

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ACUERDO Núm. A/025/2023 por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica la resolución Núm. RES/948/2015 por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica.

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

ACUERDO Núm. A/025/2023

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA MODIFICA LA RESOLUCIÓN NÚM. RES/948/2015 POR LA QUE SE EXPIDEN LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE ACCESO ABIERTO Y PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS EN LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En sesión ordinaria celebrada el 30 de agosto de 2023 el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, párrafo primero, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, IX, X, XXIV y XXVII, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 3, fracción XXXI, 4, párrafo segundo, fracción I, 7, 8, 12, fracciones III, IV, XIV, XXIV, XXXVII, XLII, LII y LIII, 15, 16, 26, 27, 28, 33, párrafos primero y tercero, 37, 38, 94, 96, 98 y 100, de la Ley de la Industria Eléctrica reformada mediante Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 06 de noviembre de 2020; 1, 2, último párrafo, 37, 38, 40, 41, 42, 43, 44 y 45 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 2, 3, 4 y 12 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 4, 7, fracción I, 12, 16, 18, fracciones I, III y XLIV del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2017 y su modificación publicada por el mismo medio de difusión oficial el 11 de abril de 2019, y

CONSIDERANDO

PRIMERO. 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; 2, fracción II, y 3, párrafo primero, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) es una dependencia de la Administración Pública Federal con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, con autonomía técnica, operativa y de gestión y con personalidad jurídica, que tiene a su cargo, entre otras atribuciones, las previstas en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y demás disposiciones jurídicas aplicables.

SEGUNDO. Que de acuerdo con los artículos 22, fracciones I, II y III, 41, fracción III, y 42 de la LORCME, corresponde a la Comisión emitir sus actos y resoluciones con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como regular y promover, entre otras, (i) el desarrollo eficiente de la generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución de energía eléctrica, la transmisión y distribución de energía eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad, (ii) promover la competencia en el sector, (iii) proteger los intereses de los usuarios, (iv) propiciar una adecuada cobertura nacional, y (v) atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro eléctrico y la prestación de servicios.

TERCERO. Que el artículo 107 de la LIE, refiere a que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene a su cargo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), así como las demás facultades señaladas en dicha Ley y otras disposiciones aplicables.

CUARTO. Que el artículo 4, párrafo segundo, fracción I, de la LIE, establece que, entre otras actividades, la transmisión, y distribución son de utilidad pública y se sujetarán a obligaciones de servicio público y universal en términos de la propia Ley y de las disposiciones aplicables; en este sentido, como parte de dichas obligaciones se encuentra otorgar el acceso abierto a la RNT y las RGD en términos no indebidamente discriminatorios.

QUINTO. Que los artículos 22, fracción IV de la LORCME y 12, fracción LIII, de la LIE, establecen que corresponde a la Comisión interpretar, para efectos administrativos, dicha Ley en el ámbito de sus facultades. Asimismo, de conformidad con el artículo 2, último párrafo, del Reglamento, la interpretación y aplicación de este, para efectos administrativos, corresponde a la Secretaría de Energía (Secretaría) y a la Comisión, en el ámbito de sus respectivas atribuciones.

SEXTO. Que los artículos 12, fracción III y 27 de la LIE, señalan que es facultad de la Comisión establecer, expedir y modificar las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (CGPS), las cuales, tendrán por objeto determinar los derechos y obligaciones del prestador del servicio y del usuario; y contener, como mínimo:

- I. Las tarifas aplicables;
- II. Las características, alcances y modalidades del servicio;
- III. Los criterios, requisitos y publicidad de información para ofrecer el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio;
- IV. Las condiciones crediticias y de suspensión del servicio;
- V. El esquema de penalizaciones y bonificaciones ante el incumplimiento de los compromisos contractuales;
- VI. Las condiciones que, en su caso, podrán modificarse de común acuerdo con usuarios específicos, siempre que ello no represente un trato indebidamente discriminatorio y se hagan extensivas a usuarios similares, y
- VII. El procedimiento para la atención de quejas.

SÉPTIMO. Que el 16 de febrero de 2016 se expidió la Resolución RES/948/2015 por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

OCTAVO. Que el 26 de febrero de 2016 se expidió el Anexo de la Resolución RES/948/2015, misma que contiene el Apéndice B y C, con los lineamientos que establecen el procedimiento para la atención de quejas en el servicio de transmisión y distribución de energía eléctrica, la elaboración de los informes públicos para el transportista y distribuidor y los formatos de los indicadores de calidad y continuidad.

NOVENO. Que el artículo 15 de la LIE señala que, en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD, el Estado ejercerá el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través del CENACE, quien determinará los elementos de la RNT y RGD y las operaciones de estos que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); las demás operaciones de estas redes podrán ser realizadas por los Transportistas o Distribuidores, sujetándose a la coordinación del CENACE. Además, establece que el CENACE determinará la asignación de responsabilidades y procedimientos de coordinación con los Transportistas y Distribuidores a fin de ejercer el control operativo del SEN.

DÉCIMO. Que en congruencia con el Considerando Noveno, el artículo 16 de la LIE establece que, las instrucciones que el CENACE emita en el ejercicio del control operativo del SEN son obligatorias para todos los integrantes de la industria eléctrica.

UNDÉCIMO. Que los artículos 26, 38, 98 y 100 de la LIE, establecen que, para ejercer el control operativo del SEN, así como para conducir la operación del MEM, el CENACE se auxiliará de la relación que establezca con los Transportistas y Distribuidores, así como con los Participantes del Mercado, a través de convenios y contratos.

DUODÉCIMO. Que el artículo 38 del Reglamento establece que, se podrán establecer las CGPS para cada actividad regulada en la RNT y las RGD, las cuales deberán reflejar la práctica común de la industria bajo principios que permitan el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados, así como que la prestación del servicio se dé en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad. Asimismo, señala que el régimen de regulación deberá ser predecible, estable y transparente, bajo principios de proporcionalidad y equidad en la contratación del servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, de manera que los Transportistas y Distribuidores no ejerzan poder de mercado en perjuicio de los usuarios.

DECIMOTERCERO. Que los artículos 40 y 41 de Reglamento señalan que, los Transportistas y Distribuidores no podrán pactar condiciones distintas a las establecidas en las CGPS, salvo aquéllas que expresamente se identifiquen como negociables en dichas CGPS. En su caso, las condiciones especiales se sujetarán a que las circunstancias del usuario respectivo lo justifiquen, se extiendan a cualquier otro usuario que se encuentre en circunstancias similares y, a que no impongan limitaciones o discriminación indebida respecto de los compromisos de prestación de los servicios adquiridos previamente. Los Transportistas y Distribuidores deberán hacer públicas las condiciones especiales pactadas.

DECIMOCUARTO. Que el artículo 12, fracción XXXVII de la LIE, establece que es facultad de la Comisión expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

DECIMOQUINTO. Que el artículo 28 de la LIE, señala que las obligaciones en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad se establecerán en las CGPS y en las demás disposiciones que al efecto emita la Comisión.

DECIMOSEXTO. Que en concordancia con lo anterior, el artículo 37 del Reglamento señala que el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica se sujetará a las disposiciones administrativas de carácter general que emita la Comisión en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad y que la prestación de dicho servicio público se realizará observando el correcto funcionamiento e integridad de los equipos y dispositivos de sus redes. Asimismo, establece que el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica deberá prestarse bajo parámetros aceptables de:

- I. Tensión;
- II. Disponibilidad de los elementos de las redes;
- III. Interrupciones del Suministro Eléctrico;
- IV. Componentes armónicos;
- V. Pérdidas de energía, y
- VI. Cualquier otro aspecto técnico que la Comisión considere necesario.

Para efectos de lo anterior, al definir los parámetros que se determinen como aceptables, la Comisión deberá tomar en cuenta los aspectos económicos asociados.

DECIMOSÉPTIMO. Que el artículo 33, párrafo primero de la LIE, establece la obligación para los Transportistas y Distribuidores de interconectar a sus redes a las Centrales Eléctricas cuyos representantes lo soliciten y a conectar a sus redes los Centros de Carga cuyos representantes lo soliciten, en condiciones no indebidamente discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible, lo anterior para garantizar el acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio a la RNT y las RGD.

DECIMOCTAVO. Asimismo, el artículo 33, párrafo tercero de la LIE establece como parte de las responsabilidades del CENACE como garante del acceso abierto, las siguientes:

- I. Definir las especificaciones técnicas generales requeridas para realizar las interconexiones y conexiones;
- II. Definir las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la interconexión o conexión, a solicitud del representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga;
- III. Instruir a los Transportistas o a los Distribuidores la celebración del contrato de interconexión o conexión, a solicitud del representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, una vez definidas las características específicas de la infraestructura requerida o determinada la exención de las mismas. Las Reglas del Mercado especificarán los plazos máximos para que el representante solicite la celebración de dicho contrato con base en las características específicas de la infraestructura requerida, y
- IV. Ordenar a las partes la realización de interconexión o conexión físicas.

DECIMONOVENO. Que el 9 de febrero de 2018 se expidió el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga cuyo propósito es establecer los requisitos, describir los procesos y procedimientos, definir las obligaciones y derechos que deben observarse en la atención de Solicitud de Interconexión de Centrales Eléctricas o de Conexión de Centros de Carga incluyendo la mecánica bajo la cual se lleva a cabo el análisis y atención de los Estudios de Interconexión y Conexión, la suscripción del Contrato respectivo y el procedimiento para la Interconexión física de Centrales Eléctricas y Conexión física de Centros de Carga a la RNT y las RGD.

VIGÉSIMO. Que el artículo 42 del Reglamento, señalan que las CGPS deberán contener, además de lo previsto en el artículo 27 de la LIE, como mínimo:

- I. La forma en que se deberá garantizar el acceso abierto a la RNT y a las RGD, así como las obligaciones y las condiciones bajo las cuales se deberá permitir la interconexión de los usuarios para recibir la prestación de los servicios;

- II. Los criterios de Calidad, medición y facturación, la información que los Suministradores pondrán a disposición de los Usuarios Finales, las condiciones no indebidamente discriminatorias a que se sujetarán los servicios, la propiedad de las instalaciones para la conexión e interconexión de usuarios, entre otras, y,
- III. Los procedimientos para la solución de controversias derivadas de la prestación de los servicios.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que el artículo 43 del Reglamento señala que las disposiciones administrativas de carácter general que expida la Comisión en materia de acceso abierto establecerán, cuando menos, los criterios aplicables a la interconexión y la conexión de usuarios a la infraestructura de la RNT y las RGD, tomando en cuenta las especificaciones técnicas, características específicas de la infraestructura y las demás determinaciones que correspondan al CENACE de acuerdo con la LIE y las Reglas del Mercado, así como la información que los Transportistas y Distribuidores deberán hacer pública, mediante boletines electrónicos u otros medios de acceso electrónico, respecto de la capacidad de sus redes y condiciones de operación en la RNT y las RGD.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que el artículo 44 del Reglamento, señala que los Transportistas y los Distribuidores se sujetarán a la regulación que establezca la Comisión, de manera que se garanticen condiciones efectivas de acceso abierto en la RNT y las RGD, se propicie el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica y se evite la discriminación indebida. Asimismo, establece que cuando los Transportistas y Distribuidores nieguen el acceso al servicio a un usuario teniendo capacidad disponible y existiendo viabilidad técnica bajo los criterios aprobados y expedidos por la Comisión y por el CENACE, u ofrezcan el servicio en condiciones indebidamente discriminatorias, la parte afectada podrá solicitar la intervención de la Secretaría y de la Comisión en el ámbito de sus respectivas atribuciones.

VIGÉSIMO TERCERO. Que el artículo 45 del Reglamento señala que los Transportistas y Distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de Centrales Eléctricas y la conexión de Centros de Carga a la RNT y las RGD de conformidad con las CGPS que apruebe y expida la Comisión y en términos de las Reglas del Mercado.

VIGÉSIMO CUARTO. Que el artículo 37 de la LIE en materia de medición de la energía eléctrica y de los Servicios Conexos, establece que: a) para el caso de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga que estén representados por Generadores o por Usuarios Calificados Participantes del Mercado, la medición se registrará por las Reglas del Mercado y b) para las demás Centrales Eléctricas y Centros de Carga se registrarán por las CGPS o, en su defecto, por las Reglas del Mercado. En cualquier caso, los Transportistas, Distribuidores y demás personas responsables de la medición están obligados a compartir los datos de medición de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga con los Suministradores que los representan.

VIGÉSIMO QUINTO. Que los servicios de transmisión y la distribución son parte de los Productos Asociados definidos en el artículo 3, fracción XXXI, de la LIE, mismos que pueden ser objeto del Suministro Eléctrico, de contratos de Cobertura Eléctrica u otras transacciones que se pueden llevar a cabo dentro del MEM.

VIGÉSIMO SEXTO. Que de la lectura armónica de la LIE se entiende que el Servicio Público de Transmisión y de Distribución en la RNT y en las RGD que correspondan al MEM y cuyo cobro forme parte de las transacciones conforme a los artículos 94 y 96 de la LIE, lo podrán adquirir los Participantes del Mercado a través de la celebración de un contrato de Participante del Mercado con el CENACE.

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que de lo anterior, se desprende que:

- I. La prestación de los servicios en la RNT, así como en las RGD que correspondan al MEM, estará incluido en las transacciones que se realicen a través del Contrato de Participante del Mercado que se celebre con el CENACE.
- II. En el caso anterior, el CENACE será la persona obligada frente a los Participantes del Mercado por vía del Contrato de Participante del Mercado, y trasladará las responsabilidades a los Transportistas y Distribuidores a través de los convenios que celebre el propio CENACE con dichos operadores, y
- III. La prestación de los servicios en las RGD que no correspondan al MEM se deberá contratar directamente con el Suministrador de Servicios Básicos.

VIGÉSIMO OCTAVO. Que las modificaciones a las disposiciones administrativas de carácter general que se expiden mediante el presente Acuerdo establecen los procedimientos para que los Usuarios Finales y Centrales Eléctricas puedan acceder a la RNT y las RGD, distinguiéndose lo aplicable a los segmentos del MEM y el Suministro Básico. En particular, se desarrolla con mayor detalle la regulación en materia de

medición para establecer las responsabilidades para las actividades de adquisición, instalación, puesta en servicio, revisión, diagnóstico, operación, mantenimiento y sustitución por falla de los equipos y sistemas de medición, asimismo, se define que la propiedad de los sistemas de medición aplicable al MEM corresponde a los Usuarios Finales y Centrales Eléctricas, el Transportista y Distribuidor son las únicas entidades responsables para la operación y administración de dichos sistemas de medición con la finalidad de garantizar la integridad de los registros de medición para la operación del MEM. Con lo que respecta al segmento de Suministro Básico, se establecen los procedimientos para la instalación y puesta en servicio de los equipos o sistemas de medición en baja, media y alta tensión. Adicionalmente, ante la existencia de grandes usuarios industriales en alta tensión que reciben el Suministro Básico y la falta de migración al MEM de estos Usuarios, se establecen requerimientos de medición que permitan al operador obtener la información sobre el perfil de su demanda de energía eléctrica, con la finalidad de asegurar la operación confiable del SEN por parte del CENACE.

VIGÉSIMO NOVENO. Con la finalidad de corregir las limitaciones impuestas al Transportista y Distribuidor por la regulación vigente en materia de estimaciones, la cual, permitía sólo dos estimaciones en un periodo de doce meses, las presentes modificaciones buscan atender las necesidades actuales de falta de recurso humano del Transportista y Distribuidor, en virtud que se requiere la toma de lectura en sitio por el personal de estas empresas a poco más de 42 millones de servicios domésticos. En concordancia con lo anterior, se establecen las metodologías de cálculo y criterios de aplicación que deben observar el Transportista y Distribuidor para la estimación de los consumos de energía eléctrica distinguiéndose por nivel de tensión, estacionalidad, medición de energía y demanda.

TRIGÉSIMO. Debido a que en el marco regulatorio actual no reconoce los aspectos comerciales y mercantiles para que transportista y distribuidor puedan llevar a cabo la revisión de las instalaciones eléctricas y los sistemas de medición, resulta necesario definir las responsabilidades del Transportista y Distribuidor para llevar a cabo estas actividades, con el objetivo de detectar, anomalías, derivaciones de la instalación eléctrica y usos indebidos, así como errores en la medición que permitan reducir los casos de energía consumida y no facturada. Asimismo, se establece el procedimiento que se debe observar para efectuar la revisión y dar legalidad a los hallazgos en las instalaciones eléctricas y sistemas de medición que Transportista y Distribuidor presenten mediante evidencia, proporcionando transparencia y agilidad a los procesos de controversias y quejas de los usuarios que reciben el suministro eléctrico.

TRIGÉSIMO PRIMERO. A partir de la evolución de los servicios de transmisión y distribución, así como derivado de la experiencia adquirida por la Comisión en la supervisión de los informes públicos, resulta necesario actualizar los indicadores de calidad y continuidad de estos servicios, así como establecer el procedimiento correspondiente para la atención de solicitudes y quejas del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. Por otra parte, se mejoran los mecanismos de supervisión de las obligaciones mediante el requerimiento de información complementaria, simplificación administrativa, metodología y criterios de evaluación para los informes que presentan a la Comisión el Transportista y el Distribuidor.

TRIGÉSIMO SEGUNDO. Que la Comisión ha sido informada por el CENACE sobre diversas problemáticas derivadas de los requerimientos establecidos para la entrada en operación al MEM, exponiendo la necesidad de contar con procedimientos para la instalación, diagnóstico y puesta en servicio de los Sistemas de Medición en el MEM.

TRIGÉSIMO TERCERO. Que en cumplimiento con lo establecido en el artículo 78 de la Ley General de Mejora Regulatoria, y con la finalidad de reducir el costo de cumplimiento de las obligaciones regulatorias en un monto igual o mayor al de las nuevas obligaciones de la propuesta regulatoria, se realizarán las siguientes acciones de simplificación:

- I. Respecto a los plazos establecidos en el numeral 13, fracción II de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico (DACG de Suministro Eléctrico) respecto a la conexión al Suministro Básico, no serán considerados en virtud que se establecen los plazos a observar en los numerales 11.1.1, 11.2.1 y B1.2 del presente instrumento que se emite, evitando duplicidad y otorgando mayor seguridad jurídica.
- II. Respecto a la Resolución Núm. RES 272/2017 por la que la Comisión Reguladora de Energía establece un criterio transitorio de estimación de registros de medición cinco-minutal de energía eléctrica para los contratos de interconexión legados, a fin de que el transportista y el distribuidor estén en condiciones de proporcionar información en los casos en que tales registros no estén

disponibles, toda vez que la condición de vigencia en términos del Resolutivo Octavo de dicha Resolución se ha actualizado ya que se han expedido el Manual de Medición para Liquidaciones el 10 de enero de 2018 y el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista el 4 de diciembre de 2017.

TRIGÉSIMO CUARTO. Que con fecha 9 de diciembre de 2022, la Comisión envió a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) a través del Sistema de Manifestaciones de Impacto Regulatorio el anteproyecto del presente Acuerdo.

TRIGÉSIMO QUINTO. Que mediante oficio CONAMER/23/4070, de fecha 1 de agosto de 2023, la CONAMER emitió el Dictamen Final sobre el anteproyecto del presente Acuerdo y su correspondiente AIR e indicó la procedencia para continuar con las formalidades para su publicación en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

Por lo anteriormente expuesto y fundado, el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía emite el siguiente:

ACUERDO

PRIMERO. Se emite el presente Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica la Resolución Núm. RES/948/2015 por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica, conforme lo indicado en el Anexo Único del presente Acuerdo, el cual para todos los efectos legales forma parte integral del mismo.

SEGUNDO. La modificación referida en el Acuerdo Primero comprende la reforma en el Apartado 1. Disposiciones generales, del título del artículo 4 Definiciones, numeral 4.19; en el Apartado 2. Disposiciones en Materia de Servicio Público Universal y Acceso Abierto, Sección A. Convenios y Contratos de Operación, el artículo 8, párrafo primero y párrafo segundo, fracción III, la Sección D. Programas de Ampliación y Modernización del Sistema Eléctrico Nacional, artículo 14, párrafos segundo, tercero, cuarto, el Apartado 3. Evaluación de Indicadores de Disponibilidad, Continuidad y Calidad, párrafo primero, numerales 18.1., incisos (e), (f) y (g), 18.2.1., inciso (f), 18.2.2., incisos (a), (c), (d), sub incisos i y ii, (e) y (f), 18.3., inciso (d), 19, párrafos segundo y tercero, 19.1.1., incisos (c) y (e), 19.1.2., incisos (c) y (e), 19.1.3., incisos (c), 19.2., primer párrafo, 19.2.1., incisos i, ii, iv y v, 19.2.2., título, incisos (a) y (b), 19.2.3., título, inciso (b), 19.2.5., título, inciso (b), 19.2.6., título, inciso (b), 19.3.1., figura 1, 19.3.3, título, incisos (a), (b) y (e), 19.4., inciso (d); en el Apéndice A. Condiciones Generales para la Prestación de los Servicios de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (CGPS), artículo 11; numeral 15.4, numerales 18.1., primer párrafo, 18.2., párrafo séptimo y 18.4.

Se adiciona en el Apartado 1. Disposiciones generales, los numerales, 4.0, 4.2. Bis, 4.2. Ter, 4.4. Bis, 4.4. Ter, 4.6 Bis, 4.9. Bis, 4.10. Bis, 4.11. Bis, 4.13. Bis, 4.15. Bis, 4.15. Ter, 4.18. Bis, 4.18. Ter, 4.18. Quater, 4.18. Quinquies, 4.18. Sexties, 4.18. Septies, 4.19. Bis, 4.19 Ter, 4.19. Quater, 4.19. Quinquies, 4.20. Bis, 4.20 Ter, 4.21. Bis, Sección D. Programas de Ampliación y Modernización del Sistema Eléctrico Nacional, artículo 14, párrafo tercero, incisos a) y b), párrafo cuarto incisos a), b), c), d), e), f), g), en el Apartado 3. Evaluación de Indicadores de Disponibilidad, Continuidad y Calidad, un último párrafo en los artículos 19.1.1., 19.1.2. y 19.1.3., así como en el 19.3.3, inciso (g), numerales I, II, III y IV, (h) e (i), en el Apéndice A. Condiciones Generales para la Prestación de los Servicios de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (CGPS), numerales 11.1 Bis., 11.1.1, 11.1.2, 11.1.3, 11.1.4, 11.1.5, 11.1.5.1, 11.1.6, 11.1.6.1, 11.2 Bis., 11.2.1, 11.2.2, 11.2.3, 11.2.4, 11.2.5, 11.2.5.1, 11.2.6, 11.2.7, 11.2.7.1, 11.2.7.2, 11.2.7.3, 11.3 Bis., 11.3.1, 11.3.2, 11.3.3, 11.3.3.1, 11.3.3.1.1, 11.3.3.1.2, 11.3.3.2, 11.3.3.2.1, 11.3.3.2.2, 11.3.4, 11.3.5, 11.3.5.1, 11.3.6, 11.3.7, 11.3.8, 11.3.9, 11.3.10, 11.3.11, 18.5; Apéndice B1, B1.1, B1.2, B1.3, B1.4, B1.5, B1.6, B1.7, B1.8, B1.9, B1.10, B1.11, B1.12, B1.13, el Apéndice C1 sobre los formatos de Indicadores de Disponibilidad, Calidad y Continuidad, así como los Anexos, Anexo 1 – Requerimientos de medición con Transformadores de Medida, aplicable al Transportista, Anexo 2 - Requerimientos de medición en Baja Tensión Autocontenido, aplicable al Distribuidor, Anexo 3 - Requerimientos de medición en Baja Tensión con Transformador de Corriente, aplicable al Distribuidor, Anexo 4 - Requerimientos de medición con Transformadores de Medida, aplicable al Distribuidor y Anexo 5 - Resultado del Diagnóstico.

Además, se derogan del Apartado 1. Disposiciones generales, el numeral 4.5 del artículo 4; la Sección E. Boletines Electrónicos, comprendiendo los artículos 16 y 17; 19.1.3 incisos (d), (e), (f), (g) y (h), la fracción iii del numeral 19.2.1., el numeral 19.2.4. y el inciso (d) del numeral 19.3.3, la fracción iv, del inciso e) del numeral 19.4, el Apéndice A. Condiciones Generales para la Prestación de los Servicios de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (CGPS), numerales 11.1., 11.2., 11.3., 11.4., 11.5., 11.6., 11.7., 11.8., 11.9, artículo 18.1 párrafo segundo, tercero, cuarto, quinto y sexto, así como el Apéndice B y el Apéndice C.

TERCERO. Se deroga el numeral 13, fracción II de las DACG de Suministro Eléctrico relativo a los plazos de conexión para el suministro eléctrico.

CUARTO. Se abroga la Resolución Núm. RES/272/2017 por la que la Comisión Reguladora de Energía establece un criterio transitorio de estimación de registros de medición cinco-minutal de energía eléctrica para los contratos de interconexión legados, a fin de que el transportista y el distribuidor estén en condiciones de proporcionar información en los casos en que tales registros no estén disponibles y se deja sin efectos a partir del día hábil siguiente de la publicación del presente Acuerdo.

QUINTO. Publíquese el presente Acuerdo y su Anexo Único en el Diario Oficial de la Federación, mismos que entrarán en vigor al día hábil siguiente de su publicación.

SEXTO. Mientras que la Comisión no notifique al CENACE la fecha de inicio del cómputo del plazo para que los Usuarios con las características para ser Usuarios Calificados de manera obligatoria obtengan la contratación del servicio de Suministro de Energía Eléctrica con un Suministrador de Servicio Calificado o formalicen un contrato de Participante del Mercado y reciban el Suministro de Servicios Básicos, el Suministrador deberá realizar el registro de los Centros de Carga de conformidad con lo establecido en las Reglas del Mercado, considerando lo siguiente:

- a) El Suministrador de Servicios Básicos debe presentar al CENACE el Contrato de Suministro, considerando los plazos establecidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico.

SÉPTIMO. Se otorga un plazo de dieciocho meses para que los Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión cumplan con los requisitos en materia de medición y comunicación establecidos en las Reglas de Mercado y el numeral 11.2 del Anexo Único del presente Acuerdo.

OCTAVO. El numeral 11.3.10 previsto en el Anexo Único del presente Acuerdo respecto a la adquisición de datos de telemetría en tiempo real entrará en vigor una vez que Transportista y Distribuidor hayan notificado a la Comisión la implementación del medio o red de comunicación para los fines establecidos en dicho numeral, lo cual, deberá realizarse en un plazo de dieciocho meses. Asimismo, una vez implementado el mecanismo de comunicación para el envío de las variables eléctricas, el Transportista y Distribuidor publicarán en su página web una guía dirigida a los interesados sobre cómo solicitar la información de este numeral.

NOVENO. La Comisión contará con un plazo máximo de doce meses a partir de la publicación del presente Acuerdo para emitir el Modelo de Contrato de servicios para la instalación y puesta en servicio de los Sistemas de Medición, así como aprobar los costos de los servicios que correspondan al Transportista y Distribuidor.

DÉCIMO. El Transportista y Distribuidor tendrán un plazo de doce meses a partir de la publicación del presente Acuerdo para presentar a la Comisión el mecanismo o criterio para seleccionar el número máximo de Usuarios de Suministro Básico que serán incluidos en los programas de verificación sin costo para estos Usuarios.

UNDÉCIMO. Hágase del conocimiento que el presente acto administrativo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, ante los órganos jurisdiccionales del Poder Judicial de la Federación, dentro del plazo establecido en la Ley de Amparo, Reglamentaria de los artículos 103 y 107 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de la Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en Boulevard Adolfo López Mateos 172, colonia Merced Gómez, Alcaldía Benito Juárez, Código Postal 03930, Ciudad de México.

DUODÉCIMO. Inscríbese el presente Acuerdo bajo el número **A/025/2023**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, inciso a) y e), 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 30 de agosto de 2023.- Presidente, **Leopoldo Vicente Melchi García.**- Rúbrica.- Comisionados: **Walter Julián Ángel Jiménez, Norma Leticia Campos Aragón, Hermilo Ceja Lucas, Guadalupe Escalante Benítez, Luis Linares Zapata.**- Rúbricas.

ANEXO ÚNICO

MODIFICACIÓN A LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE ACCESO ABIERTO Y PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS EN LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**Contenido**

[...]

Anexos a la Disposición

- Anexo 1. Requerimientos de medición con Transformadores de Instrumentos, aplicable al Transportista.
- Anexo 2. Requerimientos de medición en Baja Tensión Autocontenido, aplicable al Distribuidor.
- Anexo 3. Requerimientos de medición en Baja Tensión con Transformador de Corriente, aplicable al Distribuidor.
- Anexo 4. Requerimientos de medición con Transformadores de Instrumentos, aplicable al Distribuidor.
- Anexo 5. Resultado del Diagnóstico.

Apartado 1. Disposiciones generales**Artículo 1.** [...]**Artículo 2.** [...]**Artículo 3.** [...]**Artículo 4.** Definiciones y Acrónimos

4.0. AML: Infraestructura de Medición Avanzada (*Advanced Metering Infrastructure*, por sus siglas en inglés).

4.1. [...]**4.2.** [...]**4.2.Bis.** CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.**4.2.Ter.** CNS: Índice de Conexión de Nuevos Suministros.**4.3.** [...]**4.4.** [...]**4.4.Bis.** Comisión: Comisión Reguladora de Energía.

4.4.Ter. Constancia de Revisión: Documento emitido por el Transportista o el Distribuidor como resultado de la actividad de revisión de los sistemas de medición o equipos de medición e instalaciones eléctricas. La información mínima que debe contener esta Constancia es la siguiente:

1. Nombre de la Región o División, 2. Nombre de la Gerencia o Zona, 3. Número de Folio, 4. Datos del usuario: Nombre, Domicilio, Número de servicio, Número de Equipo de Medición, 5. Fecha de elaboración de la Constancia de Revisión, 6. Nombre del Personal del Transportista o Distribuidor que realiza la Constancia de Revisión y con qué documento se identifica, 7. Datos de la persona que atiende la revisión por parte del usuario, así como la relación que tiene con el propietario del servicio o del inmueble, 8. El consentimiento o negativa del usuario a dar acceso al equipo de medición, con la finalidad de llevar a cabo la revisión, 9. Datos del equipo de medición: Código de medidor, lectura (en kWh, kW y/o kVArh si aplica) multiplicador, números de sellos encontrados al inicio de la revisión, números de sellos instalados al terminar la revisión, mecanismo, conexiones, por cada medidor, 10. Condiciones generales en las que se encontró el sistema de medición, pudiendo ser de manera enunciativa, más no limitativa en los siguientes aspectos: Gabinetes, Block de pruebas, Garganta, TC, TP, Bornes de BT, Señal de potencial, Sellos encontrados, Sellos dejados, 11. Condiciones complementarias en que se encontró el sistema de medición, como por ejemplo: Medición al interior, Banco de capacitores, capacidad de KVAr, Número de Transformadores, capacidades, Número de serie y marca, 12. Datos de los resultados de las pruebas técnicas realizadas, 13. Resultados Obtenidos: Falla de Medición, Error de Facturación o Uso Indebido, 14. Acciones derivadas de la revisión: Reemplazo del equipo de medición señalando para este caso, el número de medidor, suspensión del servicio, 15. Constancia de Negativa de acceso al equipo de medición en caso de que así haya sucedido por parte del Usuario, 16. Manifestaciones por parte del usuario o persona que atendió la revisión o el señalamiento expreso de que no se realizó ninguna manifestación, 17. La firma del usuario o persona que atendió la revisión y firma del trabajador del Transportista o Distribuidor que llevó a cabo la revisión.

