se cumplirán los siguientes requisitos:

- a) Debe existir una clara separación entre el software legalmente relevante y el no relevante;
- b) No debe ser posible actualizar toda la parte del software legalmente relevante, sin romper un sello;
- c) Se indica en el certificado de aprobación de modelo o prototipo que es aceptable actualizar la parte legalmente no relevante.

7.6.9 Registro de evento del sistema de verificación

Si el medidor está equipado con un control de instalación, el registro de evento de la instalación deberá tener espacio para al menos 100 eventos y debe ser de tipo primero en entrar-primeramente en salir. El registro de eventos no puede ser cambiado ni puesto a cero sin romper un sello y/o sin acceso autorizado, por ejemplo, mediante un código (contraseña) o un dispositivo especial (clave de acceso, etc.).

7.7 Idoneidad para el uso

7.7.1 Legibilidad de los resultados

El medidor debe tener uno o más dispositivos indicadores que sean capaces de presentar o mostrar el valor numérico de medición de interés legal para la cual el medidor es aprobado. El dispositivo indicador debe ser fácil de leer y los caracteres de los resultados de medición deben tener como mínimo 4 mm de altura. Las fracciones decimales deben indicarse claramente.

El dispositivo indicador no debe ser afectado significativamente por la exposición a condiciones normales de funcionamiento durante la duración máxima de la vida útil del medidor.

El dispositivo indicador debe ser capaz de mostrar todos los datos relevantes para la facturación. En el caso de valores múltiples presentados por un solo dispositivo indicador, debe ser posible visualizar el contenido de todas las memorias relevantes. Para las pantallas de secuencia automática, cada visualización del registro para fines de facturación se debe mantener durante al menos 5 s.

En el caso de los medidores de tarifas múltiples, debe indicarse el registro que refleje la tarifa activa. Debe ser posible leer cada registro arancelario localmente y cada registro deberá estar claramente identificado.

Los registros electrónicos no deben ser volátiles de modo que conserven los valores almacenados en caso de pérdida de alimentación eléctrica. Los valores almacenados no deben sobrescribirse y deben ser capaces de recuperarse al restablecerse la energía. El registro debe ser capaz de almacenar y mostrar una cantidad de energía que corresponda al funcionamiento del medidor en $P = V_{nom} \cdot I_{max} \cdot n$ durante al menos 4 000 h, siendo n el número de fases. Esta capacidad de almacenamiento y visualización se aplica a todos los registros relevantes para la facturación, incluidos los registros de flujo positivo y negativo para medidores bidireccionales y los registros de tarifas para los medidores de tarifas múltiples.

En el caso de los registros electrónicos, el tiempo mínimo de retención de los resultados es de un año para un medidor desconectado. Los dispositivos de indicación electrónica se deben suministrar con una prueba de visualización que conmute todos los segmentos de visualización encendidos y después apagados con el fin de determinar si todos los segmentos de visualización están funcionando.

7.7.2 Elementos para las pruebas

El medidor debe estar equipado con una salida de prueba para llevar a cabo pruebas eficientes, como una salida de pulsos de prueba. Si el diseño de la salida de prueba es tal que la frecuencia del pulso no corresponde a la potencia medida en cada intervalo de tiempo relevante determinado, el fabricante debe declarar el número necesario de pulsos para asegurar una desviación estándar de la medición inferior a 0.1 del error máximo permisible de base en I_{max} , I_T e I_{min} .

La relación entre la energía medida dada por la salida de prueba y la energía medida dada por el dispositivo indicador debe cumplir con lo especificado en la placa de identificación.

La longitud de onda de las señales radiadas para los sistemas de emisión estará comprendida entre 550 nm y 1 000 nm. El dispositivo de salida del medidor debe generar una señal con una intensidad de radiación E_T sobre una superficie de referencia definida (área ópticamente activa) a una distancia de 10 mm \pm 1 mm de la superficie del medidor, con los siguientes valores límite:

$$\text{Condición de encendido: } \frac{50 \mu W}{cm^2} \leq E_T \leq 7 \frac{500 \mu W}{cm^2}$$

$$\text{Condición de apagado: } E_T \leq \frac{2 \mu W}{cm^2}$$

7.8 Durabilidad

El medidor debe ser capaz de mantener una estabilidad adecuada de sus características metrológicas durante el periodo de tiempo especificado por el fabricante, siempre que se instale, mantenga y utilice adecuadamente de acuerdo con las instrucciones de uso y cuando se encuentre en las condiciones ambientales a las que está destinado. El fabricante debe proporcionar evidencia para sustentar la declaración de durabilidad.

El medidor debe estar diseñado para reducir, en la medida de lo posible, el efecto de un defecto que conduzca a un resultado de medición inexacto.

El medidor debe ser capaz de:

- a) Evitar que se produzcan errores significativos de durabilidad; y/o
- b) Detectar errores significativos de durabilidad y actuar mediante una protección de durabilidad.

TÍTULO TERCERO

REQUISITOS PARTICULARES PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

8. Requisitos para medidores de parámetros de calidad de la potencia

8.1. Requisitos de exactitud

Los medidores de parámetros de calidad de la potencia, deben cumplir con los métodos de medición y requisitos de desempeño para medidores Clase A, establecidos en la NMX-J-610/4-30-ANCE y con las especificaciones que se indican en 10 y 12 de este proyecto.

8.2. Diseño y construcción

La arquitectura general de la cadena de medición, debe contener al menos lo que se indica en la Figura 2.1, considerando que las líneas punteadas muestran las unidades opcionales del medidor. La magnitud eléctrica sujeta a medición puede ser directamente accesible, como puede ser en la mayoría de los casos en sistema de baja tensión, o accesible mediante un sensor de medición como lo son los transformadores de potencial o los transformadores de corriente.

Debe ser posible descargar los datos almacenados en el instrumento a través de un puerto de comunicación.

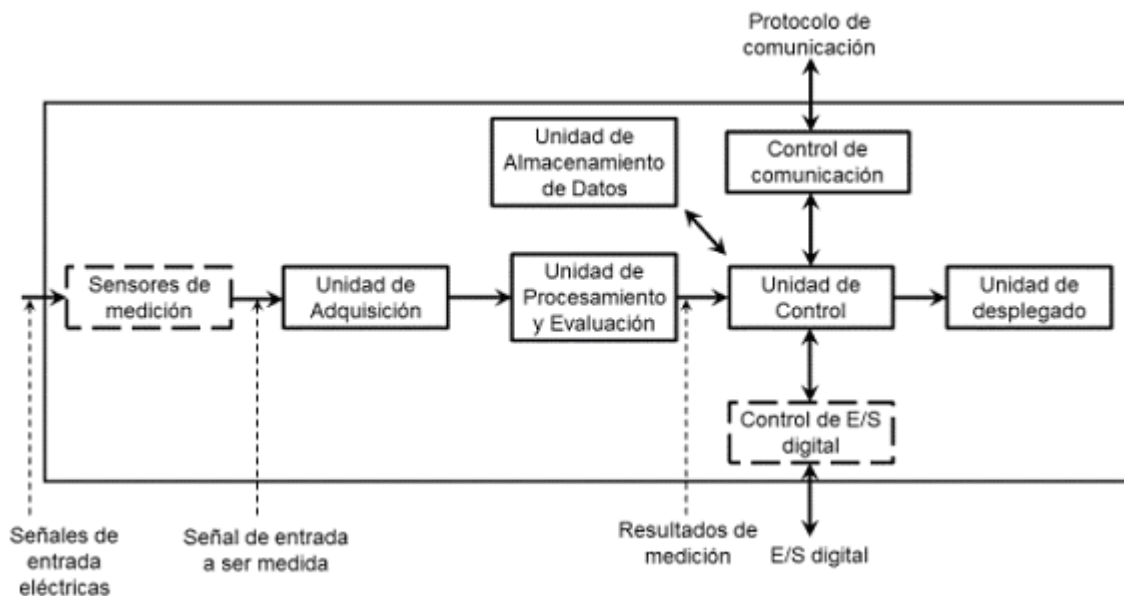


Figura 2.1-Arquitectura general de medición

8.3. Pruebas

El medidor de calidad de la potencia debe registrar todas las lecturas de los parámetros de calidad de la potencia para la Clase A, definidos en la NMX-J-610/4-30-ANCE, incluyendo los valores de 12 ciclos, los valores de 180 ciclos, los valores de 10 min, los valores de 2 h y el valor de 10 s para la medición de frecuencia.

Durante las pruebas, debe registrarse mínimo la información siguiente relacionada con cada lectura de calidad de la potencia, de acuerdo con la NMX-J-610/4-30-ANCE:

- Fecha;
- Hora;
- Información sobre el abanderamiento de datos (para lecturas que soportan abanderamiento);
- Número de bloques de mediciones de 12 ciclos y 180 ciclos dentro de cada intervalo de 10 min.

8.4. Valores de medición y datos internos adicionales

El medidor de calidad de la potencia debe cumplir con los valores de medición y los datos internos adicionales que se indican en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1-Valores de medición y datos internos adicionales (1 de 2)

Función	Cálculo de calidad de la potencia	Eventos desencadenados	Agregación	Datos adicionales para prueba	Abanderamiento de datos
Frecuencia de alimentación	Medición de 10 s	NA	NA	NA	✓
Valor de la tensión de alimentación	Medición de agregación de 10 min Medición de agregación de 2 horas	NA	✓	Medición de 12 ciclos Medición de agregación de 180 ciclos Numeración de bloques para la marca de tiempo de 10 minutos del reloj de tiempo real (RTC) (para 12 ciclos (traslape 1) y 180 ciclos (traslape 2))	✓
Desbalance de la tensión de suministro			✓		✓
Armónicas de tensión			✓		✓
Inter-armónicas de tensión			✓		✓
Sub-desviación y sobre-desviación			✓		✓
Parpadeo	Valor de Pst de 10 minutos Valor de Plt de 2 horas	NA	De acuerdo con la NMX-J-550/4-15-ANCE	Salida Pinst (también conocida como "salida 5" referenciado por la NMX-J-550/4-15-ANCE	✓
Decrementos e interrupciones de la tensión de suministro	NA	Tensión residual $V_{eficaz}(1/2)$ o profundidad y estampas de tiempo (duración)	✓	Registros de fallas (muestras) y valores de $V_{eficaz}(1/2)$ durante el evento (independientemente sincronizados en cada canal en el cruce por cero)	NA
Incrementos de la tensión de suministro		Valor del incremento máximo y estampas de tiempo (duración)	✓		NA
Tensión de señalización de la red de suministro eléctrico	12 Ciclos	NA	✓	NA	✓

Tabla 2.1-Valores de medición y datos internos adicionales (2 de 2)

Función	Cálculo de calidad de la potencia	Eventos desencadenados	Agregación	Datos adicionales para prueba	Abanderamiento de datos
Variaciones rápidas de tensión	NA	Variaciones de tensión ΔU_{ss} nuevo valor de tensión en condición estable Desviación máxima ΔU_{max} Estampas de tiempo (duración)	NA	NA	✓
Valor de la corriente	Medición de agregación de 10 minutos Medición de agregación de 2 horas	NA	✓	Medición de 12 ciclos	✓
Armónicas de corriente		NA	✓	Medición de agregación de 180 ciclos	
Inter-armónica de corriente		NA	✓	Numeración de bloques para la marca de tiempo de 10 minutos del reloj de tiempo real (RTC) (para 12 ciclos (traslape 1) y 180 ciclos (traslape 2))	
Desbalance de corriente		NA	✓		

8.5. Resolución de los datos presentados

La resolución de los datos presentados debe ser de acuerdo a la exactitud requerida.

Nota: Por ejemplo, con $U_{din} = 63 V$, con una exactitud del 0.1% significa una resolución de 0.06 V, por lo que se requiere de al menos dos dígitos decimales.

8.6. Abanderamiento de datos**8.6.1 Requisitos del abanderamiento de datos**

El abanderamiento de datos está basado en el concepto descrito en la NMX-J-610/4-30-ANCE.

La detección de interrupciones, decrementos e incrementos depende del límite o umbral $\frac{\Delta V}{V}$, definido en el Código de Red, ya que esto influye en el abanderamiento de datos.

Los datos abanderados no deben eliminarse, ya que se debe advertir al usuario final que los resultados de medición no son confiables.

La bandera se debe calcular en la ocurrencia de decrementos, incrementos o interrupciones polifásicas (una bandera para todas las fases), como se especifica en la NMX-J-610/4-30-ANCE.

Las especificaciones del medidor deben indicar el lugar (registro/campo) en donde se abanderan los datos.

8.6.2 Marcado de datos adicionales

El marcado de datos adicionales, que no esté basado en el concepto de abanderamiento de la NMX-J-610/4-30-ANCE, debe estar disponible para indicar que los datos podrían ser no confiables.

Cuando el medidor disponga de marcado adicional de datos, debe indicar claramente (por ejemplo, con un archivo de registro) la hora en que las mediciones pueden estar fuera de la incertidumbre especificada. Las especificaciones del medidor deben proveer una lista de las causas posibles que pueden conducir a este marcado de datos.

Notas:

9.3.4.1 Ejemplos de marcado de datos adicionales son el resultado de: influencia de la temperatura en la cadena de medición, pérdida de sincronización, entrada de tensión fuera del intervalo de medición, pérdida de la tensión de referencia para la medición de frecuencia, falla en el lazo cerrado de fase, etc. Esta no es una lista exhaustiva.

2 La entrada de corriente fuera del intervalo de medición no se incluye debido a que ocurre de manera frecuente.

En las especificaciones del medidor, deben describirse la forma en que se realiza el marcado de los datos.

8.7. Requisitos de desviación de temperatura dentro del intervalo nominal de operación para temperatura ambiente

Los requisitos que a continuación se presentan no aplican bajo condiciones de referencia.

Cuando se opera fuera de las condiciones de referencia, la variación máxima causada por el cambio de temperatura del aire, respecto de las condiciones de referencia (como se define en el numeral 12.1), dentro de los límites del intervalo nominal de operación para la temperatura del aire, de acuerdo con la Tabla 2.6, no deben exceder la incertidumbre de medición (como se especifica en la NMX-J-610/4-30-ANCE) multiplicada por M, donde M está dada en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2-Multiplicadores de incertidumbre para diferentes intervalos de temperatura

Temperatura del aire	Valor máximo para M
Entre 0 °C y + 45 °C	1.0 °C
Debajo de 0 °C	1.0 °C a 0 °C, variando linealmente a 2.0 °C a -25 °C como se ilustra en la Figura 2.2.
Arriba de + 45 °C	1.0 °C a + 45 °C, variando linealmente a 2.0 °C a + 55 °C como se ilustra en la Figura 2.2.

Los medidores deben cumplir estos requisitos de deriva dentro de su intervalo de operación nominal para la temperatura ambiente de acuerdo a la Tabla 2.6.

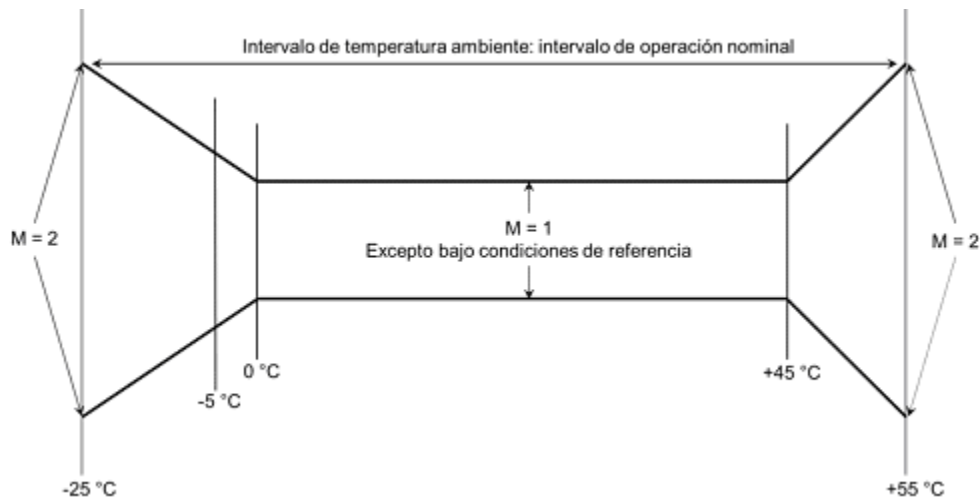


Figura 2.2-Intervalos de temperatura ambiente

A continuación, se da un ejemplo para la medición Clase A de la magnitud de tensión.

- 1) Considere el caso de un medidor de la calidad de la potencia Clase A, para el parámetro de tensión de suministro;
- 2) Se toma una medición bajo condiciones de referencia para obtener la medición de referencia (la cual debe estar dentro de $\pm 0.1\%$ de V_{din} respecto del valor esperado, de acuerdo a la incertidumbre de medición de la clase A de la NMX-J-610/4-30-ANCE-2014);
- 3) A continuación, conforme la temperatura ambiente varía, la medición sólo puede variar de la medición de referencia en la cantidad especificada anteriormente;
- 4) Algunas muestras de temperatura y las variaciones de medición permitidas son:
 - 25 Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.2\%$ de V_{din} (M=2).
 - 25 Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.14\%$ de V_{din} (M=1.4).
 - 25 Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.12\%$ de V_{din} (M=1.2).
 - 0° C Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.1\%$ de V_{din} (M=1).
 - + 45 Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.1\%$ de V_{din} (M=1).
 - + 45 Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.2\%$ de V_{din} (M=2).

Figura 2.3-Requisito de medición como una función de temperatura

8.8. Condiciones ambientales

8.8.1 Generalidades

Los medidores de calidad de la potencia se identifican de acuerdo con los requerimientos de la Tabla 2.3:

Tabla 2.3-Tabla de identificación de uso de medidores

Símbolo de identificación	Uso destinado
	Instrumentos que cumplan con los métodos de medición para medidores clase A de acuerdo a la NMX-J-610/4-30-ANCE-2014 vigente.
F	Instrumentos que se instalan de manera permanente
I	Instrumentos destinados a utilizarse en interiores
O	Instrumentos destinados a utilizarse en exteriores

Símbolo de identificación	Uso destinado
G	Instrumentos que están destinados a utilizarse en ambientes con compatibilidad electromagnética común ¹⁾
H	Instrumentos que están destinados a utilizarse en ambientes con compatibilidad electromagnética severa ²⁾

Nota:

- 1) Localización normal en estaciones de potencia y subestaciones de media tensión, por ejemplo cuartos de control, cuarto para equipo y área de proceso.
- 2) Localización normal en subestaciones de alta tensión, por ejemplo edificios de control, casa de máquinas, casa de relevadores y área de interruptores.

Los instrumentos se deben nombrar según la codificación de la Tabla 2.4. La lista de los medidores permitidos se proporciona en la Tabla 2.5.

Tabla 2.4-Tabla de codificación de instrumentos

Instrumento de calidad de la potencia	Clase de funciones de acuerdo a la NMX-J-610/4-30-ANCE	Instalación fija (F) del instrumento	Aplicación interior (I) o exterior (O)	Ambiente de compatibilidad electromagnética G (en blanco) o H (-H)
PQI-A ^{a)}		-F11, -F12 o -FO		
<ol style="list-style-type: none"> a) PQI, por sus siglas en inglés Power Quality Instrument. b) Véase Tablas 2.6 y 2.7 				

Tabla 2.5-Categorización de instrumentos Clase A

Ambiente de compatibilidad electromagnética	Instalación fija	
	Aplicación en interiores	Aplicación en exteriores
G	PQI-A-FI1, PQI-A-FI2	PQI-A-FO
H	PQI-A-FI1-H, PQI-A-FI2-H	PQI-A-FO-H
<p>F11 es un ambiente interior con variaciones de temperatura incontrolables, mientras que FI2 es un ambiente interior con variaciones de temperatura controlables</p>		

8.8.2 Condiciones de operación de instrumentos con características FI1, FI2, FI1-H, FI2-H, FO y FO-H

Las condiciones de funcionamiento para los instrumentos con características FI1, FI2, FI1-H, FI2-H, FO y FO-H, están dedicados a instrumentos de instalación fija, utilizados en los siguientes casos:

- a) En ambientes de compatibilidad electromagnética G o H
- b) Para operación en interiores o exteriores.

Tabla 2.6-Condiciones de operación de los instrumentos con características FI1, FI2, FI1-H, FI2-H, FO y FO-H (1 de 2)

Parámetros ambientales		Almacenamiento y transporte	Operación en interiores	Operación en exteriores
Temperatura ambiente: límite de funcionamiento		IEC 60721-3-1 / 1K5 -40 °C a +70 °C IEC 60721-3-2 / 2K4 -40 °C a +70 °C	FI1: IEC 60721-3-3 / 3K6 -25 °C a +55 °C FI2: IEC 60721-3-3 / 3K5 mod.: 0 °C a +45 °C	FO: IEC 60721-3-1 / 1K5-40 °C a +70 °C
Temperatura ambiente: intervalo nominal de operación ^b		NA	FI1: IEC 60721-3-3 / 3K5 mod.: -10 °C a +45 °C FI2: IEC 60721-3-3 / 3K5 mod.: 0 °C a +45 °C	IEC 60721-3-3 / 3K6 -25 °C a +55 °C
Humedad relativa: promedio en 24 horas		De 5 % a 95 % ^d	De 5 % a 95 % ^d	De 5 % a 95 % ^d
Radiaciones solares		Despreciable	700 W/m ²	1120 W/m ²
Precipitación eólica (lluvia, nieve, granizo, etc.)		Despreciable	Despreciable	Precipitación significativa
Contaminación del aire por polvo, sal, humo, gas inflamable o corrosivo, vapores		Contaminación del aire no significativa ^c	Contaminación del aire no significativa ^c	Contaminación del aire significativa por polvo y sal.
Vibraciones, temblores de tierra		IEC 60721-3-1 / 1M1 IEC 60721-3-2 / 2M1	IEC 60721-3-3 / 3M1	IEC 60721-3-3 / 3M1
Inmunidad a los disturbios electromagnéticos	Ambientes FI1, FI2, FO	---	IEC 61000-6-5 ambiente G	IEC 61000-6-5 ambiente G
	Ambientes FI1-H, FI2-H, FO-H	---	IEC 61000-6-5 ambiente H	IEC 61000-6-5 ambiente H
Altitud		---	≤ 2 000 m ≤ 4 000 m ^g	≤ 2 000 m ≤ 4 000 m ^g
Grado de contaminación		---	2 de acuerdo a la IEC 61010	2 o 3 de acuerdo a la IEC 61010
Categoría de sobretensión (relacionada con el suministro)		---	IEC 61010 categoría de sobretensión III ^{ef}	IEC 61010 categoría de sobretensión III ^{ef}
Categoría de medición (relacionada con las entradas de medición)		---	IEC 61010 categoría de medición III o IV ^{ef}	IEC 61010 categoría de medición III o IV ^{ef}

Tabla 2.6-Condiciones de operación de los instrumentos con características FI1, FI2, FI1-H, FI2-H, FO y FO-H (2 de 2)

Parámetros ambientales	Almacenamiento y transporte	Operación en interiores	Operación en exteriores
<p>^a Ver definición. La temperatura puede ser menor en la parte frontal de los instrumentos montados en un tablero.</p> <p>^b Ver definición</p> <p>^c Estas condiciones corresponden a los valores máximos dados para las clases 3C1 y 3S1 en la IEC 60721-3-3</p> <p>^d No se considera condensación o hielo.</p> <p>^e Si el instrumento se alimenta por el circuito que se está midiendo, entonces las categorías de sobre-tensión y de medición deben tener el mismo número de categoría.</p> <p>^f Para orientación sobre la selección de la correcta categoría de medición, véase IEC 61010-2-030. Para orientación sobre la categoría de sobre-tensión, véase IEC 61010-1</p> <p>^g Medidor para operar en altitudes superiores a los 2 000 m, todos las distancia de espacios (claros) debe ser multiplicado por el factor especificado en la IEC 61010-1</p>			

8.8.3 Relación entre la temperatura ambiente y la humedad relativa

Las clases C1 y C2 definidas en la IEC 60654-1 son aplicables, tomando en cuenta los valores de la Tabla 2.6.

8.9. Requerimientos de seguridad

- 1) El medidor debe cumplir con las categorías de sobretensión especificadas en la NMX-J-600-ANCE, así como con las categorías de medición especificadas en la IEC 61010-2-030.
- 2) Los circuitos destinados para conectarse a un circuito accesible externo deben ser considerados como partes conductoras disponibles, por ejemplo, los circuitos de comunicación.
- 3) Un puerto de comunicación que puede estar conectado a un sistema de datos también se debe considerar como una parte conductiva disponible.
- 4) Las partes conductoras disponibles requieren de protección contra fallas.

Nota: El aislamiento básico no es una protección suficiente contra condiciones de falla. Ejemplos de aislamiento pertinente son el aislamiento doble. Aislamiento reforzado u otros medios de protección especificados en la serie IEC 61010.

- 5) El conductor neutro dentro de un instrumento debe ser considerado como una parte viva peligrosa.
- 6) Se permite la conexión de un medidor de calidad de la potencia a un sensor de alta tensión externo (por ejemplo para sistemas con una tensión nominal mayor que 1000 V C.A.) siempre que las características de diseño de tales sensores eviten cualquier peligro.

8.10. Requerimientos de compatibilidad electromagnética**8.10.1 Emisiones**

Se deben aplicar los requerimientos para los medidores de la clase A de la CISPR 32.

8.10.2 Inmunidad

Los medidores de instalación fija de la clase A con ambiente de compatibilidad electromagnética G de la Tabla 2.5, deben cumplir con requerimientos de inmunidad definidos en la IEC 61000-6-5 para centrales eléctricas y tipo de interfaz 2. Los que se conectan por medio de transformadores de potencial y/o corriente deben cumplir los requerimientos de tipo de interfaz 3.

Los medidores de instalación fija de la clase A con ambiente de compatibilidad electromagnética H de la Tabla 2.5, deben cumplir con los requerimientos de inmunidad definidos en la IEC 61000-6-5 para subestaciones y tipo de interfaz 3.

8.11. Requerimientos climáticos del medidor de calidad de la potencia

El medidor debe cumplir con el ambiente apropiado tal y como se define en la Tabla 2.6.

8.12. Requerimientos mecánicos**8.12.1 Robustez mecánica del medidor**

El medidor debe cumplir con el ambiente apropiado tal y como se define en la Tabla 2.6.

8.12.2 Robustez del chasis

Los requisitos de la Tabla 2.7 se deben cumplir como pruebas de modelo o prototipo.

Tabla 2.7-Requerimientos mecánicos del chasis

Robustez del chasis, prueba des energizado	Requisito ^{a)}	Medidor de instalación fija
Protección proporcionada por el chasis	NMX-J-627-ANCE	IK 06 (1 J)
^a Para las pruebas mecánicas con un medidor des energizado, las funciones del medidor deben permanecer dentro de sus especificaciones después de la prueba.		

8.13. Grado de protección proporcionado por el chasis

El medidor de calidad de la potencia debe cumplir con el grado de protección (IP) del medidor de acuerdo a la NMX-J-529-ANCE. Los requerimientos mínimos se proporcionan en la Tabla 2.8., en la cual se especifican los requerimientos mínimos IP para diferentes tipos de gabinetes de los medidores de calidad de la potencia.

Tabla 2.8-Requerimientos mínimos IP

Tipo de instrumento	Aplicación en interiores		Aplicación en exteriores	
	Partes expuestas (por ejemplo panel frontal)	Sin partes expuestas (por ejemplo gabinete), excepto panel frontal	Partes expuestas (por ejemplo el panel frontal no está en el tablero) ^{a b}	Sin partes expuestas (por ejemplo el gabinete, el panel frontal en el tablero), excepto panel frontal
Instalación fija, instrumentos montados en paneles ^b	IP 40	IP 20	IP 54 cuando se instala de acuerdo a las instrucciones del fabricante	IP 51 cuando se instala de acuerdo a las instrucciones del fabricante
^a Excepto para cubiertas temporalmente abiertas.				
^b Véase apartado de definiciones				

8.14. Requerimientos de arranque

Con una señal estable aplicada en las entradas de medición antes de energizar el medidor, una lectura exacta del valor de la tensión de alimentación debe estar disponible a través del módulo de comunicación o la interfaz de usuario local 15 s después de energizar el dispositivo. El arranque no debe ser mayor a 15 s, el medidor debe indicar el tiempo máximo en que los valores de medición estén disponibles.

8.15. Instrucciones de operación y marcado**8.15.1 Generalidades**

El marcado y las instrucciones de operación deben cumplir con la NMX-J-600-ANCE, a continuación, se especifican requerimientos adicionales.

8.15.2 Marcado

El tipo de medidor se debe marcar de acuerdo a las Tablas 2.4 y 2.5 Este marcado se debe explicar en el manual de operación del equipo, por ejemplo, copia de la sección apropiada de la Tabla 2.5 o explicación de la justificación del marcado.

8.15.3 Instrucciones de operación

El fabricante o proveedor debe indicar las características del medidor que se mencionan en la plantilla "Tabla 2.9".

Tabla 2. 9-Plantilla de especificaciones de las características

Símbolos de las funciones	Función	Clase de acuerdo a la NMX-J-610/4-30-ANCE	Intervalo de medición	Información adicional
f	Frecuencia de alimentación	A		
U	Valor de la tensión de suministro	A	(Expresado como un intervalo de U_{din})	(Expresado como un intervalo de tensión)
P_{st} P_{It}	Parpadeo	A		
U_{dec} U_{inc}	Decrementos e incrementos de tensión	A	N.A.	
U_{int}	Interrupciones de tensión	A		
u_0 u_2	Desbalance de tensión	A		
U_h	Armónicas de tensión	A		
U_{th}	Inter-armónicas de tensión	A		
MSV	Tensión de señalización de la red de suministro	A		
Sub/sobre	Sub/sobre desviación	A		
RVC	Variaciones rápidas de tensión	A		
	Valor de la corriente	A		
I_h	Armónicas de corriente	A		
I_{th}	Inter-armónica de corriente	A		
i_0 i_2	Desbalance de corriente	A		
Todas las funciones existentes en el medidor deben especificarse.				

TÍTULO CUARTO**TRANSFORMADORES DE MEDIDA****9. Especificaciones para los transformadores de medida****9.1. Transformadores de medida para centrales eléctricas**

Los transformadores de medida que se instalan en centrales eléctricas, deben cumplir con las funcionalidades que se indican en la Tabla 3.2, según corresponda.

9.2. Transformadores de medida para centros de carga

Los transformadores de medida que se instalan en centros de carga, deben cumplir con las funcionalidades que se indican en la Tabla 3.2, según corresponda.

9.3. Condiciones de operación**9.3.1. Condiciones de operación nominal**

Las condiciones de operación nominal de los transformadores de medida son las que se indican en la Tabla 3.1

Tabla 3.1-Condiciones de operación nominales de los transformadores de instrumento

Condición o Magnitud de Influencia	Valores o Intervalos	
Temperatura	Categoría -25 / 40	Categoría -25 / 55
	-25 °C a 40 °C	-25 °C a 55 °C
Altitud	0 m a 2 500 m	
Vibraciones o sismos	Debe cumplir con la NMX-J-615/1-ANCE	

Tabla 3. 2- Aplicaciones y funcionalidades de los transformadores de medida para Centrales Eléctricas y Centros de Carga

Funciones	Características	Método de prueba	Casos Especiales ^{a)} (ejemplo: centrales eléctricas de alta intermitencia ^{b)})	Directamente modeladas			Indirectamente modeladas
				Tipo A ^{c)}	Tipo B o C ^{c)}	Tipo D ^{c)}	Tipo A ^{c)}
Transformadores de potencial	Las establecidas en la NMX-615/3-ANCE		✓	✓	✓	✓	✓
	Potencia instantánea		✓	✓	✓	✓	✓
	Factor de potencia		✓	✓	✓	✓	✓
	Frecuencia		✓	✓	✓	✓	✓
Transformadores de corriente							

9.3.1.1. Operación en interiores

Para transformadores de medida de uso interior, en donde la influencia de la radiación solar puede despreciarse y el aire del ambiente no se encuentra contaminado de forma significativa por polvo, humo, gases corrosivos, vapores o sales, deben considerarse adicionalmente las condiciones de operación nominales mostradas en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3-Condición de operación nominales de los transformadores de medida de uso interior

Condición o Magnitud de Influencia	Valores o Intervalos
Humedad	<p>El valor promedio de humedad relativa en un periodo de 24 h no debe exceder 95 %.</p> <p>El valor promedio del vapor de la presión del vapor de agua en un periodo de 24 h no debe exceder 2.2 kPa.</p> <p>El valor promedio de la humedad relativa en un periodo de un mes no debe exceder 90 %.</p> <p>El valor promedio de la presión del vapor de agua por un periodo de un mes no debe exceder 1.8 kPa.</p>

9.3.1.2. Operación en exteriores

Para transformadores de medida de uso exterior deben considerarse adicionalmente las condiciones de operación nominales mostradas en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4-Condición de operación nominales de los transformadores de medida de uso exterior

Condición o Magnitud de Influencia	Valores o Intervalos
Temperatura	El valor promedio de la temperatura ambiente en un periodo de 24 h no debe exceder 35 °C.
Contaminación del aire	El ambiente puede ser contaminado por polvo, humo, gases corrosivos, vapores o sales, pero no se deben exceder los niveles indicados en la NMX-J-562/1-ANCE.
Presión del aire	915 Pa máximo (que corresponde a 44.44 m/s ó 160 km/h de velocidad del aire).
Capa de Hielo	20 mm máximo.

La radiación solar por encima de un nivel de 1 000 W/m² (al medio día de un día despejado) y la presencia de condensación o precipitación deben considerarse.

9.3.2. Condiciones de operación especial

Para el caso en que los transformadores de medida destinados a utilizarse bajo condiciones distintas de las condiciones normales de servicio, se recomienda que los requisitos del usuario se refieran a las condiciones indicadas en la Tabla 3.5.

Tabla 3. 5-Condición de operación de uso especial de los transformadores de medida

Condición o Magnitud de Influencia	Valores o Intervalos
Temperatura	<p>-50 °C a 40 °C para climas muy fríos.</p> <p>-5 °C a 50 °C para climas muy calientes.</p>
Terremotos	0.5 g (Véase NMX-J-615/1-ANCE).

9.3.3. Conexión de puesta a tierra de los transformadores de instrumento.

Los transformadores de medida deben contar con al menos una de las siguientes configuraciones de puesta a tierra.

- a) puesta neutro aislado;
- b) puesta tierra resonante;
- c) neutro puesto a tierra:
 - c.1) neutro sólidamente puesto a tierra;
 - c.2) neutro puesto a tierra a través de una impedancia.

9.3.4. Requerimientos de exactitud

9.3.4.1. Generalidades

La clase de exactitud requerida en los transformadores de medida para propósitos de facturación de energía eléctrica relativos a esta norma se encuentran contenidos en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6-Clase de exactitud de los transformadores de instrumento

Transformador de Corriente	Transformador Inductivo o Capacitivo de Tensión
0.2S y 0.2	0.2

Los transformadores de corriente con clases de exactitud 0.2S pueden ser operados del 1% al 120% de su corriente nominal y conservan sus características de exactitud incluso cuando operan al 20% de su corriente nominal, mientras que los transformadores de corriente con clase de exactitud 0.2 sólo pueden ser operados de 5% al 120% de su corriente nominal, y sus características de exactitud se degradan cuando se operan por debajo del 100% de su corriente nominal, llegando a una exactitud de 0.35% cuando se opera al 20% de su corriente nominal, como se muestra en la Figura 3.1

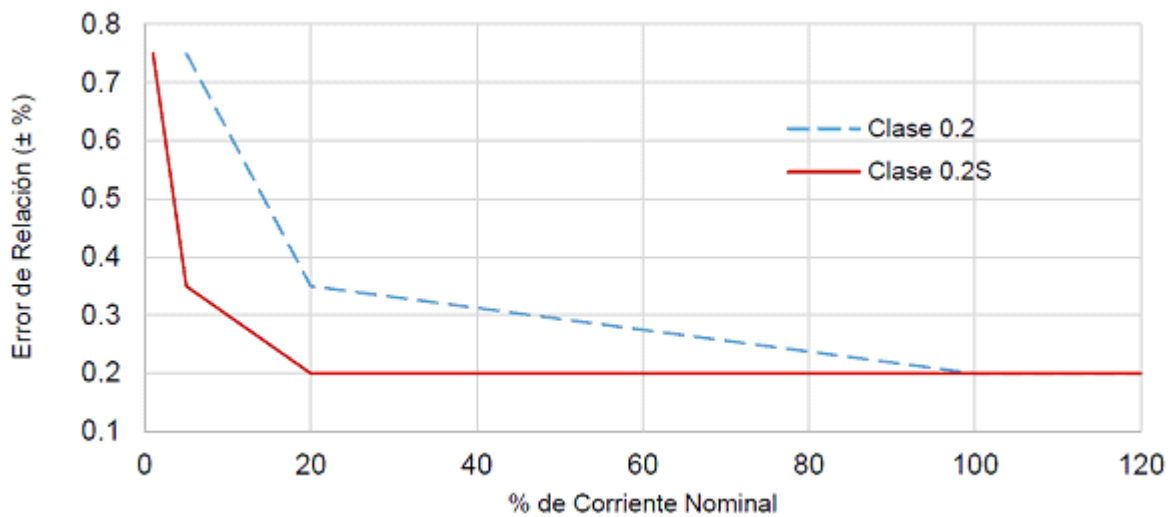


Figura 3.1-Límites de Clase de exactitud de relación de transformadores de corriente.

9.3.4.2. Error base máximo permisible

El error intrínseco de los transformadores de instrumento debe estar dentro del error base máximo permisible correspondiente a cada caso que se detalla a continuación.

- a) El error base máximo para transformadores de corriente se muestra en la Tabla 3.7.:

Tabla 3. 7-Error base máximo para transformadores de corriente

Clase de exactitud	Error de relación					Ángulo de fase									
	± %					± Minutos					± Centirradiaes				
	% de la corriente nominal					% de la corriente nominal					% de la corriente nominal				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0.2 S	0.75	0.35	0.2	0.2	0.2	30	15	10	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3	0.3

- b) El error base máximo para transformadores inductivos de tensión se indica en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8-Error base máximo para transformadores de tensión inductivos

Clase de exactitud	Error de relación ± %	Ángulo de fase	
		± Minutos	± Centirradiaes
0.2	0.2	10	0.3

Si el transformador tiene dos devanados secundarios separados, debe considerarse su mutua interdependencia, por lo que es necesario especificar un intervalo de salida para cada devanado bajo prueba, para el cual se deben cumplir los requisitos de exactitud conectando al devanado que no está siendo probado a cualquier carga desde cero hasta el valor nominal.

Si no se dispone de estos intervalos de salida, entonces éstos deben ser del 25 % al 100 % de la salida nominal para cada devanado.

Si uno de los devanados ocasionalmente tiene carga por periodos cortos de tiempo, o sólo es usado como un devanado de tensión residual, su efecto sobre los otros devanados puede ser despreciado.

El error de relación y el ángulo de fase a la frecuencia nominal no deben exceder los valores indicados para cualquier valor entre el 80 % y el 120 % de la tensión de salida conectada a:

- a) Cualquier valor de carga desde 0 VA al 100 % de la carga nominal con un factor de potencia igual a 1 para el Intervalo de Carga I;
- b) Una carga con valor de entre el 25 % y el 100 % de la carga nominal con un factor de potencia de 0.8 en retraso para el Intervalo de Carga II.

Los valores de carga nominal de 1.0 VA, 2.5 VA, 5.0 VA y 10 VA con un factor de potencia igual a 1 son llamados intervalo de carga I.

Los valores de carga nominal de 10 VA, 25 VA, 50 VA y 100 VA con un factor de potencia 0.8 en retraso son llamados intervalo de carga II.

Los errores deben determinarse en las terminales del transformador incluyendo los efectos de cualquier fusible o resistor que sean parte integral del transformador.

Para transformadores con derivaciones del devanado secundario, los requerimientos de exactitud se refieren a la relación de transformación más alta, a menos que se especifique otra cosa.

- c) El error base máximo para transformadores de capacitivos de tensión se indica en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9-Error base máximo para transformadores capacitivos de tensión.

Clase de exactitud	Error de relación ± %	Ángulo de fase	
		± Minutos	± Centirradiaes
0.2	0.2	10	0.3

El error de relación y el ángulo de fase no deben exceder los valores indicados a cualquier temperatura y frecuencia dentro de los intervalos de referencia, con la tensión de salida conectada a:

- a) Cargas desde 0 % al 100 % de la carga nominal para el Intervalo de Carga I;
- b) Cargas desde el 25 % y el 100 % de la carga nominal para el Intervalo de Carga II.

Los valores de carga nominal de 1.0 VA, 2.5 VA, 5.0 VA y 10 VA con un factor de potencia igual a 1 son llamados intervalo de carga I.

Los valores de carga nominal de 10 VA, 25 VA, 50 VA y 100 VA con un factor de potencia 0.8 en retraso son llamados intervalo de carga II.

Los errores deben determinarse en las terminales del transformador incluyendo los efectos de cualquier fusible o resistor que sean parte integral del transformador.

Para transformadores con derivaciones del devanado secundario, los requerimientos de exactitud se refieren a la relación de transformación más alta, a menos que se especifique otra cosa.

9.3.5. Marcado

Los transformadores de medida deben llevar una placa de datos adherida, cuyo marcado sea indeleble y contenga los requisitos referentes a marcado establecidos en la NMX-J-615-1-ANCE-2017.

Adicionalmente, los transformadores de tensión inductivos o capacitivos deben cumplir con los requisitos de marcado adicional, marcado de terminales y marcado de valores nominales que se indican en la NMX-J-615/3-ANCE. Los transformadores de corriente deben cumplir con el Apéndice A.

9.3.6. Protección de propiedades metrológicas

Debe asegurarse que los transformadores de medida conserven sus características metrológicas. Debe cumplirse con siguientes requisitos técnicos de operación:

a) Requisitos dieléctricos

Para asegurar que físicamente los transformadores de medida puedan soportar las diversas condiciones de alta tensión a las cuales estarán sometidos en operación, debe comprobarse cualitativamente que no existan los efectos señalados a en la Tabla 3.10.

Tabla 3. 10-Aseguramiento físico, efectos no permitidos

#	Requisitos Dieléctricos
1	Falla de aislamiento y/o descargas disruptivas al aplicar impulso por rayo e impulso por maniobra en terminales primarias
2	Falla de aislamiento y/o descargas disruptivas al aplicar tensión máxima nominal o impulso por maniobra en condiciones de humedad.
3	Falla de aislamiento al aplicar tensión en terminales primarias.
4	Falla de aislamiento al aplicar tensión entre secciones.
5	Falla de aislamiento al aplicar tensión en terminales secundarias.
6	Falla de aislamiento al aplicar tensión de impulsos cortados en terminales primarias.

Dicho de otra forma, deben evitarse los efectos que se indican en la Tabla 3.10.

b) Requisitos mecánicos

Para asegurar que mecánicamente los transformadores de medida pueden soportar las condiciones de operación mecánica a las cuales estarán sometidos, debe comprobarse cualitativamente que no existan los efectos señalados en la Tabla 3.11.

Tabla 3. 11-Aseguramiento mecánico, efectos no permitidos

#	Requisitos Mecánicos
1	Ruptura ante impactos y cumplimiento del código IP de la envolvente.
2	Fuga de gas en unidades capacitivas bajo condiciones de alta temperatura.
3	Fuga en sistemas líquidos.
4	Incorrecto funcionamiento de aisladores de transformadores incorporados a sistemas GIS.
5	Facilidad de acceso al circuito principal del transformador para evitar alteraciones.

Dicho de otra forma, deben evitarse los efectos que se indican en la Tabla 3.11.

c) Requisitos ante diversas condiciones de operación y de disturbios.

Para asegurar que distintas condiciones de operación y de disturbios no afecten a los transformadores de medida, es necesario comprobar cuantitativamente y/o cualitativamente que no existan los efectos señalados a en a Tabla 3.12.

Tabla 3.12-Condición de operación y disturbios, efectos no permitidos

#	Requisitos ante condiciones de operación y disturbios
1	Exceso de incremento de temperatura bajo condiciones de operación nominal.
2	Exceso de tensión de radio interferencia, sobretensiones transmitidas e inmunidad (para partes electrónicas de los transformadores).
3	Exceso de descargas parciales.
4	Exceso de tensión entre espiras.
5	Exceso de cambio de valor de capacitancia ante pruebas dieléctricas y exceso de valores límite del factor de disipación.
6	Exceso de oscilaciones de ferresonancia.
7	Exceso de fuga anual para sistemas de presión cerrados.
8	Exceso de deformación en puntos críticos ante cambios de presión en transformadores de envolvente metálico.
9	Exceso de corriente térmica y corriente dinámica ante condiciones de cortocircuito.

Adicionalmente se debe comprobar que no existan daños en el transformador, cumplimiento de exactitud, cumplimiento de requisitos dieléctricos y que no haya deterioro en aislamientos de conductores.

9.3.7. Protección de software

Si el transformador de instrumento cuenta con alguna unidad de conversión y/o salida de señales digitales, como en el caso de transformadores de medida ópticos, se deben cumplir los requisitos correspondientes de la norma IEC 61869-9.

9.3.8. Mantenimiento

Para preservar las características metrológicas de los transformadores de instrumento, se recomienda seguir las instrucciones proporcionadas en la sección B5 del apéndice B de NMX-J-615/1-ANCE.

9.3.9. Durabilidad

Una vez instalados, los transformadores de instrumento deben diseñarse para mantener una adecuada estabilidad de sus características metrológicas durante un periodo de tiempo de acuerdo a las especificaciones dadas por el fabricante.

El fabricante debe proveer evidencia que soporte la durabilidad especificada.

Los transformadores de instrumento deben diseñarse para reducir, el o los efecto(s) de un defecto que conduzca a un resultado de medición fuera del rango de exactitud, por lo que debe considerarse lo siguiente:

- a) Que no se produzcan errores significativos de durabilidad; o
- b) Que se detecten errores de durabilidad significativos y sea posible actuar para evitarlos.

TÍTULO 5

APROBACIÓN DE MODELO O PROTOTIPO

10. Requisitos universales para los medidores

Este capítulo 10 indica la documentación, protocolos de prueba y pruebas que deben aprobar todos los medidores como parte de su proceso para obtener su aprobación de modelo o prototipo.

Existen pruebas en las que las condiciones de aplicación de las mismas varían dependiendo el tipo de medidor: medidor de parámetros para calidad de la energía, medidores para energía activa y reactiva, o medidores para energía activa, en cuyo caso, las condiciones particulares se indican en los capítulos 11 y 12 respectivamente.

Asimismo, en los capítulos 11 y 12 se indican las pruebas adicionales que deben cumplir los medidores de parámetros para calidad de la potencia y los medidores de energía reactiva y activa.

10.1 Listado de pruebas para aprobación de modelo o prototipo

En la Tabla 4.1 se indican las pruebas que deben aprobar los medidores para obtener su aprobación de modelo o prototipo.

La tabla 4.1 indica las pruebas aplicables a:

- a) Medidores de parámetros para calidad de la potencia;
- b) Medidores de energía activa y reactiva; y
- c) Medidores de energía activa.