4.5. [...] Se deroga.

4.6. [...]

4.6.Bis. Diagnóstico: Comprobación física, operativa y de comunicación realizada por el Transportista o Distribuidor a solicitud del CENACE de conformidad con la normativa aplicable en materia de medición, a los Sistemas de Medición propiedad de un Centro de Carga o una Central Eléctrica que participe o se encuentre en proceso de iniciar actividades en el MEM.

4.7. [...]

4.8. [...]

4.9. [...]

4.9.Bis. Instalaciones y equipos de medición: Instalaciones asociadas al medidor de energía eléctrica tipo electrónico con o sin capacidades de medición de calidad de la potencia, con capacidad de sincronía de tiempo; al transformador de corriente, al transformador de potencial inductivo, al transformador de potencial capacitivo, transformadores, integrados de medida (TIM), transformadores combinados de medida (TCM), entre otros.

4.10. [...]

4.10.Bis. LIE: Ley de la Industria Eléctrica.

4.11. [...]

4.11.Bis. MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

4.12. [...]

4.13. [...]

4.13.Bis. NRSI: Índice de Restablecimiento Individual.

4.14. [...]

4.15. [...]

4.15.Bis. PCFP: Porcentaje de Cumplimiento de Factor de Potencia.

4.15.Ter. PROFECO: Procuraduría Federal del Consumidor.

4.16. [...]

4.17. [...]

4.18. [...]

4.18.Bis. RGD: Redes Generales de Distribución.

4.18.Ter. RNT: Red Nacional de Transmisión.

4.18.Quater. RRGD: Índice de Restablecimiento de Suministro Eléctrico individual en las Redes Generales de Distribución.

4.18.Quinquies. RSSFP: Índice de Reconexión de Servicios Suspendidos por Falta de Pago.

4.18.Sexties. RSESF: Índice de Restablecimiento de Suministro Eléctrico Sectorial por Falla.

4.18.Septies. SAIDI: Índice de la Duración Promedio de Interrupciones en la RNT o las RGD $SAIDI_{T,D}$, System Average Interruption Duration Index, por sus siglas en inglés).

4.19. SAIFI: Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en la RNT o las RGD $SAIFI_{T,D}$, System Average Interruption Frequency Index, por sus siglas en inglés).

4.19.Bis. Sistema de comunicaciones: Hardware, conjunto de dispositivos físicos (Routers, Switches, Firewall, cableado; entre otros) destinados para la codificación, decodificación, protocolos de comunicación, almacenamiento, transmisión y recepción de datos e información (digital y analógica) proveniente de los equipos de medición hacia los sistemas de comunicaciones del Transportista y Distribuidor por un medio específico (Fibra Óptica, Radio Frecuencia, Coaxial, etcétera). Software, Programa informático (y licenciamiento asociado) destinado a la extracción, procesamiento, codificación y decodificación (protocolos de comunicación) y transmisión de los datos de los equipos de medición hacia los sistemas de comunicaciones de Transportista y Distribuidor.

4.19.Ter. Sistemas de Medición: Están compuestos por el programa informático correspondiente, así como por los siguientes elementos:

- a) Las instalaciones y equipos de medición eléctrica (transformadores de instrumentos, medidores, entre otros).
- b) Sistema de comunicaciones, incluyendo elementos físicos (hardware) y sistemas informáticos (software), que permitan transmitir o recibir la información de la medición para ponerla a disposición del CENACE.
- c) Sistema de sincronía de tiempo.

4.19.Quater. Secretaría: Secretaría de Energía.

4.19.Quinquies. SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

4.20.[...]

4.20.Bis. UI: Unidad de Inspección.

4.20.Ter. Usuario de Suministro Básico en Alta y Media Tensión: Centro de carga que se encuentre en trámite ante el CENACE para recibir el suministro eléctrico y que haya manifestado su intención de contratar el Suministro Básico con una demanda contratada igual o mayor a 1 MW y como consecuencia, debe identificarse en el proceso de registro de activos. Lo anterior aplicará mientras la Comisión no notifique al CENACE la fecha de inicio del cómputo del plazo para que los Usuarios con las características para ser Usuario Calificados de manera obligatoria, informen a la Comisión respecto a la contratación del servicio de suministro con un Suministrador de Servicios Calificados o la firma del Contrato de Participante del Mercado con el CENACE.

4.21.[...]

4.21.Bis. UVAA: Unidad de Verificación Acreditada y Aprobada.

Sección A [...]

Artículo 5. [...]

Artículo 6. [...]

Apartado 2 [...]

Artículo 7. [...]

Sección A [...]

Artículo 8. Convenios entre el CENACE, Transportista y Distribuidor

El CENACE, Transportista y Distribuidor, deben mantener actualizados sus convenios para regir la prestación y facturación del Servicio Público de Transmisión y Distribución, según corresponda, estableciendo las acciones de coordinación necesarias para la operación técnica y comercial de dicho servicio, bajo criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad, y sustentabilidad del SEN, garantizando el acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio a los elementos de la RNT y las RGD.

Dichos convenios deben en todo momento alinearse a las Reglas del Mercado vigentes, en lo que resulte conducente, y establecer como mínimo, los siguientes aspectos.

- I. [...]
- II. [...]
- III. Los procedimientos, plazos, formatos, medios de comunicación y responsables bajo los cuales el CENACE, el Transportista y el Distribuidor, mantendrán una coordinación efectiva para garantizar la Interconexión de Centrales Eléctricas y la Conexión de Centros de Carga, de conformidad con los tiempos máximos de celebración de contratos de interconexión y conexión establecidos en el Reglamento, así como en lo establecido en las DACG y demás disposiciones y reglas que sean aplicables.
- IV. [...]
- V. [...]
- VI. [...]
- VII. [...]
- VIII. [...]

Artículo 9. [...]

Artículo 10. [...]

Sección B [...]

Artículo 11. [...]

Artículo 12. [...]

Artículo 13. [...]

Sección C [...]

[...]

Sección D [...]

Artículo 14. [...]

[...]

I. [...]

II. [...]

III. [...]

IV. [...]

El CENACE con el apoyo del Transportista y Distribuidor debe presentar a la Secretaría y a la Comisión, a más tardar el último día de febrero de cada año, la información relativa al Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista y dentro del mismo periodo, el Distribuidor debe presentar el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista.

La LIE en su artículo 14 señala que "*La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución se realizarán conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.*" Como parte de los elementos que la Comisión puede considerar en la emisión de su opinión, se encuentran los siguientes puntos:

- a) Las alternativas de menor costo para las obras o programas principales dentro del plan y un cálculo del costo beneficio tanto de estas obras como de los planes en su conjunto;
- b) Indicar si forma parte de las Estrategias para la mejora continua y cumplimiento de los indicadores de desempeño a los que hace mención la Tabla 3 Apéndice B1.8 de las presentes DACG, ya sea en indicadores regionales/divisionales o a nivel nacional según aplique, con la finalidad de mejorar las condiciones de Continuidad y Calidad del servicio.

El Transportista y el Distribuidor deben presentar a la Secretaría, a la Comisión y al CENACE, durante el primer trimestre de cada año, un informe pormenorizado de los avances en las obras de ampliación o modernización de la RNT y las RGD de los proyectos aprobados, autorizados, instruidos o presupuestados, incluyendo como mínimo los siguientes elementos:

- a) Etapa en la que se encuentra el proyecto y porcentaje de avance con respecto al proyecto finalizado y funcionando.
- b) En caso de que se tengan retrasos en los proyectos, indicar las circunstancias que hayan ocasionado un atraso en las obras, así como las acciones realizadas para solventar los atrasos, para cada uno de los proyectos que se encuentran bajo este supuesto.
- c) Circunstancias o condiciones que pudieran ocasionar un atraso a los proyectos que se encuentran en desarrollo y las acciones preventivas para reducir el riesgo de atraso.
- d) El seguimiento y trazabilidad del desarrollo de proyectos desde su instrucción, programación, construcción y en su caso, modificaciones al diseño, alcance o fechas programadas de entrada en operación factible o de la terminación de la obra.
- e) El impacto estimado que los proyectos instruidos tendrán en cada uno de los indicadores de desempeño de la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica a los que hace mención la Tabla 3 Apéndice B1.8 de las presentes DACG, ya sea en indicadores regionales/divisionales o a nivel nacional según aplique, con la finalidad de mejorar las condiciones de Continuidad y Calidad. En este sentido, especificar para cada proyecto la proyección del cálculo del impacto en cada indicador en caso de presentarse retrasos en su puesta en operación.

- f) La proporción de obras en operación respecto del total de proyectos instruidos, calculado de la siguiente manera para el Transportista y el Distribuidor:

$$\text{Avance constructivo RNT} = \frac{\text{obras construidas RNT}}{\text{obras instruidas RNT}} \times 100$$

$$\text{Avance constructivo RGD} = \frac{\text{obras construidas RGD}}{\text{obras instruidas RGD}} \times 100$$

Donde:

Obras construidas RNT/RGD: es el número total de obras que han entrado en operación en la Red Nacional de Transmisión o Redes Generales de Distribución (según corresponda) de aquellas instruidas por la Secretaría.

Obras instruidas RNT/RGD: es el número total de obras instruidas por la Secretaría para su construcción por el Transportista o Distribuidor. Dentro de este total se deben considerar las cancelaciones de proyectos previamente instruidos o ajustes que han sido autorizados por la Secretaría respecto al número total de proyectos instruidos.

- g) El número de obras que postergan su fecha de entrada en operación factible o terminación de la obra, respecto a la fecha de entrada en operación factible reportada en el año anterior, calculado de la siguiente manera:

$$\text{Ajuste de fechas factibles RNT} = \frac{\text{obras postergadas RNT}}{\text{obras instruidas RNT}} \times 100$$

$$\text{Ajuste de fechas factibles RGD} = \frac{\text{obras postergadas RGD}}{\text{obras instruidas RGD}} \times 100$$

Donde:

Obras postergadas RNT/RGD: es el número total de obras que postergan su fecha de entrada en operación factible respecto a la reportada en el año anterior.

Obras instruidas RNT/RGD: es el número total de obras instruidas por la Secretaría para su construcción por el Transportista o Distribuidor. Dentro de este total se deben considerar las cancelaciones de proyectos previamente instruidos o ajustes que han sido autorizados por la Secretaría respecto al número total de proyectos instruidos.

Artículo 15. [...]

Sección E Se deroga

Artículo 16. Se deroga.

Artículo 17. Se deroga.

Apartado 3 [...]

La prestación del Servicio Público de Transmisión y de Distribución de Energía Eléctrica debe realizarse bajo principios que garanticen la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad tanto de las instalaciones y equipos que componen la RNT y las RGD, así como de las instalaciones y equipos de los Usuarios Finales.

[...]

Artículo 18. [...]

[...]

18.1. [...]

a) [...]

b) [...]

c) [...]

d) [...]

d) [...]

- e) Las Gerencias Regionales de Transmisión en los niveles mayores o iguales a 69 kV y menores a 161 kV deben cumplir con una disponibilidad mínima del 97%.

- f) Los valores mínimos de disponibilidad que deben cumplir las Gerencias Regionales de Transmisión en los niveles de 161, 230 y 400 kV son los siguientes:

Gerencia Regional de Transmisión	% de Disponibilidad 161, 230 y 400 kV
Baja California	99.00
Noroeste	
Norte	
Noreste	
Central	
Oriental	
Peninsular	
Valle de México	
Occidental	98.5
Sureste	

- g) La Comisión puede tomar en consideración las propuestas que realice el Comité Consultivo de Confiabilidad. Asimismo, el Transportista puede someter a revisión de la Comisión la modificación del indicador, presentando soporte documental que justifique la propuesta de modificación y la Comisión resolverá sobre su modificación.

18.2. [...]

18.2.1. Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en la RNT $SAIFI_T$

- [...]
- [...]
- [...]
- [...]
- [...]
- f) El valor máximo de $SAIFI_T$ a nivel nacional debe ser menor o igual de 0.20 interrupciones promedio. Para lograr lo anterior, se deben establecer estrategias de acuerdo con las condiciones de infraestructura y entorno. La Comisión puede tomar en consideración las propuestas que realice el Comité Consultivo de Confiabilidad. Asimismo, el Transportista puede someter a revisión de la Comisión la modificación del indicador, presentando soporte documental que justifique la propuesta de modificación y la Comisión resolverá sobre su modificación.

18.2.2. Índice de la Duración Promedio de Interrupciones en la RNT $SAIDI_T$

- a) El $SAIDI_T$ es el tiempo promedio que un Usuario final permanece sin servicio de energía eléctrica.
- b) [...]
- c) Para determinar el Índice $SAIDI_T$ se consideran las interrupciones con duración superior a cinco minutos. Asimismo, este índice debe evaluarse para cada Gerencia Regional de Transmisión.
- d) [...]
- i. $SAIDI_T$: Evalúa solo las interrupciones en la RNT atribuibles a quien opera la RNT.
- ii. $SAIDI_T^{Total}$: Evalúa la totalidad de las interrupciones ocurridas en la RNT atribuibles a quien opera la RNT y debido a Casos fortuitos y de Fuerza Mayor.
- e) Los índices $SAIDI_T$ y $SAIDI_T^{Total}$ se determinan para el mes "m" mediante la siguiente expresión.
[...]

- f) El valor máximo de $SAIDI_T$ a nivel nacional debe ser menor o igual de 3 minutos, para lograr lo anterior, se deben establecer estrategias de acuerdo con las condiciones de infraestructura y entorno. La Comisión puede tomar en consideración las propuestas que realice el Comité Consultivo de Confiabilidad. Asimismo, el Transportista puede someter a revisión de la Comisión la modificación del indicador, presentando soporte documental que justifique la propuesta de modificación y la Comisión resolverá sobre su modificación.

18.2.3. [...]

- a) [...]
- b) [...]
- c) [...]
- d) [...]

18.3. [...]

- a) [...]
- b) [...]
- c) [...]
- d) Se debe contar con un sistema informático que lleve el registro de las interrupciones a evaluar, así como el registro histórico. Dicho sistema informático debe ser de libre acceso para la Comisión.
- e) [...]
- f) [...]

Artículo 19. [...]

[...]

Con objeto de llevar un monitoreo uniforme para el Distribuidor, éste debe registrar y entregar a la Comisión, cada uno de los Indicadores requeridos conforme a los formatos que se establecen en el Apéndice C1. Formatos de Indicadores de Disponibilidad, Calidad y Continuidad.

Estos formatos son fichas técnicas donde se muestra el algoritmo de cálculo, objetivo, referencias internacionales, periodicidad de medición, entre otros elementos. El Distribuidor es responsable de administrar sus propios mecanismos y sistemas que lleven a un correcto y oportuno registro de datos básicos, métricas e indicadores.

19.1. [...]**19.1.1** [...]

- a) [...]
- b) [...]
- c) El $SAIDI_D$ para las causas atribuibles al proceso de operación y mantenimiento del Distribuidor, debe ser menor o igual a 50 minutos por año a nivel nacional. Para lograr lo anterior, el Distribuidor debe establecer estrategias regionales de acuerdo con sus condiciones de infraestructura y entorno.
- d) [...]
- e) El resultado de la evaluación del índice $SAIDI_D$, considerando causas atribuibles a operación y mantenimiento más los Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor deben ser registrados para establecer estrategias que permitan en el futuro atender con mayor eficacia y eficiencia eventos similares.
- f) [...]
- g) [...]
- h) [...]

La Comisión puede tomar en consideración las propuestas que realice el Comité Consultivo de Confiabilidad. Asimismo, el Distribuidor podrá someter a revisión de la Comisión la modificación del indicador, presentando soporte documental que justifique la propuesta de modificación y la Comisión resolverá sobre su modificación.

19.1.2. [...]

- a) [...]
- b) [...]
- c) El índice $SAIFI_D$ para las causas atribuibles al proceso de operación y mantenimiento del Distribuidor, deber ser menor o igual a 0.94 interrupciones promedio anual por Usuario final a nivel nacional.
- d) [...]
- e) El resultado del $SAIFI_D$, considerando causas atribuibles a operación y mantenimiento, además de Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor debe ser registrado para establecer estrategias que permitan en el futuro atender con mayor eficacia y eficiencia eventos similares.
- f) [...]
- g) [...]
- h) [...]

La Comisión puede tomar en consideración las propuestas que realice el Comité Consultivo de Confiabilidad. Asimismo, el Distribuidor podrá someter a revisión de la Comisión la modificación del indicador, presentando soporte documental que justifique la propuesta de modificación y la Comisión resolverá sobre su modificación.

19.1.3. [...]

- a) [...]
- b) [...]
- c) El índice $CAIDI_D$ para las causas atribuibles a operación y mantenimiento debe ser menor o igual a 53 minutos anuales a nivel nacional, y para cada una de las regiones bajo responsabilidad del Distribuidor deben considerarse los siguientes criterios:
 - I. El índice $CAIDI_D$ de referencia es considerado de 53 minutos anuales a nivel nacional, atribuibles a operación y mantenimiento, por lo que el Distribuidor que logre un valor igual o inferior a este cumple con el requerimiento. Para el Distribuidor con valores superiores a 53 minutos anuales por causas atribuibles a operación y mantenimiento, cada año debe establecer metas que le permitan lograr el valor de referencia de manera gradual, con base en nuevas obras y modernización de las existentes, así como la implementación de medidas para mejorar sus estrategias operativas.
 - II. El índice $CAIDI_D$ considerando causas atribuibles a operación y mantenimiento más las causas excepcionales debe ser registrado para establecer estrategias que permitan en el futuro atender con mayor eficacia y eficiencia eventos similares.
 - III. El índice $CAIDI_D$ se determinará para cada División de Distribución y considerará sólo las interrupciones superiores a cinco minutos.
 - IV. Se evaluarán dos indicadores:
 - i. $CAIDI_D$: Considera solo las interrupciones atribuibles al Distribuidor dentro de una División de Distribución.
 - ii. $CAIDI_D^{Total}$: Considera interrupciones atribuibles al Distribuidor y debido a casos fortuitos dentro de una División de Distribución.
 - V. Las expresiones para evaluar los anteriores indicadores para un mes “m” se muestran a continuación:

$$CAIDI_{D,m} = \frac{SAIDI_{D,m}}{SAIFID_{D,m}}$$

$$CAIDI_{D,m}^{Total} = \frac{SAIDI_{D,m}^{Total}}{SAIFI_{D,m}^{Total}}$$

- d) Se deroga
- e) Se deroga
- f) Se deroga
- g) Se deroga
- h) Se deroga

La Comisión puede tomar en consideración las propuestas que realice el Comité Consultivo de Confiabilidad. Asimismo, el Distribuidor podrá someter a revisión de la Comisión la modificación del indicador, presentando soporte documental que justifique la propuesta de modificación y la Comisión resolverá sobre su modificación.

19.2. [...]

En las RGD que pertenezcan al MEM, el control operativo es responsabilidad del CENACE, mientras que el control físico está a cargo del Distribuidor. Por otro lado, en las RGD que no pertenezcan al MEM se realizará de conformidad con el Manual de Coordinación Operativa que forma parte de las Disposiciones Operativas del Código de Red o el que lo modifique o sustituya. Por lo anterior, el suministro eléctrico que proporcionan las RGD y que tiene como propósito asegurar la Continuidad del suministro de energía a todos los usuarios ubicados en diferentes regiones del país, tanto en poblaciones urbanas como rurales, es responsabilidad, según corresponda, del Distribuidor y del CENACE.

[...]

19.2.1. [...]

[...]

- i. Índice de Restablecimiento de Suministro Eléctrico individual en las RGD.
- ii. Índice de Restablecimiento de Suministro Eléctrico Sectorial por Falla.
- iii. Se deroga.
- iv. Índice de Conexión de Nuevos Suministros.
- v. Índice de Reconexión de Servicios Suspendidos por Falta de Pago.

[...]

19.2.2. Índice de Restablecimiento del Suministro Eléctrico individual en las RGD

- a) El Distribuidor debe contar con la capacidad para reestablecer el suministro a un servicio de acometida individual en las RGD ante una interrupción, así como identificar las medidas correctivas y/o preventivas que permitan mejorar la calidad y oportunidad en la atención.
- b) El RRGD mide el porcentaje de eventos atendidos dentro del tiempo máximo comprometido para restablecer el suministro a usuarios con acometida individual en las RGD y se puede expresar mediante la siguiente expresión algebraica:

$$RRGD = \frac{\sum_{n=1}^N (VRSI)}{\sum_{n=1}^N (NRSI)} \times 100$$

Donde:

VRSI: Número de eventos atendidos en el tiempo establecido para restablecer el suministro individual indicado en la Tabla 2. Métricas de calidad del servicio de transmisión y distribución contenida en el Apéndice B1.

NRSI: [...]

- c) [...]

19.2.3. Índice de Restablecimiento de Suministro Eléctrico Sectorial por Falla

- a) [...]

- b) El RSESF mide el porcentaje de eventos atendidos dentro del tiempo máximo comprometido para restablecer el suministro, a un grupo de usuarios en baja o media tensión conforme a lo indicado en la Tabla 2. Métricas de calidad del servicio de transmisión y distribución contenida en el Apéndice B1 y que se puede expresar con la siguiente ecuación algebraica:

$$RSESF = \frac{\sum_{n=1}^N (VRSG)}{\sum_{n=1}^N (NRSG)} \times 100$$

Donde:

VRSG: Número de eventos atendidos en el tiempo establecido en la Tabla 2. Métricas de calidad del servicio de transmisión y distribución contenida en el Apéndice B1 por restablecimiento de suministro grupal.

NRSG: [...]

c) [...]

19.2.4. Se deroga

19.2.5. Índice de Conexión de Nuevos Suministros

a) [...]

b) El CNS describe el porcentaje de eventos atendidos dentro del tiempo máximo comprometido para conectar nuevos suministros, conforme a lo establecido en la Tabla 1. Plazos por tipo de Solicitud contenida en el Apéndice B1 y, se puede describir mediante la siguiente expresión algebraica:

[...]

c) [...]

19.2.6. Índice de Reconexión de Servicios Suspendidos por Falta de Pago

a) [...]

b) El RSSFP mide el porcentaje de eventos atendidos dentro del tiempo máximo comprometido para reanudar el suministro suspendido, señalado en la Tabla 1. Plazos por tipo de Solicitud contenida en el Apéndice B1 y se puede expresar mediante la siguiente expresión algebraica:

[...]

Donde:

VRSC: Número de eventos atendidos en tiempo establecido para reanudar el suministro suspendido, Tabla 1. Plazos por tipo de Solicitud contenida en el Apéndice B1.

NRSC: [...]

c) [...]

19.3. [...]

19.3.1. [...]

[...]

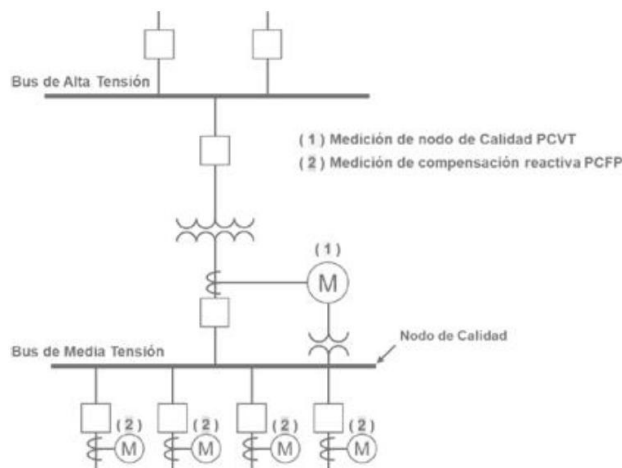


Figura 1. Diagrama esquemático de la medición en el Nodo de Calidad.

19.3.2. [...]

- a) [...]
- b) [...]
- c) [...]
- d) [...]
- e) [...]

19.3.3. Porcentaje de Cumplimiento de Factor de Potencia

- a) Con la finalidad de maximizar la utilización de las RGD, el Distribuidor debe vigilar y controlar el flujo de potencia reactiva que circula en la Red Eléctrica mediante estrategias que sean técnicamente factibles y económicamente justificables acorde a las tecnologías disponibles, que mejoren el factor de potencia e incrementen el nivel de potencia activa que puede circular en las RGD.
- b) Se considera un circuito con cumplimiento mensual cuando el promedio de los registros obtenidos es mayor o igual a un factor de potencia de 0.95 en atraso o en adelanto con un intervalo de medición de 10 minutos.
- c) [...]
- d) Se deroga.
- e) El Distribuidor debe cumplir, para cada una de sus Divisiones de Distribución con el porcentaje de cumplimiento de factor de potencia requerido en al menos el 80% de los circuitos que dispongan de medidor digital.
- f) [...]
- g) No es atribuible al Distribuidor el no satisfacer el porcentaje de cumplimiento de factor de potencia requerido durante el periodo mensual de evaluación, cuando los circuitos presenten factor de potencia fuera del rango de cumplimiento establecido por las siguientes condiciones:
 - I. Circuitos con demanda máxima menor a 230 kW que presenten comportamiento inductivo.
 - II. Circuitos subterráneos que presenten comportamiento capacitivo y que no cuenten con equipos de compensación reactiva capacitiva instalados en las RGD.
 - III. Circuitos aéreos que presenten comportamiento capacitivo, que no cuenten con equipos de compensación reactiva capacitiva instalados en las RGD y que presenten una demanda promedio menor o igual a los valores señalados conforme a la siguiente tabla:

Nivel de tensión	Demanda
13.8 kV	2 MVA
23 kV	3 MVA
34.5 kV	4.4 MVA

- IV. Circuitos con cambios en el sentido de flujo de potencia activa debido a la presencia de generadores interconectados.

Por lo anterior, no se requerirá que el Distribuidor implemente acciones correctivas en estos circuitos específicamente para el cumplimiento de este indicador. El Distribuidor deberá proporcionar, a solicitud de la Comisión, información relacionada con los circuitos que se encuentren en los supuestos de este inciso.

- h) El Distribuidor debe reportar los valores del porcentaje de cumplimiento de factor de potencia considerando y sin considerar los casos descritos en el inciso (g), diferenciando claramente ambos casos.
- i) La Comisión puede tomar en consideración las propuestas que realice el Comité Consultivo de Confiabilidad. Asimismo, el Distribuidor podrá someter a revisión de la Comisión la modificación del indicador, presentando soporte documental que justifique la propuesta de modificación y la Comisión resolverá sobre su modificación.

19.4. [...]

- a) [...]
- b) [...]
- c) [...]
- d) Se debe contar con un sistema informático que lleve el registro de las interrupciones, así como el registro histórico. Dicho sistema informático debe ser de libre acceso para la Comisión.
- e) [...]
 - i. [...]
 - ii. [...]
 - iii. [...]
 - iv. Se deroga
 - v. [...]
- f) [...]

Apartado 4. Prestación de los Servicios**Artículo 20. [...]**

[...]

Artículo 21. [...]

[...]

Apéndice A. Condiciones Generales para la Prestación de los Servicios de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica**Artículo 1. [...]****Artículo 2. [...]****Artículo 3. [...]****Artículo 4. [...]****Artículo 5. [...]****Artículo 6. [...]****Artículo 7. [...]****Artículo 8. [...]****Artículo 9. [...]****Artículo 10. [...]****Artículo 11. [...]**

En este artículo y los numerales siguientes se establecen las condiciones que deben observarse en el Suministro Básico, el Suministro Calificado y la actividad de generación de energía eléctrica en el MEM, con la finalidad de garantizar la correcta operación de los Sistemas de Medición, así como establecer las metodologías de cálculo y criterios de estimación para el Suministro Básico.

11.1. Se deroga

11.2. Se deroga

11.3. Se deroga

11.1 .Bis. Medición en Suministro Básico baja tensión**11.1.1 Instalación de los Sistemas de Medición o equipos de medición para el Suministro Básico en baja tensión**

El Usuario de Suministro Básico debe contar con las condiciones necesarias para recibir en forma segura y continua el Suministro Eléctrico.

El costo del equipo de medición o en su caso, del Sistema de Medición AMI y su instalación es cubierto por el Distribuidor quien los proporciona al Usuario de Suministro Básico. En este sentido, el Distribuidor es el propietario de los equipos o Sistemas de Medición, los cuales, quedan bajo el resguardo del Usuario de Suministro Básico quien no debe manipular ni alterar su funcionamiento.

El Distribuidor debe usar e instalar únicamente instrumentos de medición que hayan obtenido una aprobación de modelo prototipo conforme a lo dispuesto en el artículo 113 del Reglamento, el que lo modifique o sustituya y con las especificaciones indicadas en la Norma Oficial Mexicana correspondiente o con la regulación aplicable vigente.

El Distribuidor debe instalar bajo condiciones de seguridad, los equipos o el Sistema de Medición y cualquier otra infraestructura necesaria para la conexión y suministro eléctrico. La instalación que realice el Distribuidor es en representación del Suministrador de Servicios Básicos de conformidad con los convenios y mecanismos de coordinación establecidos entre éstos al momento de dar atención a las solicitudes de conexión de Centros de Carga en baja tensión, para lo cual, se debe observar lo siguiente:

Una vez que sea firmado entre el Suministrador de Servicios Básicos y el Usuario de Suministro Básico el Contrato para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en baja tensión, el Distribuidor cuenta con los siguientes plazos máximos para llevar a cabo la conexión necesaria para que el Usuario de Suministro Básico reciba el suministro eléctrico y se realice la instalación del equipo o Sistema de Medición de conformidad con lo siguiente:

- A. Siete días naturales a partir de la fecha de firma del Contrato, en poblaciones urbanas de 2,500 o más habitantes, o cuando sea cabecera municipal, independientemente del número de habitantes.
- B. Nueve días naturales a partir de la fecha de firma del Contrato, en poblaciones rurales con menos de 2,500 habitantes.

El personal del Distribuidor debe acudir al inmueble señalado por el Usuario e identificarse con gafete vigente con fotografía presentando el aviso con número de Solicitud o de servicio respectivo para la instalación correspondiente. El Usuario de Suministro Básico puede verificar el número de Solicitud o de servicio en la siguiente página de internet: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/SELCasa/Solicitudes/ConsultaTuSolicitud.aspx> o la que la sustituya, debiendo difundir los cambios que se realicen en dicho enlace.