Tabla 4. 1-Pruebas para obtener la aprobación de modelo o prototipo (1 de 2)

Requisitos o pruebas		Medidor de energía activa	Medidores de energía activa y reactiva	Medidores de parámetros de calidad de la potencia
Documentación (10.2.1)		✓		
Agrupación de modelo (10.2.2)		✓		
Procedimiento de validación (10.2.4)		✓		
Programa de pruebas (10.2.5)		✓		
Condiciones de referencia (10.2.6)		✓		
Pruebas para comprobar el cumplimiento de los errores máximos permisibles (10.3)	Determinación del error intrínseco inicial (10.3.1)	✓		
	Autocalentamiento (10.3.2)	✓		
	Corriente de arranque (10.3.3)	✓		
	Estado sin carga (10.3.4)	✓		
	Constantes del medidor (10.3.5)	✓		
Pruebas para magnitudes de influencia (10.4)	Dependencia con la temperatura (10.4.1)	✓	✓	
	Balance de carga (10.4.2)	✓		
	Variación de tensión (10.4.3)	✓	✓	
	Variación de frecuencia (10.4.4)	✓	✓	
	Armónicas en tensión y corriente (10.4.5)	✓	✓	
	Variaciones de tensión severa (10.4.6)	✓		
	Interrupción de una o dos fases (10.4.7)	✓		
	Subarmónicas en el circuito de C.A. (10.4.8)	✓		
	Armónicas en el circuito de corriente alterna (10.4.9)	✓		
	Secuencia de fase invertida (dos fases intercambiadas) (10.4.10)	✓		
	Inducción magnética continua de origen externo (10.4.11)	✓	✓	
	Campo magnético de origen externo (10.4.12)	✓	✓	
	Campos electromagnéticos radiados (10.4.13)	✓	✓	
	Disturbios conducidos, inducidos por campos de radiofrecuencia (10.4.14)	✓	✓	
	Señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna (10.4.15)	✓	✓	
Armónicas de orden alto (10.4.16)	✓			

Tabla 4.1-Pruebas para obtener la aprobación de modelo o prototipo (2 de 2)

Requisitos o pruebas	Medidor de energía activa	Medidores de energía activa y reactiva	Medidores de parámetros de calidad de la potencia
Pruebas para disturbios o perturbaciones (10.5)	Campo magnético de origen externo (10.5.2)	✓	
	Descarga electrostática (10.5.3)	✓	
	Transitorios rápidos (10.5.4)	✓	✓
	Decrementos súbitos e interrupciones de tensión (10.5.5)	✓	
	Campos electromagnéticos de RF radiados (10.5.6)	✓	
	Sobretensiones en la línea de alimentación eléctrica de corriente alterna (10.5.7)	✓	
	Inmunidad de ondas oscilatorias amortiguadas (10.5.8)	✓	✓
	Sobrecorriente de corta duración (10.5.9)	✓	✓
	Tensión de impulso (10.5.10)	✓	
	Tensión de impulso para y entre circuitos (10.5.11)	✓	
	Tensión de impulso de los circuitos eléctricos con relación a tierra (10.5.12)	✓	
	Falla a tierra (10.5.13)	✓	
	Operación de dispositivos auxiliares (10.5.14)	✓	✓
Pruebas mecánicas (10.6)	Vibraciones (10.6.1)	✓	✓
	Impacto (10.6.2)	✓	✓
	Protección contra radiación solar (10.6.3)	✓	✓
	Protección contra ingreso de polvo (10.6.4)	✓	✓
Pruebas climáticas (10.7)	Temperaturas extremas-calor seco (10.7.1)	✓	✓
	Temperaturas extremas-frío (10.7.2)	✓	✓
	Calor húmedo, estado estacionario (sin condensación), para clase de humedad H1 (10.7.3)	✓	✓
	Calor húmedo, cíclico (condensamiento) para clases de humedad H2 y H3 (10.7.4)	✓	✓
	Prueba de agua (10.7.5)	✓	✓
	Prueba de durabilidad (10.7.6)	✓	✓
Pruebas de la condición de arranque y sin carga	Prueba de la condición sin carga ()		✓
	Arranque ()		✓
	Constante del medidor ()		✓
Armónicas		✓	

10.2 Requisitos generales

10.2.1 Documentación

En cualquier proceso de solicitud de aprobación de modelo o prototipo, debe presentarse la documentación que se indica a continuación:

- 1) Identificación del instrumento, incluyendo:
 - a) Nombre o denominación comercial;
 - b) Versión(es) de hardware y software; y
 - c) Dibujo de la placa de identificación.
- 2) Características metrológicas del medidor de electricidad, incluyendo:
 - a) Descripción del principio de medición;
 - b) Especificaciones metrológicas tales como la clase de exactitud y las condiciones nominales de funcionamiento; y
 - c) Pasos que deben realizarse antes de probar el medidor de electricidad.
- 3) Las especificaciones técnicas del medidor de electricidad, incluyendo:
 - a) Diagrama a bloques con una descripción funcional de los componentes y dispositivos;
 - b) Dibujos, diagramas e información general del software, que expliquen la construcción y el funcionamiento, incluidos los enclavamientos;
 - c) Descripción y posición de los sellos u otros medios de protección;
 - d) Documentación relativa a las características de durabilidad;
 - e) Certificado de cumplimiento con el Proyecto;
 - f) Frecuencias de reloj específicas; y
 - g) Consumo energético del medidor de electricidad.
- 4) Manual de usuario;
- 5) Manual de instalación; y
- 6) Una descripción de la verificación de instalación para fallas significativas, si procede.

Asimismo, la documentación del software debe contener:

- 1) Una descripción del software propietario o legalmente relevante y cómo se cumplen los requisitos siguientes:
 - a) Lista de módulos del software con la relevancia legal pertinente, acompañada de una declaración de que todas las funciones están incluidas en la descripción con los términos correspondientes;
 - b) Descripción de las interfaces del software de la parte del software legalmente relevante, así como los comandos y los flujos de datos a través de esta interfaz, incluida una declaración de integridad;
 - c) Descripción de la generación de la identificación del software; y
 - d) Lista de parámetros a proteger y descripción de los medios de protección.
- 2) Una descripción de los medios de seguridad del sistema operativo (contraseña, etc.), cuando proceda;
- 3) Una descripción de los métodos de sellado (software);
- 4) Una visión general del hardware del sistema, por ejemplo, diagrama a bloques de topología, tipo de computadora(s), tipo de red, etc;

- 5) Cuando un componente de hardware se considere legalmente relevante o cuando desempeñe funciones con implicaciones legales, también debe identificarse;
- 6) Descripción de la exactitud de los algoritmos (por ejemplo, filtrado de los resultados de conversión A/D, cálculo de precios, algoritmos de redondeo, etc.);
- 7) Descripción de la interfaz de usuario, menús y diálogos.
- 8) Identificación del software y las instrucciones para obtenerlo de un instrumento en uso;
- 9) Lista de comandos de cada interfaz de hardware del instrumento de medición, dispositivo electrónico o subconjunto incluyendo una declaración de integridad;
- 10) Una lista de los errores de durabilidad que son detectados por el software y, si es necesario para dar mejor claridad, una descripción de los algoritmos de detección;
- 11) Una descripción de los conjuntos de datos almacenados o transmitidos;
- 12) Si la detección de las fallas se realiza en el software, una lista de las fallas detectadas y una descripción del algoritmo de detección, y
- 13) El manual de operación.

Si la aprobación de modelo o prototipo se basa en documentación de aprobación de modelo existente, la solicitud debe ir acompañada con dicha documentación y demás evidencia que respalde que el diseño y las características del instrumento de medición cumplen los requisitos de la presente Norma Oficial Mexicana.

10.2.2 Agrupación de modelo

Los medidores producidos por el mismo fabricante pueden formar un modelo, siempre que tengan propiedades metrológicas similares resultantes del uso de la misma construcción uniforme de piezas/módulos que determinan las propiedades metrológicas.

Un modelo puede tener varios intervalos de corriente y varios valores de tensión y frecuencia nominal, e incluir varios modos de conexión y varios dispositivos auxiliares.

Nota-“Misma construcción uniforme” significa normalmente la misma construcción de: los elementos de medición, del software de medición, del registro y el dispositivo indicador, el mismo mecanismo de compensación de temperatura, la misma construcción de caja, bloque de terminales e interfaz mecánica.

10.2.3 Muestreo para las pruebas de aprobación de modelo o prototipo

El fabricante debe elegir uno de los tamaños de muestra que se establecen en la Tabla 4.2. La condición de prueba y el criterio de aceptación/rechazo, está en función del tamaño de la muestra.

Tabla 4.2-Tamaño de la muestra, condición de prueba y criterio de aceptación/rechazo

# de especímenes (tamaño de la muestra)	Condición de prueba	Criterio de aceptación/rechazo
3 a 5 medidores	Todos los medidores deben ser sujetos a todas las pruebas.	Todos los medidores deben cumplir con todos los valores especificados en las pruebas.
6 a 8 medidores	Todos los medidores deben ser sujetos a todas las pruebas.	En caso de que, en total, los medidores incumplan dos valores o más de los especificados en las pruebas, se rechaza el prototipo.
3 grupos de 3 medidores	El total de las pruebas debe ser cubierto entre los tres grupos	Todos los grupos deben cumplir con todos los valores especificados en las pruebas aplicadas.

10.2.4 Procedimiento de validación

El procedimiento de validación consiste en una combinación de análisis de la documentación y validación del diseño, y validación por prueba funcional de las funciones del software. En la Tabla 4.3, se establece el procedimiento de validación que debe realizarse para cada comprobar el cumplimiento con cada especificación del Proyecto.

Tabla 4.3-Procedimiento de validación

Requisito		Procedimiento de validación	
#	Título	Análisis de la documentación y validación del diseño (AD)	Validación por prueba funcional de las funciones del software (VFTSw)
7.6.2	Identificación del software	✓	✓
7.6.3.1	Prevención contra uso indebido	✓	✓
7.6.3.2	Prevención contra fraude	✓	✓
7.6.4	Protección de parámetros	✓	✓
7.6.5	Separación de dispositivos electrónicos y subconjuntos o módulos	✓	na
7.6.6	Separación de partes del software	✓	na
7.6.7	Almacenamiento de datos, transmisión a través de sistemas de comunicación	✓	✓
7.6.7.1.2	Protección de datos	✓	✓
7.6.7.2	Almacenamiento automático	✓	✓
7.6.7.3.1	Retardo de transmisión	✓	✓
7.6.7.3.2	Interrupción de transmisión	✓	✓
7.6.7.4	Estampa de tiempo	✓	✓
7.6.8	Mantenimiento y actualización	✓	na
n/a = no aplica			

10.2.5 Programa de pruebas

La determinación del error intrínseco inicial debe ser la primera prueba a la que se somete el medidor, como se describe en 10.3.1.

Al comienzo de cualquier serie de pruebas, se permitirá que el medidor se estabilice con circuitos de tensión energizados durante el periodo de tiempo especificado por el fabricante.

El orden de los puntos de prueba para el error intrínseco inicial debe ser desde la corriente más baja hasta la más alta y luego de la corriente más alta hasta la más baja. Para cada punto de prueba, el error resultante debe ser el promedio de esas mediciones. Para I_{max} , el tiempo máximo de medición será de 10 min, incluido el tiempo de estabilización.

La determinación del error intrínseco (bajo condiciones de referencia), siempre debe realizarse antes de las pruebas de las magnitudes de influencia y antes de las pruebas de disturbios que se relacionan con el límite de error de cambio o con una condición de falla significativa por el error.

Las salidas de prueba (de pulso) pueden utilizarse para pruebas de requisitos de exactitud. En este caso, la prueba debe realizarse para asegurar que la relación entre el registro de energía básico y la salida de prueba utilizada cumple con las especificaciones del fabricante.

Si se especifica un medidor con modos de conexión alternativos, como conexiones monofásicas para medidores polifásicos, deben realizarse las pruebas de error base máximo permisible para todos los modos de conexión especificados, de acuerdo con 7.3.3

10.2.6 Condiciones de referencia

Durante las pruebas de aprobación de modelo prototipo, a menos que se indique lo contrario en las instrucciones particulares de las pruebas, todas las magnitudes de influencia, con excepción de la magnitud de influencia bajo prueba, deben mantenerse en las condiciones de referencia indicadas en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4-Condiciones de referencia y sus tolerancias

Magnitud	Condiciones de referencia	Tolerancia
Tensión(es) ⁽¹⁾	V_{nom}	$\pm 1 \%$
Temperatura ambiente	23 °C ⁽²⁾	$\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$
Frecuencia	f_{nom}	$\pm 0.3 \%$
Forma de onda	Senoidal	$d \leq 2 \%$
Inducción magnética de origen externo a la frecuencia de referencia	0 T	$B \leq 0.05 \text{ mT}$
Campos electromagnéticos de RF 30 kHz a 6 GHz	0 V/m	$\leq 1 \text{ V/m}$
Secuencia de fase para medidores polifásicos	L1, L2, L3	-
Balance de carga	Misma corriente para todos los circuitos de corriente	$\pm 2 \%$ (corriente) y $\pm 2^\circ$ (ángulo de fase)

1) El requisito se aplica tanto a fase-fase y fase-neutro para los medidores de poli-fase.
 2) Las pruebas se pueden realizar a otras temperaturas si los resultados se corrigen a la temperatura de referencia aplicando el coeficiente de temperatura establecido en las pruebas de modelo o prototipo y siempre que se lleve a cabo un análisis de incertidumbre adecuado.

Nota-Las condiciones de referencia y sus tolerancias se dan para asegurar la reproducibilidad entre los laboratorios, no para determinar la exactitud de las pruebas. Las exigencias sobre la estabilidad a corto plazo durante la prueba de factores de influencia pueden ser mucho más altas que las mostradas en esta tabla.

Tabla 4. 5-Condiciones de carga y sus tolerancias en las pruebas

Magnitud	Condiciones	Tolerancia
Corriente(s)	Intervalo de corriente del dispositivo bajo prueba	± 1.0
Factor de potencia	Intervalo del factor de potencia del dispositivo bajo prueba	Diferencia de fase corriente a tensión $\pm 2^\circ$

Nota: Las condiciones de carga y sus tolerancias se dan para garantizar la reproducibilidad entre los laboratorios, no para determinar la exactitud de las pruebas. Las exigencias sobre la estabilidad a corto plazo durante la prueba de factores de influencia pueden ser mucho más altas que las mostradas en esta tabla.

Para la mayoría de las pruebas, la potencia medida será constante si las otras magnitudes de influencia se mantienen constantes en las condiciones de referencia. Sin embargo, esto no es posible para algunas pruebas tales como la influencia de la variación de tensión y el desbalance de carga. Por lo tanto, el error de cambio siempre debe medirse como el cambio del error relativo y no el de la potencia absoluta.

10.3 Pruebas para comprobar el cumplimiento con los errores máximos permisibles**10.3.1 Determinación del error intrínseco inicial**

- a) Objetivo de la prueba: Comprobar que el error del medidor en las condiciones de referencia es menor que el valor del error base máximo permisible correspondiente establecido en la Tabla 1.5.
- b) Procedimiento de prueba: Los medidores que sean capaces de medir energía unidireccional y bidireccional, como se describe en 7.3.2, deben cumplir con el error base máximo permisible correspondiente de la Tabla 1.5 para flujo de energía en ambas direcciones, positiva y negativa.

El medidor que se especifique como capaz de medir solamente el flujo de energía positiva, como se describe en 7.3.2, debe cumplir con los requisitos de error base máximo permisible establecidos en la Tabla 1.5, para el flujo de energía positivo. Estos medidores también deben someterse a un flujo de energía invertido, en respuesta, con lo cual el medidor no debe registrar energía en el registro primario, o emitir más de un pulso en su salida de prueba. El tiempo de prueba debe ser al menos 1 min, o el tiempo en que la salida de prueba registre 10 pulsos en la dirección del flujo de energía positiva, o el tiempo en que el registro primario registre 2 unidades del dígito menos significativo en la dirección del flujo de energía positiva, el que sea más largo.

En el caso de diseños de inmovilización de funcionamiento en reversa que tienden a ser afectados por el calentamiento, el tiempo de prueba debe extenderse a 10 min en I_{max} .

- c) Puntos de prueba obligatorios: Para pruebas de flujo positivo, negativo y en reversa, los puntos de prueba obligatorios se establecen en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6-Puntos de prueba obligatorios para la determinación de la prueba del error intrínseco inicial

Corriente	Factor de potencia	Puntos de prueba obligatorios		
		Flujo positivo	Flujo negativo	Flujo invertido
I_{min}	Unitario	✓	n/a	✓
I_{tr}	Unitario	✓	✓	n/a
	Más inductivo ¹⁾	✓	✓	n/a
	Más capacitivo ¹⁾	✓	✓	n/a
Punto intermedio en el intervalo de I_{tr} a I_{max}	Unitario	✓	n/a	n/a
	Más inductivo ¹⁾	✓	n/a	n/a
	Más capacitivo ¹⁾	✓	n/a	n/a
I_{max}	Unitario	✓	✓	✓
	Más inductivo ¹⁾	✓	✓	n/a
	Más capacitivo ¹⁾	✓	✓	n/a
¹⁾ De 0.5 a 1, en atraso; de 1 a 0.5, en adelante				

10.3.2 Autocalentamiento

- a) Objetivo de la prueba: Comprobar que el medidor es capaz de transportar I_{max} continuamente, como se especifica en la Tabla 1.7.
- b) Procedimiento de prueba: Los circuitos de tensión se deben energizar a la tensión de referencia durante al menos 2 h. Entonces, con el medidor condiciones diferentes a las condiciones de referencia, debe aplicarse la corriente máxima a los circuitos de corriente. El cable que se utilizará para energizar el medidor debe ser de cobre, con longitud de 1 m y sección transversal que asegure que la densidad de corriente esta entre 3.2 A/mm² y 4 A/mm².

El error del medidor debe ser monitoreado a un factor de potencia unitario y a intervalos suficientemente cortos para registrar la curva de variación de error en función del tiempo. La prueba debe efectuarse durante al menos 1 h, y en cualquier caso, hasta que la variación de error en un periodo de 20 m no supere el 10% del error base máximo permisible. El cambio de error en comparación con el error intrínseco debe cumplir en todo momento los requisitos dados en la Tabla 1.7.

Si el error de cambio no se ha nivelado (de modo que la variación del error durante cualquier periodo de 20 min no supere el 10% del error base máximo permisible) al final de la prueba, se permite que el medidor vuelva a su estado de temperatura inicial y debe repetirse toda la prueba a factor de potencia de 0.5 en atraso o, si la carga puede cambiarse en menos de 30 seg, el error del medidor debe medirse a I_{max} y con factor de potencia de 0.5 en atraso; debe comprobarse que el error de cambio en comparación con el error intrínseco cumple con los requisitos dados en la Tabla 1.7.

10.3.3 Corriente de arranque

- a) Objetivo de la prueba: Comprobar que el medidor empieza y continúa operando a I_{st} , como se especifica en la Tabla 1.4.
- b) Procedimiento de prueba: El medidor debe someterse a una corriente igual que la corriente de arranque I_{st} . Si el medidor está diseñado para la medición de energía en ambas direcciones, entonces esta prueba debe aplicarse con la energía que fluye en cada dirección. El efecto de un retraso intencional en la medición después de la inversión de la dirección de la energía, debe tenerse en cuenta al realizar la prueba.

Debe considerarse que el medidor ha iniciado, si la salida produce pulsos a una velocidad compatible con los requisitos de errores base máximos permisibles de la Tabla 1.5.

El tiempo esperado, τ , expresado en segundos, entre dos pulsos (periodo) está dado por:

$$\frac{3.6 \times 10^6}{m \cdot k \cdot U_{nom} \cdot I_{st}}$$

en donde:

k es el número de pulsos emitidos por el dispositivo de salida del medidor por kilowatt-hora (pulsos/kWh);

m es el número de elementos;

U_{nom} es la tensión nominal expresada en volts;

I_{st} es la corriente de arranque expresada en amperes.

b.1) Pasos para el procedimiento de prueba

- 1) Iniciar el medidor;
- 2) Esperar 1.5τ s para que se produzca el primer pulso;
- 3) Esperar otros 1.5τ s para que se produzca el segundo pulso;
- 4) Determinar el tiempo efectivo entre los dos pulsos, y
- 5) Esperar que transcurra el tiempo efectivo (después del segundo pulso) para que ocurra el tercer pulso.

- c) Puntos de prueba obligatorios: I_{st} a un factor de potencia unitario.

10.3.4 Estado sin carga

- a) Objetivo de la prueba: Comprobar el desempeño sin carga del medidor, como se especifica en 7.3.4.
- b) Procedimiento de prueba: Para esta prueba, no debe aplicarse corriente en el circuito de corriente. La prueba se debe realizar en U_{nom} .

Para los medidores con una salida de prueba, la salida del medidor no debe producir más de un pulso.

El periodo de prueba mínimo Δt , expresado en horas, debe ser:

$$\Delta t \geq \frac{100 \times 10^3}{b \cdot k \cdot m \cdot U_{nom} \cdot I_{min}}$$

en donde:

b es el error máximo permisible de base en I_{min} expresado como porcentaje (%) y se debe tomar como un valor positivo;

k es el número de pulsos emitidos por el dispositivo de salida del medidor por kilowatt-hora (pulsos/kWh);

m es el número de elementos;

U_{nom} es la tensión nominal U_{nom} , expresada en volts;

I_{min} es la corriente mínima I_{min} , expresada en amperes.

Para el caso de los medidores con transformadores de medida que cuenten con registro primario nominal donde el valor de k (y posiblemente U_{nom}) está dado como valores del lado primario, se debe recalculer la constante k (y U_{nom}) para que correspondan a los valores secundarios (de tensión y corriente).

10.3.5 Constantes del medidor

- a) **Objetivo de la prueba:** Comprobar que la relación entre el registro de energía básica y la(s) salida(s) de prueba utilizada(s) cumple(n) con las especificaciones del fabricante. La diferencia relativa no debe ser mayor que una décima parte del error máximo permisible. Esta prueba sólo es aplicable si se usan salidas de prueba (pulso) para probar requisitos de exactitud.
- b) **Procedimiento de prueba:** Todos los registros y salidas de pulsos que están bajo control legal deben ser probados a menos que haya un sistema que garantice el comportamiento idéntico de todas las constantes del medidor.

La prueba debe llevarse a cabo pasando una cantidad de energía E a través del medidor, donde E sea de al menos:

$$E_{min} = \frac{1\,000 \cdot R}{b}$$

en donde:

R es la resolución aparente del registro de energía básica, expresada en Wh; y

NOTA - Cualquier medio puede usarse para mejorar la resolución aparente R de registro básico, siempre y cuando se tenga cuidado de asegurar que los resultados reflejen la verdadera resolución del registro básico.

b es el error máximo permisible expresado como porcentaje (%).

NOTA-El valor de b se debe seleccionar de la Tabla 1.5 según el punto de prueba elegido. El valor de b puede diferir de lo que es aplicable para la prueba de estado sin carga.

Debe calcularse la diferencia relativa entre la energía registrada y la energía que pasa a través del medidor, dada por el número de pulsos de la salida de prueba.

- c) **Efecto permitido:** La diferencia relativa no debe ser superior a una décima parte del error base máximo permisible.
- d) **Puntos de prueba obligatorios:** La prueba debe realizarse con una única corriente arbitraria $I > I_{tr}$.

El valor de b debe seleccionarse de la Tabla 1.5, según el punto de prueba elegido. El valor de b puede diferir de lo que es aplicable para la prueba de estado sin carga.

10.4 Pruebas para magnitudes de influencia

El propósito de estas pruebas es comprobar los requisitos establecidos en 7.3.3, debidos a la variación de una sola magnitud de influencia. Para las magnitudes de influencia indicadas en la Tabla 1.7, debe comprobarse que el error de cambio debido a la variación de cualquier magnitud de influencia única se encuentra dentro del límite de error de cambio indicado en la Tabla 1.7.

10.4.1 Dependencia con la temperatura

- a) **Objetivo de la prueba:** Comprobar que se cumplen los requisitos indicados en la Tabla 1.6.
- b) **Procedimiento de prueba:** Para cada punto de prueba, el error del medidor debe determinarse a la temperatura de referencia, en cada uno de los límites de temperatura ambiente superior e inferior especificados para el medidor, y a un número suficiente de otras temperaturas que formen intervalos de temperatura comprendidos entre 15 K y 23 K, que abarcan el intervalo de temperatura especificado.

Además, para cada punto de prueba y para cada intervalo de temperatura dado por los límites de temperatura superiores o inferiores adyacentes, incluida la temperatura de referencia, debe determinarse el coeficiente de temperatura promedio (c) como sigue:

$$c = \frac{\theta_u - \theta_i}{t_u - t_i}$$

en donde:

e_u y e_l son los errores en las temperaturas superior e inferior respectivamente en el intervalo de temperatura de interés; y

t_u y t_l son las temperaturas más altas y más bajas, respectivamente, en el intervalo de temperatura de interés.

Cada coeficiente de temperatura debe concordar con los requerimientos de la Tabla 1.6.

- c) Puntos de prueba obligatorios: El ensayo debe realizarse como mínimo en f.p. = 1 y f.p. = 0.5 en atraso y para corrientes de I_{tr} , $10I_{tr}$ e I_{max} .

10.4.2 Balance de carga

- a) Objetivo de la prueba: Comprobar que el error de cambio debido al balance de carga cumple con los requisitos de la Tabla 1.7. Este ensayo es sólo para medidores de poli-fase y para medidores monofásicos de tres hilos.
- b) Procedimiento de prueba: El error del medidor con corriente en un solo circuito de corriente, sólo debe ser medido y comparado con el error intrínseco a carga balanceada. Durante la prueba, deben aplicarse las tensiones de referencia a todos los circuitos de tensión.
- c) Puntos de prueba obligatorios: La prueba se debe realizar para todos los circuitos de corriente a f.p.=1 y f.p.=0.5 en atraso y, como mínimo, para corrientes de $10 \cdot I_{tr}$ e I_{max} para medidores conectados directamente, y como mínimo, a I_{max} para medidores con transformador.

10.4.3 Variación de tensión

- a) Objetivo de la prueba: Comprobar que el cambio de error debido a variaciones de tensión cumple con los requisitos de la Tabla 1.7.
- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error en comparación con el error intrínseco en U_{nom} , debe medirse cuando se varíe la tensión dentro del intervalo de funcionamiento nominal correspondiente. Para los medidores polifásicos, la tensión de prueba debe ser balanceada. Si se indican varios valores de U_{nom} , la prueba debe repetirse para cada valor U_{nom} .
- c) Puntos de prueba obligatorios: La prueba debe realizarse, como mínimo, en f.p.=1 y f.p.= 0.5 en atraso, para una corriente de $10 \cdot I_{tr}$, y a las tensiones $0.9 \cdot U_{nom}$ y $1.1 \cdot U_{nom}$.

10.4.4 Variación de frecuencia

- a) Objetivo de la prueba: Comprobar que el cambio de error debido a las variaciones de frecuencia cumple con los requisitos de la Tabla 1.7.
- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en f_{nom} , se debe medir cuando se varíe la frecuencia dentro del rango de funcionamiento nominal correspondiente. Si se indican varios valores f_{nom} , la prueba se debe repetir con cada valor de f_{nom} .
- c) Puntos de prueba obligatorios: La prueba debe realizarse como mínimo en f.p.= 1 y f.p.= 0.5 en atraso, para una corriente de $10 \cdot I_{tr}$, y a frecuencias de $0.98 \cdot f_{nom}$ y $1.02 \cdot f_{nom}$.

10.4.5 Armónicas en tensión y corriente

- a) Objetivo de la prueba: Comprobar que el cambio de error debido a las armónicas cumple con los requisitos.
- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, debe medirse cuando se añaden armónicas tanto en la tensión como en la corriente. El ensayo se debe realizar utilizando las formas de onda cuadriformes y pico especificadas en las Tablas 4.7 y 4.8, respectivamente. La amplitud de un solo armónico no debe ser superior a $0.12 \cdot V_1 / h$ para la tensión y de I_1 / h para la corriente, donde h es el número de armónicos y V_1 e I_1 son las fundamentales respectivas. Las gráficas de la amplitud de corriente para las formas de onda de las Tablas 4.7 y 4.8 se muestran en las Figuras A y B respectivamente.

La corriente eficaz no debe exceder de I_{max} , es decir, para la Tabla 4.7, la componente de corriente fundamental I_1 no debe exceder de $0.93 \cdot I_{max}$. El valor de pico de la corriente no debe exceder $1.4 \cdot I_{max}$, es decir, para la Tabla 4.8, la componente de corriente fundamental I_1 (eficaz) no debe exceder $0.568 \cdot I_{max}$.

Las amplitudes armónicas se deben calcular, respectivamente, con respecto a la amplitud de la componente de frecuencia fundamental de la tensión o corriente. El ángulo de fase se debe calcular en relación con el cruce por cero de la tensión de frecuencia fundamental o de la componente de corriente, respectivamente.

- c) Puntos de prueba obligatorios: La prueba se debe realizar, como mínimo, a $10 \cdot I_{tr}$, f.p. = 1, donde el factor de potencia está dado por la componente fundamental.

Tabla 4. 7-Forma de onda cuadriforme

Número de armónica	Amplitud de corriente	Ángulo de fase de corriente	Amplitud de tensión	Ángulo de fase de tensión
1	100%	0°	100%	0°
3	30%	0°	3.8%	180°
5	18%	0°	2.4%	180°
7	14%	0°	1.7%	180°
11	9%	0°	1.0%	180°
13	5%	0°	0.8%	180°

Tabla 4.8-Forma de onda pico

Número de armónica	Amplitud de corriente	Ángulo de fase de corriente	Amplitud de tensión	Ángulo de fase de tensión
1	100%	0°	100%	0°
3	30%	180°	3.8%	0°
5	18%	0°	2.4%	180°
7	14%	180°	1.7%	0°
11	9%	180°	1.0%	0°
13	5%	0°	0.8%	180°

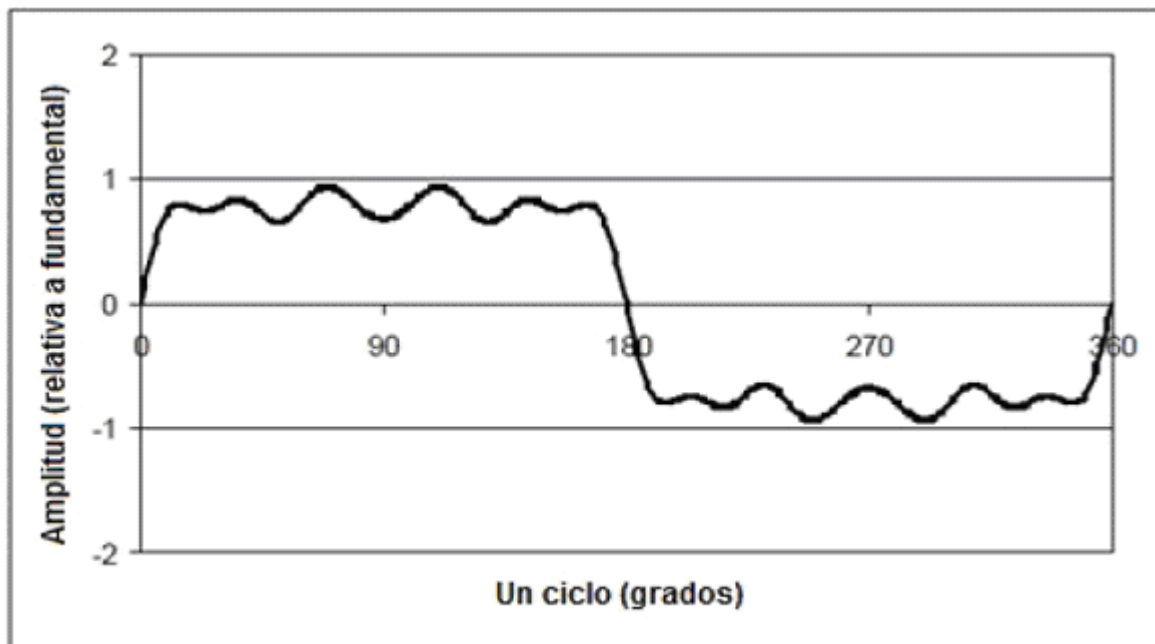


Figura A-Amplitud de corriente para la forma de onda cuadriforme

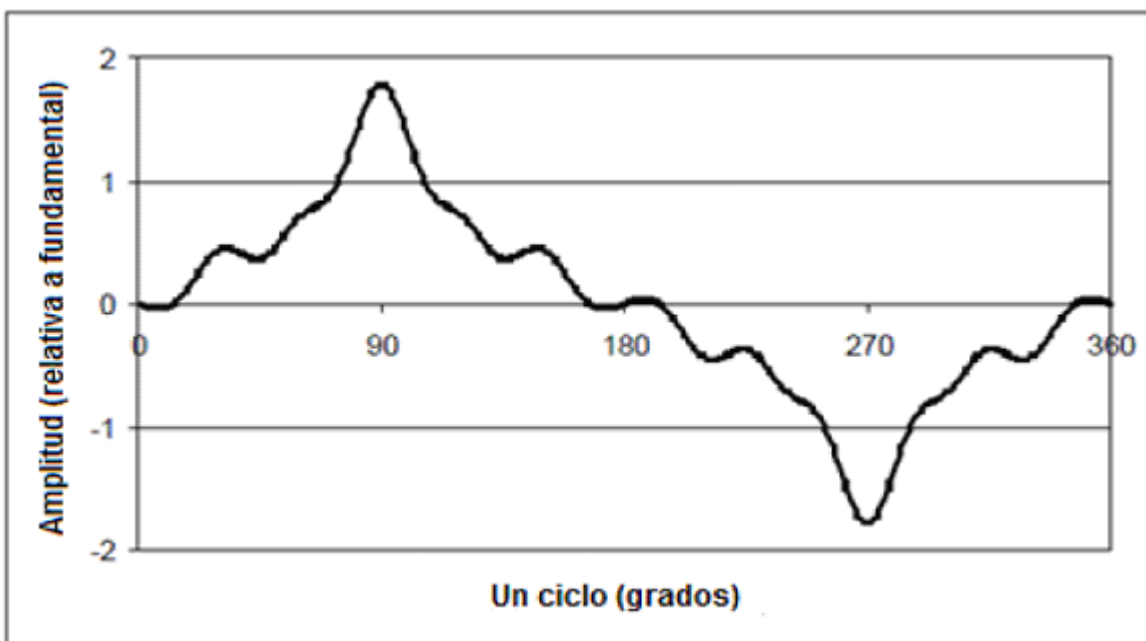


Figura B-Amplitud de corriente para la forma de onda pico

10.4.6 Variaciones de tensión severa

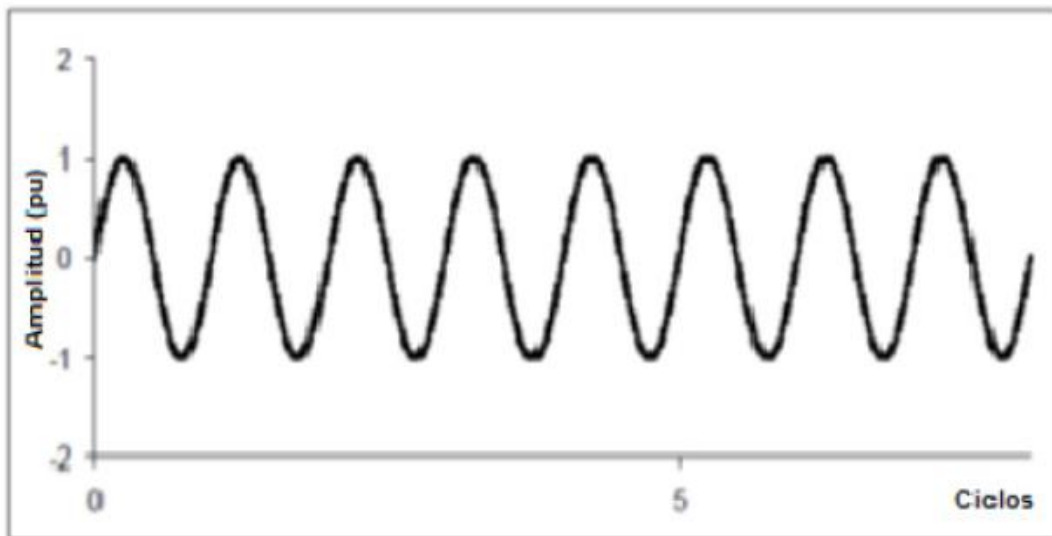
- a) Objetivo de la prueba: Comprobar que el cambio de error debido a variaciones severas de tensión cumple con los requisitos de la Tabla 1.7.
- b) Procedimiento de prueba: Se debe medir primero el error intrínseco en U_{nom} . Se debe comprobar entonces que el cambio de error relativo al error intrínseco en U_{nom} cumple con los requisitos de la Tabla 1.7 cuando la tensión varía de $0.8 \cdot U_{nom}$ a $0.9 \cdot U_{nom}$ y de $1.1 \cdot U_{nom}$ a $1.15 \cdot U_{nom}$. Para los medidores polifásicos, la tensión de prueba debe estar balanceada. Si se indican varios valores U_{nom} , la prueba se debe repetir para cada valor U_{nom} .
- c) Puntos de prueba obligatorio: La prueba se debe realizar como mínimo a $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1 y para tensiones de $0.8 \cdot U_{nom}$, $0.85 \cdot U_{nom}$ y $1.15 \cdot U_{nom}$.

10.4.7 Interrupción de una o dos fases

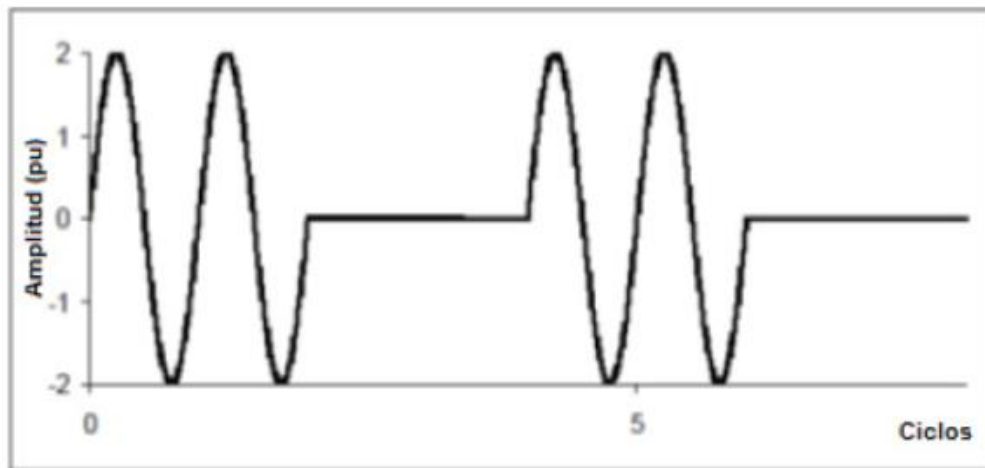
- a) Objetivo de la prueba: Comprobar que el error de cambio debido a la interrupción de una o dos fases cumple con los requisitos de la Tabla 1.7. La prueba es sólo para medidores polifásicos con tres elementos de medición.
- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error en comparación con el error intrínseco en condiciones de tensión balanceada y corriente de carga, se debe medir cuando se elimine una o dos de las fases manteniendo constante la corriente de carga. Dos fases interrumpidas son sólo para aquellos modos de conexión donde una fase que falta significa que la energía puede ser entregada. Un medidor de polifásico que se alimente sólo a partir de una de sus fases no debe interrumpir la tensión de esa fase, para los fines de esta prueba.
- c) Puntos de prueba obligatorios: La prueba se debe realizar, como mínimo, a $10 \cdot I_{tr}$, eliminando una o dos fases en combinaciones tales que permitan que cada fase se haya retirado al menos una vez.

10.4.8 Subarmónicas en el circuito de corriente alterna

- a) Objetivo de la prueba: Verificar que el cambio de error debido a los subarmónicos cumple con los requisitos de la Tabla 1.7.
- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, se medirá cuando la corriente de referencia sinusoidal sea reemplazada por otra señal sinusoidal con el doble del valor pico y que se activa y se desactiva cada segundo periodo como se muestra en la Figura C.1 y C.2 (la potencia medida debe ser la misma que la señal sinusoidal original, mientras que la corriente RCM es 1.41 veces mayor). Debe cuidarse que no se introduzca ninguna corriente directa significativa. Durante la prueba, el valor pico de la corriente no debe exceder de $1.4 \cdot I_{max}$.
- c) Puntos de prueba obligatorios: La prueba se debe realizar, como mínimo, con una corriente de referencia de $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1.



C.1)-Corriente de prueba para el error intrínseco



C.2)-Corriente de prueba para subarmónicas 2 ciclos activada, 2 ciclos desactivada

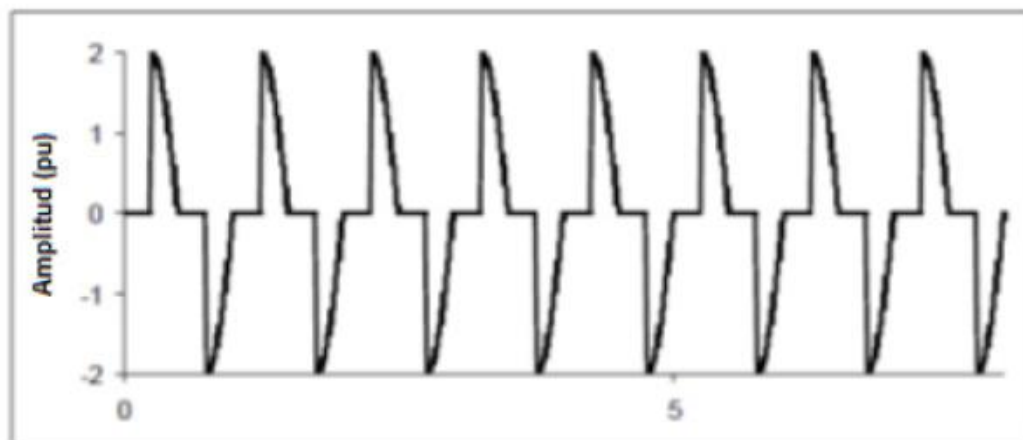
C.3)-Corriente de prueba para armónicas, corriente cero durante los ángulos de fase de 0° - 90° y 180° - 270°

Figura C. C.1), C.2) y C.3)-Corrientes de prueba para las pruebas de subarmónicas y armónicas

10.4.9 Armónicas en el circuito de corriente alterna

- a) Objetivo de la prueba: Para verificar que el cambio de error debido a armónicos en el circuito de corriente alterna cumple con los requisitos de la Tabla 1.7.
- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, se medirá cuando la corriente de referencia sinusoidal como se muestra en la Figura C.1 sea reemplazada por una corriente con el doble del valor pico original donde la forma de onda sinusoidal se pone a cero durante el primer y tercer cuarto del periodo, como se muestra en la Figura C.2. La potencia medida debe ser la misma que para la señal sinusoidal original mientras que la corriente RCM es 1.41 veces mayor. Durante el ensayo, el valor pico de la corriente no debe exceder de $1.4 \cdot I_{\max}$.
- c) Puntos de prueba obligatorios: La prueba se realizará, como mínimo, con una corriente de referencia de $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1.

10.4.10 Secuencia de fase invertida (dos fases intercambiadas)

- a) Objetivo de la prueba: Para verificar que el cambio de error debido al intercambio de dos de las tres fases cumple con los requisitos de la Tabla 1.7. Esta prueba sólo se aplica a los medidores trifásicos.
- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en las condiciones de referencia, se medirá cuando se intercambian dos de las tres fases.
- c) Puntos de prueba obligatorios: La prueba se realizará, como mínimo, con una corriente de referencia de $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1 con dos de las tres fases intercambiadas.

10.4.11 Inducción magnética continua de origen externo

- a) Objetivo de la prueba: Verificar que el cambio de error debido a la inducción magnética continua (C.D.) de origen externo cumple con los requisitos de la Tabla 1.7.
- b) Procedimiento de la prueba: El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en las condiciones de referencia, se medirá cuando el medidor se someta a una inducción magnética continua con una sonda en forma de imán permanente con una superficie de al menos 2 000 mm². El campo magnético a lo largo del eje del núcleo del imán debe cumplir con los detalles especificados en la Tabla 4.9.
- c) Puntos de prueba obligatorios: Seis puntos por metro de superficie. La prueba se realizará, como mínimo, en $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1. El cambio de error más grande debe observarse como resultado de la prueba.

Tabla 4. 9-Especificaciones del campo a lo largo del eje del núcleo del imán

Distancia de la superficie del imán	Inducción magnética	Tolerancia
30 mm	200 mT	± 30 mT

10.4.12 Campo magnético de origen externo

La norma aplicable es la NMX-J-579/4-8-ANCE-2006 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: Verificar que el cambio de error debido a un campo magnético de C.A. a la frecuencia de 60 Hz cumple con los requisitos de la Tabla 1.7.
- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en las condiciones de referencia, se debe medir cuando el medidor se exponga a un campo magnético a la frecuencia de potencia ($f = f_{nom} = 60$ Hz) bajo la condición más desfavorable de fase y dirección.
- c) Severidad de la prueba: Campo permanente de 400 A/m.
- d) Puntos de prueba obligatorios: La prueba se realizará como mínimo a $10 \cdot I_{tr}$ y a $I_{m\acute{a}x}$, f.p.= 1.

10.4.13 Campos electromagnéticos radiados

La norma aplicable es la NMX-J-610/4-3-ANCE-2015 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: Para comprobar que el error de cambio debido a los campos electromagnéticos radiados de radiofrecuencia cumple con los requisitos de la Tabla 1.7, se debe observar que la condición de prueba 2 corresponde a la prueba de perturbación conforme al numeral 10.5.6.

- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, se medirá cuando el medidor se someta a campos de electromagnéticos de RF. La intensidad del campo electromagnético debe ser la especificada por el nivel de severidad y la uniformidad del campo debe ser la definida por la norma NMX-J-610/4-3-ANCE-2015. Los intervalos de frecuencia a considerar se barren con la señal modulada, interrumpiendo para ajustar el nivel de la señal de RF o para conmutar osciladores y antenas según sea necesario. Cuando el intervalo de frecuencia se varía de forma incremental, el tamaño del paso no debe exceder del 1% del valor de frecuencia precedente. El tiempo de prueba para un cambio de frecuencia del 1% no debe ser menor que el tiempo para realizar una medición y en ningún caso no menor de 0.5 segundos.

La longitud del cable expuesta al campo electromagnético debe ser de 1 metro.

La prueba se debe realizar con la antena generadora mirando a cada lado del medidor. Cuando el medidor pueda ser utilizado en diferentes orientaciones (es decir, vertical u horizontal), todos los lados deben ser expuestos a los campos durante la prueba.

La portadora debe estar modulada con 80% de AM a 1 kHz de onda sinusoidal.

El medidor se debe probar por separado a las frecuencias de reloj especificadas por el fabricante.

Cualquier otra frecuencia sensible también se debe analizar por separado.

Nota-Normalmente estas frecuencias sensibles son las frecuencias emitidas por el medidor.

El medidor debe probarse en las dos condiciones de prueba, en donde la condición de prueba 2 corresponde a la prueba de perturbación descrita en 10.5.6

- c) Condición de prueba 1: Durante la prueba, el medidor se debe energizar con tensión de referencia y una corriente igual a $10 \cdot I_{tr}$. El error de medición del medidor se debe monitorear por comparación con un medidor de referencia no expuesto al campo electromagnético o inmune al campo, o por un método igualmente adecuado.