El Usuario de Suministro Básico debe permitir al Distribuidor el acceso al inmueble para la instalación del equipo o Sistema de Medición cuando así se requiera. En cualquier momento, el Usuario de Suministro Básico tiene la opción de colocar, por su cuenta, protecciones adicionales con el objetivo de proteger los equipos de medición contra daños físicos, siempre que no obstaculice la toma de lecturas, la visibilidad de la carátula del medidor y permitan el acceso a las revisiones de los equipos de medición y su instalación eléctrica asociada.

El Distribuidor debe dejar funcionando y operando correctamente el equipo de medición o Sistema de Medición, informando al Usuario de Suministro Básico que la instalación ha finalizado de manera exitosa y que, en lo subsecuente, cuando aplique, se tomarán las lecturas correspondientes o le indicará el funcionamiento del medidor electrónico instalado (electrónico de autogestión, medidor escalado, electrónico básico y AMI) y la modalidad asociada de cobro, es decir, prepago, pospago y facturación en punto de venta.

11.1.2 Lectura de los registros de medición para el Suministro Básico en baja tensión

El Distribuidor debe realizar las lecturas y recabar periódicamente los registros de medición mediante los cuales se obtendrán los consumos de energía activa, energía reactiva (reactivos) y demandas máximas de cada Usuario Final, una vez dentro de cada periodo de facturación, la cual, puede ser mensual o bimestral, excepto en los casos de prepago y facturación en punto de venta.

Cuando por causas de programación operativa, catástrofes naturales u otra causa no atribuible a la responsabilidad del Distribuidor y del Suministrador de Servicios Básicos o cuando las localidades en que se preste el servicio de suministro eléctrico se encuentren alejadas de los centros administrativos del Distribuidor y no existan vías de comunicación como carreteras o vialidades urbanas, el Distribuidor puede modificar el periodo de obtención de los registros de la medición, para que sea hasta una vez cada seis meses, con una tolerancia de +/- seis días naturales y siempre y cuando no se afecte el periodo de facturación (mensual o bimestral) del usuario final, según corresponda.

En los casos que el equipo o Sistema de Medición no se encuentre en el exterior del inmueble o no se encuentre en un lugar al que pueda acceder el Distribuidor, el Usuario de Suministro Básico debe permitir el acceso a sus inmuebles o instalaciones al Distribuidor, a fin de que éste pueda realizar la toma de los registros de medición.

El personal del Distribuidor debe acudir al inmueble del Usuario, e identificarse con gafete vigente con fotografía.

Con el fin de asegurar la confiabilidad de los registros de medición, el Distribuidor debe contar con mecanismos o dispositivos electrónicos que le permitan capturar y resguardar la información de manera segura y fidedigna.

11.1.3 Sustitución de los Sistemas de Medición o equipos de medición para el Suministro Básico en baja tensión

La propiedad de los Sistemas de Medición AMI o equipos de medición, así como sus accesorios corresponden al Distribuidor, quien debe realizar su sustitución o reemplazo, asegurando su correcta operación, así como la integridad de los registros de medición. La sustitución debe realizarse en los siguientes casos:

- I. A través de los proyectos o programas de modernización o reemplazo de medidores obsoletos.
En este caso el Distribuidor realiza la sustitución de medidores electromecánicos o de otra tecnología que así se defina en el programa o proyectos de reemplazo de medidores obsoletos que se indiquen en el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución correspondiente. El Distribuidor debe dar aviso por escrito de la sustitución con al menos diez días naturales de anticipación, en el domicilio del Usuario de Suministro Básico.
- II. Cuando se implementen programas especiales para el restablecimiento de servicios de Usuarios de Suministro Básico por causas extraordinarias como desastres naturales y se requieran sustituir los equipos de medición o el Sistema de Medición.

- III. Falla o deterioro por uso normal.

El Usuario de Suministro Básico debe solicitar la sustitución del equipo o Sistema de Medición al Suministrador ya sea, en los centros de atención a clientes, vía telefónica en el 071, aplicación móvil o en la página de internet: <http://www.cfe.mx/Casa/Serviciosonline/Pages/default.aspx> o la que la sustituya, cuando se presuma la existencia de errores en el equipo o Sistema de Medición, en la facturación del suministro eléctrico o medición del mismo. Para la atención subsecuente se le debe informar el número de folio o solicitud de conformidad con el procedimiento de atención de solicitudes del Suministrador o Distribuidor.

Cuando el Usuario de Suministro Básico detecte o advierta el mal funcionamiento, falla del medidor electrónico o en su caso del Sistema de Medición y sus accesorios, sin costo para el Usuario de Suministro Básico y en seguimiento a la solicitud, el Distribuidor debe confirmar y realizar las acciones siguientes:

- a) Detectar la falla o deterioro por el uso normal u obsolescencia del equipo de medición o en su caso del Sistema de Medición, que implique el cambio del mismo. El reemplazo se realizará después de haber llevado a cabo el proceso de revisión correspondiente en un plazo no mayor a cinco días naturales para zonas urbanas y diez días naturales para zonas rurales.

El Distribuidor debe determinar si es necesario modificar la instalación del equipo de medición hacia el límite de la propiedad o exterior de conformidad con las especificaciones técnicas de medición para acometidas monofásicas y bifásicas y cuando aplique, con la medición al inicio de la acometida para servicios monofásicos y bifásicos, y con las especificaciones técnicas del Suministrador que apliquen para la conexión de Centros de Carga en baja tensión. El Distribuidor debe indicar el plazo que tiene el Usuario de Suministro Básico para realizar dicha modificación.

- b) En los casos que el equipo de medición no se encuentre en el exterior del inmueble o no se encuentre en un lugar al que pueda acceder el Distribuidor para su reemplazo, el Usuario de Suministro Básico en el plazo señalado en el inciso a) anterior, debe permitir el ingreso o el acceso al personal de Distribución encargado de realizar la sustitución de dicho equipo de medición.

- IV. Por robo, daño o manipulación.

- a. Cuando el equipo de medición se encuentre al límite de la propiedad, al exterior o sea un Sistema de Medición AMI.

Cuando el Usuario de Suministro Básico detecte el robo, daño o manipulación del equipo o Sistema de Medición bajo su resguardo, debe acudir ante la autoridad correspondiente a presentar la denuncia aplicable. Asimismo, el Usuario de Suministro Básico debe solicitar la

sustitución del equipo o Sistema de Medición al Suministrador ya sea, en los centros de atención a clientes, vía telefónica en el 071, aplicación móvil o en la página de internet: <http://www.cfe.mx/Casa/Serviciosonlinea/Pages/default.aspx> o la que la sustituya. Para la atención subsecuente se le debe informar el número de folio o solicitud de conformidad con el procedimiento de atención de solicitudes del Suministrador o Distribuidor.

Una vez realizada la solicitud y presentada la denuncia correspondiente, el Distribuidor en un plazo no mayor a cinco días naturales para zonas urbanas y diez días naturales para zonas rurales realizará la sustitución cubriendo el costo asociado.

Si el Usuario de Suministro Básico no presenta al Suministrador la denuncia correspondiente, el Usuario de Suministro Básico tiene la obligación de cubrir el costo del equipo o Sistema de Medición, sus accesorios y su instalación.

En cualquier momento, el Usuario de Suministro Básico tiene la opción de colocar, por su cuenta, protecciones adicionales a los equipos de medición, siempre y cuando no obstaculice la toma de lecturas, la visibilidad de la carátula del medidor y permitan el acceso a las revisiones de los equipos de medición y su instalación eléctrica asociada.

b. Cuando el equipo de medición se encuentre al interior de la propiedad

El Usuario de Suministro Básico es responsable de cubrir el costo del equipo o Sistema de Medición y sus accesorios, independientemente de la presentación de la denuncia ante la autoridad correspondiente.

En el caso en el que el Usuario de Suministro Básico sea responsable de cubrir el costo del equipo o Sistema de Medición y sus accesorios por caso de robo, dicho costo será con base en el listado de materiales y equipo autorizado por la Comisión y publicado en el Catálogo del Suministrador y en la página de internet: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Aportaciones/Paginas/listadodeMaterialesyEquipo/ocnuotM01.aspx> o la que la sustituya.

Para efectos de la sustitución del equipo de medición o del Sistema de Medición, cuando se trate de la atención de una solicitud, el personal del Distribuidor debe acudir al inmueble del Usuario de Suministro Básico, e identificarse con gafete vigente con fotografía, presentando el aviso con número de solicitud o de servicio respectivo para la sustitución correspondiente. El Usuario de Suministro Básico podrá verificar el número de Solicitud o de servicio en la página de internet: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/SELCasa/Solicitudes/ConsultaTuSolicitud.aspx> o la que la sustituya.

Al término de la sustitución del equipo de medición, el personal del Distribuidor debe instalar los dispositivos y sellos de seguridad a los componentes del equipo de medición, mismos que deben mantenerse íntegros hasta la próxima revisión o cuando así aplique, en la verificación que realice una UVAA, obligándose el Usuario de Suministro Básico a dar aviso inmediato al Suministrador de detectarse su ausencia o alteración, a fin de evitar cualquier responsabilidad.

11.1.4 Revisión los Sistemas de Medición, equipos de medición y la Instalación Eléctrica para el Suministro Básico en baja tensión

El Distribuidor realiza la revisión de los equipos de medición o del Sistema de Medición AMI y la(s) instalación(es) eléctrica(s) asociadas a estos denominada como la acometida, el alambrado y conexión interior de la base(s) socket y cuando así se requiera, la instalación eléctrica o alambrado que derive del equipo de medición, con la finalidad de comprobar el correcto funcionamiento e integridad de los Sistemas de Medición o equipos de medición instalados y de la instalación eléctrica, así como detectar anomalías y usos indebidos.

La revisión puede realizarse por las siguientes causas:

1. A solicitud del Usuario de Suministro Básico, del Suministrador o cuando el Distribuidor así lo considere necesario para realizar el cobro de la energía activa consumida y no facturada.

Cuando el Usuario de Suministro Básico haya solicitado la revisión del equipo de medición o del Sistema de Medición ya sea, en los centros de atención a clientes, vía telefónica en el 071, aplicación móvil o en la página de internet: <http://www.cfe.mx/Casa/Serviciosonlinea/Pages/default.aspx> o la que la sustituya, con el folio o número de solicitud asignado, el Distribuidor tendrá un plazo máximo de cinco días hábiles para resolver e informar de la fecha en que se lleve a cabo la revisión en zonas urbanas y diez días hábiles para zonas rurales.

2. Por la aplicación de programas o estrategia del Distribuidor para la detección de instalaciones que alteren las mediciones de los Usuarios de Suministro Básico o de reducción de pérdidas no técnicas entre otros.

El Usuario de Suministro Básico tiene derecho a partir de cumplidos doce meses del inicio del suministro eléctrico o de la última revisión, a solicitar al Suministrador una revisión sin costo en periodos de doce meses (una vez cada 12 meses). En caso de solicitar revisiones adicionales dentro del periodo señalado, las mismas tendrán un costo para el Usuario de Suministro Básico cuando se determine que el equipo o Sistema de Medición opera correctamente. En caso de que el equipo o Sistema de Medición opere incorrectamente el costo será a cargo del Distribuidor.

El Distribuidor debe realizar las revisiones conforme a lo siguiente:

- A. El personal del Distribuidor debe identificarse con gafete vigente con fotografía y el aviso de revisión con el número de servicio respectivo ante el Usuario de Suministro Básico o con la persona, mayor de edad, que se encuentre en el domicilio a fin de que el personal del Distribuidor acceda al inmueble e inicie la revisión de los equipos o Sistemas de Medición e instalaciones eléctricas relacionadas. El personal del Distribuidor detallará en la Constancia de Revisión los datos de identificación de la persona con quien se haya atendido la revisión.
- B. El personal del Distribuidor debe informar a la persona con quien se atiende la revisión, previo a la realización de las mismas, si será necesario desconectar el interruptor general para desconectar el suministro eléctrico.
- C. El personal del Distribuidor debe entregar una copia del aviso de revisión a la persona con quien se atiende la misma.
- D. Si de la revisión, se encuentran anomalías en los equipos de medición o en el Sistemas de Medición AMI o en las instalaciones eléctricas, que alteren o impidan el correcto funcionamiento e integridad de los mismos, o se encuentran fallas o errores en los equipos de medición o bien se detecta que la Facturación es incorrecta derivado de la aplicación de una tarifa que no corresponde al tipo de usuario, se debe levantar una constancia de revisión de dicha situación. La persona con quien se entienda la visita podrá plasmar en la constancia de revisión lo que a su derecho convenga.
- E. Se debe dejar asentado en la Constancia de Revisión los números de sellos de los equipos o Sistemas de Medición encontrados con respecto de la última revisión realizada, o en su caso, de la última verificación efectuada por una UVAA o UI, para asegurar que dichos números coinciden con los últimos instalados.
- F. Se debe dejar copia de la Constancia de Revisión a la persona con la que se entendió la misma, recabando el personal del Distribuidor el acuse de recibido de dicha constancia. La Constancia de Revisión es válida aun cuando se niegue a firmarla dicha persona.
- G. Al término de la revisión, el personal del Distribuidor debe instalar dispositivos y sellos de seguridad a los componentes del equipo de medición o en su caso, del Sistema de Medición, mismos que deben mantenerse íntegros hasta la próxima revisión o cuando así aplique, con la verificación que realice una UVAA o UI obligándose el Usuario de Suministro Básico a dar aviso inmediato al Suministrador de detectarse su ausencia o alteración, a fin de evitar cualquier responsabilidad.
- H. En el caso en que no sea posible llevar a cabo la revisión, se asentarán los motivos en la Constancia de Revisión, el Distribuidor debe informar tal situación al Suministrador.
- I. Cuando el Distribuidor detecte alguna anomalía en las instalaciones y equipos de medición o en el Sistema de Medición que alteren o impidan su correcto funcionamiento o detecte que se generó alguna afectación a la integridad de los registros de medición, se procederá a la suspensión del suministro eléctrico.
- J. Cuando el Distribuidor detecte errores o fallas en los Sistemas de Medición o equipos de medición o errores en la facturación, procederá a concentrar la documentación, evidencia, valores históricos de medición aplicados que correspondan; y hará entrega al Suministrador para la aplicación del ajuste a la facturación de Suministro Básico que corresponda.
- K. En caso de que el Distribuidor compruebe que la facturación del Usuario de Suministro Básico fue incorrecta se realizará el pago correspondiente, ya sea a favor del Usuario de Suministro Básico o del Suministrador, procediendo éste a devolver al primero el importe que resulte a su favor o a cobrarle la diferencia a su cargo.

Si de la revisión de las instalaciones y equipos de medición o del Sistema de Medición el Distribuidor identifica que existen alteraciones, anomalías o usos indebidos que impidan su correcto funcionamiento, así como errores o fallas en la medición o errores en la facturación, se debe proceder conforme a lo siguiente:

- a. Tratándose de fallas en los equipos de medición con registros de energía activa, reactiva y demanda, el Distribuidor debe obtener las relaciones entre los valores erróneos y los correctos, mismas que servirán para determinar los nuevos valores de energía activa consumida, de las demandas máximas, según sea el caso.
- b. Si el equipo de medición no registra la energía activa o reactiva, o ambas, estas se determinarán tomando como base los registros anteriores a la falla o los posteriores a la corrección; si el error en la lectura se deriva por la configuración y aplicación de una constante de medición diferente a la que le corresponda al Usuario de Suministro Básico, el Distribuidor es responsable de determinar las cantidades correctas aplicando las constantes de medición que correspondan y enviando la información corregida al Suministrador.
- c. Los ajustes resultados de la detección de errores o fallas de los equipos de medición o errores en la Facturación se deben aplicar al período que resulte menor entre: (i) el periodo comprendido desde la fecha de la última verificación correcta y la fecha de determinación de la falla o el error; y (ii) un año.
- d. En ajustes por uso indebido el periodo comprendido entre la fecha en que se cometió la infracción y la fecha de verificación no podrá ser mayor a diez años.

El Distribuidor debe informar y proporcionar al Suministrador en un plazo no mayor a diez días hábiles los resultados y evidencias de la revisión, así como los parámetros eléctricos, que se deberán ajustar al servicio correspondiente. El Suministrador de Servicios Básicos debe considerar las siguientes condiciones:

- I. El importe del ajuste respectivo debe incluir los impuestos y derechos aplicables y se calculará aplicando las cuotas de las tarifas correspondientes vigentes en el lapso que se haya determinado, a los valores correctos. La cantidad resultante se comparará con el importe total de las facturas liquidadas por el Usuario de Suministro Básico de conformidad con los registros del Distribuidor, y la diferencia será la base para el pago de energía eléctrica o la devolución;
- II. Si el importe del ajuste a la Facturación por errores o fallas de los equipos o errores en la Facturación es inferior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador le debe realizar la devolución de la diferencia entre ambas cantidades preferentemente mediante una bonificación o en efectivo, en moneda nacional, en la cuenta del Usuario de Suministro Básico, a elección de este último. Si el importe del ajuste de la Facturación es superior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador, le cobrará la diferencia entre ambas cantidades la cual será prorrateada en tantas facturas mensuales como meses transcurrieron en el error o la falla;
- III. Si el importe del ajuste a la Facturación por uso indebido es inferior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador le realizará la devolución de la diferencia entre ambas cantidades mediante una bonificación en moneda nacional, en la cuenta del Usuario de Suministro Básico, a elección de este último. Si el importe del ajuste de la Facturación es superior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador, le cobrará la diferencia entre ambas cantidades en una sola exhibición;
- IV. El plazo para efectuar la devolución en efectivo, la bonificación o el cobro del diferencial en la cuenta del Usuario de Suministro Básico se fijará por mutuo acuerdo entre éste y el Suministrador, pero no será mayor al número de periodos en los que se efectuó el ajuste;
- V. El Usuario de Suministro Básico dispondrá de los doce días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado la Constancia de Revisión, para aportar por escrito las pruebas que considere pertinentes, y
- VI. En caso de desacuerdo en la devolución, bonificación, o el plazo que abarque el ajuste, el Usuario de Suministro Básico podrá presentar su Queja ante el Suministrador o ante la PROFECO.

En caso de que el Usuario de Suministro Básico no atienda los requerimientos en los tiempos establecidos para regularizar su situación y pago del ajuste, el Distribuidor en conjunto con el Suministrador coordinarán las actividades de cálculo, notificación, gestión y desconexión con el fin de recuperar y regularizar el o los Centros de Carga.

Una vez que se haya hecho del conocimiento al Usuario de Suministro Básico el resultado y mostradas las evidencias correspondientes de las anomalías, usos indebidos, los errores o fallas de los equipos de medición e instalaciones eléctricas asociadas a éstos o en su caso, errores en la facturación, se le debe informar y quedar asentado en la Constancia de Revisión sobre las acciones correctivas y plazos para su realización conforme lo siguiente:

- a) La sustitución o reemplazo del equipo de medición o del Sistema de Medición la debe realizar el Distribuidor. Tratándose de una anomalía por uso indebido, el costo por el reemplazo es a cargo del Usuario de Suministro Básico y en el caso de errores o fallas de los equipos el costo del reemplazo será a cargo del Distribuidor.
- b) El retiro o corrección de las instalaciones que eviten, alteren o impidan el funcionamiento normal del equipo de medición o del Sistema de Medición, incluida la acometida, será a cargo del Usuario de Suministro Básico. El Usuario de Suministro Básico podrá optar por realizar la corrección de la anomalía en su instalación a través de los servicios del Distribuidor. El Distribuidor deberá restaurar el servicio una vez que el Usuario de Suministro Básico cubra el importe del ajuste y se subsanen las causas que originaron la suspensión del suministro de energía eléctrica, observando la normatividad aplicable.

Al término de las acciones correctivas realizadas en el plazo señalado en la Constancia de Revisión y el pago del ajuste a la facturación, el Usuario de Suministro Básico debe notificar al Distribuidor el cumplimiento de dichas acciones correctivas, con el objetivo de que el Distribuidor nuevamente realice el procedimiento de revisión a los equipos o Sistemas de Medición y la Instalación Eléctrica en baja tensión, con el fin de constatar el correcto funcionamiento e integridad de estos equipos o Sistemas de Medición e instalaciones, emitiendo la Constancia de Revisión correspondiente.

11.1.5 Verificación de los Sistemas de Medición o Equipos de Medición en baja tensión realizadas por una Unidad de Verificación Acreditada y Aprobada o Unidad de Inspección

Las visitas de verificación tienen el objetivo de asegurar el cumplimiento de los requisitos establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-CRE/SCFI-2019 para medidores electrónicos y transformadores de medida y con la NOM-044-SCFI-2017 para medidores electromecánicos en cumplimiento del procedimiento de evaluación de la conformidad respectivo o de la regulación que las modifique o sustituya en materia de Sistemas de Medición. Los equipos y Sistemas de Medición instalados deben contar con el certificado de cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana respectiva, siendo una UVAA o una UI la responsable de llevar a cabo las verificaciones.

Las verificaciones deben llevarse a cabo en presencia de personal del Distribuidor para el retiro y colocación de sellos o medios de seguridad en los equipos o Sistemas de Medición y en presencia del Usuario de Suministro Básico o de la persona con la que se atienda la diligencia que atestigüe la realización de la verificación acreditando la mayoría de edad con identificación oficial.

11.1.5.1 Verificaciones a través de programas establecidos en los procedimientos de evaluación de la conformidad

El Distribuidor debe verificar a través de la UVAA o UI de conformidad con el método de muestreo indicado en la NOM-001-CRE/SCFI-2019 o aquella que la modifique o sustituya, los instrumentos de medición instalados para asegurar que se ajusten a la exactitud. Cuando se trate de medidores electromecánicos, de conformidad con la NOM-044-SCFI-2017 en lo que aplique.

El Distribuidor debe retirar los instrumentos de medición que no se ajusten a la exactitud establecida en la norma correspondiente y sustituirlos por los que cumplan con la misma.

Si de la verificación, el Distribuidor detecta que el equipo o Sistema de Medición instalado se encuentra fuera de exactitud y por ende existen errores en los registros de medición (consumo), fuera de la tolerancia permisible y siempre que no exista alteración o impedimento de la función normal de éstos, se debe proceder como sigue:

- a. Tratándose de equipos de medición con registros de medición de energía activa y en su caso de energía reactiva, demanda y factor de potencia, el Distribuidor debe obtener las relaciones entre los valores erróneos y los correctos, mismas que servirán para determinar los nuevos valores;
- b. Si el equipo de medición no registra la energía activa, reactiva o ambas, éstas se determinarán tomando como base los registros anteriores a la detección del mal funcionamiento derivado de la verificación o los posteriores a la corrección;

- c. En el caso de la aplicación de una constante de medición diferente a la real o de la aplicación errónea de una tarifa, el Consumo de energía eléctrica se determinará aplicando la constante de medición real a las diferencias de mediciones o aplicando la tarifa correspondiente;
- d. Los ajustes mencionados en las fracciones anteriores se deben aplicar al período que resulte menor entre: (i) el periodo comprendido desde la fecha de la última verificación correcta y la fecha de determinación de la falla; y (ii) un año;
- e. El importe del ajuste respectivo debe incluir los impuestos y derechos aplicables y se calculará aplicando las Cuotas de las tarifas correspondientes vigentes en el lapso que se haya determinado, a los valores correctos. La cantidad resultante se comparará con el importe total de las facturas liquidadas por el Usuario de Suministro Básico de conformidad con los registros del Distribuidor, y la diferencia será la base para el pago de energía eléctrica o la devolución;
- f. Si el importe del ajuste a la facturación es inferior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador le debe realizar la devolución de la diferencia entre ambas cantidades preferentemente mediante bonificación o en efectivo, en moneda nacional, en la cuenta del Usuario de Suministro Básico, a elección de este último. Si el importe del ajuste de la Facturación es superior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador, le cobrará la diferencia entre ambas cantidades la cual será prorrateada en tantas facturas mensuales como meses transcurrieron en el error o falla del Sistema de Medición o Equipo de Medición.
- g. Si el importe del ajuste a la facturación por uso indebido es superior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador, le cobrará la diferencia entre ambas cantidades.
- h. El plazo para efectuar la devolución en efectivo o la bonificación en la cuenta del Usuario de Suministro Básico, se fijará por mutuo acuerdo entre éste y el Suministrador, pero no será mayor al plazo que abarque el ajuste.
- i. En caso de desacuerdo en la devolución, bonificación, cargo, o el plazo que abarque el ajuste, el Usuario de Suministro Básico puede presentar su Queja ante el Suministrador o ante la PROFECO.

Cuando derivado de la verificación al equipo de medición o al Sistema de Medición y sea procedente la sustitución de éste o se detecte una anomalía en las instalaciones y se identifique que es necesario un ajuste a la facturación, la UVAA o UI procederá conforme lo establece la norma oficial mexicana vigente o el instrumento jurídico aplicable, entregando copia del acta circunstanciada y el dictamen de verificación al Usuario de Suministro Básico.

Sin perjuicio de lo anterior, el Usuario de Suministro Básico cada tres años puede solicitar por escrito al Suministrador en un plazo de al menos un (1) mes de anticipación a que se solicite una verificación, ser incluido en los programas de verificaciones periódicos del Distribuidor, por lo cual, el costo de esta verificación debe ser cubierto por el Distribuidor con independencia del resultado de la misma.

El Suministrador con base en la muestra determinada por el Distribuidor, tendrá un plazo de quince días hábiles para informar al Usuario de Suministro Básico si fue aceptado o rechazado en la inclusión del programa de verificación periódica.

De haber subsecuentes verificaciones en el plazo de los tres años respectivos, el costo de la verificación será para el Usuario de Suministro Básico cuando dicho equipo de medición se ajuste a la exactitud o especificaciones que para tal efecto se establezcan; y el costo de la verificación será cubierto por el Distribuidor cuando la UVAA o UI determine que el equipo o instrumento de medición no cumple con la exactitud establecida.

En caso de que el Usuario de Suministro Básico no atienda los requerimientos en los tiempos establecidos para regularizar su situación y pago del ajuste, el Distribuidor en conjunto con el Suministrador coordinarán las actividades de cálculo, notificación, gestión y desconexión con el fin de recuperar y regularizar los centros de carga.

11.1.6 Estimaciones para el Suministro Básico en baja tensión

El Suministrador debe realizar el cobro del servicio con base en la estimación del consumo de energía eléctrica que realice el Distribuidor, de conformidad con la metodología para la estimación de consumos de energía eléctrica, misma que aplicará en los siguientes casos:

- A. Cuando no sea posible tomar la lectura del medidor en el Centro de Carga por fallas en el medidor y/o transformadores;
- B. Cuando por causas ajenas al Distribuidor no puedan obtenerse los Registros de medición;
- C. Cuando las mediciones no sean válidas por contener información inconsistente, valores nulos o fuera de exactitud, y
- D. El suministro para el servicio de alumbrado público, fuentes de poder o diverso mobiliario urbano donde no se haya instalado el equipo de medición y sea previamente convenido por el Suministrador con el usuario final.

Para los incisos A, B y C previamente expuestos, cuando el Distribuidor obtenga con posterioridad los registros de medición para un periodo anterior que haya sido estimado lo debe notificar al Suministrador, quien facturará nuevamente el Suministro Eléctrico con base en el consumo y demanda medida, conforme al plazo máximo establecido en las DACG de Suministro Eléctrico para realizar los cobros de la energía consumida y no facturada, a fin de determinar la diferencia entre las Facturaciones estimadas y las reales, pudiendo establecer Convenios de pago entre el Usuario de Suministro Básico y el Suministrador.

Si de dichas diferencias resultara un saldo a favor del Usuario de Suministro Básico, el Suministrador le debe realizar la devolución preferentemente mediante una bonificación o en efectivo a su servicio, a elección del Usuario de Suministro Básico, en un número máximo de facturaciones igual al número de periodos cuyos consumos de energía eléctrica hubieran sido estimados. En cualquier caso, el Suministrador debe informar al Usuario de Suministro Básico sobre las motivaciones y la metodología de cálculo del ajuste a la Facturación, así como indicar en el Aviso-Recibo que dicha Facturación fue basada en una estimación.

Cuando el Usuario de Suministro Básico esté inconforme con la estimación puede presentar su Queja en las ventanillas de atención, página de internet o vía telefónica del Suministrador y, de comprobarse errores, se realizarán los ajustes correspondientes en la próxima factura aplicable, a menos que la determinación de los errores tenga lugar hasta diez días naturales antes de la emisión de dicha factura, caso en el cual, será hasta el siguiente periodo de facturación aplicable que se reflejen los ajustes correspondientes.

En el supuesto descrito en el inciso D, previo acuerdo del Suministrador con el Usuario Final, la estimación se debe realizar tomando como base la carga contratada por el número de horas indicadas por el mismo. En aquellos casos en que un número importante de lámparas de alumbrado público, fuentes de poder o diverso mobiliario urbano estén fuera de servicio, el prestador de servicio de alumbrado, los concesionarios de comunicaciones propietarios de las fuentes de poder o los concesionarios del mobiliario urbano podrán practicar el censo respectivo en el que intervendrá el Distribuidor, a fin de efectuar el ajuste que proceda en la facturación.

11.1.6.1 Metodología para la estimación de consumos de energía eléctrica para el Suministro Básico en baja tensión

A continuación, se presentan los criterios y el método de cálculo que debe aplicar el Distribuidor en función de la estacionalidad y disponibilidad de la información.

CRITERIO 1. Correlativo año anterior

Consiste en utilizar el consumo registrado por el Usuario de Suministro Básico en el mismo período del mes, del año anterior medido en kilowatt hora (kWh). En caso de que el servicio cuente con equipo de medición de reactivos (kVArh), se debe aplicar la misma consideración.

Método de cálculo:

$$\begin{aligned} & \textit{Criterio 1} \\ & = \textit{Consumo promedio diario del correlativo del año anterior} \\ & * \textit{días del periodo actual} \end{aligned}$$

- A. Mismo período del mes: se determina como el consumo en kilowatt-hora en mismo mes, pero del año anterior.
- B. Año anterior: se determina como un año anterior al actual que se está facturando.
- C. Este criterio es utilizado en primera instancia en zonas con estacionalidad.

CRITERIO 2. Promedio de las últimas tres facturaciones

Consiste en la suma de los consumos de energía eléctrica registrados en las últimas tres facturaciones anteriores a la actual divididas entre tres para obtener un promedio, y es utilizado cuando no se cuenta con el correlativo del año anterior.

En caso de que el servicio cuente con equipo de medición de reactivos, se debe aplicar la misma consideración.

Método de cálculo:

$$\text{Criterio 2} = [(kWh \text{ de la factura inmediata anterior}) \\ + (kWh \text{ de la segunda factura inmediata anterior}) \\ + (kWh \text{ de la tercera factura inmediata anterior})]/3$$

- A. Consumos registrados: se determina como las últimas tres Facturaciones realizadas anteriores a la Facturación actual.
- B. Se determina este número para obtener el promedio de estas Facturaciones.
- C. Este criterio es utilizado en segunda instancia en zonas con estacionalidad cuando no se cuenta con la Facturación del correlativo del año anterior.

CRITERIO 3. Consumo promedio diario

Consiste en utilizar el consumo promedio diario de la anterior facturación, siempre y cuando se trate de medición real y se utiliza cuando no se cuenta con la Facturación del año anterior ni con al menos tres Facturaciones anteriores. En caso de que el servicio cuente con equipo de medición de reactivos, se debe aplicar la misma consideración.

Método de cálculo:

$$\text{Criterio 3} = \left[\left(\frac{kWh \text{ fact anterior}}{\text{días periodo fact anterior}} \right) (\text{días periodo actual}) \right]$$

$$\text{Criterio 3} = kW \text{ fact anterior}$$

$$\text{Criterio 3} = kVArh \text{ fact anterior}$$

- A. Consumo promedio diario: se obtiene de dividir el consumo de la Facturación anterior entre el periodo de días de dicha Facturación.
- B. Facturación anterior: se determina como una Facturación anterior a la actual que se está facturando.
- C. Este criterio es utilizado en tercera instancia en zonas con estacionalidad cuando no se cuente con la Facturación del año anterior ni con al menos tres Facturaciones anteriores.
- D. En caso de que exista medición de reactivos, se debe aplicar la misma consideración.

Estimación de demandas

En servicios suministrados en baja tensión que cuenten con medición de demandas, cuando en un período de facturación se dañe el medidor de demanda máxima o no se disponga de la lectura, el Distribuidor estimará el valor de ésta, con base en la energía registrada en el mismo período y el promedio aritmético de los tres últimos factores de carga del respectivo servicio. En ningún caso el valor de la demanda máxima estimada puede ser superior a los valores históricos de la demanda máxima medida que conserve el Distribuidor en sus registros de los últimos doce meses para el respectivo Usuario de Suministro Básico.

Si el Usuario de Suministro Básico no estuviere conforme con la estimación, puede presentar su reclamación al Suministrador, quien, de comprobarse errores en las estimaciones, efectuará los ajustes correspondientes.

Fórmula:

$$\text{Demanda máxima (kW)} = \frac{kWh}{\text{Factor de carga promedio} * \text{horas del periodo}}$$

El factor de carga se define mediante la siguiente expresión:

$$\text{Factor de carga promedio} = \frac{F_1 + F_2 + F_3}{3}$$

En donde:

F_1 = Factor de carga 1 mes anterior

F_2 = factor de carga 2 meses anteriores

F_3 = factor de carga 3 meses anteriores

El valor del factor de carga promedio se sustituye en la fórmula de demanda máxima, así como los valores de consumo y horas del período de facturación.

En el caso de que únicamente exista historia de consumo y demanda de uno o dos meses, ésta se utilizará para determinar el factor de carga promedio.

En caso de no haber historia de consumos y demandas para uno o dos de los tres meses señalados, el factor de carga promedio se obtendrá tomando los factores de carga de otros meses anteriores.

Si el valor así calculado, resultare mayor que cualquier demanda máxima registrada en la historia del servicio, dicho valor se ajustará a la mayor registrada.

En caso de estimación de demanda de nuevos servicios se convendrá con el Usuario de Suministro Básico el pago a cuenta, el cual se calculará con base en la demanda contratada y un factor de carga similar al de otros servicios del mismo giro.

En forma posterior, con el primer registro se efectuará el ajuste tomando como base los volúmenes de producción del Usuario de Suministro Básico.

Debe evitarse estimar la demanda en más de dos períodos normales de facturación, por lo que el equipo de medición debe ser corregido en ese lapso como máximo. Por ningún motivo, en los casos mencionados, se facturará consumo cero.

11.2 BisMedición para el Suministro Básico en alta y media tensión

11.2.1 Instalación de los Sistemas de Medición para el Suministro Básico en alta y media tensión

El Usuario de Suministro Básico debe contar con las condiciones necesarias para recibir en forma segura y continua el suministro eléctrico y cuando corresponda en función de su nivel de demanda, debe cumplir con el proceso de definición de la infraestructura de conexión establecido en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga el que lo modifique o sustituya y las obras de infraestructura asociadas. Adicionalmente, en coordinación con el Suministrador y el Transportista o Distribuidor, según corresponda, debe observar el cumplimiento de los requerimientos técnicos establecidos en los Manuales de prácticas del Mercado, cuando resulte aplicable al control operativo y envío de información que sea responsabilidad del Centro de Carga hacia Transportista, Distribuidor y CENACE.

El Usuario de Suministro Básico conectado en alta o en media tensión debe adquirir los elementos que constituyen el Sistema de Medición, cubrir el costo por su instalación y los debe proporcionar al Transportista o Distribuidor, según corresponda, los cuales, deben contar con la aprobación de modelo prototipo conforme a lo dispuesto por la Norma Oficial Mexicana correspondiente o en su caso, el cumplimiento de los requisitos de la normativa aplicable vigente relativa a Sistemas de Medición. En este sentido, los equipos de medición se deben entregar al Transportista o Distribuidor, según corresponda, conforme a lo establecido en los modelos de contrato de suministro eléctrico y quedar bajo el resguardo del Usuario de Suministro Básico quien se compromete a no manipularlos ni alterar su funcionamiento. El Usuario de Suministro Básico debe cumplir con las características de infraestructura definidas por el Transportista o Distribuidor para el resguardo físico de los Sistemas de Medición (celda de medición exclusiva, candados o restricciones físicas) que impidan el acceso y manipulación a personal distinto del Transportista o Distribuidor.

El Transportista o Distribuidor en representación del Suministrador debe realizar la instalación bajo condiciones de seguridad de los Sistemas de Medición, cuando aplique de acometidas o cualquier infraestructura que sea parte de la RNT o RGD para la conexión del Centro de Carga que sean necesarios para recibir el suministro eléctrico de conformidad con la interacción operativa establecida entre el Suministrador y el Transportista o Distribuidor para la conexión de Centros de Carga, para lo cual, se debe observar lo siguiente:

- 1.- Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión (demanda igual o mayor a 1 MW):
 - a) Deben cumplir con la infraestructura definida para la conexión del Centro de Carga de conformidad con los Manuales de prácticas del Mercado.
 - b) El Usuario de Suministro Básico conectado en alta tensión, debe formalizar el Contrato Mercantil para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en alta tensión en la modalidad de pospago presentado por el Suministrador de Servicios Básicos, y para el caso de media tensión, con el Contrato Mercantil para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en media tensión en la modalidad de pospago presentado por el Suministrador de Servicios Básicos.

- c) La firma del Contrato de Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión se debe realizar una vez que se haya concluido con el Proceso de Registro de Activos indicado en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, el cual, depende del cumplimiento de los requerimientos señalados en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, Manual de Medición para Liquidaciones, el que los modifique o sustituya. Una vez que el Contrato se haya suscrito, iniciarán los siguientes plazos para recibir el suministro:
- I. Siete días naturales a partir de la fecha de firma del Contrato, en poblaciones urbanas de 2,500 o más habitantes, o cuando sea cabecera municipal, independientemente del número de habitantes.
 - II. Nueve días naturales a partir de la fecha de firma del Contrato, en poblaciones rurales con menos de 2,500 habitantes.
- d) Cumplir con los requisitos en materia de medición para control operativo y comunicación establecidos en las Reglas del Mercado.
- e) Los Centros de Carga que se encuentren en un Contrato de Interconexión Legado, deben cumplir con lo señalado en dicho Contrato y sus actualizaciones.
- 2.- Usuarios de Suministro Básico en media tensión (demanda menor a 1 MW):
- a) El Usuario de Suministro Básico conectado en media tensión, debe formalizar el Contrato Mercantil para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en media tensión en la modalidad de pospago presentado por el Suministrador de Servicios Básicos.
 - b) Una vez que sea firmado el Contrato antes referido, el Distribuidor cuenta con los siguientes plazos máximos para llevar a cabo la conexión necesaria para que el Usuario de Suministro Básico reciba el Suministro Eléctrico y se realice la instalación del sistema de medición:
 - I. Siete días naturales a partir de la fecha de firma del Contrato, en poblaciones urbanas de 2,500 o más habitantes, o cuando sea cabecera municipal, independientemente del número de habitantes.
 - II. Nueve días naturales a partir de la fecha de firma del Contrato, en poblaciones rurales con menos de 2,500 habitantes.

El personal del Transportista o Distribuidor debe acudir al inmueble señalado por el Usuario, identificarse con gafete vigente con fotografía y presentar el aviso con número de Solicitud o de servicio respectivo para la instalación correspondiente. El Usuario de Suministro Básico puede verificar el número de Solicitud o de servicio en la siguiente página de internet:

- Media tensión:
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/SELNegocio/Solicitudes/ConsultaTuSolicitud.aspx> o la que la sustituya.
- Alta tensión:
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/SELIndustria/Solicitudes/ConsultaTuSolicitud.aspx> o la que la sustituya.

El Usuario de Suministro Básico debe permitir al Transportista o Distribuidor el acceso al inmueble.

Adicionalmente, el Transportista y Distribuidor deben proporcionar al Usuario de Suministro Básico un medio público y gratuito de consulta y seguimiento de su solicitud desde el portal de su página de internet.

11.2.2 Lectura de los registros de medición para el Suministro Básico en alta y media tensión

El Transportista o Distribuidor debe obtener y recabar del Sistema de Medición, por medios remotos o de forma presencial cuando así lo considere necesario, los registros de medición mediante los cuales se deben obtener los consumos de energía activa, reactiva y demandas máximas, factor de potencia y cuando aplique, de calidad de la potencia.

En los casos que el Sistema de Medición no se encuentre en el exterior del inmueble o no se encuentre en un lugar al que pueda acceder el Transportista o Distribuidor, el Usuario de Suministro Básico debe permitir el acceso a sus inmuebles o instalaciones al Transportista o Distribuidor, a fin de que éstos puedan realizar la toma de los registros de medición cuando así se requiera, el personal del Transportista y Distribuidor, según corresponda, debe acudir al inmueble del Usuario, e identificarse con gafete vigente con fotografía.

11.2.3 Sustitución de los Sistemas de Medición para el Suministro Básico en alta y media tensión

Debido a que los Sistemas de Medición y sus accesorios, incluidos los sellos (aseguramiento), son entregados al Transportista o Distribuidor de conformidad con el contrato de suministro eléctrico, éstos pueden decidir sobre la sustitución de tales equipos cuando así proceda y previo aviso al Usuario de Suministro Básico en un plazo no menor a diez días hábiles. Para tal efecto, se debe observar lo siguiente:

- I. Para servicios en alta tensión, en el caso en el que el Transportista detecte una falla, deterioro por el uso normal u obsolescencia del Sistema de Medición, que implique el cambio del mismo, el costo por el reemplazo lo debe cubrir el Usuario de Suministro Básico y la instalación del nuevo equipo la realizará el Transportista después de haber llevado a cabo el proceso de revisión correspondiente en un plazo no mayor a cinco días naturales para zonas urbanas y diez días naturales para zonas rurales.
- II. Para servicios en media tensión, en el caso en el que el Distribuidor detecte una falla, deterioro por el uso normal u obsolescencia del equipo de medición o del Sistema de Medición, que implique el cambio del mismo, el costo por el reemplazo lo debe cubrir el Usuario de Suministro Básico y la instalación del nuevo equipo la realizará el Distribuidor después de haber llevado a cabo el proceso de revisión correspondiente en un plazo no mayor a cinco días naturales para zonas urbanas y diez días naturales para zonas rurales.

El Usuario de Suministro Básico debe notificar al Suministrador cuando se presuma la existencia de errores en el Sistema de Medición, en la facturación del suministro eléctrico o medición del mismo, ya sea, en los centros de atención a clientes, vía telefónica en el 071, aplicación móvil o en la siguiente página de internet:

- Media Tensión:
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/SELNegocio/Solicitudes/AclaracionDeRecibo.aspx> o la que la sustituya.
- Alta Tensión:
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/SELIndustria/Solicitudes/AclaracionDeRecibo.aspx> o la que la sustituya.

El Usuario de Suministro Básico tiene la obligación de cubrir el costo del Sistema de Medición, sus accesorios e instalación cuando sea robado, dañado o manipulado y se encuentre bajo su custodia en el interior del inmueble.

Para los Usuarios de Suministro Básico conectados en media tensión, en caso de que el equipo de medición o el Sistema de Medición y sus accesorios se encuentren en el exterior o al límite de la propiedad y éstos sean robados, dañados o manipulados, el Distribuidor es responsable del costo de su reemplazo, previa presentación al Suministrador de la denuncia ante la autoridad correspondiente por parte del Usuario de Suministro Básico.

Si el Usuario de Suministro Básico no presenta al Suministrador la denuncia correspondiente, tendrá la obligación de cubrir el costo del Sistema de Medición, sus accesorios e instalación cuando éstos se encuentren en el exterior.

En cualquier momento, el Usuario de Suministro Básico tiene la opción de colocar, por su cuenta, protecciones adicionales a los Sistemas de Medición, siempre que no obstaculice la toma de lecturas, la visibilidad de la carátula del medidor y permitan el acceso a las revisiones de los equipos de medición y su instalación eléctrica asociada.

Cuando el Usuario de Suministro Básico sea responsable de cubrir el costo del Sistema de Medición y sus accesorios por caso de robo, el costo para su reemplazo se basará en el listado de materiales y equipo autorizado por la Comisión y publicado en el Catálogo del Suministrador y en la siguiente página de internet: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Aportaciones/Paginas/listadodeMaterialesyEquipo/concuotM01.aspx> o la que la sustituya.

Para efectos de la sustitución de los Sistemas de Medición se debe observar lo siguiente:

- I. Previa notificación al Usuario de Suministro Básico, el personal del Transportista o Distribuidor debe acudir al inmueble del Usuario de Suministro Básico, identificarse con gafete vigente con fotografía y presentar el aviso con número de Solicitud o de servicio respectivo para la sustitución correspondiente. El Usuario de Suministro Básico puede verificar el número de Solicitud o de servicio en la siguiente página de internet: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/SELNegocio/Solicitudes/ConsultaTuSolicitud.aspx> o la que la sustituya.
- II. El Usuario de Suministro Básico debe permitir al Transportista o Distribuidor el acceso al espacio en el inmueble para realizar el reemplazo de los Sistemas de Medición o instalaciones eléctricas.

Adicionalmente, el Transportista y Distribuidor deben proporcionar al Usuario de Suministro Básico un medio público y gratuito de consulta y seguimiento de su solicitud desde el portal de su página de internet.

11.2.4 Revisión de los Sistemas de Medición y la Instalación Eléctrica para Suministro Básico en alta y media tensión

La revisión de los Sistemas de Medición y las instalaciones eléctricas asociadas (acometida, caseta, celda o sitio físico donde se encuentre alambrado el Sistema de Medición) debe ser realizada por el Transportista o Distribuidor, con el objetivo de comprobar el correcto funcionamiento e integridad de los Sistemas de Medición instalados y de la instalación eléctrica, así como detectar anomalías, conexiones derivadas y usos indebidos. Estas revisiones pueden realizarse a petición del Usuario de Suministro Básico, del Suministrador o cuando el Transportista o Distribuidor así lo considere necesario para realizar el cobro de la energía consumida y no facturada.

El Usuario de Suministro Básico puede solicitar al Transportista o Distribuidor a través de su Suministrador la revisión del sistema de medición, equipos de medición e instalaciones eléctricas, quienes tienen un plazo máximo de cinco días hábiles para zonas urbanas y diez días hábiles para zonas rurales para atender la solicitud.

A partir de cumplidos doce meses del inicio del suministro eléctrico o de la última revisión, el Usuario de Suministro Básico puede solicitar al Suministrador una revisión sin costo en periodos de doce meses (una vez cada doce meses). En caso de solicitar revisiones adicionales dentro del periodo señalado, las mismas tendrán un costo para el Usuario de Suministro Básico cuando se determine que el Sistema de Medición opera correctamente.

El Transportista o Distribuidor debe realizar las revisiones conforme a lo siguiente:

- A. El personal del Transportista o Distribuidor se debe identificar con gafete vigente con fotografía y el aviso con el número de servicio respectivo ante el Usuario de Suministro Básico o con la persona, mayor de edad, que se encuentre en el domicilio a fin de que el Transportista o Distribuidor acceda al inmueble e inicie la revisión de los Sistemas de Medición e instalaciones eléctricas relacionadas. El Transportista o Distribuidor debe detallar en la Constancia de Revisión los datos de identificación de la persona con quién se haya atendido la revisión.
- B. El personal del Transportista o Distribuidor debe informar a la persona con quien se atiende la revisión, con no menos de cuarenta y ocho horas de anticipación, previo a la realización de la misma, si es necesario llevar a cabo algún procedimiento, libranza, desconexión o desenergización necesaria que afecte el suministro eléctrico del Centro de Carga durante la revisión.
- C. Para el caso de la RNT, se deben coordinar y tramitar las Licencias correspondientes entre el Usuario de Suministro Básico, el Transportista y el CENACE.
- D. El personal del Transportista o Distribuidor debe entregar una copia del aviso o solicitud de revisión a la persona con quien se atiende la misma, debiendo recabar firma de acuse del usuario que atiende la revisión.
- E. El personal del Transportista o Distribuidor debe levantar una Constancia de Revisión. Si de la revisión, se encuentran anomalías en el Sistema de Medición, en las instalaciones eléctricas, en las RGD o en su caso en la RNT, que alteren o impidan el correcto funcionamiento e integridad de los mismos, o se encuentran fallas o errores en el Sistema de Medición o bien se detecta que la Facturación es incorrecta derivado de la aplicación de una tarifa regulada que no corresponde al tipo de usuario, se debe asentar dicha situación en la Constancia de Revisión. Asimismo, en caso de no detectar anomalías, se debe dejar asentado en la Constancia de Revisión. La persona con quien se entienda la visita puede plasmar en la Constancia de Revisión lo que a su derecho convenga.
- F. Se debe dejar asentado en la Constancia de Revisión los números de sellos de los componentes del Sistema de Medición encontrados con respecto de la última revisión realizada, o en su caso, respecto de la última verificación efectuada por una UVAA o una UI, para asegurar que dichos números coinciden con los últimos instalados.
- G. Se debe dejar copia de la Constancia de Revisión a la persona con la que se entendió la misma, recabando el personal del Transportista o Distribuidor el acuse de recibido de dicha constancia. La Constancia de Revisión es válida aún cuando se niegue a firmarla dicha persona.

- H. Al término de la revisión, el personal del Transportista o Distribuidor debe instalar dispositivos y sellos de seguridad a los componentes del Sistema de Medición, mismos que deben de mantenerse íntegros hasta la próxima revisión o en su caso verificación que realice una UVAA o UI, obligándose el Usuario de Suministro Básico a dar aviso inmediato al Suministrador de detectarse su ausencia o alteración de los sellos de seguridad, a fin de evitar cualquier responsabilidad.
- I. En caso de que no sea posible realizar la revisión, se debe asentar tal circunstancia en la Constancia de Revisión, informando tal situación al Suministrador.
- J. Cuando el Transportista o Distribuidor detecte alguna anomalía en las instalaciones o en el Sistema de Medición que alteren o impidan su correcto funcionamiento o detecte que se generó alguna afectación a la integridad de los registros de medición, se procederá a la Suspensión del Suministro Eléctrico.

Si de la revisión de las Instalaciones y Sistemas de Medición el Transportista o Distribuidor identifica que existen alteraciones, anomalías o usos indebidos, que impidan su correcto funcionamiento o fallas o errores en los registros de medición, debe procederse conforme a lo siguiente:

- a. Tratándose de fallas en los equipos de medición con registros de energía activa, reactiva, demanda, factor de potencia y en su caso, calidad de la potencia, el Transportista o Distribuidor deben obtener las relaciones entre los valores erróneos y los correctos, mismas que servirán para determinar los nuevos valores de energía consumida, de demandas máximas y determinación del factor de potencia, según sea el caso.
- b. Si el equipo de medición no registra la energía activa o reactiva consumida, o ambas, estas se determinarán tomando como base los registros de medición anteriores a la falla o los posteriores a la corrección; si el error en la lectura se deriva por la configuración y aplicación de una constante de medición diferente a la que le corresponda al Usuario de Suministro Básico, el Transportista o Distribuidor es responsable de determinar las cantidades correctas aplicando las constantes de medición que correspondan y enviando la información corregida al Suministrador.
- c. Los ajustes resultados de la detección de errores o fallas de los equipos de medición o errores en la Facturación se deben aplicar al período que resulte menor entre: (i) el periodo comprendido desde la fecha de la última verificación correcta y la fecha de determinación de la falla o el error; y (ii) un año.
- d. En ajustes por uso indebido el periodo comprendido entre la fecha en que se cometió la infracción y la fecha de verificación no puede ser mayor a diez años.

El Transportista o Distribuidor debe informar y proporcionar en un plazo no mayor a diez días hábiles al Suministrador los resultados y evidencias de la revisión, así como los parámetros eléctricos, que se deberán ajustar al servicio correspondiente. El Distribuidor o Transportista debe dar copia de la constancia con firma autógrafa al Usuario de Suministro Básico con la explicación detallada de lo detectado en la revisión y en todo momento debe contar con la evidencia que justifique dicha situación, asimismo, debe entregar la documentación debidamente fundada, motivada y firmada al Suministrador Básico para que éste realice los ajustes a la facturación correspondientes. Debiendo considerar lo siguiente:

- I. El importe del ajuste respectivo debe incluir los impuestos y derechos aplicables y se calculará aplicando las Cuotas de las tarifas correspondientes vigentes en el lapso que se haya determinado, a los valores correctos. La cantidad resultante se comparará con el importe total de las facturas liquidadas por el Usuario de Suministro Básico de conformidad con los registros del Distribuidor, y la diferencia será la base para el pago de energía eléctrica o la devolución;
- II. Si el importe del ajuste a la facturación por errores o fallas de los equipos o errores en la Facturación es inferior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador le debe realizar la devolución de la diferencia entre ambas cantidades preferentemente mediante una bonificación o en efectivo, en moneda nacional, en la cuenta del Usuario de Suministro Básico, a elección de este último. Si el importe del ajuste de la Facturación es superior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador, le cobrará la diferencia entre ambas cantidades la cual será prorrateada en tantas facturas mensuales como meses transcurrieron en el error o la falla.

- III. Si el importe del ajuste a la facturación por uso indebido es inferior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador le debe realizar la devolución de la diferencia entre ambas cantidades mediante una bonificación en moneda nacional, en la cuenta del Usuario de Suministro Básico, a elección de este último. Si el importe del ajuste de la Facturación es superior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador, le cobrará la diferencia entre ambas cantidades en una sola exhibición.
- IV. El plazo para efectuar la devolución en efectivo o la bonificación o el cobro del diferencial en la cuenta del Usuario de Suministro Básico se fijará por mutuo acuerdo entre éste y el Suministrador.
- V. El Usuario de Suministro Básico dispondrá de los doce días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado la Constancia de Revisión, para aportar por escrito las pruebas que considere pertinentes.
- VI. En caso de desacuerdo en la devolución, bonificación, o el plazo que abarque el ajuste, el Usuario de Suministro Básico puede presentar su Queja ante el Suministrador o ante la Comisión.

En caso de que el Usuario de Suministro Básico no atienda los requerimientos en los tiempos establecidos para regularizar su situación y pago del ajuste, el Transportista o Distribuidor en conjunto con el Suministrador coordinarán las actividades de cálculo, notificación, gestión y desconexión con el fin de recuperar y regularizar el o los Centros de Carga.

Una vez que se haya hecho del conocimiento del Usuario de Suministro Básico el resultado y mostradas las evidencias correspondientes de las anomalías, usos indebidos, los errores o fallas de los equipos de medición e instalaciones eléctricas asociadas a estas o en su caso, de errores en la facturación derivado de la aplicación de una tarifa regulada que no corresponde al tipo de usuario, se le informará en la Constancia de Revisión sobre las acciones correctivas y plazos para su realización, conforme lo siguiente:

- a. La sustitución o reemplazo del Sistema de Medición o de algún componente de la instalación eléctrica relacionada, debe llevarse a cabo por el Transportista o Distribuidor y el costo debe ser cubierto por el Usuario de Suministro Básico. Tratándose de una anomalía por uso indebido, el costo por el reemplazo es a cargo del Usuario de Suministro Básico y en el caso de tratarse de errores o fallas de los equipos el costo del remplazo será a cargo del Transportista o Distribuidor.
- b. El retiro o corrección de las instalaciones que eviten, alteren o impidan el funcionamiento normal de los Sistemas de Medición o instalaciones, debe realizarla el Usuario de Suministro Básico, quien puede optar por realizar la corrección de la anomalía en su Instalación por medio del Distribuidor o Transportista a través del convenio o contrato respectivo. El Distribuidor o Transportista debe restaurar el servicio cuando el Usuario Final cubra el importe del ajuste y se subsanen las causas que originaron la Suspensión del Suministro de energía eléctrica, observando la normatividad aplicable.

Al término de las acciones correctivas señaladas en la Constancia de Revisión y el pago del ajuste a la facturación, el Usuario de Suministro Básico debe notificar al Transportista o Distribuidor el cumplimiento de dichas acciones correctivas, con el objetivo de que el Transportista o Distribuidor nuevamente realice el procedimiento de revisión a los Sistemas de Medición y la Instalación Eléctrica, con el fin de constatar el correcto funcionamiento e integridad de estos, emitiendo la Constancia de Revisión correspondiente.

11.2.5 Verificación de los Sistemas de Medición para Suministro Básico en alta y media tensión realizadas por una Unidad de Verificación Acreditada y Aprobada o Unidad de Inspección

Las visitas de verificación tienen el objetivo de asegurar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 o la que la sustituya en materia de Sistemas de Medición y transformador de medida.

El Transportista y Distribuidor deben verificar a través de la UVAA o la UI de conformidad con el método de muestreo indicado en la NOM-001-CRE/SCFI-2019 y en cumplimiento del procedimiento de evaluación de la conformidad respectivo o de la regulación que la sustituya en materia de Sistemas de Medición, los Sistemas de Medición instalados para asegurar que se ajusten a la exactitud. Cuando se trate de medidores electromecánicos, de conformidad con la NOM-044-SCFI-2017 en lo que aplique.

En el caso de conexiones en alta tensión el Suministrador debe comunicar al Usuario de Suministro Básico el día y la hora en que se llevará a cabo la visita de verificación a su instalación, con no menos de veinticuatro horas de anticipación.

Las verificaciones se deben realizar en presencia de personal del Transportista o Distribuidor para el retiro y colocación de sellos o medios de seguridad en los Sistemas de Medición, y en presencia del Usuario de Suministro Básico que atestigüe la realización de la verificación acreditando la mayoría de edad con identificación oficial.

11.2.5.1 Ajustes derivados de la verificación

Si de la verificación el Transportista o Distribuidor detecta que el Sistema de Medición instalado se encuentra fuera de exactitud y por ende existen errores en los registros de medición (consumo), fuera de la tolerancia permisible y siempre que no exista alteración o impedimento de la función normal de éstos, se debe proceder como sigue:

- a. Tratándose de equipos, de medición con registros de medición de energía activa, reactiva, demanda y factor de potencia, el Transportista y Distribuidor según corresponda, deben obtener las relaciones entre los valores erróneos y los correctos, mismas que servirán para determinar los nuevos valores;
- b. Si el equipo de medición no registra la energía consumida activa o reactiva, o ambas, éstas se determinarán tomando como base los registros de medición anteriores a la detección del mal funcionamiento derivado de la verificación o los posteriores a la corrección;
- c. En el caso de aplicación de una constante de medición diferente a la real o de la aplicación errónea de una tarifa regulada, el Consumo de energía eléctrica se determinará aplicando la constante de medición real a las diferencias de mediciones o aplicando la tarifa regulada correspondiente;
- d. Los ajustes a la facturación mencionados en las fracciones anteriores se deben aplicar al período que resulte menor entre: (i) el periodo comprendido desde la fecha de la última verificación correcta y la fecha de determinación de la falla; y (ii) un año;
- e. En ajustes por uso indebido el periodo comprendido entre la fecha en que se cometió la infracción y la fecha de verificación no puede ser mayor a diez años.
- f. El importe del ajuste a la Facturación respectivo debe incluir los impuestos y derechos aplicables y se calculará aplicando las Cuotas de las tarifas reguladas correspondientes vigentes en el lapso que se haya determinado, a los valores correctos. La cantidad resultante se comparará con el importe total de las facturas liquidadas por el Usuario de Suministro Básico de conformidad con los registros de medición del Transportista o Distribuidor, y la diferencia será la base para el pago de energía eléctrica o la devolución;
- g. Si el importe del ajuste a la Facturación es inferior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador le debe realizar la devolución de la diferencia entre ambas cantidades preferentemente mediante una bonificación o en efectivo, en moneda nacional, en la cuenta del Usuario de Suministro Básico, a elección de este último. Si el importe del ajuste de la Facturación es superior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador, le cobrará la diferencia entre ambas cantidades la cual será prorrateada en tantas facturas mensuales como meses transcurrieron en el error de facturación o falla de medición;
- h. Si el importe del ajuste a la Facturación por uso indebido es superior a lo pagado por el Usuario de Suministro Básico, el Suministrador, le cobrará la diferencia entre ambas cantidades.
- i. El plazo para efectuar la devolución en efectivo o la bonificación en la cuenta del Usuario de Suministro Básico, se fijará por mutuo acuerdo entre éste y el Suministrador, pero no debe ser mayor al plazo que abarque el ajuste a la Facturación.

En caso de desacuerdo en la devolución, bonificación, o el plazo que abarque el ajuste a la facturación, el Usuario de Suministro Básico puede presentar su queja ante la Comisión dentro de un plazo máximo de dos facturaciones correspondientes al ajuste realizado. Cuando exista alguna queja respecto a la medición de los consumos de energía eléctrica, pueden ser consideradas como elemento de prueba las lecturas de los medidores de respaldo que el Usuario de Suministro Básico hubiera instalado de manera voluntaria para constatar las mediciones del Sistema de Medición que le instaló el Transportista o Distribuidor por cuenta del Usuario de Suministro Básico, siempre y cuando las lecturas de los medidores de respaldo no alteren el debido funcionamiento del Sistema de Medición instalado por el Transportista o Distribuidor y posean las características, especificaciones y demás criterios técnicos que establece la Norma Oficial Mexicana. Podrá solicitarse que una UVAA o UI realice una verificación del medidor instalado por el Transportista o Distribuidor. La Parte que no tenga la razón debe pagar el costo de la verificación.