El error en cada intervalo incremental del 1% de la frecuencia portadora debe ser monitoreado y comparado con los requisitos de la Tabla 1.7. Cuando se utilice un barrido de frecuencia continuo, esto se logra ajustando la relación del tiempo de barrido y el tiempo de cada medición. Cuando se usan pasos de frecuencia incrementales de 1%, esto se logra ajustando el tiempo de permanencia en cada frecuencia para ajustar el tiempo de medición.

- d) Condición de prueba 2: Durante la prueba, la tensión y los circuitos auxiliares del medidor se debe activar con la tensión de referencia. No debe haber corriente en los circuitos de corriente y las terminales de corriente deben estar en circuito abierto.

Nota-La condición de prueba 2 corresponde a la prueba de perturbación conforme al numeral 10.5.6, por lo tanto, también se deben aplicar las instrucciones generales del numeral 10.5.1.

- e) Severidades de la prueba: Conforme a lo establecido en la Tabla 4.10.

Tabla 4. 10-Severidad de la prueba

Para la condición de prueba	Intervalo de frecuencia	Intensidad del campo
Condición de prueba 1 (con corriente)	80-6000 MHz	10 V/m
Condición de prueba 2 (sin corriente)	80-6000 MHz	30 V/m

10.4.14 Disturbios conducidos, inducidos por campos de radiofrecuencia

La norma aplicable es la NMX-J-579/4-6-ANCE-2006 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: Verificar que el cambio de error debido a perturbaciones conducidas, inducidas por campos de RF cumple con los requisitos de la Tabla 1.7.
- b) Procedimiento de prueba: Una corriente electromagnética de radiofrecuencia para simular la influencia de campos electromagnéticos se debe acoplar o inyectar en los puertos de alimentación y puertos de E/S del medidor utilizando dispositivos de (des)acoplamiento según se define en la norma NMX-J-579/4-6-ANCE-2006. Se debe verificar el desempeño del equipo de prueba compuesto por un generador de RF, dispositivos de (des)acoplamiento, atenuadores, etc.

El medidor debe ser probado como un instrumento de mesa. Durante la prueba, el medidor se debe energizar con la tensión de referencia y una corriente igual a $10 \cdot I_{tr}$. El error en cada intervalo incremental del 1% de la frecuencia portadora debe ser monitoreado y comparado con los requisitos de la Tabla 1.7. Cuando se utiliza un barrido de frecuencia continuo, esto se logra ajustando la relación del tiempo de barrido y el tiempo de cada medición. Cuando se usan pasos de frecuencia incrementales de 1%, esto se logra ajustando el tiempo de permanencia en cada frecuencia para ajustar el tiempo de medición.

Si el medidor es un medidor de polifásico, las pruebas se deben realizar en todas las extremidades del cable.

c) Severidad de la prueba:

Amplitud de RF (50 ohm): 10 V;

Intervalo de frecuencia: 0.15 MHz-80 MHz, y

Modulación: 80% AM, onda senoidal de 1 kHz.

10.4.15 Señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna

a) Objetivo de la prueba: Verificar que el cambio de error debido a una señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna cumple con los requisitos de la Tabla 1.7.

b) Procedimiento de prueba: El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales en $I = I_{max} / 2\sqrt{2}$, se debe medir cuando la amplitud de corriente se incrementa hasta el doble de su valor ($I = I_{max} / \sqrt{2}$) y ésta se rectifica a media onda.

c) Puntos de prueba obligatorios: La prueba se debe llevar a cabo a f.p.= 1.

Nota 1-La rectificación y medición de media onda se puede realizar como se muestra en la Figura 4.4 (sólo se muestra la trayectoria de corriente, la tensión se conectará normalmente). La incertidumbre de la medición en este método es muy dependiente de la impedancia de salida (subperíodo) de la fuente de corriente y de la impedancia del circuito de corriente del medidor de referencia en combinación con las posibles diferencias de impedancia de las dos ramas de corriente.

Nota 2-Dado que la incertidumbre depende de la diferencia absoluta de la impedancia de la rama y no de la relativa (si no es $R_{equilibrio} \gg R_{fuente}$), el problema generalmente no se puede remediar introduciendo resistores adicionales en cada rama. Sin embargo, puede ser monitoreado estudiando la corriente continua de la fuente. Los componentes de C.C. no deben ser superiores de 0.5 a 1% del valor de CA. (Cuando se mide una componente de C.C. del orden del 1% del componente de CA, el instrumento debe preferentemente ser calibrado de antemano por una medición de la corriente de prueba con los diodos del circuito de prueba desconectados y cortocircuitados).

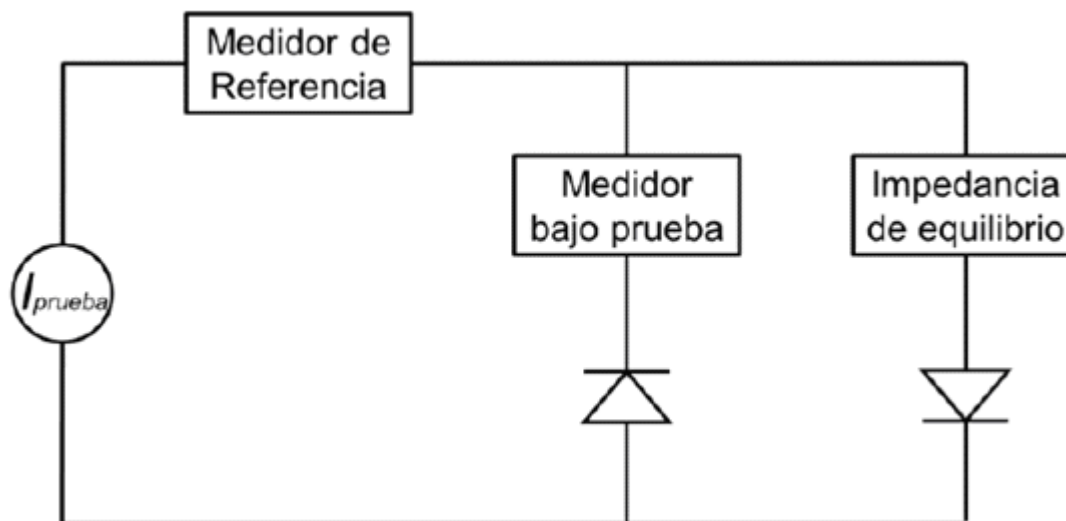


Figura D- Circuito de prueba de corriente propuesto para prueba de corriente continua e incluso armónica (sólo se muestra el circuito de corriente monofásico, la tensión se conecta normalmente)

10.4.16 Armónicas de orden alto

- a) Objetivo de la prueba: Verificar que el cambio de error debido a los armónicos de orden alto cumple con los requisitos de la Tabla 1.7. Además, la función del medidor no se debe afectar.
- b) Procedimiento de prueba: El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, se debe medir cuando se superpongan señales de prueba asíncronas, barridas de $f = 15 \cdot f_{nom}$ a $40 \cdot f_{nom}$, primero en la señal a los circuitos de tensión y luego a la señal a los circuitos de corriente. En el caso de un medidor polifásico, todos los circuitos de tensión o corriente pueden ser probados al mismo tiempo. La frecuencia de la señal debe ser barrida de baja frecuencia a alta frecuencia y retroceder mientras se mide el error de medición.
- c) Severidad de la prueba: La señal asíncrona debe tener un valor de $0.02 \cdot U_{nom}$ y $0.1 \cdot I_{tr}$ con una tolerancia de $\pm 5\%$.
- d) Puntos de prueba obligatorios: La prueba se debe realizar en I_{tr} . Se debe tomar una lectura por frecuencia armónica.

10.5 Pruebas para disturbios o perturbaciones**10.5.1** Instrucciones generales para las pruebas de disturbio

Mediante estas pruebas se verifica que el medidor cumple los requisitos para la influencia de las perturbaciones. Las pruebas deben ser realizadas usando una perturbación a la vez; todas las demás magnitudes de influencia se deben establecer en condiciones de referencia, a menos que se indique lo contrario en la descripción de la prueba pertinente. No se debe producir ningún fallo significativo. A menos que se indique lo contrario, cada prueba debe incluir:

- a) Una comprobación de que cualquier cambio en los registros o la energía equivalente de la salida de prueba es inferior al valor de cambio crítico $m \cdot U_{nom} \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot 10^{-6}$, donde m es el número de elementos de medición, U_{nom} es expresado en volts e $I_{m\acute{a}x}$ es expresado en amperes;
- b) Una comprobación operacional para verificar que el medidor registra energía cuando está sometido a una corriente;
- c) Una comprobación de la correcta operación de las salidas de pulsos y de las entradas de cambio de tarifas, si están presentes, y
- d) Confirmación por medición de que el medidor sigue cumpliendo los requisitos de error máximo permisible de base después de la prueba de perturbación.

Se permite la pérdida temporal de funcionalidad siempre y cuando el medidor regrese a la funcionalidad normal automáticamente cuando se elimina la perturbación.

Los puntos de prueba obligatorios para comprobar el error máximo permisible son:

- a) I_{tr} , f.p.=1, y
- b) $10 \cdot I_{tr}$, f.p.=0.5 en atraso.

10.5.2 Campo magnético de origen externo

La norma que aplica es la NMX-J-579/4-8-ANCE-2006 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: Comprobar el cumplimiento de los requisitos indicados en 7.3.6.2 y en la Tabla 1.8 bajo condiciones de un campo magnético de corriente alterna de origen externo a la frecuencia de 60 Hz.
- b) Procedimiento de prueba: El medidor se debe conectar a la tensión de referencia, pero sin corriente en los circuitos de corriente. El campo magnético se debe aplicar a lo largo de tres direcciones ortogonales.
- c) Efectos permitidos: No debe ocurrir ninguna falla significativa.
- d) Severidad de la prueba: Intensidad de campo magnético de corta duración (3 segundos): 1000 A/m.

10.5.3 Descarga electrostática

La norma aplicable es la NMX-J-610/4-2-ANCE-2012 o la que la sustituya.

- a) **Objetivo de la prueba:** Comprobar el cumplimiento de los requisitos indicados en 7.3.6.2 y en la Tabla 1.8, en condiciones de descarga electrostática directa e indirecta.
- b) **Procedimiento de prueba:** Se debe utilizar un generador de descargas electrostáticas con características de rendimiento especificadas en la norma NMX-J-610/4-2-ANCE-2012. Antes de iniciar las pruebas, se debe verificar el desempeño del generador. Se deben aplicar al menos 10 descargas, en la polaridad más sensible. Para un medidor que no esté equipado con un terminal de tierra, el medidor debe descargarse completamente entre descargas. La descarga por contacto es el método de prueba preferido. Las descargas al aire deben utilizarse donde las descargas por contacto no se pueden aplicar.
- c) **Aplicación directa:** En el modo de descarga por contacto que debe llevarse a cabo en superficies conductoras, el electrodo debe estar en contacto con el medidor. En el modo de descarga al aire en superficies aisladas, el electrodo se debe aproximar al medidor y la descarga se produce por chispa.
- d) **Aplicación indirecta:** Las descargas se deben aplicar en el modo de contacto a los planos de acoplamiento montados en la proximidad del medidor.
- e) **Condiciones de prueba:** La prueba se debe realizar con el medidor en estado de funcionamiento. Los circuitos de tensión se activarán con U_{nom} y los circuitos de corriente y auxiliares estarán abiertos, sin corriente. El medidor debe ser probado como equipo de mesa.
- f) **Efectos permitidos:** No debe ocurrir ninguna falla significativa.
- g) **Severidad de la prueba:**
 - Tensión de descarga de contacto: 8 kV; las descargas de contacto se deben aplicar sobre superficies conductoras; y
 - Tensión de descarga al aire: 15 kV; las descargas al aire se deben aplicar sobre superficies no conductoras.

10.5.4 Transitorios rápidos

Las normas aplicables son la NMX-J-610/4-1-ANCE-2009 e NMX-J-610/4-4-ANCE-2013 o la que la sustituya.

- a) **Objetivo de la prueba:** Comprobar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8 en condiciones en que las emisiones eléctricas se superpongan en los circuitos de tensión y corriente, en los puertos de E/S y de comunicación.
- b) **Procedimiento de prueba:** Se debe utilizar un generador de emisiones eléctricas con las características de funcionamiento especificadas en la NMX-J-610/4-1-ANCE-2009 e NMX-J-610/4-4-ANCE-2013. El medidor debe estar sometido a picos de tensión, para los cuales, la frecuencia de repetición de los impulsos y los valores máximos de la tensión de salida en cargas de 50Ω y $1\ 000 \Omega$ se definen en la norma la NMX-J-610/4-1-ANCE-2009 e NMX-J-610/4-4-ANCE-2013. Las características del generador deben ser verificadas antes de conectar el medidor. Se deben aplicar emisiones eléctricas con polaridad positiva y negativa. La duración de la prueba no debe ser inferior a 1 minuto para cada amplitud y polaridad. Se debe utilizar una abrazadera de acoplamiento capacitiva, tal como se establece en la norma la NMX-J-610/4-1-ANCE-2009 e NMX-J-610/4-4-ANCE-2013, para acoplar los puertos de E/S y de comunicación con una tensión de referencia de más de 40 V. Los impulsos de prueba se deben aplicar continuamente durante el tiempo de medición.
- c) **Condiciones de prueba:** El medidor debe ser probado como equipo de mesa.
 - La tensión del medidor y de los circuitos auxiliares se debe energizar a la tensión de referencia.
 - La longitud del cable entre el dispositivo de acoplamiento y el medidor debe ser de 1 metro.
 - La tensión de prueba se debe aplicar en modo común (línea a tierra) a:
 - 1) Los circuitos de tensión;
 - 2) Los circuitos de corriente, si están separados de los circuitos de tensión en funcionamiento normal; y
 - 3) Los circuitos auxiliares, si están separados de los circuitos de tensión en funcionamiento normal y con una tensión de referencia de más de 40 V.

- d) Severidad de la prueba: Tensión de prueba para los circuitos de corriente y tensión: 4 kV. Tensión de prueba para los circuitos auxiliares con una tensión de referencia superior a 40 V: 2 kV.
- e) Efectos permitidos: El error de cambio, en comparación con el error intrínseco en las condiciones de referencia, debe ser inferior al que se establece en la Tabla 1.8.
- f) Puntos de prueba obligatorios: $10 \cdot I_{tr}$, f.p.=1.

10.5.5 Decrementos súbitos e interrupciones de tensión

Las normas que aplican son la IEC 61000-4-11, IEC 61000-6-1 e NMX-J-610/6-2-ANCE-2008 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos de 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8 en condiciones de reducciones de la tensión de alimentación (abatimientos e interrupciones) de corta duración.
- b) Procedimiento de prueba: Se debe utilizar un generador de prueba que pueda reducir la amplitud de la tensión de alimentación durante un periodo de tiempo definido por el operador. El funcionamiento del generador de prueba se debe verificar antes de conectar el medidor.
- c) Las reducciones de tensión de alimentación se repetirán 10 veces con un intervalo de al menos 10 s.
- d) Condiciones de prueba: Circuitos de tensión energizados con U_{nom} . Sin corriente en los circuitos de corriente.
- e) Severidad de la prueba: Decremento de tensión, como se indica en la Tabla 4.11. Interrupción de la tensión, como se indica en la Tabla 4.12.
- f) Efectos permitidos: No debe ocurrir ninguna falla significativa.

Tabla 4. 11-Decrementos de tensión

Prueba	Prueba a	Prueba b	Prueba c
Reducción	30%	60%	60%
Duración	0.5 ciclo	1 ciclo	30 ciclos

Tabla 4. 12-Interrupciones de tensión

Reducción	0%
Duración	300 ciclos

10.5.6 Campos electromagnéticos de RF radiados

- a) La norma aplicable es la NMX-J-610/4-3-ANCE-2015 o la que la sustituya.
- b) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en condiciones de campos electromagnéticos de radiofrecuencia radiada.
- c) Procedimiento de prueba: Refiérase al numeral 10.4.13
- d) Efectos permitidos: No debe ocurrir ninguna falla significativa.

10.5.7 Sobretensiones en la línea de alimentación eléctrica de corriente alterna

- a) La norma aplicable es la IEC 61000-4-5 o la que la sustituya.
- b) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en condiciones en las que se superpongan sobretensiones eléctricas a la tensión de alimentación.
- c) Procedimiento de prueba: Se debe utilizar un generador de sobretensiones con las características de funcionamiento especificadas en la norma IEC 61000-4-5. La prueba consiste en la exposición a sobretensiones, cuyas características del tiempo de subida, la anchura de impulso, los valores pico de la tensión-corriente de salida sobre las cargas de impedancia alta o baja y el intervalo de tiempo mínimo entre dos pulsos sucesivos, están definidos en la norma IEC 61000-4-5.

Las características del generador deben ser verificadas antes de conectar el medidor.

- d) Condiciones de prueba:**
- 1) Medidor en estado de operación;
 - 2) Circuitos de tensión energizados con tensión nominal;
 - 3) Sin corriente en los circuitos de corriente y las terminales de corriente deben estar abiertas;
 - 4) Longitud del cable entre el generador de sobretensiones y el medidor: 1 metro.
 - 5) Probado en modo diferencial (línea a línea), y
 - 6) Ángulo de fase: impulsos a aplicar a 60° y 240° con respecto al cruce por cero de la fuente de C.A.
- e) Severidad de la prueba:**
- 1) Circuitos de tensión:
 - Línea a línea: Tensión de prueba: 2.0 kV, impedancia de la fuente del generador: 2Ω ;
 - Línea a tierra: Tensión de prueba: 4.0 kV, impedancia de la fuente del generador: 2Ω ;
 - Número de pruebas: 5 positivas y 5 negativas, y
 - Tasa de repetición: máximo 1/min.
 - 2) Circuitos auxiliares con una tensión de referencia superior a 40 V:
 - Línea a línea: tensión de prueba 1.0 kV, impedancia de la fuente del generador 42Ω ;
 - Línea a tierra: Tensión de prueba 2.0 kV, impedancia de la fuente del generador 42Ω ;
NOTA-Para los casos en que la tierra del medidor está separada a neutro.
 - Número de pruebas: 5 positivas y 5 negativas, y
 - Tasa de repetición: máximo 1/min.

10.5.8 Inmunidad de ondas oscilatorias amortiguadas

La norma aplicable es la NMX-J-610/4-12-ANCE-2013 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba:** Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8 en condiciones de ondas oscilatorias amortiguadas. Esta prueba es sólo para los medidores que deben ser operados con transformadores de tensión.
- b) Procedimiento de prueba:** El medidor se debe someter a formas de onda de tensión oscilatoria amortiguadas con una tensión pico de acuerdo con los requerimientos de severidad de la prueba indicados a continuación.

Condiciones de prueba:

- 1) Los medidores se probarán como equipo de mesa;
 - 2) Los medidores deben estar en condiciones de operación;
 - 3) Circuitos de tensión energizados con tensión nominal, y
 - 4) Con $I = 20 \cdot I_{tr}$ y factor de potencia uno y 0.5 en atraso.
- c) Severidad de la prueba:** Tensión de prueba en circuitos de tensión y circuitos auxiliares con una tensión de operación > 40 V:
- 1) Modo común: 2.5 kV, y
 - 2) Modo diferencial: 1.0 kV.
- d) Frecuencias de prueba:**
- 1) 100 kHz, frecuencia de repetición: 40 Hz; y
 - 2) 1 MHz, frecuencia de repetición: 400 Hz.
- e) Duración de la prueba:** 60 segundos (15 ciclos con 2 segundos activado y 2 segundos desactivado, por cada frecuencia).
- f) Efectos permitidos:** Durante la prueba, la función del medidor no debe ser perturbada y el cambio de error debe ser menor que los límites dados en la Tabla 1.8.
- g) Puntos de prueba obligatorios:** $20 \cdot I_{tr}$, f.p.=1 y 0.5 en atraso.

10.5.9 Sobrecorriente de corta duración

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en condiciones de sobre-corriente de corta duración.
- b) Procedimiento de prueba: El medidor debe ser capaz de manejar la corriente causada por un cortocircuito dentro de la carga que se mide, cuando esa carga está protegida con los fusibles o interruptores apropiados.
- c) Corriente de prueba: Para medidores conectados directamente: $30 \cdot I_{\max} + 0\% -10\%$, para un semiciclo a frecuencia nominal o equivalente.
Para medidores conectados a través de transformadores de corriente: Una corriente equivalente de $20 \cdot I_{\max} +0\% -10\%$, durante 0.5 segundos.
La corriente de prueba se debe aplicar a una sola fase por cada vez. El valor de corriente de prueba dado es el valor RCM, no el valor máximo.
- d) Efectos permitidos: No se debe producir ningún daño. Con la tensión reconectada se permitirá que el medidor vuelva a las temperaturas normales (aproximadamente en 1 hora). El cambio de error, comparado con el error inicial antes de la prueba, debe ser menor que el límite de cambio de error dado en la Tabla 1.8.
- e) Puntos de prueba obligatorios: $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1.

10.5.10 Tensión de impulso

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en condiciones de tensión de impulso.
- b) Procedimiento de prueba general: El medidor y sus dispositivos auxiliares incorporados, si los hubiere, deben ser tales que conserven cualidades dieléctricas adecuadas, teniendo en cuenta las influencias atmosféricas y las diferentes tensiones a las que están sujetas en condiciones normales de uso.

El medidor debe soportar la prueba de tensión de impulso como se especifica a continuación. La prueba se debe realizar únicamente en medidores completos.

NOTA-Para los efectos de esta prueba, el término "tierra" tiene el siguiente significado:

- 1) Cuando la cubierta del medidor está hecha de metal, la "tierra" es la cubierta misma, colocado sobre una superficie plana y conductora, y
- 2) Cuando la cubierta del medidor o sólo una parte de ella está hecha de material aislante, la "tierra" es una lámina conductora envuelta alrededor del medidor que toca todas las partes conductoras accesibles y conectada a la superficie plana y conductora sobre la cual se coloca el medidor. Las distancias entre la lámina conductora y las terminales, y entre la lámina conductora y los agujeros para los conductores, no deben ser mayores de 2 centímetros.

Durante la prueba de tensión de impulso, los circuitos que no estén bajo prueba deben estar conectados a tierra.

- c) Condiciones de prueba generales:
- 1) Temperatura ambiente: 15° C a 25° C;
 - 2) Humedad relativa: 25% a 75%, y
 - 3) Presión atmosférica: 86 kPa a 106 kPa.
- d) Efectos permitidos: Una vez completada la prueba de tensión de impulso, no deben existir daños en el medidor y no se debe producir ningún fallo significativo.
- e) Condiciones de prueba:
- 1) Forma de onda del impulso: impulso de 1.2/50 microsegundos especificado en la IEC 60060-1;
 - 2) Tiempo de subida de tensión: $\pm 30\%$;
 - 3) Tiempo de caída de tensión: $\pm 20\%$;
 - 4) Fuente de energía: $10.0 \text{ j} \pm 1.0 \text{ j}$;
 - 5) Tensión de prueba: de acuerdo con la Tabla 4.13, y
 - 6) Tolerancia de la tensión de prueba: $+0 -10\%$.

Nota-La selección de la impedancia de la fuente es a criterio del laboratorio.

Para cada prueba (véase 10.5.12 y 10.5.13) la tensión de impulso, se debe aplicar diez veces con una polaridad y luego se repite diez veces con la otra polaridad. El tiempo mínimo entre impulsos debe ser de 30 segundos.