Cuando derivado de la verificación al Sistema de Medición sea procedente la sustitución de éste y se identifique que es necesario un ajuste la facturación, la UVAA o UI procederán conforme lo establece la norma oficial mexicana vigente o el instrumento jurídico aplicable, entregando copia del acta circunstanciada y el dictamen de verificación al Usuario de Suministro Básico.

Sin perjuicio de lo anterior, el Usuario de Suministro Básico cada tres años puede solicitar por escrito al Suministrador, en un plazo de al menos un mes de anticipación a que se solicite una verificación, ser incluido en los programas de verificaciones periódicos del Transportista o Distribuidor, por lo cual, el costo de esta verificación será cubierto por el Transportista o Distribuidor con independencia del resultado de la misma.

El Suministrador con base en la muestra determinada por el Distribuidor, tiene un plazo de quince días hábiles para informar al Usuario de Suministro Básico si fue aceptado o rechazado en la inclusión del programa de verificación periódica conforme al número máximo de solicitudes de verificación sin costo que le sean aprobadas al Transportista o Distribuidor por la Comisión para los programas de verificación.

De haber subsecuentes verificaciones en el plazo de los tres años respectivos, el costo de la verificación es del Usuario de Suministro Básico cuando dicho equipo de medición se ajuste a la exactitud o especificaciones que para tal efecto se establezcan; y el costo de la verificación será cubierto por el Transportista o Distribuidor cuando la UVAA o UI determine que el equipo o instrumento de medición no cumple con la exactitud establecida.

En caso de que el Usuario de Suministro Básico no atienda los requerimientos en los tiempos establecidos para regularizar su situación y pago del ajuste, el Distribuidor o Transportista en conjunto con el Suministrador coordinarán las actividades de cálculo, notificación, gestión y desconexión con el fin de recuperar y regularizar el o los Centros de Carga.

11.2.6 Costos de las actividades para la puesta en servicio y correcta operación de los Sistemas de Medición

Los costos, términos y condiciones en los que se deben realizar las actividades para la instalación inicial, sustitución por falla, revisión y pruebas de los Sistemas de Medición, serán establecidos en el contrato de servicios correspondientes que, para tal efecto emita la Comisión.

11.2.7 Estimaciones para el Suministro Básico en alta y media tensión

El Suministrador realizará el cobro del servicio con base en la estimación del consumo de energía eléctrica que realice el Transportista o Distribuidor, de conformidad con la metodología para la estimación de consumos de energía eléctrica en media tensión y los criterios de estimación para Centros de Carga en alta tensión, respectivamente, mismos que aplicarán en los siguientes casos:

- A. Cuando se conecte el Suministro Eléctrico sin instalar el Sistema de Medición;
- B. Cuando no sea posible tomar la lectura del medidor del Centro de Carga por fallas en el medidor y/o transformadores;
- C. Cuando por causas ajenas al Transportista y Distribuidor no puedan obtenerse los Registros de medición, y
- D. Cuando las mediciones no sean válidas por contener información inconsistente, valores nulos o fuera de exactitud.

Cuando el Transportista o Distribuidor obtenga con posterioridad los Registros de medición para un periodo anterior que haya sido estimado lo debe notificar al Suministrador, quien facturará nuevamente el Suministro Eléctrico con base en el consumo y demanda máxima medida, a fin de determinar la diferencia entre las facturaciones estimadas y las reales, conforme a lo establecido en el Convenio de pago derivado de una revisión o de un ajuste a la facturación producto de una verificación o revisión.

Si de dichas diferencias resultara un saldo a favor del Usuario de Suministro Básico, el Suministrador debe realizar la devolución preferentemente mediante una bonificación o en efectivo a su servicio, a elección del Usuario de Suministro Básico, en un número máximo de Facturaciones igual al número de periodos cuyos consumos hubieran sido estimados. En este supuesto el tiempo para completar la devolución no puede exceder de doce meses. En cualquier caso, el Suministrador debe informar al Usuario de Suministro Básico sobre las motivaciones y la metodología de cálculo del ajuste, así como indicar en el Aviso-Recibo que dicha Facturación fue basada en una estimación.

Cuando el Usuario de Suministro Básico esté inconforme con la estimación puede presentar su Queja en las ventanillas de atención, página de internet o vía telefónica del Suministrador y de comprobarse errores, se realizarán los ajustes correspondientes en la próxima factura aplicable, a menos que la determinación de los errores tenga lugar hasta diez días naturales antes de la emisión de dicha factura, caso en el cual será hasta el siguiente periodo de facturación aplicable que se reflejen los ajustes correspondientes.

11.2.7.1 Metodología para la estimación de consumos de energía eléctrica para el Suministro Básico en media tensión

Las estimaciones de los consumos de energía eléctrica se deben realizar por el Distribuidor en los siguientes casos:

- A. Cuando no sea posible tomar la lectura del medidor en el Centro de Carga, por fallas en el medidor;
- B. Cuando por causas ajenas al Distribuidor no puedan obtenerse los Registros de medición; y
- C. Cuando las mediciones no sean válidas por contener información inconsistente, valores nulos o fuera de rango.

La metodología de estimación de consumos, demandas y factor de potencia sin medición horaria consiste en tres criterios junto con su método de cálculo que pueden ser aplicados por el Distribuidor en función de la estacionalidad y disponibilidad de la información.

CRITERIO 1. Correlativo año anterior

Consiste en utilizar el consumo registrado por el Usuario de Suministro Básico en el mismo período del mes, del año anterior, facturado y medido en kilowatt-hora (kWh), kilowatt (kW) y kilo voltio-amperio reactivo hora (kVArh).

Método de cálculo:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Criterio 1 kWh} \\
 & = \textit{Consumo promedio diario del correlativo del año anterior} \\
 & * \textit{días del periodo actual} \\
 & \textit{Criterio 1 kW} \\
 & = \textit{kW de la Facturación del mismo mes del año anterior} \\
 & \textit{Criterio 1 kVArh} \\
 & = \textit{kVArh de la Facturación del mismo mes del año anterior}
 \end{aligned}$$

CRITERIO 2. Promedio de las últimas tres facturaciones

Consiste en la suma de los consumos de energía eléctrica registrados en las últimas tres Facturaciones anteriores a la actual divididas entre tres para obtener un promedio, y es utilizado cuando no se cuenta con el correlativo a la facturación del año anterior. De igual forma, es facturado y medido en kilowatt-hora (kWh), kilowatt (kW) y kilo voltio-amperio reactivo hora (kVArh).

Método de cálculo:

$$\begin{aligned}
 \textit{Criterio 2} & = [(\textit{kWh fact anterior}) + (\textit{kWh 2 Fact anterior}) + \\
 & (\textit{kWh 3 Fact anterior})] / 3 \\
 \textit{Criterio 2} & = [(\textit{kW fact anterior}) + (\textit{kW 2 Fact anterior}) + \\
 & (\textit{kW 3 Fact anterior})] / 3 \\
 \textit{Criterio 2} & = [(\textit{kVArh fact anterior}) + (\textit{kVArh 2 Fact anterior}) + \\
 & (\textit{kVArh 3 Fact anterior})] / 3
 \end{aligned}$$

CRITERIO 3. Consumo promedio diario

Consiste en utilizar el consumo promedio diario de la anterior Facturación, siempre y cuando se trate de medición real y se utiliza cuando no se cuenta con la Facturación del año anterior ni con al menos tres Facturaciones anteriores. De igual forma, es facturado y medido en kilowatt-hora (kWh), Kilowatt (kW) y kilo voltio-amperio reactivo hora (kVArh).

Método de cálculo:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Criterio 3} = \\
 & [\left(\frac{\textit{KWh fact anterior}}{\textit{días periodo fact anterior}} \right) (\textit{días período actual})] \\
 & \textit{Criterio 3} = \textit{kW fact anterior} \\
 & \textit{Criterio 3} = \textit{kVArh fact anterior}
 \end{aligned}$$

Estimación de demandas

En servicios suministrados en media tensión que cuenten con medición de demandas, cuando en un período de facturación se dañe el medidor de demanda máxima o no se disponga de la lectura, el Distribuidor estimará el valor de ésta, con base en la energía registrada en el mismo período y el promedio aritmético de los tres últimos factores de carga del respectivo servicio. En ningún caso el valor de la demanda máxima estimada podrá ser superior a los valores históricos de la demanda máxima medida que conserve el Distribuidor en sus registros de los últimos doce meses para el respectivo Usuario de Suministro Básico.

Si el Usuario de Suministro Básico no estuviera conforme con la estimación, puede presentar su reclamación al suministrador, quien, de comprobarse errores en las estimaciones, efectuará los ajustes correspondientes.

Fórmula:

$$\text{Demanda máxima (kW)} = \frac{kWh}{\text{Factor de carga promedio} * \text{horas del periodo}}$$

El factor de carga se define mediante la siguiente expresión:

$$\text{Factor de carga promedio} = \frac{F_1 + F_2 + F_3}{3}$$

En donde:

F_1 = Factor de carga 1 mes anterior

F_2 = factor de carga 2 meses anteriores

F_3 = factor de carga 3 meses anteriores

El valor del factor de carga promedio se sustituye en la fórmula de demanda máxima, así como los valores de consumo y horas del período de facturación.

En el caso de que únicamente exista historia de consumo y demanda de uno o dos meses, ésta se utilizará para determinar el factor de carga promedio.

En caso de no haber historia de consumos y demandas para uno o dos de los tres meses señalados, el factor de carga promedio se obtendrá tomando los factores de carga de los meses inmediatos anteriores.

Si el valor así calculado, resultara mayor que cualquier demanda máxima registrada en la historia del servicio, dicho valor se ajustará a la mayor registrada.

En caso de estimación de demanda de nuevos servicios se convendrá con el Usuario de Suministro Básico el pago a cuenta, el cual se calculará con base en la demanda contratada y un factor de carga similar al de otros servicios del mismo giro.

En forma posterior, con el primer registro de demanda máxima se efectuará el ajuste tomando como base los volúmenes de producción del Usuario de Suministro Básico.

Debe evitarse estimar la demanda en más de dos períodos normales de facturación, por lo que el equipo de medición debe ser corregido en ese lapso como máximo. Por ningún motivo, en los casos mencionados, se facturará consumo cero.

11.2.7.2 Metodología de estimación para Centros de Carga con medición horaria alta y media tensión para el Suministro Básico

El Transportista y Distribuidor deben estimar los consumos de los Usuarios de Suministro Básico y aplicar la tarifa correspondiente, en los siguientes casos:

- I. Cuando se conecte un suministro sin instalar el equipo de medición.
- II. Cuando se dañen los equipos de medición, y
- III. Cuando por causas ajenas al Transportista o Distribuidor, no puedan tomarse las lecturas.

Cuando deba estimarse el consumo de energía eléctrica, el Transportista y el Distribuidor deben proceder de la siguiente forma:

- 1.- En el supuesto de la fracción I del primer párrafo anterior, de acuerdo con la carga manifestada en el contrato de suministro y el factor de carga que corresponda, con base en registros de consumo de los Usuarios de Suministro Básico similares y en función del número de días del período de facturación.

- 2.- En los supuestos de las fracciones II y III del primer párrafo anterior, la estimación se hará con base en los registros de consumo ocurridos en períodos anteriores y las variaciones en los consumos históricos del Usuario de Suministro Básico. En el caso de que no se cuenten con los registros históricos suficientes para realizar la estimación se deben considerar los datos de medición que se tengan disponibles.

A continuación, se presenta la metodología de estimación misma que consiste en tres criterios, junto con su método de cálculo que pueden ser aplicados por el Transportista o Distribuidor en función de la estacionalidad y disponibilidad de la información.

CRITERIO 1. Correlativo año anterior

Consiste en utilizar el consumo registrado por el Usuario de Suministro Básico en el mismo período del mes, del año anterior, facturado y medido en kilowatt-hora (kWh), kilowatt (kW) y kilo voltio-amperio reactivo hora (kVArh).

Método de cálculo:

Criterio 1 kWh

*= Consumo promedio diario del correlativo del año anterior
* días del periodo actual*

Criterio 1 kW = kW de la Facturación del mismo mes del año anterior

Criterio 1 kVArh

= kVArh de la Facturación del mismo mes del año anterior

CRITERIO 2. Promedio de las últimas tres facturaciones

Consiste en la suma de los consumos de energía eléctrica registrados en las últimas tres Facturaciones anteriores a la actual divididas entre tres para obtener un promedio, y es utilizado cuando no se cuenta con el correlativo a la facturación del año anterior. De igual forma, es facturado y medido en kilowatt-hora (kWh), kilowatt (kW) y kilo voltio-amperio reactivo hora (kVArh).

Método de cálculo:

*Criterio 2 = [(kWh fact anterior) + (kWh 2 Fact anterior) +
(kWh 3 Fact anterior)] / 3*

*Criterio 2 = [(kW fact anterior) + (kW 2 Fact anterior) +
(kW 3 Fact anterior)] / 3*

*Criterio 2 = [(kVArh fact anterior) + (kVArh 2 Fact anterior) +
(kVArh 3 Fact anterior)] / 3*

CRITERIO 3. Consumo promedio diario

Consiste en utilizar el consumo promedio diario de la anterior Facturación, siempre y cuando se trate de medición real y se utiliza cuando no se cuenta con la Facturación del año anterior ni con al menos tres Facturaciones anteriores. De igual forma, es facturado y medido en kilowatt-hora (kWh), Kilowatt (kW) y kilo voltio-amperio reactivo hora (kVArh).

Método de cálculo:

$$\begin{aligned}
 & \text{Criterio 3} = \\
 & \left[\left(\frac{\text{KWh fact anterior}}{\text{días periodo fact anterior}} \right) (\text{días período actual}) \right] \\
 & \text{Criterio 3} = \text{kW fact anterior} \\
 & \text{Criterio 3} = \text{kVArh fact anterior}
 \end{aligned}$$

En el supuesto de la fracción III, una vez efectuada la lectura de los aparatos de medición, se facturará nuevamente el suministro, con el consumo real ocurrido en el período en que se hubiere estimado el mismo, a fin de determinar, en su caso, la diferencia entre las facturaciones estimadas y las reales. El pago o compensación de los ajustes correspondientes se hará en un número de facturaciones posteriores igual al número de aquellas cuyos consumos hubieran sido estimados. En ambos casos, los períodos de ajuste no pueden exceder a un año.

Estimación de demandas

Cuando en un período de facturación se dañe el medidor de demanda máxima o no se disponga de la lectura, el Suministrador estimará el valor de ésta, con base en la energía registrada en el mismo período y el promedio aritmético de los tres últimos factores de carga del respectivo servicio. En ningún caso el valor de la demanda máxima estimada puede ser superior a los valores históricos de la demanda máxima medida que conserve el suministrador en sus registros de los últimos doce meses para el respectivo Usuario de Suministro Básico.

Si el Usuario de Suministro Básico no estuviere conforme con la estimación, puede presentar su reclamación al Suministrador, quien, de comprobarse errores en las estimaciones, efectuará los ajustes correspondientes.

Fórmula:

$$\text{Demanda máxima (kW)} = \frac{kWh}{\text{Factor de carga promedio} * \text{horas del periodo}}$$

El factor de carga se define mediante la siguiente expresión:

$$\text{Factor de carga promedio} = \frac{F_1 + F_2 + F_3}{3}$$

En donde:

F_1 = Factor de carga 1 mes anterior

F_2 = factor de carga 2 meses anteriores

F_3 = factor de carga 3 meses anteriores

El valor del factor de carga promedio se sustituye en la fórmula de demanda máxima, así como los valores de consumo y horas del período de facturación.

En el caso de que únicamente exista historia de consumo y demanda de uno o dos meses, ésta se utilizará para determinar el factor de carga promedio.

En caso de no haber historia de consumos y demandas para uno o dos de los tres meses señalados, el factor de carga promedio se obtendrá tomando los factores de carga de los meses inmediatos anteriores que se encuentren disponibles.

Si el valor así calculado, resultara mayor que cualquier demanda máxima registrada en la historia del servicio, dicho valor se ajustará a la mayor registrada.

En caso de estimación de demanda de nuevos servicios se convendrá con el Usuario de Suministro Básico el pago a cuenta, el cual se calculará con base en la demanda contratada y un factor de carga similar al de otros servicios del mismo giro.

En forma posterior, con la primera registración se efectuará el ajuste tomando como base los volúmenes de producción del Usuario de Suministro Básico.

Debe evitarse estimar la demanda en más de dos períodos normales de facturación, por lo que el equipo de medición debe ser corregido en ese lapso como máximo. Por ningún motivo, en los casos mencionados, se facturará consumo cero.

11.2.7.3 Criterios para la estimación de consumos, demandas y factor de potencia en tarifas horarias en alta tensión para el Suministro Básico

1. Servicios que tienen cuando menos tres períodos de facturación horaria.

- a) Falla total en equipos de: medición (sin ningún parámetro del período para facturar):
 - a.1.- Se debe obtener el consumo de punta (kWh), calculando el promedio de los últimos tres meses de consumos en período de punta.
 - a.2.- Se debe obtener el consumo de semipunta (kWh), calculando el promedio de los últimos tres meses de consumo en período semipunta.
 - a.3.- Se debe obtener el consumo de intermedia (kWh), calculando el promedio de los últimos tres meses de consumo de período intermedio.

- a.4.- Se debe obtener el consumo de base (kWh), calculando el promedio de los últimos tres meses de consumos en período de base.
- a.5.- Para obtener las demandas máximas en punta, semipunta, intermedia y base, se utilizarán los promedios de los últimos tres factores de carga tanto en punta, semipunta, intermedia y base, y los kWh estimados en los puntos anteriores.
- a.6.- Para estimar el factor de potencia se debe proceder a estimar los reactivos de acuerdo con el promedio de los tres últimos meses de facturación y se calculará el factor de potencia. Este razonamiento se debe efectuar para todos aquellos servicios a los cuales se les aplica la bonificación o recargo por factor de potencia.
- b) Falla en la memoria masiva del medidor multifunción pero correcta la medición en el display de este.
- b.1.- Proceder a efectuar la facturación con los valores Congelados en el display del medidor a las 24:00 horas del día último del mes.
- 1.- Si se tiene un mínimo de siete días consecutivos normales de operación:
- a) Se debe utilizar para facturación las demandas máximas registradas en los períodos de punta, semipunta, intermedia y base.
- b) El consumo en punta será igual al promedio de los consumos en punta registrados durante el período de medición multiplicado por el número de horas en punta del período a facturarse.
- c) El consumo en semipunta será igual al promedio de los consumos en semipunta registrados durante el período de medición, multiplicado por el número de horas en intermedia del período a facturarse.
- d) El consumo de intermedia será igual al promedio de los consumos en intermedia registrados durante el período de medición, multiplicado por el número de horas en intermedia del período a facturarse.
- e) El consumo en base será igual al promedio de los consumos, en base registrados durante el período de medición, multiplicado por el número de horas en base del período a facturarse.
- f) El factor de potencia se determinará con el promedio kVArh registrado durante el período de medición multiplicado por el número de horas totales del período a facturarse y la suma de los consumos estimados conforme los incisos b), c), d) y e) descritos previamente.
- 2.- En los demás casos: se debe proceder conforme a lo mencionado en el punto b1, en función de los días que se tengan disponibles.
2. Servicios en los que no se cuenta con historial de comportamiento horario:
- a) Los servicios en tarifas GDMTH se deben facturar como GDMTO.
- b) Los servicios en tarifas DIT y DIST se deben de estimar de acuerdo con el comportamiento del primer período normal posterior con registración de tarifa horaria. El Usuario de Suministro Básico dejará un pago a cuenta equivalente a la estimación de consumos, de conformidad con el suministrador, hasta que se obtenga la nueva facturación efectuando los ajustes correspondientes.
3. En los demás casos se debe proceder conforme a lo establecido en el punto 1, obteniendo los valores con los períodos históricos con que se cuente.

11.3 Bis. Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

El siguiente apartado de medición se complementa con las disposiciones establecidas en la base 16 "Sistemas de Medición" de las Bases del Mercado Eléctrico y los Manuales de Prácticas de Mercado aplicables, para establecer las obligaciones y responsabilidades del Usuario Calificado, Usuario Calificado Participante del Mercado, Generador, Suministrador de Servicios Calificados, Central Eléctrica, Centro de Carga, Transportista, Distribuidor y CENACE para la instalación inicial, puesta en servicio, operación comercial (incluye operación, mantenimiento, modernización y sustitución), sustitución por falla, revisión y diagnóstico de los Sistemas de Medición requeridos para el adecuado funcionamiento del MEM.

Los Sistemas de Medición que se instalen en los Centros de Carga y Centrales Eléctricas para participar en el MEM, deben cumplir con los requisitos y normativa aplicable. El Transportista o el Distribuidor, según corresponda deben realizar la puesta en servicio del Sistema de Medición, culminando ésta con la configuración, recepción de los datos e información y envío hacia el CENACE que permita el adecuado funcionamiento del MEM.

Los Usuarios Calificados, Usuarios Calificados Participantes del Mercado y Centrales Eléctricas conectados e interconectados en Media Tensión y Alta Tensión, deben cubrir los costos de los materiales, equipos, obra civil y electromecánica (infraestructura) donde se requiera el Sistema de Medición.

11.3.1 Registros de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

El Transportista y el Distribuidor deben enviar al CENACE los registros de medición reales o estimados para liquidaciones en los plazos establecidos en las Reglas del Mercado.

11.3.2 Propiedad de los Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

La instalación o sustitución de los Sistemas de Medición corresponde a los Usuarios Calificados, Usuarios Calificados Participantes del Mercado y Centrales Eléctricas, quienes deben cubrir el costo de la instalación inicial, sustitución por falla incluyendo los sistemas de comunicación, mantenimiento y modernización de estos sistemas.

La propiedad de los Sistemas de Medición instalados o sustituidos corresponde a las Centrales Eléctricas, Usuarios Calificados y Usuarios Calificados Participantes del Mercado.

Conforme a lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento, las Bases del Mercado, el Manual de Medición para Liquidaciones y demás regulación aplicable y vigente; en la operación de los Sistemas de Medición para garantizar la integridad de la información de medición, los Transportistas y Distribuidores según corresponda, son los únicos responsables de la operación, mantenimiento, modernización y sustitución de los Sistemas de Medición de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga; por lo que los Usuarios Finales y Centrales Eléctricas deben garantizar que el Transportista o Distribuidor responsable de la medición tenga libre acceso a los lugares físicos donde se ubiquen los elementos del Sistema de Medición, para la realización de las actividades relacionadas con la instalación, operación, mantenimiento, modernización y sustitución de los mismos y por ningún motivo pueden alterar ni manipular los Sistemas de Medición.

La Central Eléctrica o Centro de Carga debe cumplir lo siguiente:

- a. La Central Eléctrica o Centro de Carga debe permitir el acceso a Unidades de Inspección o Unidades de Verificación autorizadas o aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía y de los verificadores autorizados cuando el objeto de la visita requiera tener acceso a los Sistemas de Medición de conformidad con los procedimientos establecidos para la operación de unidades y verificadores. De manera enunciativa más no limitativa, UI de la NOM-001-CRE/SCFI-2019 o la que la sustituya, UI de la CRE para vigilancia del Código de Red y Verificadores de la CRE.
- b. No debe retirar los sellos de seguridad instalados por el Transportista o Distribuidor, estos últimos deben retirarlos y reinstalarlos cuando así sea requerido como por ejemplo en las visitas de mantenimiento, sustitución, inspección o verificación.
- c. La Central Eléctrica o Centro de Carga debe informar al Transportista o Distribuidor del mantenimiento que deba llevarse a cabo en el Sistema de Medición ya sea que lo realice Transportista o Distribuidor según corresponda o cuando se tenga que llevar a cabo por un tercero, lo anterior incluye las calibraciones.
- d. La Central Eléctrica o Centro de Carga debe abstenerse de intentar acceder al medidor por medios físicos o a través de software o realizar cualquier manipulación que altere la correcta registración de la energía consumida.
- e. A solicitud de parte de la Central Eléctrica o Centro de Carga y de manera corresponsable con el Transportista y Distribuidor podrán acordar con el Transportista o Distribuidor, compartir o tener acceso de manera provisional a los puertos de comunicación físico o virtual (a través de software) del equipo GPS para fines de sincronización siempre y cuando sea técnicamente factible y no se comprometa la integridad, seguridad y buen funcionamiento del Sistema de Medición.

El Transportista y Distribuidor son responsables de llevar a cabo las actividades necesarias para la instalación inicial, sustitución por falla, mantenimiento y modernización de los Sistemas de Medición mediante los costos que deben ser cubiertos por los Usuarios Calificados, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, y Centrales Eléctricas según corresponda. Por su parte, los Transportistas y Distribuidores son los responsables de la operación de los Sistemas de Medición de acuerdo con su ámbito de responsabilidad.

Si el Usuario Calificado contrata el Suministro Eléctrico con un nuevo Suministrador Calificado y este Usuario Calificado no modifica las características de Demanda y Consumo dentro de las mismas instalaciones, sin excepción alguna el Sistema de Medición y sus accesorios incluyendo los sistemas de comunicación, deben permanecer instalados, a efecto de que el nuevo Suministrador Calificado, pueda continuar con la prestación del servicio, sin que resulte necesario instalar un nuevo Sistema de Medición, siempre y cuando el Sistema de Medición actual cumpla con los requisitos establecidos en las Reglas del Mercado.

Si el Usuario Calificado modifica su demanda o la configuración de su instalación, se debe realizar el diagnóstico del Sistema de Medición por parte del Transportista o Distribuidor con cargo al Usuario Calificado, para asegurar el cumplimiento de la normatividad aplicable.

Si la Central Eléctrica solicita el cambio de representación en el MEM por un nuevo Generador y esta Central Eléctrica no modifica las características de Capacidad dentro de las mismas instalaciones, sin excepción alguna el Sistema de Medición y sus accesorios incluyendo los sistemas de comunicación, deben permanecer instalados, a efecto de que el nuevo Generador, pueda continuar con la representación en el Mercado, sin que resulte necesario instalar un nuevo Sistema de Medición, siempre y cuando el Sistema de Medición actual cumpla con los requisitos establecidos en las Reglas del Mercado.

Si la Central Eléctrica modifica su Capacidad o la configuración de su instalación, se debe realizar el diagnóstico del Sistema de Medición por parte del Transportista o Distribuidor con cargo a la Central Eléctrica, para asegurar el cumplimiento de la normatividad aplicable.

11.3.3 Instalación inicial y puesta en servicio de los Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

En esta sección se establecen los procedimientos que se deben observar para la instalación inicial y puesta en servicio de los Sistemas de Medición por parte del Transportista y Distribuidor en los casos de: 1) Nuevos Centros de Carga y Centrales Eléctricas y 2) cambios de régimen de Centros de Carga y Centrales Eléctricas existentes.

Las siguientes consideraciones deben observarse por los Centros de Carga y Centrales Eléctricas con el objetivo de que cuenten con el Sistema de Medición adecuado que permita a las diferentes entidades realizar las actividades correspondientes en el MEM:

1. Centros de Carga

1.1. Registro como Usuario Calificado ante la Comisión

Se debe contar con un registro de Usuarios Calificado ante la Comisión para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados.

1.2. Suministrador de Servicios Calificados

El Suministrador de Servicios Calificados es un Permissionario que ofrece el Suministro Calificado a los Usuarios Calificados.

Para efectos de este apartado, el o los Centros de Carga, deben contar con un Contrato firmado con el Suministrador Calificado, mismo que se provee en un régimen de libre competencia a los Usuarios Calificados.

1.3. Registro como Participante del Mercado ante el CENACE

Un Participante del Mercado es aquella persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.

Para efectos de este artículo, el Centro de Carga debe recibir el Suministro Eléctrico en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados o Usuario Calificado Participante del Mercado. El Participante del Mercado debe estar debidamente registrado y acreditado ante el CENACE de conformidad con el Manual de Registro y Acreditación de Participante del Mercado vigente.

2. Centrales Eléctricas

2.1 Permiso otorgado por la Comisión para generar energía eléctrica en el territorio nacional

De conformidad con el Art. 3 fracción XXIV y XXV de la LIE.

Para efectos de este capítulo, las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista requieren el permiso otorgado por la Comisión para generar energía eléctrica en el territorio nacional.

2.2 Registro como Participante del Mercado ante el CENACE

De conformidad con el Art. 3, fracción XXVIII de la LIE, un Participante del Mercado es aquella persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.

3. Responsabilidades del Centro de Carga y Centrales Eléctricas

3.1. El Sistema de Medición debe ser el adecuado para realizar las actividades en el Mercado Eléctrico Mayorista. Entre las responsabilidades que deben cumplirse, se encuentran las siguientes:

- a. Solicitar la instalación del Sistema de Medición al Transportista o Distribuidor. Los demás elementos como son los Transformadores de Instrumentos, GPS y elementos de red podrán ser instalados por un tercero, previo acuerdo y supervisión del Transportista o Distribuidor.
- b. Cubrir los costos por la adquisición de los elementos que constituyen el Sistema de Medición que deben ser instalados en el Punto de Conexión / Punto de Interconexión correspondiente o donde se defina en el estudio de Conexión/Interconexión y los demás costos asociados a validar el cumplimiento de la normatividad aplicable.
- c. Junto con el Suministrador o Generador según corresponda, deben planificar con antelación y orden los procesos o procedimientos que deba llevarse a cabo ante la Comisión, el Transportista, Distribuidor y el CENACE en el ámbito de sus atribuciones y obligaciones en tiempo y forma.
- d. Acreditar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en la regulación aplicable vigente que permitan la entrada en operación comercial.
- e. Informar al CENACE y a la Comisión en el ámbito de las responsabilidades adquiridas en los instrumentos jurídicos aplicables, de los retrasos en el programa de obras para la entrada en operación comercial en que se incurra y en su caso, el incumplimiento de la fecha de entrada en operación comercial.

4. Responsabilidades del CENACE

- 4.1 Coordinar con el Transportista o Distribuidor, según corresponda, la realización del Alta del Sistema de Medición para el cumplimiento de la fecha para el inicio de pruebas y entrada en operación comercial.
- 4.2 Solicitar el diagnóstico de los Sistemas de Medición al Transportista o Distribuidor para constatar el cumplimiento de los requerimientos de medición conforme a las Reglas del Mercado.

5. Responsabilidades del Transportista y Distribuidor

- 5.1 Publicar en su portal electrónico e informar a los Centros de Carga y Centrales Eléctricas sobre las especificaciones técnicas mínimas aplicables que deben cumplirse en Media y Alta Tensión respecto al Sistema de Medición.
- 5.2 Realizar, supervisar y validar la instalación del Sistema de Medición de Centros de Carga y Centrales Eléctricas culminando con la puesta en servicio del sistema de medición, incluyendo el correcto envío del registro de medición hacia el CENACE.
- 5.3 Proporcionar al Centro de Carga y Centrales Eléctricas los requerimientos técnicos, costos y tiempos de atención de los trabajos necesarios desde la instalación inicial hasta la puesta en servicio del Sistema de Medición.
- 5.4 Cuando sea imputable al Transportista o Distribuidor, informar al Centro de Carga, Central Eléctrica, Generador y al Suministrador asociado a éste, de los retrasos y la causa de estos.
- 5.5 Informar al CENACE de conformidad con los procedimientos, el estado que guarda el Sistema de Medición, cuando se reciba una solicitud o cuando el Sistema de Medición se encuentre en incumplimiento de la normativa aplicable.

11.3.3.1 Procedimiento para la instalación inicial y puesta en servicio del Sistema de Medición de nuevos Centros de Carga y Centrales Eléctricas

En este apartado se desarrollan los procedimientos aplicables al Transportista y Distribuidor, en los numerales 11.3.3.1.1 y 11.3.3.1.2 respectivamente, para la instalación y puesta en servicio de los Sistemas de Medición de nuevos Centros de Carga y Centrales Eléctricas para lo cual, adicionalmente a las consideraciones del numeral 11.3.3, se deberán observar las siguientes:

1. Requerimientos del Sistema de Medición

De conformidad con el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas o Conexión de Centros de Carga, los requerimientos del Sistema de Medición son determinados por el CENACE mediante el estudio de instalaciones.

2. Instalación del Sistema de Medición

Una vez formalizado el Contrato de Interconexión o el Contrato de Conexión la Central Eléctrica o Centro de Carga deben observar el siguiente procedimiento para la instalación del Sistema de Medición y cubrir el costo por la adquisición del Sistema de Medición y su instalación.

Asimismo, se deberá observar lo correspondiente al Procedimiento de operación para la declaración de entrada en operación comercial de Centrales Eléctricas y Centros de Carga.

3. Vigencia del resultado del diagnóstico

Durante la puesta en servicio del Sistema de Medición, el CENACE solicita se realice el diagnóstico del Sistema de Medición, el resultado de dicho diagnóstico que entregue el CENACE al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o Centro de Carga tendrá una vigencia de tres meses a partir de su emisión, en caso de retrasos en la entrada en operación que superen este periodo, se deberá solicitar nuevamente la realización del diagnóstico del Sistema de Medición.

11.3.3.1.1 Procedimiento del Transportista para la instalación inicial y puesta en servicio del Sistema de Medición de nuevos Centros de Carga y Centrales Eléctricas

A continuación, se describe el procedimiento que se debe observar para la instalación inicial y puesta en servicio de los Sistemas de Medición aplicable al Transportista, en la figura 2 se muestran las actividades y los plazos máximos asociados:

a) Instalación de los Sistemas de Medición

1. La Central Eléctrica o el Centro de Carga deben formalizar con el Transportista o Contratista en un plazo no mayor a 15 días hábiles, el contrato de servicios para la instalación y puesta en servicio del Sistema de Medición bajo cualquiera de los siguientes esquemas según corresponda: a) Servicios de ingeniería, b) supervisión o c) servicios de ingeniería y supervisión.
2. La Central Eléctrica o el Centro de Carga debe realizar el pago correspondiente por las actividades para la instalación del Sistema de Medición establecido en el contrato de servicios.
3. La Central Eléctrica o el Centro de Carga dentro de un plazo de 15 a 60 días hábiles realiza la entrega al Transportista del medidor principal y de respaldo para programación y calibración, o en su caso, cuando así sea acordado, se realice la calibración en un laboratorio distinto al del Transportista.
4. La Central Eléctrica o el Centro de Carga dentro de un plazo de 15 a 60 días hábiles pone a disposición del Transportista en sitio los transformadores para pruebas.
5. El Transportista lleva a cabo la calibración o comprueba la calibración realizada en el laboratorio de un tercero, realiza la programación del medidor principal y de respaldo y realiza las pruebas a los transformadores, dentro de un plazo no mayor a 20 días hábiles.
6. El Transportista debe coordinarse con la Central Eléctrica o Centro de Carga para realizar la instalación física del medidor principal y de respaldo posterior a la recepción de los elementos del Sistema de Medición, en un plazo no mayor a 8 días hábiles. Cuando el número de solicitudes de los Centros de Carga o Centrales Eléctricas no permita cumplir con este plazo estipulado, dicha cantidad de días debe ser acordada en un programa de trabajo. En caso de que esto modifique la fecha para la realización de pruebas operativas donde se requiera que el Sistema de Medición se encuentre funcionando y con ello se modifique la fecha de entrada en operación comercial el representante en el MEM de la Central Eléctrica o Centro de Carga debe informar al CENACE por los medios conducentes.
7. La Central Eléctrica o el Centro de Carga realiza la instalación de los transformadores de corriente y potencial.
8. La Central Eléctrica o el Centro de Carga realiza la instalación física del sistema de sincronía de tiempo (GPS) y el canal de comunicación.
9. El Transportista se coordina con la Central Eléctrica o Centro de Carga para realizar conectividad, pruebas del GPS y del canal de comunicación, 10 días hábiles posteriores a que se haya realizado la instalación de los elementos indicados en el punto 8 anterior.

10. La Central Eléctrica o el Centro de Carga avisa al Transportista sobre la disponibilidad del Sistema de Medición para que proceda a validar la instalación física del Sistema de Medición y en su caso, detectar faltantes u obras necesarias para la correcta instalación del Sistema de Medición.
11. Dentro de un plazo no mayor a 20 días hábiles el Transportista lleva a cabo la validación de la instalación física del Sistema de Medición, cuyo resultado debe entregarse a la Central Eléctrica o Centro de Carga en un plazo no mayor a 10 días hábiles posteriores a la realización de dicha validación:
 - a. Si es negativa, la Central Eléctrica o Centro de Carga debe atender los requerimientos del Transportista.
 - b. Si es favorable, la Central Eléctrica o Centro de Carga a través del Participante del Mercado que lo representa, puede realizar la solicitud de diagnóstico del Sistema de Medición ante el CENACE.

En caso de que ocurran atrasos no imputables al Transportista, modificación de la infraestructura u otro no contemplado ya sea por Caso Fortuito o Fuerza Mayor, es responsabilidad del Centro de Carga o Central Eléctrica solventar los atrasos incurridos y llevar a cabo las acciones administrativas correspondientes.

b) Puesta en servicio de los Sistemas de Medición

12. El Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga (Suministrador, Usuario Calificado Participante del Mercado o Generador), una vez que se tenga instalado el Sistema de Medición, y en cumplimiento de la normativa aplicable solicita al CENACE se lleve a cabo el Diagnóstico del Sistema de Medición, adjuntando a la solicitud el resultado favorable de la validación de la instalación física del Sistema de Medición realizada por el Transportista en el numeral 11 anterior.
13. El CENACE dentro de los 10 días hábiles posteriores a la recepción de la solicitud anterior, solicita al Transportista realizar el Diagnóstico del Sistema de Medición.
14. El Transportista realiza el Diagnóstico del Sistema de Medición en un plazo no mayor a 20 días hábiles, dentro de los cuales, se llevarán a cabo las siguientes actividades:
 - a. El Transportista lleva a cabo la configuración y pruebas de comunicación, en un plazo de 7 días hábiles.
 - b. El Transportista realiza el alta de los Sistemas de Medición en el Sistema de Información de Transporte de Energía Eléctrica (SITEE) para pruebas de comunicación, en el plazo de 3 días hábiles.
15. Transcurridos 5 días hábiles posteriores a la realización del Diagnóstico, el Transportista debe notificar el resultado del Diagnóstico (Anexo 5) y el estado que guarda el Sistema de Medición al CENACE y opcionalmente a la Central Eléctrica o Centro de Carga al momento de ejecutar el diagnóstico, a saber, el resultado del Diagnóstico podrá ser el siguiente:
 - a. Si es negativo, el CENACE dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación del Distribuidor entrega al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga el resultado del diagnóstico con lo que se finaliza el proceso de atención de la solicitud del diagnóstico del Sistema de Medición.
 - i. La Central Eléctrica o el Centro de Carga en coordinación con el Participante del Mercado que representa sus activos deben atender los requerimientos establecidos en el resultado del diagnóstico y obtener evidencia fotográfica del cumplimiento de dichos requerimientos para solicitar nuevamente al CENACE el diagnóstico del Sistema de Medición, adjuntando a dicha solicitud la evidencia sobre el cumplimiento de los requerimientos de medición.
 - b. Si es favorable, el CENACE dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación del Distribuidor entrega al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga el resultado del diagnóstico con lo que se finaliza el proceso de atención de la solicitud del diagnóstico del Sistema de Medición.

El CENACE notificará el resultado del Diagnóstico al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga (Suministrador, UCPM o Generador) hasta que se cuente con la totalidad de los elementos diagnosticados del número de Centros de Carga solicitados, es decir, si se solicitan tres Centros de Carga, se notificará al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga la atención de su solicitud hasta que se cuente con la respuesta de los tres Centros de Carga solicitados.

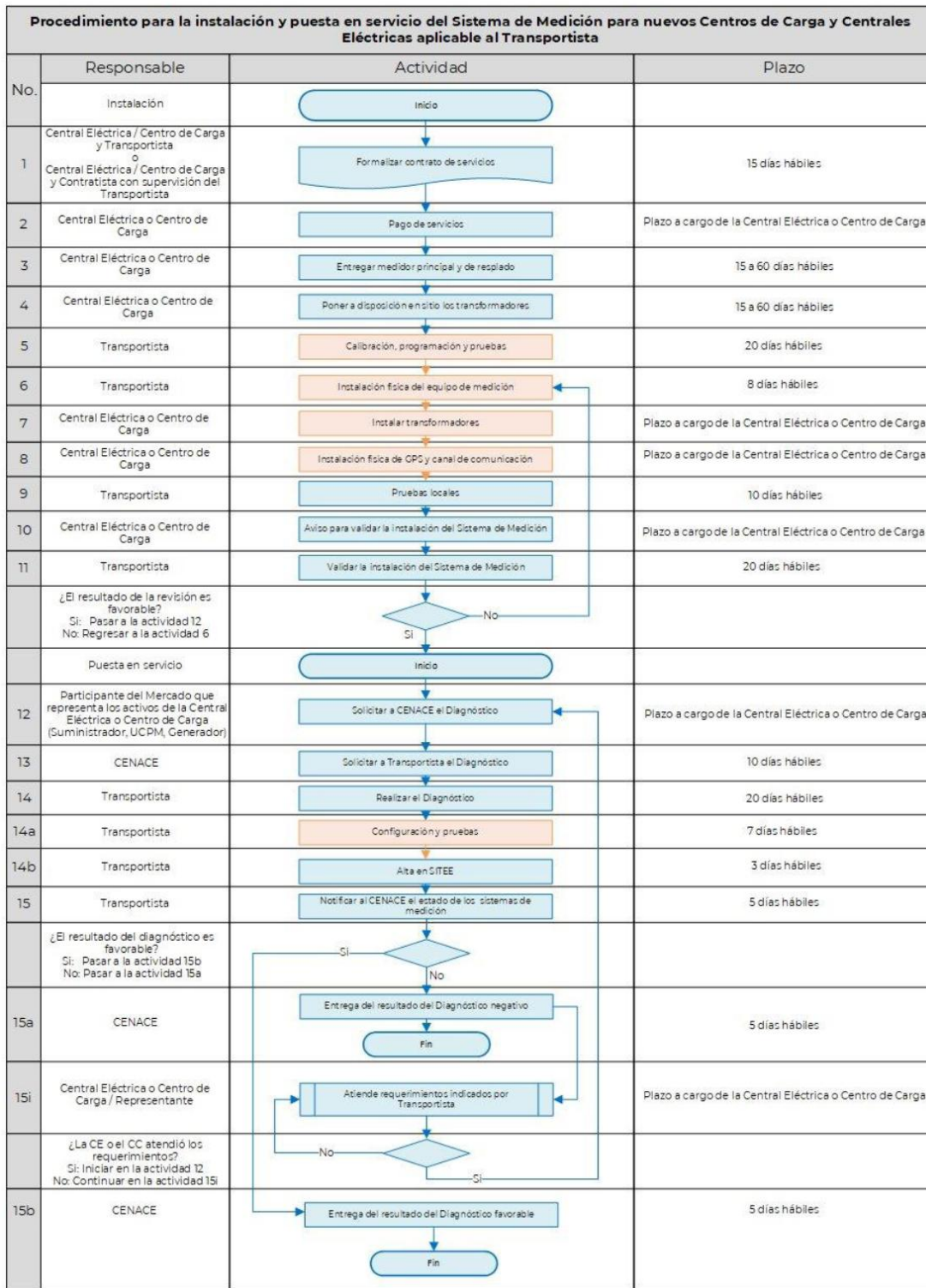


Figura 2: Procedimiento para la instalación inicial y puesta en servicio de Sistemas de Medición para nuevos Centros de Carga y Centrales Eléctricas aplicable al Transportista.

11.3.3.1.2 Procedimiento del Distribuidor para la instalación inicial y puesta en servicio del Sistema de Medición de nuevos Centros de Carga y Centrales Eléctricas

A continuación, se describe el procedimiento que se debe observar para la instalación inicial y puesta en servicio de los Sistemas de Medición aplicable al Distribuidor para nuevos Centros de Carga y Centrales Eléctricas, en la figura 3 se muestran las actividades y los plazos máximos asociados:

a) Instalación de los Sistemas de Medición

1. La Central Eléctrica o el Centro de Carga deben formalizar con el Distribuidor o Contratista en un plazo no mayor a 15 días hábiles, el contrato de servicios para la instalación y puesta en servicio del Sistema de Medición bajo cualquiera de los siguientes esquemas según corresponda: a) Servicios de ingeniería, b) supervisión o c) servicios de ingeniería y supervisión.
2. La Central Eléctrica o el Centro de Carga debe realizar el pago correspondiente por las actividades para la instalación del Sistema de Medición establecido en el contrato de servicios.
3. La Central Eléctrica o el Centro de Carga dentro de un plazo de 15 a 60 días hábiles realiza la entrega al Distribuidor del medidor principal y de respaldo para programación y calibración en el laboratorio correspondiente del Distribuidor o cuando así sea acordado, se realice la calibración en un laboratorio distinto al del Distribuidor.
4. La Central Eléctrica o el Centro de Carga entrega al Distribuidor en el laboratorio correspondiente los transformadores para pruebas, dentro de un plazo de 15 a 60 días hábiles.
5. El Distribuidor lleva a cabo la calibración o comprueba la calibración realizada en el laboratorio de un tercero, realiza la programación del medidor principal y de respaldo y realiza pruebas a los transformadores.
6. El Distribuidor debe coordinarse con la Central Eléctrica o Centro de Carga para realizar la instalación física del medidor principal y de respaldo posterior a la recepción de los elementos del Sistema de Medición. Las actividades del punto 5 anterior y la instalación física deben realizarse en un plazo no mayor a 8 días hábiles. Cuando el número de solicitudes de los Centros de Carga o Centrales Eléctricas no permita cumplir con este plazo estipulado, dicha cantidad de días debe ser acordada en un programa de trabajo. En caso de que esto modifique la fecha para la realización de pruebas operativas donde se requiera que el Sistema de Medición se encuentre funcionando y con ello se modifique la fecha de entrada en operación comercial, el representante en el MEM de la Central Eléctrica o Centro de Carga debe informar al CENACE por los medios conducentes.
7. La Central Eléctrica o el Centro de Carga realiza la instalación de los transformadores de corriente y potencial.
8. La Central Eléctrica o el Centro de Carga realiza la instalación física del sistema de sincronía de tiempo (GPS) y el canal de comunicación.
9. El Distribuidor se coordina con la Central Eléctrica o Centro de Carga para realizar conectividad, pruebas del GPS y del canal de comunicación, 10 días hábiles posteriores a que se haya realizado la instalación de los elementos indicados en el punto 8 anterior.
10. La Central Eléctrica o el Centro de Carga avisa al Distribuidor sobre la disponibilidad del Sistema de Medición para que proceda a validar la instalación física del Sistema de Medición y en su caso, detectar faltantes u obras necesarias para la correcta instalación del Sistema de Medición.
11. Dentro de un plazo no mayor a 20 días hábiles el Distribuidor lleva a cabo la validación de la instalación física del Sistema de Medición, cuyo resultado debe entregarse a la Central Eléctrica o Centro de Carga en un plazo no mayor a 10 días hábiles posteriores a la realización de dicha validación:
 - a. Si es negativa, el Distribuidor notifica por escrito a la Central Eléctrica o Centro de Carga, los hallazgos y/o los requerimientos de los elementos que componen el Sistema de Medición, faltantes y obras necesarias para la correcta instalación física del Sistema de Medición.
 - b. Si es favorable, la Central Eléctrica o Centro de Carga a través del Participante del Mercado que lo representa puede realizar la solicitud de diagnóstico del Sistema de Medición ante el CENACE.

En caso de que ocurran atrasos no imputables al Distribuidor, modificación de la infraestructura u otro no contemplado ya sea por Caso Fortuito o Fuerza Mayor, es responsabilidad del Centro de Carga o Central Eléctrica solventar los atrasos incurridos y llevar a cabo las acciones administrativas correspondientes.

b) Puesta en servicio de los Sistemas de Medición

12. El Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga (Suministrador, UCPM o Generador), una vez que se tenga instalado el Sistema de Medición, y en cumplimiento de la normativa aplicable solicita al CENACE se lleve a cabo el Diagnóstico del Sistema de Medición, adjuntando a la solicitud el resultado favorable de la validación de la instalación física del Sistema de Medición realizada por el Distribuidor en el numeral 11 anterior.
13. El CENACE dentro de los 10 días hábiles posteriores a la recepción de la solicitud anterior, solicita al Distribuidor realizar el Diagnóstico del Sistema de Medición.
14. El Distribuidor realiza el Diagnóstico del Sistema de Medición en un plazo no mayor a 30 días hábiles, dentro de los cuales, se llevarán a cabo las siguientes actividades:
 - a. El Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga entrega e instala el servidor de adquisición remota.
 - b. El Distribuidor lleva a cabo la configuración y pruebas de comunicación, en un plazo de 5 días hábiles.
 - c. El Distribuidor realiza el alta de los Sistemas de Medición en el Sistema de Medición del Mercado Eléctrico Mayorista (MEDiMEM) en un plazo de 1 día hábil.
 - d. El Distribuidor realiza pruebas de integración, comunicación y validación de los registros de medición, en un plazo de 5 días hábiles.
15. Transcurridos 5 días hábiles posteriores a la realización del Diagnóstico, el Distribuidor debe notificar el resultado del Diagnóstico Anexo 5 y el estado que guarda el Sistema de Medición al CENACE y opcionalmente a la Central Eléctrica o el Centro de Carga al momento de ejecutar el diagnóstico, a saber, el resultado del Diagnóstico podrá ser el siguiente:
 - a. Si es negativo, el CENACE dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación del Distribuidor entrega al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga el resultado del diagnóstico con lo que se finaliza el proceso de atención de la solicitud del diagnóstico del Sistema de Medición.
 - i. La Central Eléctrica o el Centro de Carga en coordinación con el Participante del Mercado que representa sus activos deben atender los requerimientos establecidos en el resultado del diagnóstico y obtener evidencia fotográfica del cumplimiento de dichos requerimientos para poder solicitar al CENACE el diagnóstico del Sistema de Medición, adjuntando a dicha solicitud la evidencia sobre el cumplimiento de los requerimientos de medición.
 - b. Si es favorable, el CENACE dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación del Distribuidor entrega al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga el resultado del diagnóstico con lo que se finaliza el proceso de atención de la solicitud del diagnóstico del Sistema de Medición.

El CENACE notificará el resultado del Diagnóstico al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga (Suministrador, UCPM o Generador) hasta que se cuente con la totalidad de los elementos diagnosticados del número de Centros de Carga solicitados, es decir, si se solicitan tres Centros de Carga, se notificará al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga la atención de su solicitud hasta que se cuente con la respuesta de los tres Centros de Carga solicitados.

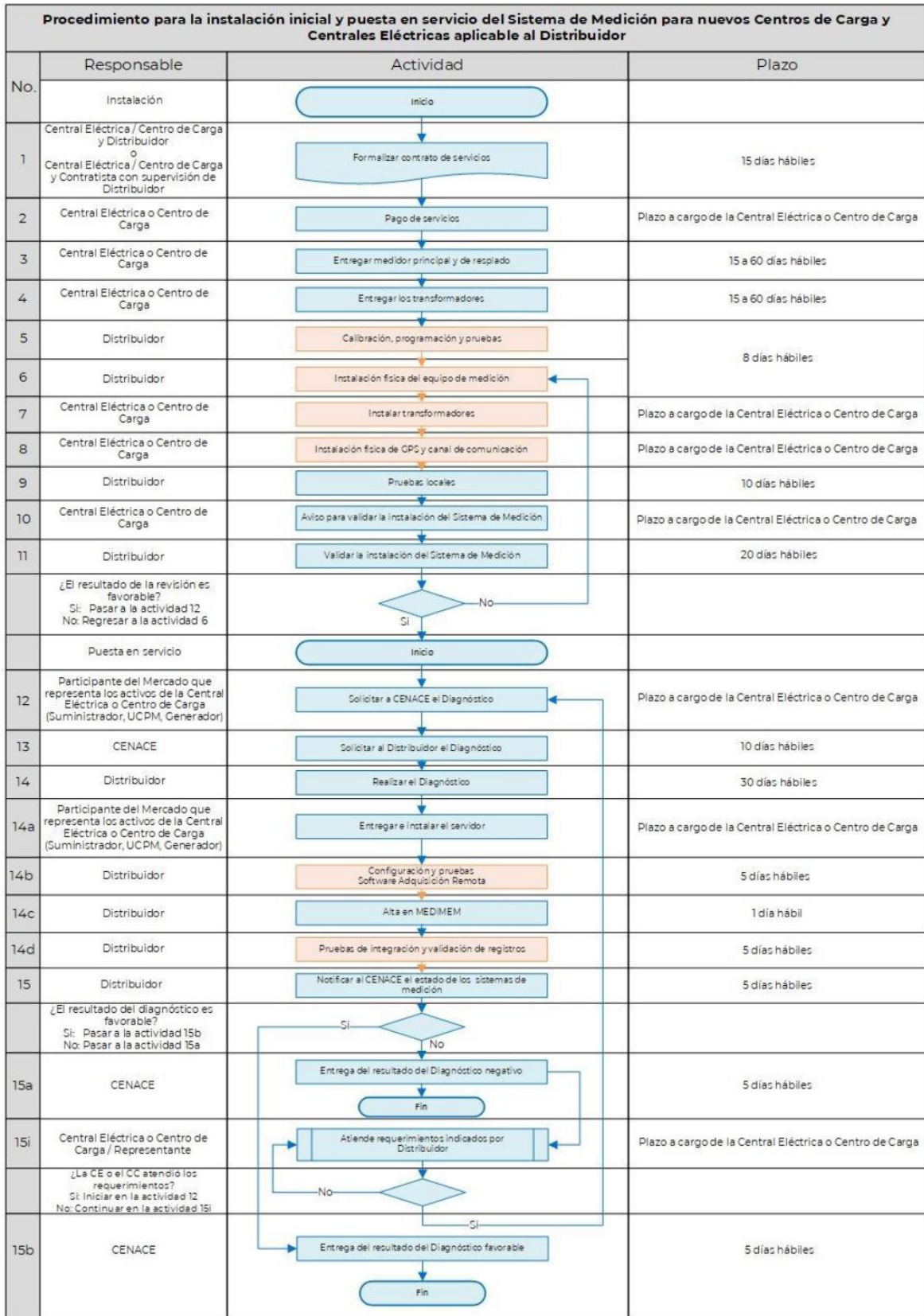


Figura 3: Procedimiento para la instalación inicial y puesta en servicio de Sistemas de Medición para nuevos Centros de Carga y Centrales Eléctricas aplicable al Distribuidor.

11.3.3.2 Procedimiento para la instalación inicial y puesta en servicio del Sistema de Medición de Centros de Carga y Centrales Eléctricas existentes

En este apartado se desarrollan los procedimientos aplicables al Transportista y Distribuidor, en los numerales 11.3.3.2.1 y 11.3.3.2.2 respectivamente, para la instalación y puesta en servicio de los Sistemas de Medición de Centros de Carga y Centrales Eléctricas existentes para lo cual, adicionalmente a las consideraciones del numeral 11.3.3, se deberán observar las siguientes:

1. Registro como Usuario Calificado

El Usuario Calificado debe contar con registro de Usuario Calificado ante la Comisión para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados.

2. Cambio de régimen

De conformidad con el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas o Conexión de Centros de Carga respecto a la solicitud de cambio de régimen, si no se llevan a cabo Modificaciones Técnicas, el CENACE notifica que se puede proceder a la suscripción del Contrato de Interconexión o Conexión.

3. Instalación del Sistema de Medición

Una vez formalizado el Contrato de Interconexión o el Contrato de Conexión la Central Eléctrica o Centro de Carga deben observar el siguiente procedimiento para la instalación del Sistema de Medición y cubrir el costo por la adquisición del Sistema de Medición y su instalación.

Asimismo, se deberá observar lo correspondiente al Procedimiento de operación para la declaración de entrada en operación comercial de Centrales Eléctricas y Centros de Carga.

4. Vigencia del resultado del diagnóstico

Durante la puesta en servicio del Sistema de Medición, el CENACE solicita se realice el diagnóstico del Sistema de medición, el resultado del diagnóstico que entregue el CENACE al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o Centro de Carga tendrá una vigencia de tres meses a partir de su emisión, en caso de retrasos en la entrada en operación que superen este periodo, se deberá solicitar nuevamente la realización del diagnóstico del Sistema de Medición.

11.3.3.2.1 Procedimiento del Transportista para la instalación inicial y puesta en servicio del Sistema de Medición de Centros de Carga y Centrales Eléctricas existentes

A continuación, se describe el procedimiento que se debe observar para la instalación inicial y puesta en servicio de los Sistemas de Medición aplicable al Transportista, en la figura 4 se muestran las actividades y los plazos máximos:

a) Instalación de los Sistemas de Medición

1. La Central Eléctrica o el Centro de Carga deben formalizar con el Transportista o Contratista en plazo no mayor a 15 días hábiles, el contrato de servicios para la instalación y puesta en servicio del Sistema de Medición bajo cualquiera de los siguientes esquemas según corresponda: a) Servicios de ingeniería, b) supervisión o c) servicios de ingeniería y supervisión.
2. La Central Eléctrica o el Centro de Carga debe realizar el pago correspondiente por las actividades para la instalación del Sistema de Medición establecido en el contrato de servicios.
3. El Transportista en un plazo no mayor a 20 días hábiles realiza la evaluación del Sistema de Medición para determinar los requerimientos necesarios para el cumplimiento de los requisitos establecidos en las Reglas del Mercado en materia de medición, los cuales, deben entregarse por escrito a la Central Eléctrica o Centro de Carga mediante el Anexo 1 (Requerimientos de medición con Transformadores de Medida, aplicable al Transportista).

4. La Central Eléctrica o Centro de Carga atiende los requerimientos determinados por el Transportista.
5. La Central Eléctrica o el Centro de Carga dentro de un plazo de 15 a 60 días hábiles realiza la entrega al Transportista del medidor principal y de respaldo para programación y calibración, o en su caso, cuando así sea acordado, se realice la calibración en un laboratorio distinto al del Transportista.
6. La Central Eléctrica o el Centro de Carga dentro de un plazo de 15 a 60 días hábiles pone a disposición del Transportista en sitio los transformadores para pruebas.
7. El Transportista lleva a cabo la calibración o comprueba la calibración realizada en el laboratorio de un tercero, realiza la programación del medidor principal y de respaldo y realiza pruebas a los transformadores, en un plazo no mayor a 20 días hábiles.
8. El Transportista debe coordinarse con la Central Eléctrica o Centro de Carga para realizar la instalación física del medidor principal y de respaldo, posterior a la recepción de los elementos del Sistema de Medición en un plazo no mayor a 8 días hábiles. Cuando el número de solicitudes de los Centros de Carga o Centrales Eléctricas no permita cumplir con este plazo estipulado, dicha cantidad de días debe ser acordada en un programa de trabajo. En caso de que esto modifique la fecha para la realización de pruebas operativas donde se requiera que el Sistema de Medición se encuentre funcionando y con ello se modifique la fecha de entrada en operación comercial, el representante en el MEM de la Central Eléctrica o Centro de Carga debe informar al CENACE por los medios conducentes.
9. La Central Eléctrica o el Centro de Carga realiza la instalación de los transformadores de corriente y potencial.
10. La Central Eléctrica o el Centro de Carga realiza la instalación física del sistema de sincronía de tiempo (GPS) y el canal de comunicación.
11. El Transportista se coordina con la Central Eléctrica o Centro de Carga para realizar conectividad, pruebas del GPS y del canal de comunicación, 10 días hábiles posteriores a que se haya realizado la instalación de los elementos indicados en el punto 10 anterior.
12. La Central Eléctrica o el Centro de Carga avisa al Transportista sobre la disponibilidad del Sistema de Medición para que proceda a validar la instalación física del Sistema de Medición y en su caso, detectar faltantes u obras necesarias para la correcta instalación del Sistema de Medición.
13. Dentro de un plazo no mayor a 20 días hábiles el Transportista lleva a cabo la validación de la instalación física del Sistema de Medición, cuyo resultado debe entregarse a la Central Eléctrica o Centro de Carga en un plazo no mayor a 10 días hábiles posteriores a la realización de dicha validación:
 - a. Si es negativa, la Central Eléctrica o Centro de Carga debe atender los requerimientos del Transportista.
 - b. Si es favorable, la Central Eléctrica o Centro de Carga a través del Participante del Mercado que lo representa puede realizar la solicitud de diagnóstico del Sistema de Medición ante el CENACE.