Tabla 4. 13-Niveles de prueba de tensión de impulso

Tensión de fase a tierra derivada de la tensión nominal del sistema (V)	Tensión de impulso nominal (V)
$V \leq 100$	3 000
$100 < V \leq 150$	6 000
$150 < V \leq 300$	10 000
$300 < V \leq 600$	12 000

10.5.11 Tensión de impulso para y entre circuitos

- a) Procedimiento de prueba: La prueba se debe realizar independientemente en cada circuito (o conjunto de circuitos) que esté aislado de otros circuitos del medidor en uso normal. Las terminales de los circuitos que no estén sometidos a tensión de impulso deben estar conectados a tierra.
- b) Por lo tanto, cuando los circuitos de tensión y de corriente de un elemento de medición están conectados entre sí en uso normal, la prueba se debe realizar sobre el conjunto. El otro extremo del circuito de tensión se debe conectar a tierra y la tensión de impulso se debe aplicar entre la terminal del circuito de corriente y la tierra.
- c) Cuando varios circuitos de tensión de un medidor tienen un punto común, este punto se debe conectar a tierra y la tensión de impulso se debe aplicar sucesivamente entre cada uno de los extremos libres de las conexiones (o el circuito de corriente conectado a ella) y tierra. El otro extremo de este circuito de corriente debe estar abierto.
- d) Cuando los circuitos de tensión y de corriente del mismo elemento de medición se separan y se aíslan adecuadamente en uso normal (por ejemplo, cada circuito conectado al transformador de medición), la prueba se debe realizar por separado en cada circuito.
- e) Durante la prueba de un circuito de corriente, las terminales de los otros circuitos se conectarán a tierra y la tensión de impulso se aplicará entre una de las terminales del circuito de corriente y la tierra. Durante la prueba de un circuito de tensión, las terminales de los otros circuitos y una de las terminales del circuito de tensión bajo prueba deben conectarse a tierra y la tensión de impulso se debe aplicar entre la otra terminal del circuito de tensión y tierra.
- f) Los circuitos auxiliares destinados a ser conectados directamente a la red o a los mismos transformadores de tensión como los circuitos del medidor y con una tensión de referencia superior a 40 V deben someterse a la prueba de tensión de impulso al estar unidos con un circuito de tensión durante las pruebas. Los otros circuitos auxiliares no deben ser probados.

10.5.12 Tensión de impulso de los circuitos eléctricos con relación a tierra

- a) Procedimiento de prueba: Todas las terminales de los circuitos eléctricos del medidor, incluidos las de los circuitos auxiliares con una tensión de referencia superior a 40 V, deben conectarse entre sí.
Los circuitos auxiliares con una tensión de referencia inferior o igual a 40 V deben conectarse a tierra. La tensión de impulso se debe aplicar entre todos los circuitos eléctricos y tierra.
- b) Efectos permitidos: Durante esta prueba, no se debe producir ninguna chispa, descarga o perforación perjudicial.

10.5.13 Falla a tierra

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en condiciones de falla a tierra.

Esta prueba sólo se aplica a los medidores trifásicos operados por transformadores de cuatro hilos conectados a redes de distribución que están equipadas con neutralizadores de falla a tierra o en las que el punto estrella está aislado. En el caso de una falla a tierra y con una sobretensión del 10%, las tensiones de línea a tierra de las dos líneas que no están afectadas por la falla a tierra aumentarán 1.9 veces la tensión nominal.

- b) Procedimiento de prueba. Se deben aplicar los siguientes requisitos de prueba:

Para una prueba bajo una condición simulada de falla a tierra en una de las tres líneas, todas las tensiones se deben incrementar 1.1 veces las tensiones nominales durante 4 h. El neutro del medidor bajo prueba está desconectado de la terminal de tierra del equipo de prueba del medidor y se conecta a la terminal de línea del medidor en el que se debe simular el fallo a tierra (véase Figura E). De esta manera, las dos terminales de tensión del medidor bajo prueba que no están afectadas por la falla a tierra están conectadas a 1.9 veces las tensiones de fase nominales.

- c) Efectos permitidos: Después de la prueba, el medidor no debe mostrar daños y debe funcionar correctamente. El cambio de error medido cuando el medidor vuelve a la temperatura de trabajo nominal no debe exceder los límites dados en la Tabla 1.8.
- d) Puntos de prueba obligatorios: $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1, carga balanceada.

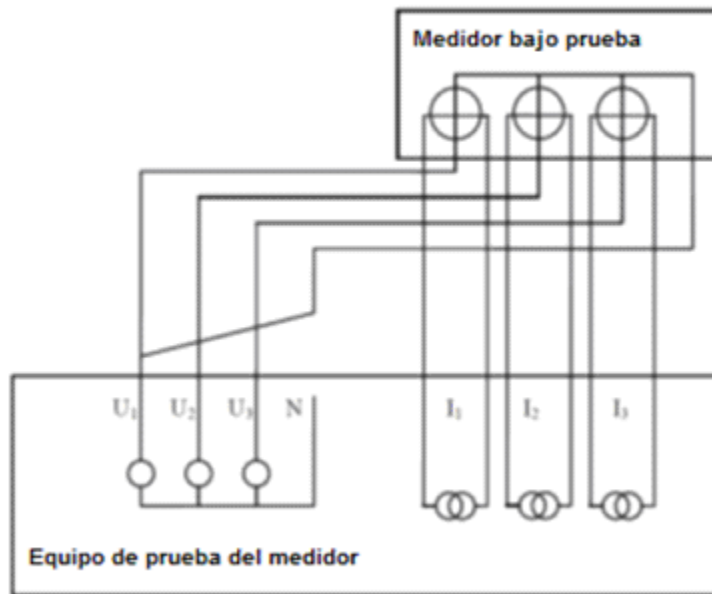


Figura E-Esquema para la prueba de falla a tierra

10.5.14 Operación de dispositivos auxiliares

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en las condiciones de operación de los dispositivos auxiliares. La operación de los dispositivos auxiliares se debe someter a ensayo para garantizar que no afectan el rendimiento metrológico del medidor.
- b) Procedimiento de prueba: En esta prueba, el medidor debe operar en condiciones de referencia y su error se supervisa continuamente, mientras que se utilizan dispositivos auxiliares tales como dispositivos de comunicación, relés y otros circuitos de E/S.
- c) Efectos permitidos: La funcionalidad del medidor no se debe mostrar afectada y el cambio de error debido al funcionamiento de los dispositivos auxiliares siempre debe ser menor que el límite de cambio de error especificado en la Tabla 1.8.
- d) Puntos de prueba obligatorios: I_{tr} e I_{max} , f.p.= 1.

10.6 Pruebas mecánicas

10.6.1 Vibraciones

Las normas que aplican son la NMX-J-648/2-47-ANCE-2012 e IEC 60068-2-64 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en condiciones de vibraciones.

- b) Procedimiento de prueba: El medidor debe someterse a prueba en tres ejes perpendiculares entre sí, montado en un compartimento rígido mediante su montaje normal de colocación.
- El medidor se debe montar normalmente de manera que la fuerza gravitacional actúe en la misma dirección que en su uso normal. Cuando el efecto de la fuerza gravitacional no sea importante, el medidor se monta en cualquier posición.
- El medidor debe montarse normalmente de manera que la fuerza gravitacional actúe en la misma dirección que en su uso normal. Cuando el efecto de la fuerza gravitacional no sea importante, el medidor puede montarse en cualquier posición.
- c) Severidad de la prueba: Lo indicado en la Tabla 4.14.
- d) Efectos permitidos: Después de la prueba, la función del medidor no se debe ver afectada y el cambio de error, a $10 \cdot I_{tr}$, no debe exceder el límite de cambio de error listado en la Tabla 1.8.
- e) Puntos de prueba obligatorios: $10 \cdot I_{tr}$, f.p.=1.

Tabla 4.14-Condición de vibraciones

Parámetro	Condición
Intervalo de frecuencia	10 Hz-150 Hz
Nivel r.m.s. total	7 m/s ²
Nivel de densidad espectral de aceleración de 10 Hz a 20 Hz	1 m ² /s ³
Nivel de densidad espectral de aceleración de 20 Hz a 150 Hz	-3 dB/octava
Duración por eje	Por lo menos 2 minutos

10.6.2 Impacto

La norma que aplica es la NMX-J-648/2-27-ANCE-2012 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en condiciones de impacto.
- b) Procedimiento de prueba: El medidor se debe someter a impactos no repetitivos de formas de pulso normalizadas con aceleración y duración de pico específicos. Durante la prueba, el medidor no debe estar en funcionamiento y debe sujetarse a un compartimento o a una máquina de prueba de impacto.
- c) Severidad de la prueba:
- 1) Forma del pulso: media onda senoidal;
 - 2) Aceleración máxima: 300 m/s², y
 - 3) Duración del pulso: 18 ms.
- d) Efectos permitidos: Después de la prueba, la función del medidor no se debe ver afectada y el cambio de error, a $10 \cdot I_{tr}$, no debe exceder el límite de cambio de error listado en la Tabla 1.8.
- e) Puntos de prueba obligatorios: $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1.

10.6.3 Protección contra radiación solar

La norma que aplica es la ISO 4892-3 vigente.

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos de los numerales 7.3.5, 7.6.1, 7.7.1 y 7.3.6.2. Esta prueba sólo aplica para medidores para uso en exteriores.
- b) Condiciones de prueba: El medidor debe estar en condición de no funcionamiento.
- c) Equipo de prueba:
- 1) Tipo de lámpara/longitud de onda: UVA 340;
 - 2) Termómetro de panel negro;
 - 3) Medidor de luz, y
 - 4) Equipo de ciclado con un ciclo de condensación para cumplir con los parámetros en las condiciones de prueba.

- d) Condiciones de prueba: La indicada en la Tabla 4.15.

Tabla 4. 15-Medidor en condiciones de no funcionamiento

Ciclo de prueba (ciclo de 12 horas)	Tipo de lámpara	Irradiancia espectral	Temperatura de panel negro
8 h en seco	UVA 340	0.76 W·m ⁻² ·nm ⁻¹ a 340 nm	60 °C ± 3 °C
4 h en condensación		Luz apagada	C ± 3 °C

- e) Procedimiento breve de prueba: Se debe enmascarar parcialmente una sección del medidor con el propósito de una comparación posterior. Se debe exponer el medidor a la radiación artificial y a la intemperie de acuerdo con la norma ISO 4892-3 durante un periodo de 66 días (132 ciclos) y de acuerdo con las condiciones de prueba anteriores.
- f) Después de la prueba, el medidor debe ser inspeccionado visualmente y se debe realizar una prueba funcional. La apariencia y, en particular, la legibilidad de las marcas y de las pantallas no se modificarán. No se deben afectar los medios de protección de las propiedades metrológicas, como el chasis y el sellado. La función del medidor no debe verse afectada.

10.6.4 Protección contra ingreso de polvo

La norma que aplica es la NMX-J-529-ANCE-2012 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, relativo a la protección contra la entrada de polvo.

- b) Condiciones de prueba:

Condiciones de referencia: Clasificación IP5X, y Cámara categoría 2.

- c) Procedimiento de prueba: Después de la prueba se debe inspeccionar visualmente el interior del medidor y se debe realizar una prueba funcionamiento.
- d) Efectos permitidos: El polvo de talco u otro polvo utilizado en la prueba no debe acumularse en una cantidad o en un lugar de tal manera que pueda interferir con el funcionamiento correcto del equipo o menoscabar la seguridad. Nada de polvo debe depositarse donde pueda conducir a un seguimiento a lo largo de las distancias de fuga. La función del medidor no debe afectarse.

10.7 Pruebas climáticas

10.7.1 Temperaturas extremas-calor seco.

Las normas que aplican son la NMX-J-607-ANCE-2008 e NMX-J-648/3-1-ANCE-2012 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en condiciones de calor seco.
- b) Procedimiento de prueba: La prueba consiste en la exposición a las altas temperaturas especificadas bajo condiciones de "aire libre" durante 2 horas (a partir de cuando la temperatura del medidor sea estable), con el medidor en estado de no funcionamiento.

El cambio de temperatura no debe exceder de 1°C/min durante el calentamiento y el enfriamiento.

La humedad absoluta de la atmósfera de prueba no debe superar los 20 g/m³.

- c) Severidad de la prueba: La prueba se debe realizar a una temperatura estándar más alta que el límite superior de temperatura especificado para el medidor. Temperaturas posibles: 40 °C, 55 °C, 70 °C y 85 °C.
- d) Efectos permitidos: Después de la prueba, el funcionamiento del medidor no debe ser perjudicado y el cambio de error no debe exceder el límite de cambio de error listado en la Tabla 1.8.
- e) Puntos de prueba obligatorios: 10·I_{tr}, f.p.= 1.

10.7.2 Temperaturas extremas-frío

Las normas que aplican son la IEC 60068-2-1 e NMX-J-648/3-1-ANCE-2012 o la que la sustituya.

- a) **Objetivo de la prueba:** Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.3.6.2 y de la Tabla 1.8, en condiciones de bajas temperaturas.
- b) **Procedimiento de prueba:** La prueba consiste en la exposición a la baja temperatura especificada en condiciones de "aire libre" durante 2 horas (a partir del momento en que la temperatura del medidor es estable) con el medidor en estado de no funcionamiento. El cambio de temperatura no debe exceder 1°C/min durante el calentamiento y el enfriamiento.
- c) **Severidad de la prueba:** El ensayo se debe realizar a una temperatura estándar más baja que el límite inferior de temperatura especificado para el medidor. Temperaturas posibles: -10 °C, -25 °C, -40 °C y -55 °C.
- d) **Efectos permitidos:** Después de la prueba, la función del medidor no debe ser perjudicada y el cambio de error no debe exceder el límite de cambio de error listado en la Tabla 1.8.
- e) **Puntos de prueba obligatorios:** $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1.

10.7.3 Calor húmedo, estado estacionario (sin condensación), para clase de humedad H1

Las normas que aplican son la NMX-J-648/2-78-ANCE-2012 e IEC 60068-3-4 o la que la sustituya.

- a) **Objetivo de la prueba:** Comprobar el cumplimiento de los requisitos establecidos en las Tablas 1.7 y 1.8 y en 7.3.6.2.
- b) **Procedimiento de prueba:** La prueba consiste en la exposición a un nivel alto de temperatura especificado y a una humedad relativa constante especificada durante un cierto tiempo fijo definido por el nivel de severidad. El medidor debe ser manejado de tal manera que no se produzca condensación de agua sobre él.
- c) **Condiciones de prueba:** Circuitos de tensión y auxiliares energizados con tensión de referencia, y sin corriente en los circuitos de corriente.
- d) **Severidad de la prueba:**
 - 1) Temperatura: 30 °C;
 - 2) Humedad: 85%, y
 - 3) Duración: 2 días.
- e) **Efectos permitidos:** Durante la prueba no debe producirse ninguna falla significativa. Inmediatamente después de la prueba, el medidor debe funcionar correctamente de acuerdo con los parámetros de exactitud establecidos en la Tabla 1.7.

Veinticuatro horas después de la prueba, el medidor debe someterse a una prueba de funcionamiento durante la cual se demostrará que funciona correctamente. No debe haber evidencia de daño mecánico o corrosión que pueda afectar las propiedades funcionales del medidor.

10.7.4 Calor húmedo, cíclico (condensamiento) para las clases de humedad H2 y H3

Las normas que aplican son la NMX-J-648/2-30-ANCE-2012 e IEC 60068-3-4 o la que la sustituya.

- a) **Objetivo de la prueba:** Comprobar el cumplimiento de los requisitos del establecidos en las tablas 1.7 y 1.8, y en 7.3.6.2, bajo condiciones de alta humedad y variaciones de temperatura. Esta prueba se aplica a los medidores con una especificación de clase de humedad para lugares cerrados donde los medidores deben ser sometidos a condensamiento de agua o para lugares abiertos (clases de humedad H2 y H3).
- b) **Procedimiento de prueba:** La prueba consiste en la exposición a variaciones de temperatura cíclicas entre 25 °C y la temperatura especificada como temperatura superior de acuerdo con la severidad de la prueba indicada más adelante, manteniendo la humedad relativa por encima del 95% durante las etapas de cambio de temperatura y baja temperatura y al 93% durante las etapas de temperatura superior. La condensación debe ocurrir en el medidor durante el aumento de temperatura.

El ciclo de 24 horas consta de:

- 1) Aumento de temperatura durante 3 horas.
- 2) Temperatura mantenida a un valor superior hasta 12 horas desde el inicio del ciclo.
- 3) La temperatura se reduce a un valor inferior en el intervalo de 3 horas a 6 horas, siendo la velocidad de caída durante la primera hora y media tal que el valor más bajo se alcance en 3 horas, y
- 4) La temperatura se mantiene en el valor inferior hasta que se completa el ciclo de 24 horas.

El periodo de estabilización anterior y la recuperación después de la exposición cíclica deben ser tales que todas las partes del medidor estén a una temperatura inferior a 3 °C de su temperatura final.

Condiciones de prueba:

- 1) Los circuitos de tensión y auxiliares energizados con tensión de referencia;
 - 2) Sin corriente en los circuitos de corriente, y
 - 3) Posición de montaje según las especificaciones del fabricante.
- c) Severidad de la prueba: Los medidores con una especificación de clase de humedad para lugares cerrados donde los medidores son sometidos a agua condensada deben ser probados a nivel de severidad 1. Los medidores con una especificación de clase de humedad para lugares abiertos deben ser probados en el nivel de severidad 2.

Tabla 4. 16-Clases de humedad H2 y H3

Clase de humedad especificada	H2	H3
Niveles de severidad	1	2
Temperatura superior (°C)	40	55
Duración (ciclos)	2	2

- d) Efectos permitidos: Durante la prueba no se debe producir ninguna falla significativa.
- f) Inmediatamente después de la prueba, el medidor debe funcionar correctamente de acuerdo con los parámetros de exactitud establecidos en la Tabla 1.7.

Veinticuatro horas después de la prueba, el medidor debe someterse a una prueba de funcionamiento durante la cual se demostrará que funciona correctamente. No debe haber evidencia de daño mecánico o corrosión que pueda afectar las propiedades funcionales del medidor.

10.7.5 Prueba de agua

Las normas que aplican son la IEC 60068-2-18, IEC 60512-14-7 e NMX-J-529-ANCE-2012 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos de 7.3.6.2 y de la Tabla 1.5, en condiciones de lluvia y salpicaduras de agua. La prueba es aplicable a medidores que se especifican para ubicaciones abiertas (H3).
- b) Procedimiento de prueba: El medidor se debe montar en un dispositivo apropiado y se somete a un chorro de agua generado a partir de un tubo oscilante o una boquilla de aspersion utilizada para simular el rocío o salpicaduras de agua.
- c) Condiciones de prueba:
 - 1) El medidor debe estar en modo funcional durante la prueba;
 - 2) Caudal (por boquilla): 0.07 L/min;
 - 3) Duración: 10 min, y
 - 4) Ángulo de inclinación: 0 ° y 180 °.

- d) Efectos permitidos: Durante la prueba no se debe producir ninguna falla significativa. Inmediatamente después de la prueba, el medidor debe funcionar correctamente, de acuerdo con los requisitos establecidos en la Tabla 1.5

Veinticuatro horas después de la prueba, el medidor debe someterse a una prueba de funcionamiento durante la cual debe demostrar que funciona correctamente y que cumple con los requisitos de exactitud de la tabla 2. No debe existir evidencia de ningún daño mecánico o corrosión que pueda afectar las propiedades funcionales del medidor.

10.7.6 Prueba de durabilidad

- a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos del numeral 7.8 y la Tabla 1.8 para durabilidad.
- b) Procedimiento de prueba: El procedimiento de la prueba de durabilidad se tomará de las normas nacionales o regionales para la durabilidad de los medidores de electricidad.
- c) Puntos de prueba obligatorios: Para la medición inicial y final, la tensión será U_{nom} , con los siguientes puntos de prueba: I_{tr} , $10 I_{tr}$, y I_{max} en $PF = 1$.

TITULO SEXTO

11. Procedimientos de prueba para la aprobación de modelo o prototipo de medidores de energía reactiva

11.1. Condiciones de prueba de exactitud

Las pruebas de exactitud se realizan conforme a las siguientes condiciones de prueba:

- a) El medidor debe probarse en su chasis con la cubierta en posición, todas las partes que debe ser aterrizadas deberán estar aterrizadas.
- b) Antes de llevar a cabo cualquier prueba los circuitos deben energizarse el tiempo suficiente para alcanzar su estabilidad térmica.
- c) Los medidores polifásicos deben mantener de forma adicional lo siguiente:
- La secuencia de fases debe ser como la indica el diagrama de conexiones.
 - Las tensiones y las corrientes deben estar sustancialmente balanceadas de acuerdo con la Tabla 4.17.
- d) Las condiciones de referencia para llevar a cabo las pruebas son las que se indican en la Tabla 4.4.

Tabla 4.17-Balance de tensión y corriente

Medidores Polifásicos	Variación máxima permisible por Clase de medidor	
	0.5 S	1 y 1S
<ul style="list-style-type: none"> tensiones entre fase y neutro tensión entre fases 	±1 %	±1 %
<ul style="list-style-type: none"> corrientes entre fases 	±1 %	±1 %
<ul style="list-style-type: none"> desplazamiento de ángulo entre fases de corriente y tensión del neutro 	2°	2°

Cuando se prueba un medidor polifásico de energía reactiva, los errores puede surgir si el método de prueba utilizado y el medidor bajo prueba se ven afectados de manera diferente por el desbalance de tensión y corriente. En tales casos la referencia de tensión se debe ajustar cuidadosamente para obtener un alto grado de simetría.

11.2. Prueba de condiciones de arranque y sin carga

11.2.1. Generalidades

Las condiciones y los valores de las magnitudes de influencia para las pruebas son las que se establecen en el numeral 11.1 excepto cualquier cambio específico que se indique.

11.2.2. Arranque inicial del medidor

El medidor debe ser funcional dentro de los primeros 5 segundos después de que la tensión de referencia haya sido aplicada a las terminales del medidor

11.2.3. Autocalentamiento

La variación del error debido al autocalentamiento no debe exceder los valores dados en la Tabla 4.18.

Tabla 4. 18-Variaciones debidas al autocalentamiento

Valor de corriente	Seno (φ) (en adelanto o atraso)	Límites de variaciones en el error porcentual para medidores de la clase	
		0.05 S	1 y 1 S
I_{max}	1	0.2	0.7
	0.5	0.2	1.0

La prueba se debe llevar a cabo de acuerdo con lo siguiente:

Después de que los circuitos de tensión han sido energizados a la tensión nominal durante al menos una hora, sin ninguna corriente aplicada en los circuitos de corriente, se debe aplicar la corriente máxima a los circuitos de corriente. El error del medidor se debe medir en seno (φ) = 1 inmediatamente después de que la corriente fue aplicada y posteriormente en intervalos lo suficientemente cortos para describir de forma gráfica la curva de la variación del error como función del tiempo. La prueba se debe llevar a cabo durante al menos 1 hora y en cualquier caso hasta que la variación del error durante 20 minutos no exceda del 0.1 % para medidores la clase 1 S y 1 de 0.05% para un medidor clase 0.5 S.

En esta prueba, el porcentaje de error del medidor se debe medir a seno (φ) = 1 y a seno (φ) = 0.5 en atraso o adelanto con interrupciones mínimas para cambiar el punto de medición.

Los cables de prueba deben cumplir con las especificaciones de la IEC 62052-31.

11.2.4. Prueba de la condición sin carga

Cuando se aplica una tensión sin una corriente fluyendo por el circuito de corriente, no se debe producir más de un pulso en la salida de prueba del medidor.

Para esta prueba el circuito de corriente debe estar en circuito abierto y una tensión del 115 % de la tensión de referencia debe estar aplicada a los circuitos de tensión.

El periodo de prueba mínimo Δt debe ser:

$$\Delta t \geq \frac{600 \cdot 10^6}{k \cdot m \cdot U_n \cdot I_{max}} \text{ [mín]}$$

en donde:

k = es el número de pulsos emitidos por el dispositivo de salida del medidor por kilovar-hora (pulsos/kvarh);

m = es el número de elementos de medición;

U_n = es la tensión de referencia en volts;

I_{max} = es la corriente máxima en amperes.

Para los medidores operados con transformadores con registros primario y medio primario, la constante k debe corresponder a los valores secundarios (tensión y corrientes).

11.2.5. Arranque

El medidor debe iniciar y continuar registrado a los valores de corriente de arranque (y en el caso de medidores polifásicos con carga balanceada) mostrados en la Tabla 4.19.

Tabla 4. 19-Corriente de arranque

Medidor con	Clase del medidor		Seno (φ) (en atraso o adelanto)
	0.5 S	1 y 1 S	
Conexión directa	---	$0.004 I_b$	1
Conexión a través de transformadores de corriente	$0.001 I_n$	$0.002 I_n$	1

11.3. Constante del medidor

La relación entre la salida de prueba y la indicación desplegada en el medidor, debe cumplir con lo indicado en la placa del medidor

11.4. Pruebas para las magnitudes de influencia**11.4.1. Generalidades**

Las pruebas para la variación causada por magnitudes de influencia definidas en la Tabla 4.20, deben llevarse a cabo de formas independiente con todas las demás magnitudes de influencia en sus condiciones de referencia de acuerdo con la Tabla 4.4.

Tabla 4. 20-Corriente de arranque

Magnitud de influencia	De acuerdo al numeral	Valor de corriente (balanceada a menos que se indique de otra forma)		seno (ϕ) (en adelanto o atraso)	Coeficiente de temperatura promedio %/K para medidores de clase	
		Medidores conectados directamente	Medidores operados con transformador		0.5 S	1 o 1 S
Dependencia con la temperatura ⁷	10.4.1	0.1 $I_b ; I_b ; I_{max}$	0.05 $I_n ; I_n ; I_{max}$	1	0.03	0.05
		0.2 $I_b ; I_b ; I_{max}$	0.1 $I_n ; I_n ; I_{max}$	0.5	0.05	0.1
					Límites de variación en el porcentaje del error para medidores de clase	
					0.5 S	1 o 1 S
Variación de la tensión $\pm 10\%$ ^{1,2}	10.4.3	0.1 $I_b ; I_b ; I_{max}$	0.05 $I_n ; I_n ; I_{max}$	1	0.25	0.5
		0.2 $I_b ; I_b ; I_{max}$	0.1 $I_n ; I_n ; I_{max}$	0.5	0.5	1.0
Variación de la frecuencia $\pm 2\%$ ²	10.4.4	0.1 $I_b ; I_b ; I_{max}$	0.05 $I_n ; I_n ; I_{max}$	1	0.5	1.0
		0.2 $I_b ; I_b ; I_{max}$	0.1 $I_n ; I_n ; I_{max}$	0.5	0.5	1.0
Armónicas en los circuitos de tensión y de corriente ⁹	10.4.9	I_b	$I_{max}/2$	1	2.5	2.5
Señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna ³	10.4.15	$\frac{I_{max}}{\sqrt{2}}$	---	1	---	6.0
Inducción magnética continua de origen externo ⁴	10.4.11	I_b	I_n	1	2.0	2.0
Campo magnético de origen externo 0.5 mT ⁵	10.4.12	I_b	I_n	1	1.0	2.0
Campos electromagnéticos de RF radiados	10.5.6	I_b	I_n	1	2.0	2.0
Operación de dispositivos auxiliares ⁶	10.5.14	0.05 $I_b ; I_{max}$	0.05 $I_n ; I_{max}$	1	0.5	0.5
Disturbios conducidos, inducidos por campos de radio frecuencia	10.4.14	I_b	I_n	1	1.5	2.5
Transitorios rápidos	10.5.4	I_b	I_n	1	2.0	3.0
Inmunidad a las ondas oscilatorias amortiguadas ⁸	10.5.8	---	I_n	1	2.0	3.0

11.4.2. Armónicas

La prueba es para comprobar que las armónicas no influyen sobre las mediciones más allá de lo establecido en la Tabla 4.20.

Condiciones de prueba:

- a) Corriente a 60 Hz (I_1): ver Tabla 4.20
- b) Tensión a 60 Hz $U_1 = U_n$
- c) Factor de potencia a 60Hz: tal que $\text{Sen } \varphi_1 = 1$
- d) Contenido de tensión de la 5ª armónica: $U_5 = 10\% \text{ de } U_n$
- e) Contenido de corriente de la 5ª armónica: $I_5 = 40\% \text{ de } I_1$
- f) Factor de potencia de la armónica: tal que $\text{Sen } \varphi_5 = 1$
- g) Las tensiones fundamental y armónica coinciden en el cruce por cero positivo

La prueba se debe repetir cuando el factor de potencia de la armónica se cambia a $\text{Sen } \varphi_5 = 0$.

La variación en el porcentaje del error cuando el medidor se sujeta a la forma de onda de la prueba en comparación cuando el medidor se sujeta a la forma de onda de referencia no debe de exceder los límites de variación dados en la Tabla 4.20.

El medidor de referencia utilizado para estas pruebas debe estar diseñado y evaluado para medir potencia reactiva de acuerdo con la definición indicada en el capítulo 3.

Nota: Factor de potencia de la armónica: tal que $\text{sen } \varphi_5 = 1$; significa que el ángulo de fase de la armónica de corriente de 5º orden está atrasado 90º respecto de la armónica de tensión de 5º orden (o 0.833 ms para una señal de 60 Hz).

11.5. Pruebas de disturbios

11.5.1. Sobre corriente de corta duración

Para la prueba de sobre corrientes de corta duración, se debe seguir el procedimiento indicado en el numeral 11.5.1, la sobre corriente de corta duración no debe dañar el medidor y este debe operar correctamente cuando regrese a sus condiciones de trabajo iniciales y las variaciones del error no deben exceder los valores indicados en la Tabla 4.21.

Tabla 4. 21-Variaciones debidas a sobre-corrientes de corta duración

Medidores	Valor de corriente	sen φ (en atraso o adelanto)	Límites de variaciones en el porcentaje de error para medidores de clase		
			0.5 S	1 S	1
Conectados directamente	I_b	1	---	---	1.5
Conectados a través de transformador	I_n	1	0.1	0.1	---

a) pruebas de los efectos climáticos

Para las pruebas de efectos climáticos, se deben seguir los procedimientos indicados en el numeral 10.7, estas pruebas no deben dañar al medidor y éste debe operar correctamente cuando regresa a sus condiciones de trabajo iniciales.

b) pruebas de los efectos mecánicos

Para las pruebas de efectos mecánicos, se deben seguir los procedimientos indicados en los numerales 10.6, 10.6.3 y 10.6.4, estas pruebas no deben dañar el medidor y éste debe operar correctamente cuando regresa a sus condiciones de trabajo iniciales.

12. Aprobación de modelo o prototipo de medidores de parámetros de calidad de la potencia

12.1. Condiciones de referencia para las pruebas

Todas las pruebas para la aprobación de modelo o prototipo deben llevarse a cabo bajo las condiciones de referencia especificadas en la Tabla 4.22 a menos que se especifique de otra manera.

Tabla 4. 22-Condiciones de referencia para las pruebas

Condiciones	Condiciones de referencia
Temperatura de operación	23 °C ± 2 °C
Humedad relativa	40 % a 60 %
Tensión de alimentación auxiliar	Tensión de alimentación nominal ± 1 %
Fases	Disponibilidad de tres fases ^a
Campo magnético continuo externo	≤ 40 A/m c.c. ≤ 3 A/m c.a. a 60 Hz
Componente de c.c. en tensión y corriente	Ninguno
Forma de onda	Senoidal
Frecuencia	$f_{nom} = 60 \text{ Hz} \pm 0.5 \text{ Hz}$
Valor de tensión	$U_{din} \pm 1 \% ^b$
Parpadeo	$P_{st} < 0.1 ^b$
Desbalance	100 % ± 0.5 % de U_{din} en todos los canales. A menos que se indique otra cosa, utilice los ángulos de fase de $0^\circ \pm 0.05^\circ$ (canal 1), $-120^\circ \pm 0.05^\circ$ (canal 2), $120^\circ \pm 0.05^\circ$ (canal 3) (equivalente a $u_0 = 0\%$, $u_2 = 0\%$) ^b
Armónicas	0 % a 3 % de $U_{din} ^b$
Inter-armónicas	0 % a 0.5 % de $U_{din} ^b$
^a Se requiere solamente en el caso de sistemas de tres fases.	

12.2. Pruebas funcionales y de incertidumbre

Los productos que cumplen con la clase A de la NMX-J-610/4-30-ANCE vigente deben cumplir con los siguientes requerimientos generales:

- La incertidumbre operativa de la clase A, basada en pruebas, según se define en el numeral 13.
- Topología del sistema: para el caso de dispositivos de medición para sistemas de tres fases, la prueba se debe basar, en la topología de 4 hilos siempre que las magnitudes de influencia se refieran a decrementos, incrementos y desbalances de tensión (Ver 6.2.2.2.4.2, 6.2.2.2.4.3 y 6.2.2.2.5).
- Tiempo de estabilización: tiempo de duración especificado para cada prueba de esta norma no incluye el tiempo de estabilización ni del equipo de prueba ni del medidor bajo prueba.
- Intervalos de medición: los puntos de prueba definidos en la Tabla 4.23, deben ser aplicados de acuerdo a los procedimientos de prueba del numeral 12.4 para comprobar la incertidumbre sobre el Intervalo de medición.

Tabla 4. 23-Puntos de prueba para cada parámetro medido

Parámetro medido	Punto de prueba P1 ^a	Punto de prueba P2 ^a	Punto de prueba P3 ^a	Punto de prueba P4 ^a	Punto de prueba P5 ^a
Frecuencia de 60 Hz	51 Hz	59.95 Hz	69 Hz	60 Hz	N.A.
Valor de tensión	10 % U _{din}	45 % U _{din}	80 % U _{din}	115 % U _{din}	150 % U _{din}
Incrementos repentino de tensión	Umbral de incremento repentino de tensión(-) ^b	Umbral de incremento repentino de tensión(+) ^b	110 % U _{din}	120 % U _{din}	200 % U _{din}
Decrementos repentino e interrupciones de tensión	Umbral de decremento repentino de tensión(-) ^b	Umbral de decremento repentino de tensión(+) ^b	20 % U _{din}	60 % U _{din}	85 % U _{din}
Armónicas de tensión ^c	Fundamental como se especifica 5 % en la 2ª armónica	Fundamental como se especifica 10 % en la 3ª armónica	Fundamental como se especifica 1 % en la 50ª armónica	Fundamental como se especifica Distorsión en todas las armónicas de manera simultánea hasta la 50ª con 10% de los niveles de compatibilidad de clase 3 de IEC 61000-2-4.	Fundamental como se especifica Distorsión en todas las armónicas de manera simultánea hasta la 50ª con 200% de los niveles de compatibilidad de clase 3 de IEC 61000-2-4.
Interarmónicas de tensión ^c	Fundamental como se especifica 5% en la interarmónica 1.5 x la frecuencia fundamental.	Fundamental como se especifica 5% en la interarmónica 7.5 x la frecuencia fundamental.	Fundamental como se especifica 5% en la interarmónica 49.5 x la frecuencia fundamental.	Fundamental como se especifica Distorsión en 4 interarmónicas seleccionadas ^d hasta el orden 50 con 10% de los niveles de compatibilidad clase 3 de IEC 61000-2-4.	Fundamental como se especifica Distorsión en 4 interarmónicas seleccionadas ^d hasta el orden 50 con 200% de los niveles de compatibilidad clase 3 de IEC 61000-2-4.
Tensión de señalización en la red eléctrica	U _{din} aplicada a la frecuencia fundamental, con 0 % U _{din} a la frecuencia de portadora especificada.	U _{din} aplicada a la frecuencia fundamental, con 1 % U _{din} a la frecuencia de portadora especificada.	U _{din} aplicada a la frecuencia fundamental, con 3 % U _{din} a la frecuencia de portadora especificada.	U _{din} aplicada a la frecuencia fundamental, con 9 % U _{din} a la frecuencia de portadora especificada.	U _{din} aplicada a la frecuencia fundamental, con 15 % U _{din} a la frecuencia de portadora especificada.
<p>a Los parámetros medidos deben ser considerados individualmente, por ejemplo Punto de prueba P1 para frecuencia, Punto de prueba P2 para parpadeo, etc.</p> <p>b Umbral de incremento repentino de tensión(+) = Menor umbral de incremento repentino de tensión declarado por el fabricante + la incertidumbre de medición de tensión residual + histéresis Umbral de incremento repentino de tensión(-) = Menor umbral de incremento repentino de tensión declarado por el fabricante-la incertidumbre de medición de tensión residual-histéresis Umbral de decremento repentino de tensión(+) = Menor umbral de decremento repentino de tensión declarado por el fabricante + la incertidumbre de medición de tensión residual + histéresis Umbral de decremento repentino de tensión(-) = Menor umbral de incremento repentino de tensión declarado por el fabricante-la incertidumbre de medición de tensión residual-histéresis</p> <p>c Los ángulos de fase de las armónicas y las interarmónicas no deben desplazarse de la fundamental.</p> <p>d El fabricante podrá seleccionar los interarmónicos, pero deberá informarlos en el informe de prueba de modelo prototipo.</p>					

- e) La Tabla 24 especifica en detalle los puntos de prueba definidos para las magnitudes de influencia del sistema de potencia, consistentes con un subconjunto de requerimientos del punto 6.1 de la IEC 61000-4-30:2008.

Nota: Los requerimientos del punto 6.1 se quitaron en la edición IEC 61000-4-30

La Tabla 4.24 especifica los estados de prueba min, promedio y max para cada magnitud de influencia del sistema de potencia y para cada clase de desempeño. Los estados de prueba deberán ser considerados independientemente para cada magnitud de influencia del sistema de potencia y no como un conjunto completo. Estos puntos de prueba están destinados a ser aplicados según los procedimientos de prueba definidos en el numeral 12.4.

Tabla 4. 24-Lista independiente de las magnitudes de influencia del sistema de potencia

Magnitudes de influencia del sistema de potencia	Estado de prueba S1 ^a		Estado de prueba S2 ^a	Estado de prueba S3 ^a	Estado de prueba S4 ^a
Frecuencia	51 Hz		60 Hz	69 Hz	---
Valor de tensión	10 % U _{din}		---	200 % U _{din}	---
Armónicas (adicionales a la señal fundamental)	b	c	---	---	---
	% de la señal fundamental Armónicas: H1: 100 % H3: 10 % 180° H7: 10 % 180° H11: 10 % 180° H15: 4 % 180° H19: 5 % 180° H23: 5 % 180°	% de la señal fundamental H1: 100% H3: 60 % 180° H5: 55 % 0° H7: 50 % 180° H9: 41 % 0°			
Interarmónicas ^d (incluye niveles por abajo de la fundamental)	---		Frecuencia = 1.5 x frecuencia fundamental; 9 % U _{din}	Frecuencia = 0.5 x frecuencia fundamental; 2.5 % U _{din}	Distorsión aplicada simultáneamente a dos frecuencias interarmónicas: 1) Frecuencia = 2 ^a armónica más 5 Hz (125 Hz) 4 % U _{din} 2) Frecuencia = 2 ^a armónica más 10 Hz (130 Hz) 6 % U _{din}
a	Las magnitudes de influencia se deben considerar individualmente, por ejemplo:				
b	Estado de prueba S1 para frecuencia, Estado de prueba S2 para parpadeo, etc. Las otras magnitudes de influencia deben permanecer en condiciones de referencia para la prueba.				
c	Esta señal representa un factor de cresta de 2				
d	Esta señal representa un factor de cresta de 3				
	Se pueden utilizar tensiones de señalización de la red como inter-armónicas como una magnitud de influencia				

- f) Magnitudes de influencia externas. Especifican los estados de prueba relacionados con la temperatura y la tensión de suministro, las cuales se especifican en las Tablas 4.25 y 4.26.

Tabla 4.25-Influencia de la temperatura

Magnitud de Influencia	Estado de prueba ET1	Estado de prueba ET2	Estado de prueba ET3
Temperatura ^a	Temperatura mínima del intervalo de operación nominal ^b Tiempo del baño necesario para alcanzar el equilibrio térmico, al menos de 1 hora.	Peor caso definido por el fabricante en el intervalo de 0 °C a 45 °C ^b Tiempo del baño necesario para alcanzar el equilibrio térmico, al menos de 1 hora.	Temperatura máxima del intervalo de operación nominal ^b Tiempo del baño necesario para alcanzar el equilibrio térmico, al menos de 1 hora.
a	El aire circulante puede ser forzado dentro de la cámara de prueba, disminuyendo el impacto del autocalentamiento del producto. Si la circulación del aire está forzada, entonces el límite de temperatura debe ajustarse para tomar en cuenta el impacto del aire forzado en la temperatura interna del dispositivo bajo prueba.		
b	Para los productos de calidad de la potencia, este intervalo de funcionamiento está especificado en la Tabla 1 y 2 de la IEC 62586-1. Cada fabricante deberá especificar el intervalo de temperatura de operación.		

Tabla 4.26-Influencia de la tensión de suministro auxiliar

Magnitud de influencia	Estado de prueba EV1	Estado de prueba EV2
Tensión de suministro auxiliar	U_{\min} como lo especifique el fabricante	U_{\max} como lo especifique el fabricante

- g) Criterios de prueba

La Tabla 4.27 especifica los diferentes criterios de prueba utilizados en el numeral 12.4.

Tabla 4.27-Lista de criterios de prueba

Número de criterio de prueba	Definición
CP10s(inc)	Cada medición de frecuencia de 10 s debe estar dentro de su incertidumbre especificada.
CP10s(igual)	Cada medición de frecuencia de 10 s debe ser la misma (dentro del doble de la incertidumbre intrínseca)
CP(11 ≤ N ≤ 13)	El contador de lecturas de frecuencia en 2 min: 11 = N = 13
CP12(inc)	Cada medición básica de 12 ciclos debe estar dentro de su incertidumbre especificada.
CP180(inc)	Cada medición de agregación de 180 ciclos debe estar dentro de su incertidumbre especificada.
CP12(inc)-arm	Para la(s) orden(es) de armónica bajo prueba, cada medición básica de 12 ciclos debe estar dentro de la incertidumbre especificada en la NMX-J-610/4-7-ANCE Clase I.
CP180(inc)-arm	Para la(s) orden(es) de armónica bajo prueba, cada medición de agregación de 180 ciclos debe estar dentro de la incertidumbre especificada en la NMX-J-610/4-7-ANCE Clase I.
CP10-min(inc)-arm	Para la(s) orden(es) de armónica bajo prueba, cada medición de agregación de 10 min debe estar dentro de la incertidumbre especificada en la NMX-J-610/4-7-ANCE Clase I.
CP180(inc)-thd	La distorsión armónica total se calcula de acuerdo a la definición para la distorsión armónica total de subgrupo (THDS) de la NMX-J-610/4-7-ANCE Clase I.
CP12(inc)-interarm	Para la(s) orden(es) de interarmónica bajo prueba, cada medición básica de 12 ciclos debe estar dentro de la incertidumbre especificada en la NMX-J-610/4-7-ANCE Clase I.
CP180(inc)-interarm	Para la(s) orden(es) de interarmónica bajo prueba, cada medición de agregación de 180 ciclos debe estar dentro de la incertidumbre especificada en la NMX-J-610/4-7-ANCE Clase I.
CP10-min(inc)-interarm	Para la(s) orden(es) de interarmónica bajo prueba, cada medición de agregación de 10 min debe estar dentro de la incertidumbre especificada en la NMX-J-610/4-7-ANCE Clase I.

12.3. Procedimiento de prueba

Para las pruebas, se deberá cumplir con lo siguiente:

- a) Dispositivo bajo prueba: el medidor bajo prueba debe ser representativo del medidor en producción.
- b) Equipo de prueba: los instrumentos de referencia deben ser calibrados al menos cada año por un laboratorio de calibración acreditado. El equipo de prueba y su fecha de calibración deberán especificarse en el reporte de prueba y en el certificado. Para las pruebas se deberá utilizar un dispositivo de sincronización externo.

12.4. Procedimiento de pruebas funcionales para instrumentos que cumplen con la Clase A de acuerdo a la NMX-J-610/4-30-ANCE

12.4.1. Frecuencia

La medición de la frecuencia se debe realizar como se indica en los incisos siguientes:

- a) Método de medición: La medición de frecuencia se debe hacer en el canal de referencia que se indica en la Tabla 4.28; cada prueba debe durar al menos 2 min

Tabla 4.28-Medición de la frecuencia

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias	Criterio de prueba (si es aplicable)
1.1.1	Verificar que el intervalo de promediación es 10 s	Secuencia (ver el esquema): P1-P3 triangular Duración: 5 s P3-P1 triangular Duración: 5 s	Número del contador de lecturas de frecuencia en 2 min (N)	CP10s(igual) CP(11 ≤ N ≤ 13)

- b) Incertidumbre e intervalo de medición: Debe realizarse la prueba que se indica en la tabla 4.29; cada prueba debe durar al menos 1 min.

Tabla 4.29-Incertidumbre bajo las condiciones de referencia

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias	Criterio de prueba (si es aplicable)
1.2.1	Verificar el intervalo de medición	P1 para frecuencia ^a	---	CP10s(inc)
1.2.2	Verificar el intervalo de medición	P2 para frecuencia ^a	---	CP10s(inc)
1.2.3	Verificar el intervalo de medición	P3 para frecuencia ^a	---	CP10s(inc)

- c) Variaciones debido a una magnitud de influencia: Debe realizarse como se indica en la Tabla 4.30; cada prueba debe durar al menos 1 minuto

Tabla 4.30-Variaciones debido a una magnitud de influencia

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias de acuerdo a la Tabla 4.24	Criterio de prueba (si es aplicable)
1.3.1	Medir la influencia del valor de tensión en la incertidumbre de medición	P2 para frecuencia ^a	S1 para el valor de tensión	CP10s(inc)
1.3.2	Medir la influencia de las armónicas en la incertidumbre de medición	P2 para frecuencia ^a	S1 para armónicas	CP10s(inc)
^a	La medición de frecuencia se hace en el canal de referencia.			

- d) Evaluación de la medición: Debe realizarse como se indica en la Tabla 4. 31

Tabla 4.31-Evaluación de la medición

Número	Objetivo de la prueba	Prueba
1.4.1	Canal de referencia	Se comprobará que la medición de la frecuencia se realiza en el canal de referencia

- e) Agregación de mediciones. La agregación no se requiere para la frecuencia.

12.4.2. Amplitud de la tensión de suministro o valor de tensión de suministro.

- a) Método de medición: Debe realizarse como se indica en la Tabla 4.32; Debe durar al menos 20 s.

Tabla 4.32-Amplitud de la tensión de suministro

Número	Objetivo de la prueba	Prueba
2.1.1	Comprobar la medición sin espacio y sin superposición	Se debe realizar una prueba de acuerdo con los requerimientos del inciso b) siguiente.

- b) Mediciones sin vacíos de amplitud de tensión y armónicas:

Propósito de la prueba: Debe comprobarse la duración exacta de la ventana de tiempo básica de 12 ciclos, así como la eficiencia de la implementación de las mediciones sin vacíos ni traslapes.

Implementación de la prueba:

La prueba no se debe hacer sobre un límite de 10 minutos, porque causará una condición de traslape debido al algoritmo de agregación.

La prueba se debe desarrollar con un U_{din} donde se tenga la mejor relación señal a ruido.

El equipo bajo prueba debe proporcionar cada valor eficaz de 12 ciclos y el valor de armónicas con una estampa de tiempo con una profundidad histórica de por lo menos 100 valores.