En caso de que ocurran atrasos no imputables al Transportista, modificación de la infraestructura u otro no contemplado ya sea por Caso Fortuito o Fuerza Mayor, es responsabilidad del Centro de Carga o Central Eléctrica solventar los atrasos incurridos y llevar a cabo las acciones administrativas correspondientes.

b) Puesta en servicio de los Sistemas de Medición

14. El Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga (Suministrador, UCPM o Generador), una vez que se tenga instalado el Sistema de Medición, y en cumplimiento de la normativa aplicable solicita al CENACE se lleve a cabo el Diagnóstico del Sistema de Medición, adjuntando a la solicitud el resultado favorable de la validación de la instalación física del Sistema de Medición realizada por el Transportista en el numeral 13 anterior.
15. El CENACE dentro de los 10 días hábiles posteriores a la recepción de la solicitud anterior, solicita al Transportista realizar el Diagnóstico del Sistema de Medición.
16. El Transportista realiza el Diagnóstico del Sistema de Medición en un plazo no mayor a 20 días hábiles, dentro de los cuales, se llevarán a cabo las siguientes actividades:
 - a. El Transportista lleva a cabo la configuración y pruebas de comunicación, en un plazo de 7 días hábiles.
 - b. El Transportista realiza el alta de los Sistemas de Medición en el Sistema de Información de Transporte de Energía Eléctrica (SITEE) para pruebas de comunicación, en el plazo de 3 días hábiles.
17. Transcurridos 5 días hábiles posteriores a la realización del Diagnóstico, el Transportista notifica el resultado del Diagnóstico (Anexo 5) y el estado que guarda el Sistema de Medición al CENACE y opcionalmente a la Central Eléctrica o Centro de Carga al momento de ejecutar el diagnóstico, a saber, el resultado del Diagnóstico podrá ser el siguiente:
 - a. Si es negativo, el CENACE dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación del Distribuidor entrega al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga el resultado del diagnóstico con lo que se finaliza el proceso de atención de la solicitud del diagnóstico del Sistema de Medición.
 - i. La Central Eléctrica o el Centro de Carga en coordinación con el Participante del Mercado que representa sus activos deben atender los requerimientos establecidos en el resultado del diagnóstico y obtener evidencia fotográfica del cumplimiento de dichos requerimientos para poder solicitar al CENACE el diagnóstico del Sistema de Medición, adjuntando a dicha solicitud la evidencia sobre el cumplimiento de los requerimientos de medición.
 - b. Si es favorable, el CENACE dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación del Distribuidor entrega al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga el resultado del diagnóstico con lo que se finaliza el proceso de atención de la solicitud del diagnóstico del Sistema de Medición.

El CENACE notificará el resultado del Diagnóstico al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga (Suministrador, UCPM o Generador) hasta que se cuente con la totalidad de los elementos diagnosticados del número de Centros de Carga solicitados, es decir, si se solicitan tres Centros de Carga, se notificará al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga la atención de su solicitud hasta que se cuente con la respuesta de los tres Centros de Carga solicitados.

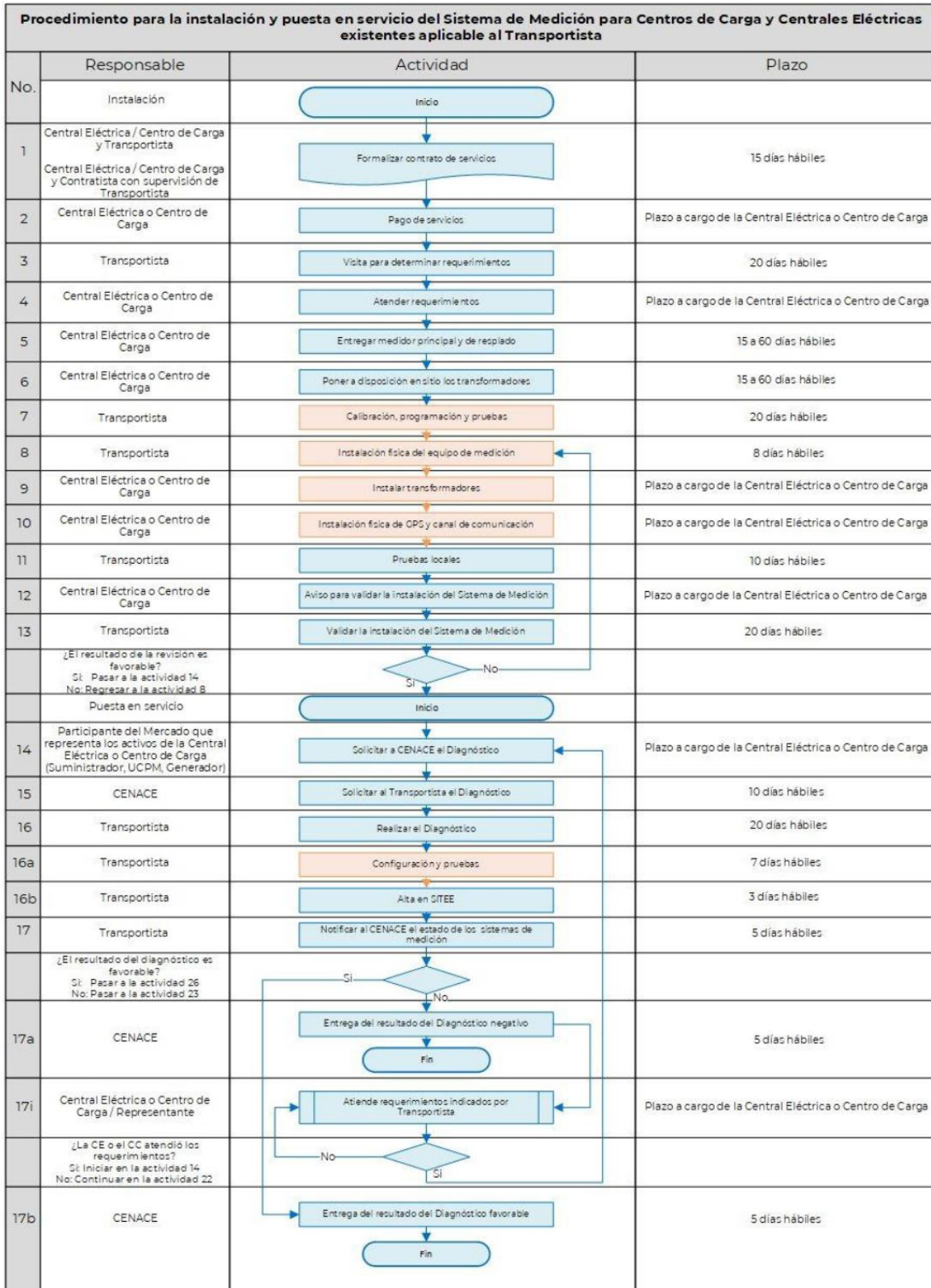


Figura 4: Procedimiento para la instalación inicial y puesta en servicio de Sistemas de Medición para Centros de Carga y Centrales Eléctricas existentes aplicable al Transportista.

11.3.3.2.2 Procedimiento del Distribuidor para la instalación inicial y puesta en servicio del Sistema de Medición de Centros de Carga y Centrales Eléctricas existentes

A continuación, se describe el procedimiento que se debe observar para la instalación inicial y puesta en servicio de Sistemas de Medición aplicable al Distribuidor, en la figura 5 se muestran las actividades y los plazos máximos:

a) Instalación de los Sistemas de Medición

1. La Central Eléctrica o el Centro de Carga deben formalizar con el Distribuidor o Contratista en un plazo no mayor a 15 días hábiles, el contrato de servicios para la instalación y puesta en servicio del Sistema de Medición bajo cualquiera de los siguientes esquemas según corresponda: a) Servicios de ingeniería, b) supervisión o c) servicios de ingeniería y supervisión.
2. La Central Eléctrica o el Centro de Carga debe realizar el pago correspondiente por las actividades para la instalación del Sistema de Medición establecido en el contrato de servicios.
3. El Distribuidor en un plazo no mayor a 20 días hábiles realiza la evaluación del Sistema de Medición para determinar los requerimientos de los elementos que componen el Sistema de Medición, faltantes y obras necesarias para la correcta instalación física del Sistema de Medición, los cuales, deben entregarse por escrito a la Central Eléctrica o Centro de Carga mediante los siguientes Anexos según corresponda:
 - a) Anexo 2 - Requerimientos de medición en Baja Tensión Autocontenido, aplicable al Distribuidor.
 - b) Anexo 3 - Requerimientos de medición en Baja Tensión con Transformador de Corriente, aplicable al Distribuidor.
 - c) Anexo 4 - Requerimientos de medición con Transformadores de Medida, aplicable al Distribuidor.
4. La Central Eléctrica o Centro de Carga debe atender los requerimientos determinados por el Distribuidor.
5. La Central Eléctrica o el Centro de Carga dentro de un plazo de 15 a 60 días hábiles realiza la entrega al Distribuidor del medidor principal y de respaldo para programación y calibración en el laboratorio correspondiente de CFE Distribución o cuando así sea acordado, se realice la calibración en un laboratorio distinto al del Distribuidor.
6. La Central Eléctrica o el Centro de Carga entrega al Distribuidor en laboratorio los transformadores para pruebas, dentro de un plazo de 15 a 60 días hábiles.
7. El Distribuidor lleva a cabo la calibración o comprueba la calibración realizada en el laboratorio de un tercero, realiza la programación del medidor principal y de respaldo y realiza pruebas a los transformadores.
8. El Distribuidor debe coordinarse con la Central Eléctrica o Centro de Carga para realizar la instalación física del medidor principal y de respaldo posterior a la recepción de los elementos del Sistema de Medición. Las actividades del punto 7 anterior y la instalación física deben realizarse en un plazo no mayor a 8 días hábiles. Cuando el número de solicitudes de los Centros de Carga o Centrales Eléctricas no permita cumplir con este plazo estipulado, dicha cantidad de días debe ser acordada en un programa de trabajo. En caso de que esto modifique la fecha para la realización de pruebas operativas donde se requiera que el Sistema de Medición se encuentre funcionando y con ello se modifique la fecha de entrada en operación comercial el representante en el MEM de la Central Eléctrica o Centro de Carga debe informar al CENACE por los medios conducentes.
9. La Central Eléctrica o el Centro de Carga realiza la instalación de los transformadores de corriente y potencial.
10. La Central Eléctrica o el Centro de Carga realiza la instalación física del sistema de sincronía de tiempo (GPS) y el canal de comunicación.
11. El Distribuidor se coordina con la Central Eléctrica o Centro de Carga para realizar conectividad, pruebas del GPS y del canal de comunicación, 10 días hábiles posteriores a que se haya realizado la instalación de los elementos indicados en el punto 10 anterior.
12. La Central Eléctrica o el Centro de Carga avisa al Distribuidor sobre la disponibilidad del Sistema de Medición para que proceda a validar la instalación física del Sistema de Medición y en su caso, detectar faltantes u obras necesarias para la correcta instalación del Sistema de Medición.

13. Dentro de un plazo no mayor a 20 días hábiles el Distribuidor lleva a cabo la validación de la instalación física del Sistema de Medición, cuyo resultado debe entregarse a la Central Eléctrica o Centro de Carga en un plazo no mayor a 10 días hábiles posteriores a la realización de dicha validación:
 - a. Si es negativa, la Central Eléctrica o Centro de Carga debe atender los requerimientos del Distribuidor.
 - b. Si es favorable, la Central Eléctrica o Centro de Carga a través del Participante del Mercado que lo representa puede realizar la solicitud de diagnóstico del Sistema de Medición ante el CENACE.

En caso de que ocurran atrasos no imputables al Distribuidor, modificación de la infraestructura u otro no contemplado ya sea por Caso Fortuito o Fuerza Mayor, es responsabilidad del Centro de Carga o Central Eléctrica solventar los atrasos incurridos y llevar a cabo las acciones administrativas correspondientes.

b) Puesta en servicio de los Sistemas de Medición

14. El Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga (Suministrador, UCPM o Generador), una vez que se tenga instalado el Sistema de Medición, y en cumplimiento de la normativa aplicable solicita al CENACE se lleve a cabo el Diagnóstico del Sistema de Medición, adjuntando a la solicitud el resultado favorable de la validación de la instalación física del Sistema de Medición realizada por el Distribuidor en el numeral 13 anterior.
15. El CENACE dentro de los 10 días hábiles posteriores a la recepción de la solicitud anterior, solicita al Distribuidor realizar el Diagnóstico del Sistema de Medición.
16. El Distribuidor realiza el Diagnóstico del Sistema de Medición en un plazo no mayor a 30 días hábiles, dentro de los cuales, se llevarán a cabo las siguientes actividades:
 - a. El Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga entrega e instala el servidor de adquisición remota.
 - b. El Distribuidor lleva a cabo la configuración y pruebas de comunicación, en un plazo de 5 días hábiles.
 - c. El Distribuidor realiza el alta de los Sistemas de Medición en el MEDiMEM, en el plazo de 1 día hábil.
 - d. El Distribuidor realiza pruebas de integración, comunicación y validación de los registros de medición, en un plazo de 5 días hábiles.
17. Transcurridos 5 días hábiles posteriores a la realización del Diagnóstico, el Distribuidor notifica el resultado del Diagnóstico (Anexo 5) y el estado que guarda el Sistema de Medición al CENACE y opcionalmente a la Central Eléctrica o el Centro de Carga al momento de ejecutar el diagnóstico, a saber, el resultado del Diagnóstico podrá ser el siguiente:
 - a. Si es negativo, el CENACE dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación del Distribuidor entrega al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga el resultado del diagnóstico con lo que se finaliza el proceso de atención de la solicitud del diagnóstico del Sistema de Medición.
 - i. La Central Eléctrica o el Centro de Carga en coordinación con el Participante del Mercado que representa sus activos deben atender los requerimientos establecidos en el resultado del diagnóstico y obtener evidencia fotográfica del cumplimiento de dichos requerimientos para poder solicitar al CENACE el diagnóstico del Sistema de Medición, adjuntando a dicha solicitud la evidencia sobre el cumplimiento de los requerimientos de medición.
 - b. Si es favorable, el CENACE dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación del Distribuidor entrega al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga el resultado del diagnóstico con lo que se finaliza el proceso de atención de la solicitud del diagnóstico del Sistema de Medición.

El CENACE notificará el resultado del Diagnóstico al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga (Suministrador, UCPM o Generador) hasta que se cuente con la totalidad de los elementos diagnosticados del número de Centros de Carga solicitados, es decir, si se solicitan tres Centros de Carga, se notificará al Participante del Mercado que representa los activos de la Central Eléctrica o el Centro de Carga la atención de su solicitud hasta que se cuente con la respuesta de los tres Centros de Carga solicitados.

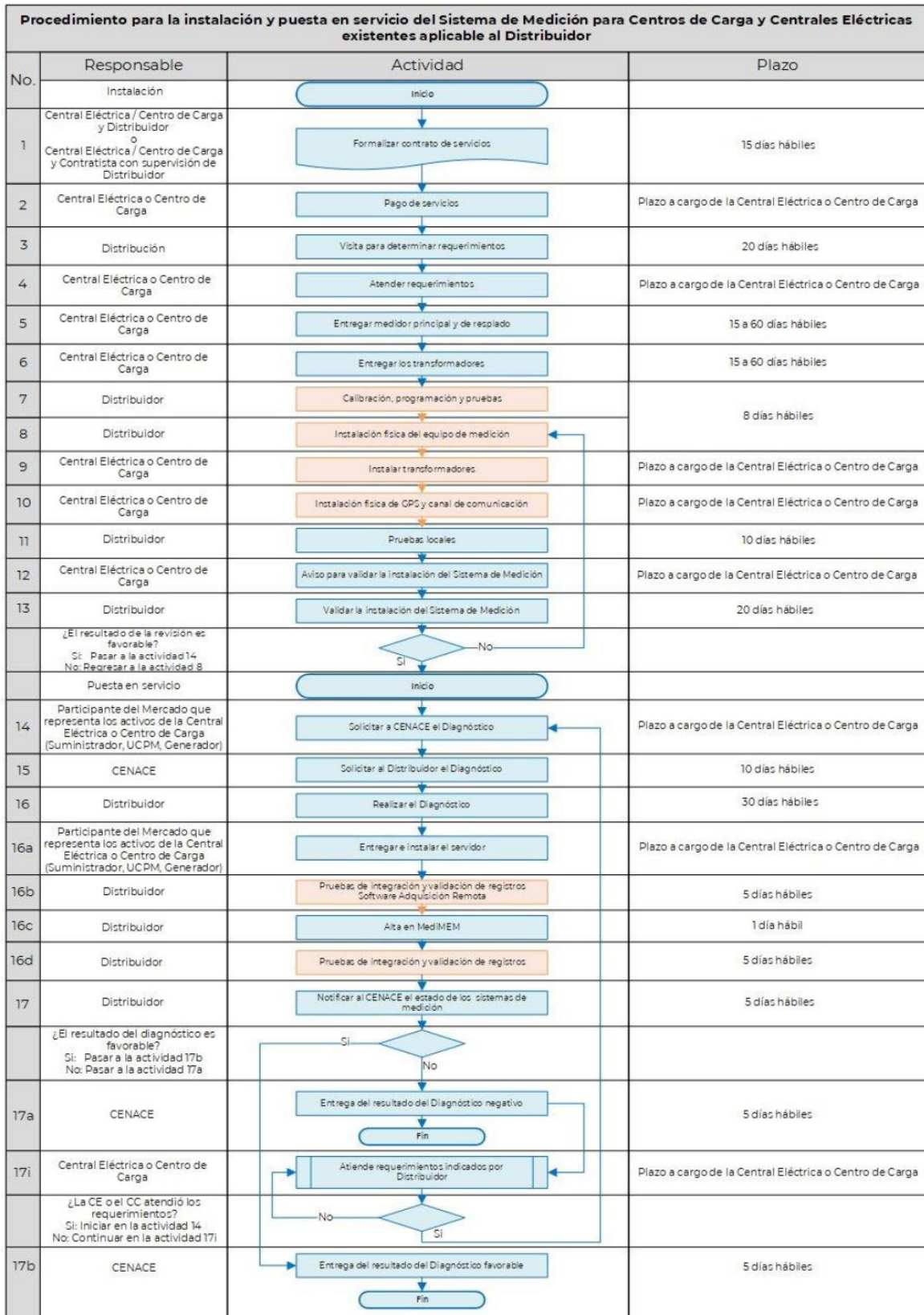


Figura 5: Procedimiento para la instalación inicial y puesta en servicio de Sistemas de Medición para Centros de Carga y Centrales Eléctricas existentes aplicable al Distribuidor.

11.3.4 Procedimiento de alta de los Sistemas de Medición utilizados para las Liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista**1. Alta de los Sistemas de Medición utilizados para las Liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista**

- 1.1. Con la finalidad de llevar a cabo los procedimientos para el control de la información de medidores con fines de liquidación asociados a los puntos de entrega/recepción, el CENACE de forma coordinada con el Transportista o el Distribuidor deberá realizar el alta de los Sistemas de Medición, siempre que exista un cumplimiento del mismo de conformidad con las Reglas del Mercado y se compruebe el correcto funcionamiento e integridad de los equipos e instrumentos de medición instalados a través del Diagnóstico sobre el Sistema de Medición.
- 1.2. El Alta de los Sistemas de Medición para Liquidaciones consistirá en:
 - (a) Registro de los Sistemas de Medición
 - (b) Pruebas para asegurar el envío/recepción de información.
 - (c) Validación de los Registros de Medición enviados al CENACE.
- 1.3. Las Disposiciones Operativas de Mercado correspondientes, contendrán el detalle de las actividades y tiempos para el Alta de los Sistemas de Medición.

1.4. Registro de los Sistemas de Medición

- 1.4.1. El Transportista y el Distribuidor realizarán el registro de los datos de placa de los equipos de medición que conforman el Sistema de Medición y del Dictamen de Verificación correspondiente, de conformidad de la NOM-001-CRE/SCFI-2019 aplicable vigente o la regulación en materia de medición aplicable vigente.
- 1.4.2. El transportista y Distribuidor deberán realizar el registro de los datos a través del Sistema (o mecanismos) que el CENACE disponga para dicha actividad, previo a:
 - a) La fecha establecida del inicio de actividades en el MEM de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, o;
 - b) La energización de los elementos de la RNT y RGD que se integren al Sistema Eléctrico Nacional y que sirven para determinar la energía inyectada a una Zona de Carga.
- 1.4.3. El Transportista y el Distribuidor, deberán mantener actualizado el registro de los datos, ante los siguientes casos:
 - a) Modernización de los elementos.
 - b) Sustitución de los elementos.
 - c) Verificación de los equipos de medición.
 - d) Cualquier otro caso establecido en las Reglas del Mercado.

1.5. Pruebas para asegurar el envío/recepción de información

- 1.5.1. Las pruebas asegurarán el correcto envío/recepción de los Registros de Medición para nuevos elementos registrados en el MEM que generen la creación de nuevos identificadores de medición desde el dispositivo concentrador del Transportista o Distribuidor hasta el CENACE.
- 1.5.2. El Transportista o el Distribuidor en coordinación con el CENACE deberán realizar las pruebas de envío de información a través del Sistema (o mecanismos) que el CENACE disponga para dicha actividad, previo a:
 - a) La fecha establecida del inicio de actividades en el MEM de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, o;
 - b) La energización de los elementos de la RNT y RGD que se integren al Sistema Eléctrico Nacional y que sirven para determinar la energía inyectada a una Zona de Carga.
- 1.5.3. El Transportista o el Distribuidor en coordinación con el CENACE, deberán realizar, de manera enunciativa más no limitativa las siguientes actividades:
 - a) Envío de un perfil de prueba que contenga la totalidad de los Registros de Medición para un día de operación.
 - b) Asegurar que el huso horario corresponda a la ubicación física del Sistema de Medición.
 - c) Asegurar que la configuración de las variables de energía activa Recibida y Entregada, correspondan a la inyección y retiro de energía del SEN respectivamente.

1.6. Validación de los Registros de Medición enviados al CENACE

- 1.6.1. El Transportista y el Distribuidor deberán garantizar que los Registros de Medición son válidos conforme al requerimiento de información de medición establecido en el capítulo 6 del Manual de Medición para Liquidaciones o el que lo sustituya.
- 1.6.2. Cuando los Registros de Medición cumplan con lo establecido en el numeral anterior, el Sistema de Medición se considerará oficial para su uso en las Liquidaciones, a través de la integración en los Sistemas que el CENACE disponga para dicha actividad.

11.3.5 Sustitución por falla de los elementos del Sistemas de Medición del Mercado Eléctrico Mayorista

La sustitución por falla de los elementos del Sistemas de Medición debe ser realizada por el Transportista o Distribuidor una vez que los Usuarios Calificados, Usuarios Calificados Participantes del Mercado y Centrales Eléctricas les provean el equipo de medición y la infraestructura asociada que haya fallado, es decir, cuando los equipos hayan sufrido un daño irreparable o que haya comprometido su correcto funcionamiento o presente un mal funcionamiento permanente, siendo éstos los responsables de cubrir tanto el costo de la adquisición del sistema de medición o del elemento del sistema de medición que haya fallado, así como las actividades asociadas a su instalación y puesta en servicio, de conformidad con lo establecido en la base 16.2.5 de las Bases del Mercado Eléctrico y en el Manual de Prácticas de Mercado respectivo.

Los Usuarios Calificados, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Centrales Eléctricas, Generadores y los Suministradores de Servicios Calificados están obligados a informar inmediatamente a través de los medios de intercambio de información con el Transportista o Distribuidor de cualquier falla en los elementos que integran los Sistemas Medición, en este sentido, el Transportista y Distribuidor también debe notificar a los Usuarios Calificados, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Centrales Eléctricas, Generadores y los Suministradores de Servicios Calificados, cuando se detecten fallas en el Sistema de Medición.

Transcurridas 24 horas a partir de que los sujetos obligados antes mencionados hayan informado de la falla en el Sistema de Medición al Transportista y Distribuidor y que no se inicie el proceso de atención, el Transportista y Distribuidor deben notificar por escrito al Usuario Calificado, Usuario Calificado Participante del Mercado, Centrales Eléctricas, Generadores y los Suministradores de Servicios Calificados de la necesidad de atender dicha falla; con copia al CENACE. La reparación de la falla a cargo del Usuario Calificado, Usuario Calificado Participante del Mercado, Centrales Eléctricas, Generadores y los Suministradores de Servicios Calificados no puede superar los treinta días naturales a menos que exista justificación técnica, esta justificación haya sido revisada y aceptada por Transportista y Distribuidor.

Una vez transcurridos treinta días naturales desde la notificación de la falla sin que el Usuario Calificado, Usuario Calificado Participante del Mercado, Centrales Eléctricas, Generadores o Suministradores de Servicios Calificados la hayan atendido y reparado, el CENACE en tanto no tenga una notificación de la solvencia o prórroga de los tiempos de atención de la falla, procederá a informarlo por escrito a la Comisión para su conocimiento, adicionalmente, el CENACE solicitará vía oficio al Usuario Calificado, Usuario Calificado Participante del Mercado, Centrales Eléctricas, Generadores o Suministradores de Servicios Calificados la atención de la falla del sistema de medición, en caso de continuar la omisión en la atención de la falla el CENACE debe nuevamente solicitar vía oficio su atención hasta que la falla sea atendida.

Una vez agotado este recurso y si el Usuario Calificado, Usuario Calificado Participante del Mercado, Centrales Eléctricas, Generadores o Suministradores de Servicios Calificados continúa sin realizar las acciones para la atención de la falla del sistema de medición, el CENACE debe presentar ante la CRE el expediente de las acciones realizadas para que ésta pueda evaluar la procedencia de iniciar un procedimiento de sanción en términos de la normatividad aplicable.

El procedimiento que debe observarse para la sustitución por falla de los Sistemas de Medición está descrito en el numeral 11.3.3 Instalación inicial y puesta en servicio de los Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista de este artículo.

Una vez atendida la falla en el Sistema de Medición conforme al párrafo anterior y ésta haya derivado en la sustitución de un elemento físico que lo conforma, el Participante del Mercado solicitará al CENACE en un plazo máximo de 10 días hábiles, la realización del diagnóstico del Sistema de Medición para constatar a través del Transportista o el Distribuidor según corresponda, el restablecimiento y correcto funcionamiento del Sistema de Medición.

11.3.5.1 Generador de Intermediación, Centrales Eléctricas y Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados

El Generador de Intermediación es un Participante del Mercado que tiene por objeto representar en el MEM a las Unidades de Centrales Eléctricas y Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, con el objeto de que las actividades de éstos sean compatibles y permitan llevar a cabo la correcta operación del MEM mediante el correcto registro de generación y consumo de conformidad con las Reglas del Mercado. Las Centrales Eléctricas y Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, se deben sujetar a las obligaciones conferidas en dicho Contrato, cuando en este no se encuentren definidas o especificadas obligaciones respecto a los plazos para reparar el Sistema de Medición incluido el sistema de comunicación, el Generador de Intermediación deberá realizar las acciones necesarias de conformidad con sus facultades para que sea atendida la falla de los Sistemas de Medición.

11.3.6 Revisión de los Sistemas de Medición en el Mercado Eléctrico Mayorista

La revisión de los Sistemas de Medición es un servicio que presta el Transportista o Distribuidor para comprobar el correcto funcionamiento e integridad de los elementos que constituyen el Sistema de Medición e instalación eléctrica, así como detectar anomalías y usos indebidos. Cuando las revisiones sean a petición del Usuario Calificado Participante del Mercado, el Usuario Calificado, Suministrador Calificado y Centrales Eléctricas, éstos deben cubrir el costo de cada revisión que soliciten. Por otra parte, cuando el Transportista o el Distribuidor realicen la revisión del Sistema de Medición sin que exista una solicitud previa, ésta será a su cargo.

El Transportista y Distribuidor tienen diez días hábiles para atender las solicitudes de revisión del Sistema de Medición.

El Transportista y Distribuidor deben observar el siguiente procedimiento general en la realización de revisiones:

- a. El personal del Transportista o Distribuidor se debe identificar con gafete vigente con fotografía y el aviso con el número de servicio respectivo. Se debe detallar en la Constancia de Revisión los datos de identificación de la persona con quien se haya atendido la revisión.
- b. El personal del Transportista o Distribuidor debe informar a la persona con quien se atiende la revisión, con no menos de cuarenta y ocho horas de anticipación previo a la realización de la misma, si es necesario llevar a cabo algún procedimiento, libranza, desconexión o desenergización necesaria que afecte el suministro eléctrico del Centro de Carga o la generación de la Central Eléctrica durante la revisión. Para el caso de la RNT, se deben coordinar y tramitar las Licencias correspondientes.
- c. El personal del Transportista o Distribuidor debe entregar una copia del aviso o solicitud de revisión a la persona con quien se atiende la misma debiendo recabar firma de acuse del usuario que atiende la revisión.
- d. Si de la revisión, se encuentran anomalías en los Sistemas de Medición o en las instalaciones eléctricas, que alteren o impidan el correcto funcionamiento e integridad de los mismos, o se encuentran fallas o errores en los equipos de medición o, se debe levantar una Constancia de Revisión de dicha situación. La persona mayor de edad con quien se atiende la visita puede plasmar en la constancia de revisión lo que a su derecho convenga.
- e. Se deberá dejar asentado en la Constancia de Revisión los números de sellos de los componentes del Sistema de Medición encontrados con respecto de la última revisión realizada, o en su caso, respecto de la última verificación efectuada por una UVAA o una UI, para asegurar que dichos números coinciden con los últimos instalados.
- f. Se debe dejar copia de la Constancia de Revisión a la persona con la que se atendió la misma, recabando el personal del Transportista o Distribuidor el acuse de recibido de dicha constancia. La Constancia de Revisión es válida aún cuando se niegue a firmarla dicha persona.
- g. Al término de la revisión, el personal del Transportista o Distribuidor debe instalar dispositivos y sellos de seguridad a los componentes del Sistema de Medición, mismos que deben de mantenerse íntegros hasta la próxima revisión o en su caso, con la verificación que realizara una UVAA o una UI obligándose el Usuario Final a dar aviso inmediato al Transportista o Distribuidor de detectarse su ausencia o alteración, a fin de evitar cualquier responsabilidad.
- h. En caso de que no sea posible realizar la revisión, se debe asentar tal circunstancia en la Constancia de Revisión.

- i. Cuando el Transportista o Distribuidor detecten alguna anomalía en las instalaciones o en el Sistema de Medición que alteren o impidan su correcto funcionamiento o detecte que se generó alguna afectación a la integridad de los registros de medición de estos Sistemas de Medición, procederá la Suspensión del Suministro Eléctrico. Se debe asentar en la Constancia de Revisión los motivos de la suspensión.
- j. En caso de que el Transportista o Distribuidor compruebe errores en los Registros de Medición se aplicará la estimación establecida en el Manual de Medición para Liquidaciones vigente.

En caso de suspensión del suministro eléctrico el Transportista o Distribuidor debe informar y proporcionar el resultado de la revisión al Usuario Calificado Participante del Mercado, Generador o al Suministrador Calificado en un plazo no mayor a cinco días hábiles y mostrar las evidencias correspondientes de las anomalías, usos indebidos, los errores o fallas de los Sistemas de Medición y quedar asentadas en la Constancia de Revisión las acciones correctivas.

El Transportista o Distribuidor debe informar y proporcionar en un plazo no mayor a diez días hábiles al Usuario Calificado Participante del Mercado, Generador o al Suministrador Calificado el resultado de la revisión, mostrar las evidencias correspondientes de las anomalías, usos indebidos, los errores o fallas de los Sistemas de Medición y quedar asentado en la Constancia de Revisión sobre las acciones correctivas y plazos para su realización, conforme lo siguiente:

- a. El reemplazo del Sistema de Medición por parte del Centro de Carga o Central Eléctrica.
- b. El retiro o corrección de las instalaciones que eviten, alteren o impidan el funcionamiento normal de los Sistemas de Medición. El Centro de Carga o Central Eléctrica puede optar por realizar la corrección de la anomalía en su Instalación a través de los servicios del Transportista o el Distribuidor mediante la formalización del Convenio o Contrato correspondiente.