La prueba se puede correr de forma separada para armónicas y amplitud de tensión si el dispositivo no es capaz de producir valores de 12 ciclos de manera simultánea de armónicas y amplitud de tensión.

Amplitud de tensión:

Se debe aplicar al equipo bajo prueba la siguiente señal de prueba:

$$s_{eficaz}(t) = V_1 \sqrt{2} \cos(2\pi f_1 t + \varphi_1) \times (1 + A_m \cos(2\pi f_m t + \varphi_m))$$

A continuación, se presentan en la Tabla 4.33 los requerimientos de la señal de prueba:

Tabla 4.33- Requerimientos de la señal de prueba

Requerimiento	Valor	Exactitud
Frecuencia fundamental (f_1)	60 Hz	50×10^{-6}
Amplitud de la componente fundamental (V_1)	U_{din}	0.5 %
Frecuencia de modulación (f_m)	2.3 Hz	100×10^{-6}
Amplitud de modulación (A_m)	0.1	1 %
Fases (φ_1, φ_m)	NR	NR

Evaluación del resultado:

Los valores eficaces de 12 ciclos construyen una secuencia $U_{eficaz}(0), \dots, U_{eficaz}(100)$. A partir de esta secuencia, se deben calcular los siguientes valores:

$$A(N) = \left\| \frac{1}{50\sqrt{2}} \sum_{k=0}^{99} U_{eficaz}(k) e^{-\frac{j2\pi Nk}{100}} \right\|$$

para $N = 45, 46, 47$.

Nota: La doble barra indica que se trata de un módulo complejo

$$Q_{eficaz} = \sqrt{\frac{A(46)^2}{A(45)^2 + A(47)^2}}$$

Se debe conseguir los siguientes requerimientos:

- $Q_{eficaz} > 20$;
- $4.5\% < A(46)/V_1 < 5.5\%$;
- Estampa de tiempo ($U(100)$)-estampa de tiempo ($U(0)$) = $20 \text{ s} \pm 6 \text{ ms}$

Cuando aplique, se utilizará un criterio de prueba CP12s(inc).

- c) Incertidumbre de medición e intervalo de medición: debe realizarse como se indica en la Tabla 4.34; cada prueba debe durar al menos 1 s

Tabla 4.34-Incertidumbre bajo condiciones de referencia

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias	Criterio de prueba (si es aplicable)
2.2.1	Verificar el intervalo de medición	P1 para el valor de tensión	---	CP12s(inc)
2.2.2	Verificar el intervalo de medición	P3 para el valor de tensión	---	CP12s(inc)
2.2.3	Verificar el intervalo de medición	P5 para el valor de tensión	---	CP12s(inc)

- d) Variaciones debido a una magnitud de influencia: debe realizarse como se indica en la Tabla 4.35; cada prueba debe durar al menos 1s

Tabla 4. 35-Variaciones debido a una magnitud de influencia

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias	Criterio de prueba (si es aplicable)
2.3.1	Medir la influencia de la frecuencia en la incertidumbre de medición	P3 para el valor de tensión	S1 para la frecuencia	NA
			S3 para la frecuencia	NA
2.3.2	Medir la influencia de las armónicas en la incertidumbre de medición	P3 para el valor de tensión	S1 para armónicas	CP12(inc) en el canal 1 en comparación con una tensión de referencia

- e) Evaluación de la medición: No aplica

- f) Agregación de mediciones: Deben realizarse las pruebas que se indican en f.1) y f.2)

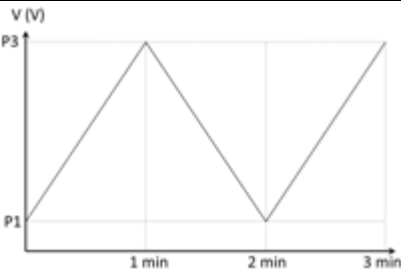
f.1) Doce ciclos con sincronización de 10 min: Cada prueba debe durar al menos 11 minutos y debe contener por lo menos dos ciclos consecutivos de RTC (real time clock) de 10 minutos. Los ciclos están indicados en la Tabla 4.36.

Tabla 4.36-Ciclos con sincronización de 10 minutos

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias	Criterio de prueba (si es aplicable)
2.4.1	Comprobar la superposición de agregación 1	P3 para el valor de tensión	f = 59.99 Hz Duración de la prueba = 11 min	Prueba la etiqueta de tiempo y el número de secuencia de bloques para la apropiada resincronización a la marca de 10 minutos como se especifica en la NMX-J-610/4-30-ANCE
La marca de 10 minutos debe ocurrir en medio del intervalo de tiempo de 12 ciclos número 3000.				
Nota: $59.99 = (2999.5/600) \times 12$				

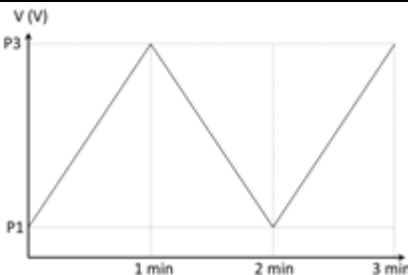
f.2) 180 ciclos de agregación con 10 minutos de sincronización: Cada prueba debe durar al menos 11 minutos y debe contener por lo menos dos ciclos consecutivos de reloj de tiempo real (RTC real time clock) de 10 minutos. Los ciclos están indicados en la Tabla 4.37.

Tabla 4.37-Ciclos de agregación con 10 minutos de sincronización

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias	Criterio de prueba (si es aplicable)
2.5.1	Comprobar la superposición de agregación 2	<p>Secuencia (ver el esquema):</p> <p>La tensión cambia linealmente de P1 a P3 en 1 minuto de duración, luego linealmente de P3 a P1 en 1 minuto de duración</p>  <p>Nota 1: El tiempo en el eje X no está necesariamente sincronizado en la marca de 10 minutos.</p>	f = 60.15 Hz	Prueba la agregación de datos de 12 ciclos dentro del intervalo de 180 ciclos relacionado a la marca de 10 minutos como se especifica en la NMX-J-610/4-30-ANCE
<p>La marca de 10 minutos debería ocurrir en medio del intervalo de tiempo de 180 ciclos número 201.</p> <p>Nota 2: $60.15 = (200.5/600) \times 180$</p>				

f.3) Diez minutos de agregación, Cada prueba debe durar al menos 11 minutos y debe contener por lo menos dos ciclos consecutivos de reloj de tiempo real (RTC real time clock) de 10 minutos. Los ciclos están indicados en la Tabla 4.38.

Tabla 4.38-Minutos de agregación

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias de acuerdo a la Tabla 4.24	Criterio de prueba (si es aplicable)
2.6.1	Comprobar la agregación de 10 minutos	<p>Secuencia (ver el esquema):</p> <p>La tensión cambia linealmente de P1 a P3 en 1 minuto de duración, luego linealmente de P3 a P1 en 1 minuto de duración</p>  <p>Nota 1: El tiempo en el eje X no está necesariamente sincronizado en la marca de 10 minutos.</p>	S2 para la frecuencia	Prueba la agregación de datos de 12 ciclos dentro del intervalo de 10 minutos relacionado a la marca de 10 minutos como se especifica en la NMX-J-610/4-30-ANCE

f.4) Dos horas de agregación: Cuando aplique, la prueba se debe llevar a cabo de acuerdo a la siguiente Tabla 4.39

Tabla 4.39-Horas de agregación

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias	Criterio de prueba (si es aplicable)
2.7.1	Comprobar la agregación de 2 horas			Se debe verificar que el valor de agregación de 2 horas sea proporcionado por el equipo bajo prueba.

12.4.3. Fluctuación de tensión (parpadeo).

La prueba se debe llevar a cabo de acuerdo a los requerimientos de prueba de la NMX-J-550/4-15-ANCE vigente.

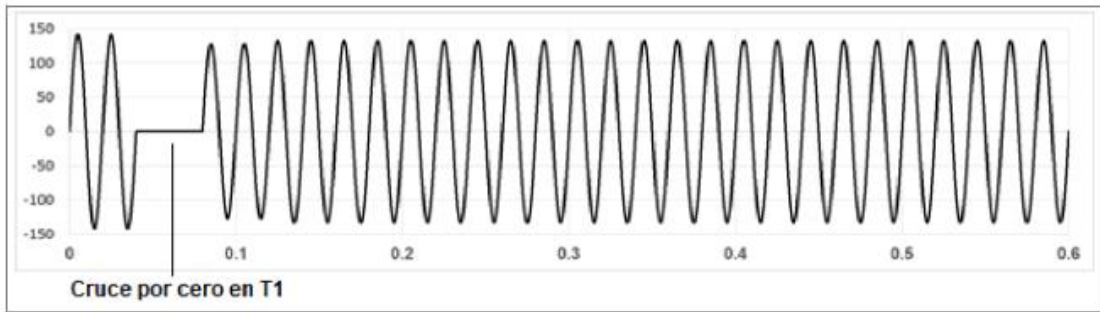
12.4.4. Interrupciones, decrementos e incrementos de la tensión de suministro.

Las pruebas para Interrupciones, decrementos e incrementos de la tensión de suministro se deben realizar como se indican en las Tabla 4.40 y 4.41.

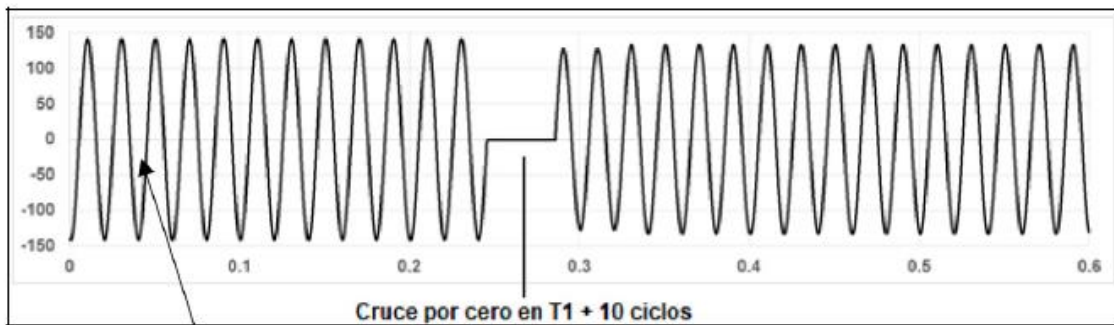
Tabla 4.40-Interrupciones, decrementos e incrementos de la tensión de suministro

Número	Objetivo de la prueba	Puntos de prueba de acuerdo a la Tabla 4.23	Condiciones de prueba complementarias	Criterio de prueba (si es aplicable)
4.1.1	Comprobar que $U_{eficaz(1/2)}$ se sincronizan independientemente en cada canal en el cruce por cero	P4 para frecuencia por lo menos 15 s ^c El paso de tensión debe hacerse en el cruce por cero	Esta prueba no requiere de generador sincronizado. En T1, inyectar la interrupción 0% U_{din} con duración de 2 ciclos seguido de un paso a 90% U_{din} de 2 ciclos, luego un estado estacionario a 94% U_{din} en el canal 1 En T1 + 10 ciclos + 1/3 ciclo, aplique el mismo perfil en el canal 2. En T1 + 20 ciclos - 1/3 ciclo, aplique el mismo perfil en el canal 3. Ver Figura 4.2 y Figura 4.3.	Comprobar, para cada canal, que la secuencia de $U_{eficaz(1/2)}$ en el instrumento cumple con la secuencia definida en la Figura 4.1. Comprobar la etiqueta de tiempo de $U_{eficaz(1/2)}$ (N + 1) en el canal 1: T1 + 1/2 ciclo Comprobar que la etiqueta de tiempo de $U_{eficaz(1/2)}$ (N + 1) en el canal 2 es T1 + 10.5 ciclos ± 1/2 ciclo Comprobar que la etiqueta de tiempo de $U_{eficaz(1/2)}$ (N + 1) en el canal 3 es T1 + 20.5 ciclos ± 1/2 ciclo
4.1.2	Compruebe el requerimiento de exactitud de amplitud y duración. ^c	P5 para incrementos de tensión. ^a P4 para frecuencia P3 para decrementos/ interrupciones de tensión ^a P4 para ,frecuencia	Esta prueba no requiere de generador sincronizado. El cambio de la amplitud de la señal para crear decrementos /incrementos /interrupciones de tensión deben ser simultáneos en el tiempo La prueba debe realizarse con las siguientes duraciones: 1; 1.5; 2.5; 10; 30 y 150 ciclos. Ver Figuras 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7	Comprobar que todas las duraciones y amplitudes reportadas en las mediciones de decrementos/ incrementos/ interrupción de tensión cumplen con el punto 5.4.5.1 de la NMX-J-610/4-30-ANCE (requerimiento de exactitud de la amplitud) y 5.4.5.2 (requerimiento de exactitud de la duración) Los resultados de duración esperados son Duración inyectada ± 0,5 ciclos, ver Figura 4.4 y Figura 4.5 donde la duración esperada es de 3 ciclos ± 0,5 ciclos. Los resultados de amplitud esperados son Amplitud Px inyectada ± 0,2% U_{din} (siendo Px P5 o P3).

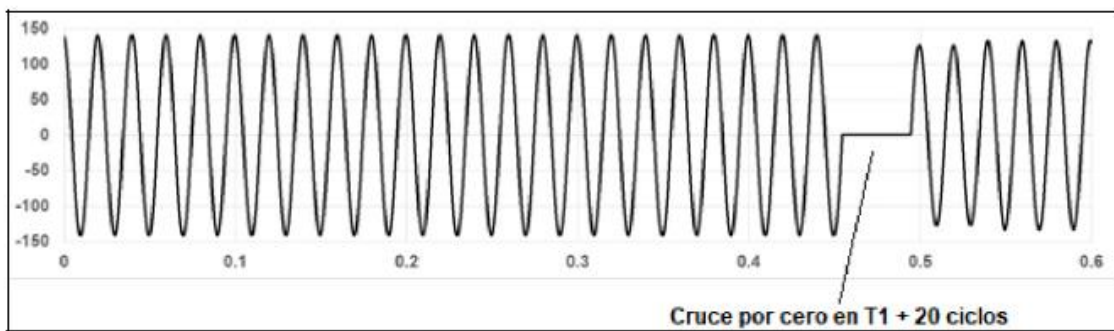
4.1.3	Comprobar el umbral	P2 para incrementos de tensión ^{a b} P4 para frecuencia	Esta prueba no requiere generador sincronizado	Comprobar que la exactitud de la duración cumple con el punto 5.4.5.2 de la NMX-J-610/4-30-ANCE. El resultado de duración esperado es de 2.5 ciclos \pm 0.5 ciclos.
		P1 para incrementos de tensión ^{a b} P4 para frecuencia	El cambio de la amplitud de la señal para crear decrementos /incrementos /interrupciones de tensión deben ser simultáneos en el tiempo	
		P2 para decrementos/ interrupciones de tensión ^{a b} P4 para frecuencia	La prueba debe realizarse con la siguiente duración: 2.5 ciclos.	
		P1 para decrementos/ interrupciones de tensión ^{a b} P4 para frecuencia		
4.1.4	Comprobar la influencia de la frecuencia de la red de suministro	P1 para frecuencia P2 para decrementos/ interrupciones de tensión ^a	Esta prueba no requiere generador sincronizado	Comprobar que la exactitud de la duración cumple con el punto 5.4.5.2 de la NMX-J-610/4-30-ANCE. El resultado de duración esperado es respectivamente 2 y 30 ciclos \pm 0.5 ciclos.
		P3 para frecuencia P2 para decrementos/ interrupciones de tensión ^a	El cambio de la amplitud de la señal para crear decrementos /incrementos /interrupciones de tensión deben ser simultáneos en el tiempo La prueba debe realizarse con las siguientes duraciones: 2 y 30 ciclos.	
4.1.5	Comprobar decrementos/ incrementos/ interrupciones de tensión en un sistema polifásico	La prueba se debe realizarse de acuerdo a los requerimientos establecidos en las Tablas 4.42 y 4.43		
4.1.6	Comprobar la tensión de referencia de deslizamiento - En condiciones estables de operación ^d	1. Configuración: Seleccionar la tensión de referencia de deslizamiento, el umbral del decremento de tensión en 90% U_{din} , histéresis = 2% U_{din} .	Ver Figura 4.8	No debe detectarse decremento de tensión
		2. Inyecte una tensión en estado estable de U_{din} durante al menos 5 min. Luego haga decrecer la amplitud de la tensión a 95% U_{din} durante 5 min. Posteriormente 87% U_{din} por 5 min.		Verificar que el instrumento esté detectando un decremento de tensión en 57.5% de U_{ref} . Nota: 57.5% = 50/87*100%
4.1.7	Comprobar la tensión de referencia de deslizamiento - Condición de arranque de la referencia de deslizamiento	1. Configuración: Seleccionar la tensión de referencia de deslizamiento, el umbral del decremento de tensión en 90% U_{din} , histéresis = 2% U_{din} .	Ver Figura 4.9	El instrumento debe detectar un arranque de interrupción
		2. Encienda el instrumento con 0V inyectado en las entradas de tensión. 3. Después de 5 minutos + el tiempo de arranque del instrumento, inyecte la tensión = U_{din}		Verificar que el instrumento ha detectado un final de interrupción.
a	Los puntos de prueba P1, P2, P3, P4 y P5 se describen en la Tabla 4.23.			
b	El punto de prueba P1 no debe ser identificado como un decremento/ incremento, mientras que el punto de prueba P2 debe ser identificado como decremento/ incremento.			
c	Los valores recomendados para el umbral de decremento de tensión es 90% U_{din} , para el umbral de incremento de tensión es de 110% U_{din} , histéresis = 2%.			
d	El uso de la tensión de referencia de deslizamiento es opcional. Esta prueba solamente se aplica si el fabricante implementa la tensión de referencia de deslizamiento.			



a) Señal de prueba para la fase 1

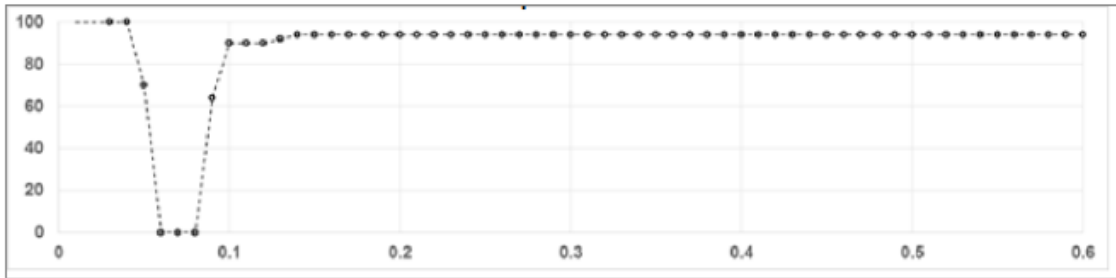


b) Señal de prueba para la fase 2

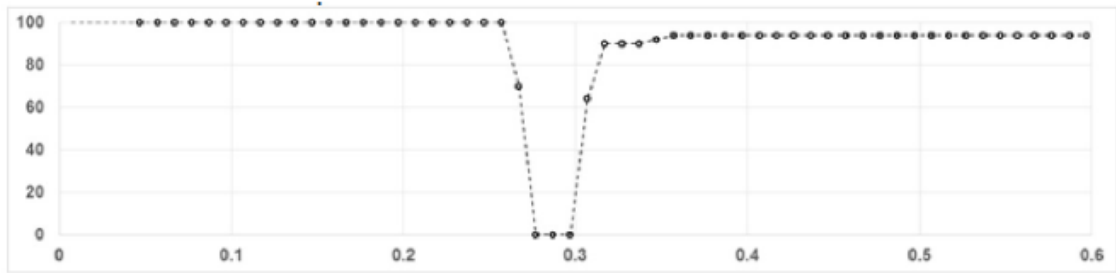


c) Señal de prueba para la fase 3

Figura 4.1-a), b) y c). Descripción general de la prueba para los decrementos de tensión de acuerdo con la prueba .4.1.1



a) Valor eficaz de 1/2 ciclo para la fase 1



b) Valor eficaz de 1/2 ciclo para la fase 2



c) Valor eficaz de 1/2 ciclo para la fase 3

Figura 4.2-a), b) y c). Detalle 1 de las formas de onda para la prueba de los decrementos de tensión de acuerdo a la prueba 4.1.1

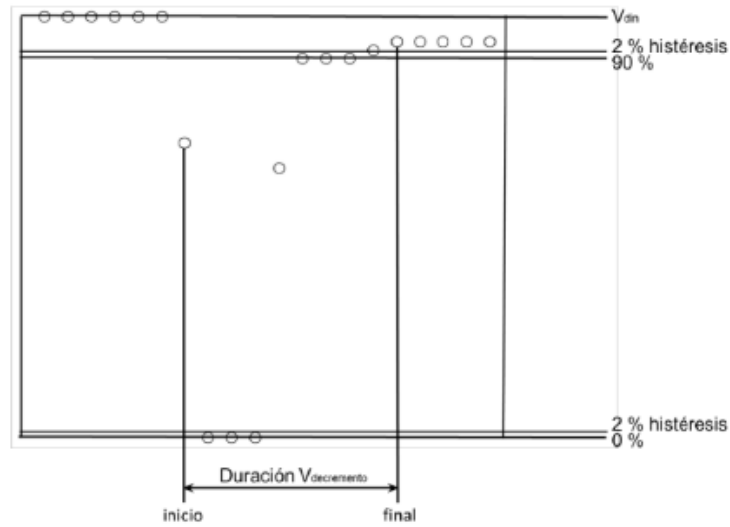


Figura 4.3-Detalle 2 de las formas de onda para la prueba de los decrementos de tensión de acuerdo a la prueba 4.1.1

Tabla 4.41- Detalle 3 de las formas de onda para la prueba de los decrementos de tensión de acuerdo a la prueba 4.1.1 Señal de prueba:

Decremento 60 %, 2.5 ciclos

$U_{eficaz(1/2)}$ N	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 1	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 2	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 3	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 4	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 5	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 6	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 7
100	70	0	0	0	64	90	90

$U_{eficaz(1/2)}$ N + 8	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 9	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 10	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 11	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 12	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 13	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 14	$U_{eficaz(1/2)}$ N + 15
90	92	94	94	94	94	94	94

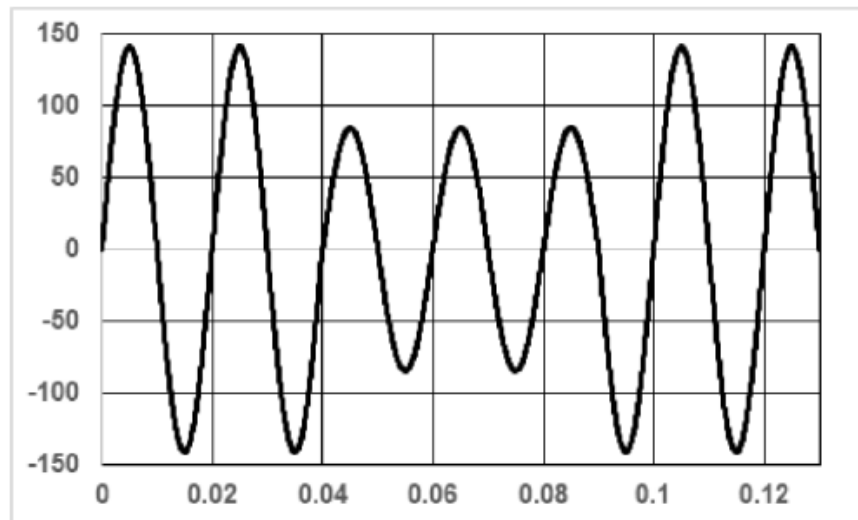


Figura 4.4-Detalle 1 de la forma de onda para la prueba de decrementos de tensión de acuerdo a la prueba 4.1.2