Al término de las acciones correctivas realizadas en el plazo señalado en la Constancia de Revisión, se debe llevar a cabo por parte del Transportista o Distribuidor nuevamente el procedimiento antes referido, con el fin de constatar el correcto funcionamiento e integridad de los Sistemas de Medición, emitiendo la Constancia de Revisión correspondiente.

11.3.7 Verificación de los Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

Las visitas de verificación tienen el objetivo de asegurar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 o la que la modifique o sustituya en materia de Sistemas de Medición y transformador de medida.

El Transportista o Distribuidor debe verificar a través de la UVAA o la UI de conformidad con el método de muestreo indicado en la NOM-001-CRE/SCFI-2019 y en cumplimiento del procedimiento de evaluación de la conformidad respectivo o de la regulación que la modifique o sustituya en materia de Sistemas de Medición, los Sistemas de Medición instalados para asegurar que se ajusten a la exactitud.

Las verificaciones pueden ser realizadas a petición de parte por lo que, su costo debe ser cubierto ya sea por el Usuario Calificado Participante del Mercado, Generador, Suministrador Calificado o por el Transportista o Distribuidor que la solicite.

En caso de que el Transportista o Distribuidor compruebe errores en los Registros de Medición se debe aplicar la estimación establecida en el Manual de Medición para Liquidaciones vigente.

Cuando exista alguna queja respecto a la medición de los consumos de energía eléctrica, pueden ser consideradas las lecturas de los medidores de respaldo para constatar las mediciones del Sistema de Medición. Puede solicitarse que una UVAA o UI realice una verificación del Sistema de Medición, la parte que no tenga la razón debe pagar el costo de la verificación.

Cuando derivado de la verificación al Sistema de Medición se identifique que no se ajustan a la exactitud establecida en la norma correspondiente, el Transportista o Distribuidor deben retirarlos y sustituirlos por los que cumplan con la misma. La UVAA o UI procederán conforme lo establece la norma oficial mexicana vigente o el instrumento jurídico aplicable, entregando copia del acta circunstanciada y el dictamen de verificación al Usuario Final.

11.3.8 Costo de las actividades para la puesta en servicio y correcta operación de los Sistemas de Medición en el MEM

Los costos, términos y condiciones en los que se deben realizar las actividades para la instalación inicial, sustitución por falla, revisión, diagnóstico y pruebas de los Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista, serán establecidos en el contrato de servicios correspondiente que, para tal efecto emita la Comisión.

11.3.9 Liquidaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

Las liquidaciones deben realizarse conforme a lo establecido en el Manual de Liquidaciones vigente. En caso de no contarse con los registros de medición, el Transportista y Distribuidor debe realizar las estimaciones conforme lo indique el Manual de Medición para Liquidaciones vigente.

Para lo anterior, se debe contemplar que la estimación debe aplicar tanto a la Liquidación de CENACE como a los registros de medición estimados que se entreguen al Suministrador para la facturación de los Usuarios Calificados.

11.3.10 Adquisición de datos de telemetría en tiempo real para el cumplimiento del Código de Red

Los Usuarios Calificados y Usuarios Calificados Participantes del Mercado, pueden solicitar al Transportista o Distribuidor los Registros de Medición de las variables eléctricas que le sean útiles para comprobar el cumplimiento de los requisitos del Código de Red vigente, cuando el medidor contenga dicha funcionalidad o sea un Centro de Carga con una demanda mayor o igual a 1 MW. En el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centros de Carga al Sistema Eléctrico Nacional, del Código de Red vigente, de manera enunciativa más no limitativa, en la tabla A siguiente se indican las variables sujetas a cumplimiento:

Tabla A: Variables eléctricas para comprobar el cumplimiento de los requisitos del Código de Red.

Tensión de Suministro	Demanda	Variable	Requerimiento de Código de Red ¹	Registro de medición	Variable
Media y Alta tensión	Mayor o igual a 1 MW	Tensión	Variación de tensión de manera permanente	Registros de medición acumulada en intervalos de cinco minutos	Tensiones máximas, mínimas y promedio
			Variación de tensión de manera temporal.		
			Condiciones transitorias de variación de tensión.		
		Factor de Potencia	Factor de Potencia	Factor de Potencia promedio de cinco minutos	Factor de Potencia
		Frecuencia	Variaciones de frecuencia de manera permanente y temporal.	Variación de frecuencia	Frecuencia
			Variaciones de frecuencia ante la conexión o desconexión de carga.		
		Armónicas	Distorsión armónica total de demanda	Armónicas	Armónica de Tensión
					Armónica de Corriente
Fluctuaciones de tensión (parpadeo o flicker)	Variación de tensión de corto plazo Pst	Parpadeo o Flicker	Parpadeo de tensión		
Fluctuaciones de tensión (parpadeo o flicker)	Variación de tensión de largo plazo Plt	Parpadeo o Flicker	Parpadeo de tensión		

1 Para mayor información se debe consultar el documento normativo Disposiciones Administrativas de Carácter General que contiene los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, vigente.

El Usuario Calificado o Usuario Calificado Participante del Mercado, puede solicitar por escrito al Transportista o Distribuidor los Registros de Medición para evaluar su comportamiento con los requerimientos establecidos en el Código de Red.

La entrega de la información de los Registros de Medición, el formato de estos y los medios, será definido por el Transportista o Distribuidor, dicha entrega debe realizarse en los términos y condiciones que a continuación se describen.

1. Para que sea factible la entrega de información del Medidor, deben cumplirse las siguientes condiciones:
 - a) El Centro de Carga debe contar con Sistemas de Medición y éstos deben cumplir con lo establecido en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, Manual de Medición para Liquidaciones en lo aplicable y en las normas oficiales mexicanas aplicables.
 - b) Los representantes de los Centros de Carga deben cumplir con los requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones que se establezcan en los procedimientos para compartir la información del Transportista y Distribuidor.
2. La entrega de la información se realizará en los siguientes términos:
 - a) Los Registros de Medición de telemetría en tiempo real serán entregados en un plazo no mayor a treinta días naturales posteriores a que sean solicitados.
 - b) La información podrá ser tanto del Medidor principal como del Medidor de respaldo, a elección del representante del Centro de Carga.
3. La información de los Medidores será de los registros de medición y se limitará a proporcionarlos tal y como los provea el Sistema de Medición sin obligación del Transportista o Distribuidor de realizar análisis o proceso adicional a dichos registros.
4. La información de los parámetros registrados por los Medidores debe ser entregada siempre a través de un medio o red de comunicaciones que cumpla todas las medidas de ciberseguridad establecidas por el Transportista y Distribuidor. El sistema podrá ser un servicio Web (*Web service* por su nombre en inglés).
 - a) Una vez que los Centros de Carga hayan cumplido con lo establecido en el numeral 1, incisos a) y b) de esta sección, el Transportista o Distribuidor serán responsables de llevar a cabo las actividades necesarias para la entrega de la información de los Medidores principal o de respaldo según corresponda, a fin de que dicha entrega no incida sobre el funcionamiento del Sistema de Medición.

No se permitirá la intervención física de cualquier elemento del Sistema de Medición sin previo acuerdo con el Transportista o Distribuidor, esto deberá estar técnicamente justificado.

11.3.11 Estratificación de los Sistemas de Medición por tipo de usuario

A continuación, se incluyen los requisitos generales en materia de medición para el MEM por tipo de usuario:

Tabla B: Requerimientos generales en materia de medición para Centros de Carga¹.

Información Nuevos Usuarios Calificados	
Características de los Centros de Carga	<ol style="list-style-type: none"> 1. Servicio Individual de conformidad con lo previsto en el Transitorio Décimo Quinto de la Ley de la Industria Eléctrica (publicada el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación). 1. Modalidad de Agregación de cargas de conformidad con lo previsto en el ACUERDO de carácter general por el que se determina el concepto de demanda y los requisitos para la agregación de Centros de Carga para ser considerados como Usuarios Calificados (publicada el 26 de enero de 2016 en el Diario Oficial de la Federación)
Sistema de Medición	Instalación de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Medidor con perfil de energía con comunicación (Principal y Respaldo). 2. Transformadores de Instrumento. 3. Sistema de Sincronía de tiempo (MTIC). 4. Sistema de Comunicación (MTIC). 5. Servidor concentrador (MTIC) y Software de Gestión de Datos (MTIC y Bases del Mercado Eléctrico Mayorista).

¹ La información de los requerimientos del sistema de medición se desarrolla con mayor detalle en la Tabla C.

Tabla C. Estratificación de los sistemas de medición para Centros de Carga.

CENTROS DE CARGA NUEVOS O EXISTENTES								
ORDENAMIENTO	CARACTERÍSTICA	Baja Tensión (RGD)		Media Tensión (RGD)				Alta Tensión (RNT)
		25 kW ≤ 60 kW	≥ 60 kW	25 kW ≤ 60 kW	60 ≤ 250 kW	250 kW < 1 MW	> 1MW	Cualquier demanda
NOM-001-CRE/SCFI-2019	Tipo de medición	MSCP ST	MSCP CT	MSCP ST	MSCP CT	MSCP CT	MCCP CT	MCCP CT
BME Capítulos: 16.1.3*, 16.1.6, 16.1.7 MML Capítulos: 1.3.5, 3.1.3, 3.1.9, 3.2.3, 3.2.4, 5.1.7, 5.2.1 RES/262/2021 Cláusula Tercera, inciso M** RES/281/2021 Cláusula Tercera, inciso M*** RES/549/2021 Cláusula Tercera, inciso M****	Medidor para medición de respaldo.	Opcional**	Opcional**	Opcional***	Opcional***	Opcional***	Obligatorio* (Actividades en el MEM) Opcional**** (Suministro Básico)	Obligatorio* (Actividades del MEM) Opcional**** (Suministro Básico)
BME Capítulos: 16.1.2 MML Capítulos: 3.2.3, 3.3.3 MTIC Tablas 7 A y 7 B	Transformadores de Medida exclusivos.	N.A.	Obligatorio	N.A.	Obligatorio Definido en el estudio de conexión	Obligatorio Definido en el estudio de conexión	Obligatorio Definido en el estudio de conexión	Obligatorio Definido en el estudio de conexión
BME Capítulos 16.1.3, 16.1.10 MML Capítulos 3.2.3, 3.2.4, 3.3.2	Localización del medidor definido en el estudio de conexión	Medición en el nivel de tensión del Punto de Conexión		Medición en secundario del transformador de distribución	Medición en secundario del transformador de distribución con TC	Medición en el nivel de tensión del Punto de Conexión con ECM o TIM	Medición en el nivel de tensión del Punto de Conexión	
	Factor de ajuste por pérdidas de transformación.	N.A.		Aplicación del Factor de ajuste del 2%		N.A.		
NOMENCLATURA								
RLIE Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica BME Bases del Mercado Eléctrico MML Manual de Medición para Liquidaciones MTIC Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.		MSCP ST Medición sin calidad de la potencia sin transformador MSCP CT Medición sin calidad de la potencia con transformador MCCP ST Medición con calidad de la potencia con transformador N.A. No Aplica RGD Red General de Distribución			TC Transformador de corriente tipo dona TIM Transformador Integrado de medición. ECM Equipo combinado de medición. kW kilowatt MW Megawatt RNT Red Nacional de Transmisión			
NOM-001-CRE/SCFI-2019 Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de medida-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad. RES/262/2021 RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que aprueba el Modelo de Contrato mercantil para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en baja tensión en la modalidad de postpago presentado por CFE Suministrador de Servicios Básicos y su Anexo Único. RES/281/2021 RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que aprueba el Modelo de Contrato Mercantil para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en media tensión en la modalidad de post-pago presentado por CFE Suministrador de Servicios Básicos y su Anexo Único. RES/549/2021 RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que aprueba el Modelo de Contrato Mercantil para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en alta tensión en la modalidad de postpago presentado por CFE Suministrador de Servicios Básicos y su Anexo Único.								

Tabla D. Estratificación de los sistemas de medición para Centrales Eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

CENTRALES ELÉCTRICAS (SIN)								
Ordenamiento	Características	Tipo A* P < 0.5 MW			Tipo B 0.5 ≤ P < 10 MW		Tipo C 10 ≤ P < 30 MW	Tipo D P ≥ 30 MW
		Capacidad Instalada			Capacidad Instalada		Capacidad Instalada	Capacidad Instalada
		< 0.05 MW	< 0.250 MW	0.250 < 0.5 MW	0.5 ≤ 5 MW	< 10 MW	10 ≤ P < 30 MW	≥ 30 MW
	Nivel de tensión (Punto de Interconexión)	BT (RGD)	BT (RGD)	MT (RGD)	MT (RGD)	AT (RNT) y MT (RGD)	AT (RNT) y MT (RGD)	AT (RNT)
NOM-001-CRE/SCFI-2019	Tipo de medición	MSCP ST	MSCP CT	MSCP CT	MCCP CT		MCCP CT	MCCP CT
BME 16.1.3, 16.1.6, 16.1.7, 8.4.3 b)* MML 1.3.5, 3.1.3, 3.1.9, 3.2.3, 3.2.4, 5.1.7, 5.2.1	Medición de respaldo	Obligatorio*	Obligatorio*	Obligatorio*	Obligatorio		Obligatorio	Obligatorio
BME 16.1.2 MML 3.2.3, 3.3.3 , 4.1.1, 4.1.3 MTIC 4.1.5 (PMU), Tablas 6.A, B, C y D	Transformadores de Medida exclusivos para la medición de liquidación del MEM	N.A.	Obligatorio*	Obligatorio*	Obligatorio Definido en el estudio de interconexión		Obligatorio Definido en el estudio de interconexión	Obligatorio Definido en el estudio de interconexión
	Localización del medidor		Si la medición se encuentra en el lado de BT, aplica un factor de ajuste del 2%.	Medición en el nivel de tensión del Punto de Interconexión.				
* Aplicable únicamente a la Generación Distribuida que requiera participar en el MEM de conformidad con las DACG de GD vigentes								
NOMENCLATURA								
RLIE Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica BME Bases del Mercado Eléctrico MML Manual de Medición para Liquidaciones MTIC Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.			MSCP ST Medición sin calidad de la potencia sin transformador MSCP CT Medición sin calidad de la potencia con transformador MCCP CT Medición con calidad de la potencia con transformador N.A. No Aplica RGD Red General de Distribución			kW kilowatt MW Megawatt RNT Red Nacional de Transmisión TIM Transformador Integrado de Medición DACG de GD Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida		
NOM-001-CRE/SCFI-2019 Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de medida-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.								

Tabla E. Estratificación de los sistemas de medición para Centrales Eléctricas en el Sistema Interconectado de Baja California (BC).

		CENTRALES ELÉCTRICAS (BC)						
Ordenamiento	Características	Tipo A* P < 0.5 MW			Tipo B 0.5 ≤ P < 5 MW		Tipo C 5 ≤ P < 20 MW	Tipo D P ≥ 20 MW
		Capacidad Instalada			Capacidad Instalada		Capacidad Instalada	Capacidad Instalada
		< 0.05 MW	< 0.25 MW	0.25 < 0.5 MW	0.5 ≤ 2 MW	< 5 MW	5 ≤ P < 20 MW	≥ 20 MW
	Nivel de tensión (Punto de Interconexión)	BT (RGD)	BT (RGD)	MT (RGD)	MT (RGD)	AT (RNT) y MT (RGD)	AT (RNT) y MT (RGD)	AT (RNT)
Acuerdo CRE A/036/2018 NOM-001-CRE/SCFI-2019	Tipo de medición	MSCP ST	MSCP CT	MSCP CT	MCCP CT	MCCP CT	MCCP CT	
BME 16.1.3, 16.1.6, 16.1.7, 8.4.3 b)* MML 1.3.5, 3.1.3, 3.1.9, 3.2.3, 3.2.4, 5.1.7, 5.2.1	Medición de respaldo	Obligatorio* Opcional	Obligatorio* Opcional	Obligatorio* Opcional	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio	
BME 16.1.2 MML 3.2.3, 3.3.3 , 4.1.1, 4.1.3 MTIC 4.1.5 (PMU), Tablas 6.A, B, C y D	Transformadores de Medida exclusivos para la medición de liquidación del MEM	N.A.	Obligatorio*	Obligatorio*	Obligatorio Definido en el estudio de interconexión	Obligatorio Definido en el estudio de interconexión	Obligatorio Definido en el estudio de interconexión	
	Localización del medidor		Si la medición se encuentra en el lado de BT, aplica un factor de ajuste del 2%.	Medición en el nivel de tensión del Punto de Interconexión.				
		* Aplicable únicamente a la Generación Distribuida que requiera participar en el MEM de conformidad con las DACG de GD vigentes						
NOMENCLATURA								
RLIE Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica BME Bases del Mercado Eléctrico MML Manual de Medición para Liquidaciones MTIC Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.			MSCP ST Medición sin calidad de la potencia sin transformador MSCP CT Medición sin calidad de la potencia con transformador MCCP ST Medición con calidad de la potencia con transformador N.A. No Aplica RGD Red General de Distribución			kW kilowatt MW Megawatt RNT Red Nacional de Transmisión DACG de GD Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida		
NOM-001-CRE/SCFI-2019 Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de medida-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.								

Tabla F. Estratificación de los sistemas de medición para Centrales Eléctricas en el Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS).

		CENTRALES ELÉCTRICAS (BCS)						
Ordenamiento	Característica	Tipo A* P < 0.5 MW			Tipo B 0.5 ≤ P < 3 MW		Tipo C 3 ≤ P < 10 MW	Tipo D P ≥ 10 MW
		Capacidad Instalada			Capacidad Instalada		Capacidad Instalada	Capacidad Instalada
		< 0.05 MW	< 0.25 MW	0.25 < 0.5 MW	0.5 ≤ 1 MW	< 3 MW	3 ≤ P < 10 MW	≥ 10 MW
	Nivel de tensión (Punto de Interconexión)	BT (RGD)	BT (RGD)	MT (RGD)	MT (RGD)	AT (RNT) y MT (RGD)	AT (RNT) y MT (RGD)	AT (RNT)
NOM-001-CRE/SCFI-2019	Tipo de medición	MSCP ST	MSCP CT	MSCP CT	MCCP CT		MCCP CT	MCCP CT
BME 16.1.3, 16.1.6, 16.1.7, 8.4.3 b)* MML 1.3.5, 3.1.3, 3.1.9, 3.2.3, 3.2.4, 5.1.7, 5.2.1	Medición de respaldo	Obligatorio* Opcional	Obligatorio* Opcional	Obligatorio* Opcional	Obligatorio		Obligatorio	Obligatorio
BME 16.1.2 MML 3.2.3, 3.3.3 , 4.1.1, 4.1.3 MTIC 4.1.5 (PMU), Tablas 6.A, B, C y D	Transformadores de Medida exclusivos para la medición de liquidación del MEM	N.A.	Obligatorio*	Obligatorio*	Obligatorio		Obligatorio	Obligatorio
	Localización del medidor		Si la medición se encuentra en el lado de BT, aplica un factor de ajuste del 2%.	Medición en el nivel de tensión del Punto de Interconexión.				
		* Aplicable únicamente a la Generación Distribuida que requiera participar en el MEM de conformidad con las DACG de GD vigentes						
NOMENCLATURA								
RLIE Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica BME Bases del Mercado Eléctrico MML Manual de Medición para Liquidaciones MTIC Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.			MSCP ST Medición sin calidad de la potencia sin transformador MSCP CT Medición sin calidad de la potencia con transformador MCCP ST Medición con calidad de la potencia con transformador N.A. No Aplica RGD Red General de Distribución			kW kilowatt MW Megawatt RNT Red Nacional de Transmisión DACG de GD Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida		
NOM-001-CRE/SCFI-2019 Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de medida-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.								

Tabla G. Estratificación de los sistemas de medición para Centrales Eléctricas en el Sistema Interconectado de Mulegé.

		CENTRALES ELÉCTRICAS (Mulegé)					
Ordenamiento	Características	Tipo A* P < 0.5 MW			Tipo B 0.5 ≤ P < 1 MW	Tipo C 1 ≤ P < 3 MW	Tipo D P ≥ 3 MW
		Capacidad Instalada			Capacidad Instalada	Capacidad Instalada	Capacidad Instalada
		< 0.05 MW	< 0.25 MW	0.25 < 0.5 MW	0.5 ≤ P < 1 MW	1 ≤ P < 3 MW	≥ 3 MW
	Nivel de tensión (Punto de Interconexión)	BT (RGD)	BT (RGD)	MT (RGD)	AT (RNT) y MT (RGD)	AT (RNT) y MT (RGD)	AT (RNT)
NOM-001-CRE/SCFI-2019	Tipo de medición	MSCP ST	MSCP CT	MSCP CT	MCCP CT	MCCP CT	MCCP CT
BME 16.1.3, 16.1.6, 16.1.7, 8.4.3 b)* MML 1.3.5, 3.1.3, 3.1.9, 3.2.3, 3.2.4, 5.1.7, 5.2.1	Medición de respaldo	Obligatorios* Opcional	Obligatorios* Opcional	Obligatorio* Opcional	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio
BME 16.1.2 MML 3.2.3, 3.3.3 , 4.1.1, 4.1.3 MTIC 4.1.5 (PMU), Tablas 6.A, B, C y D	Transformadores de Medida exclusivos para la medición de liquidación del MEM	N.A.	Obligatorios	Obligatorios	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio
	Localización del medidor		Si la medición se encuentra en el lado de BT, aplica un factor de ajuste del 2%.	Medición en el nivel de tensión del Punto de Interconexión.			
		* Aplicable únicamente a la Generación Distribuida que requiera participar en el MEM de conformidad con las DACG de GD vigentes					
NOMENCLATURA							
RLIE Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica BME Bases del Mercado Eléctrico MML Manual de Medición para Liquidaciones MTIC Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.		MSCP ST Medición sin calidad de la potencia sin transformador MSCP CT Medición sin calidad de la potencia con transformador MCCP ST Medición con calidad de la potencia con transformador N.A. No Aplica RGD Red General de Distribución			kW kilowatt MW Megawatt RNT Red Nacional de Transmisión DACG de GD Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida		
NOM-001-CRE/SCFI-2019 Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de medida-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.							

11.4 Se deroga

11.5 Se deroga

11.6 Se deroga

11.7 Se deroga

11.8 Se deroga

11.9 Se deroga

Artículo 12. [...]

Artículo 13. [...]

Artículo 14. [...]

Artículo 15. [...]

[...]

15.4. [...]

En el caso de suspensiones del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, ocasionadas por causas distintas a las señaladas en el artículo 41 de la Ley, que tengan una duración mayor que la establecida por la Comisión en materia de Continuidad, el CENACE o el Suministrador deberá bonificar a los Usuarios Finales según corresponda, al expedir la factura respectiva, una cantidad igual a dos veces el importe del suministro eléctrico que hubiere estado disponible de no ocurrir la suspensión y que ese Usuario hubiere tenido que pagar. Para calcular dicho importe se tomará como base el consumo y el precio medio de la factura del periodo anterior a la suspensión. En caso de no existir consumo en la factura del periodo previo se considerará el último valor medido distinto de cero. Para la aplicación de lo anterior, se considerará como periodo de suspensión el tiempo reportado en horas completas por el Usuario Final.

Los importes por bonificaciones que el CENACE o el Suministrador haya realizado a los Usuarios Finales podrá requerirlos según corresponda, al Transportista o Distribuidor responsable, de conformidad con lo establecido en los respectivos contratos o convenios celebrados entre el CENACE, el Transportista, Distribuidor y Suministradores.

Artículo 16. [...]

Artículo 17. [...]

Artículo 18. [...]

18.1.[...]

Los Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor que imposibiliten a la parte afectada a cumplir con cualquiera de sus obligaciones establecidas en el contrato o en estas CGPS, se deben aplicar de conformidad con la definición de Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor establecida en el Código de Red vigente.

Se deroga

Se deroga

Se deroga

Se deroga

Se deroga

18.2. [...]

[...]

[...]

[...]

[...]

[...]

[...]

Cuando por caso fortuito o fuerza mayor en el Sistema Eléctrico Nacional, el Transportista o Distribuidor interrumpa, restrinja o modifique las características del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, lo hará del conocimiento de los Suministradores y de los Usuarios Finales por los medios de comunicación masivos con mayor difusión en las localidades, o a través de su página de internet y demás medios de comunicación que determine el Transportista o el Distribuidor, señalando la cuantía y duración de la suspensión o restricción, así como los días y horas en que ocurrieron y las zonas afectadas. En caso de que la suspensión, restricción o modificación de las características del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica a que se refiere el párrafo anterior haya de prolongarse por más de tres días naturales, el Transportista o Distribuidor debe informarlo al CENACE y presentar para su aprobación ante la Comisión el programa que se aplicará para enfrentar la situación. Dicho programa debe procurar que la suspensión, restricción o modificación de las características del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica provoque los menores inconvenientes posibles para los Suministradores y los Usuarios Finales y establecer los criterios aplicables para la asignación de la energía disponible entre los diferentes destinos y tipos de Usuarios. Por otra parte, cuando por falta de capacidad o de energía eléctrica suficiente ocasionada por caso fortuito o fuerza mayor en el Sistema Eléctrico Nacional el CENACE interrumpa, restrinja o modifique las características del Suministro Eléctrico, lo hará del conocimiento de los Suministradores y de los Usuarios Finales por los medios de comunicación masivos con mayor difusión en las localidades, o a través de su página de internet y demás medios de comunicación que determine éste, señalando la cuantía y duración de la suspensión o restricción, así como los días y horas en que ocurrieron y las zonas afectadas.

[...]

18.3. [...]

[...]

18.4. [...]

Cuando ocurra un Caso Fortuito o Fuerza Mayor que impida totalmente la prestación del Servicio Público de Transmisión o Distribución, el Usuario de transmisión y/o distribución no estará obligado a pagar la Tarifa regulada durante el Caso Fortuito o Fuerza Mayor, ni estará obligado al cumplimiento de ninguna otra obligación que en otras circunstancias le sea exigible. Si el Caso Fortuito o Fuerza Mayor resulta en un impedimento parcial del Transportista o el Distribuidor en prestar el servicio de transmisión o distribución, el Usuario de transmisión y/o distribución pagará al Transportista la parte proporcional del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica que se haya prestado conforme a la Tarifa regulada, según sea el caso.

18.5. Casos Excepcionales [...]

Los eventos catalogados como casos excepcionales en términos del Código de Red vigente no serán considerados en los indicadores de los Usuarios del SEN que se vean afectados por estos. La información que debe contener la evidencia para validar Casos Excepcionales se debe presentar conforme a la estructura y características que define el Código de Red vigente.

Artículo 19. [...]

Artículo 20. [...]

Artículo 21. [...]

Artículo 22. [...]

Artículo 23. [...]

Artículo 24. [...]

Apéndice B. Se deroga

Apéndice B1. Lineamientos que establecen el Pprocedimiento para la Atención de Solicitudes y Quejas del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y lo relativo a los Informes Públicos y de Desempeño del Transportista y el Distribuidor

Como parte de las Disposiciones Administrativas para la Prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, en el presente Apéndice se incluyen los plazos para la Atención de Solicitudes y Quejas en la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, así como los lineamientos para la elaboración, entrega y evaluación de los informes públicos y de desempeño del Transportista y el Distribuidor.

Los Usuarios Finales deben presentar sus Solicitudes y Quejas sobre el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica ante los Suministradores o el CENACE, según corresponda. El Transportista y el Distribuidor deben atender y responder las Solicitudes y Quejas de los Suministradores y el CENACE. Lo anterior con fundamento en lo dispuesto en los artículos 27, fracción VII de la LIE y 119 y 121 del Reglamento.

Por otra parte, el presente Apéndice también establece el contenido mínimo para la elaboración del Informe público y de Desempeño que los prestadores del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica deben cumplir, registrar y reportar a la Comisión y al público en general.

Tabla de contenido

B1.1 Generales

De las Solicitudes

B1.2 Sobre los plazos para la atención de solicitudes del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

B1.3 Sobre la trazabilidad de la atención de solicitudes en el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica que deben llevar a cabo los prestadores de dichos servicios

De las quejas

B1.4 Sobre los lineamientos y el procedimiento para la atención de quejas

B1.5 Causales para la presentación de quejas

B1.6 Sobre los plazos para la atención de quejas del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

B1.7 Sobre la Trazabilidad de la atención de quejas en el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica que deben llevar a cabo los prestadores de dichos servicios

De los indicadores de desempeño y métricas de calidad del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

B1.8 Sobre los indicadores de desempeño

B1.9 Sobre las métricas de calidad del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía de Energía Eléctrica

Sobre los Informes Públicos y de Desempeño

B1.10 Sobre el Informe Público y de Desempeño

B1.11 Evaluación anual de los informes de desempeño

Sobre el Boletín Electrónico

B1.12 Boletín Electrónico

B1.13 Publicidad de la Información

B1.1 Generales

El cumplimiento del presente Apéndice es de carácter obligatorio para el Transportista y el Distribuidor. Las métricas referidas son de carácter mínimo y no limitativo, por lo que el Transportista y el Distribuidor quedan en libertad de definir medidas, acciones y mecanismos adicionales para la atención de solicitudes y quejas interpuestas por los Usuarios Finales a través de los Suministradores y el CENACE.

El Transportista y el Distribuidor, fijaran métodos y mecanismos adicionales para establecer los canales de comunicación con los Suministradores y el CENACE, con el objeto de llevar a cabo el registro, la atención, el seguimiento, la terminación o negativa respecto a las solicitudes y quejas presentadas por los Usuarios Finales a través de los Suministradores y el CENACE.

Se debe entender por población rural o población urbana conforme al glosario vigente del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática.

De las Solicitudes

B1.2. Sobre los plazos para la atención de solicitudes del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

Se considera, Solicitudes a la petición de prestación del Servicio Público de Trasmisión y Distribución de Energía Eléctrica, de un Usuario Final a través del Suministrador o el CENACE. El Distribuidor y el Transportista deben cumplir con los plazos de atención establecidos en la Tabla 1 y llevar un registro de estos de forma desagregada por división o región según corresponda, la información de los registros debe mantenerse conforme a los plazos de conservación de información de la Ley General de Archivos vigente.

Tabla 1. Plazo para la atención a Solicitudes y meta de cumplimiento del servicio de suministro.

Solicitudes	Sujeto obligado	Descripción	Unidad	Urbano	Rural	% Cumplimiento
Conexión de nuevos suministros en baja tensión (CNSB)	Distribuidor	Tiempo máximo para conectar nuevos suministros en baja tensión.	Día Natural	7	9	90%
Conexión de nuevos suministros en media tensión (CNSM)	Distribuidor	Tiempo máximo para conectar nuevos suministros en media tensión.	Día Natural	7	9	90%
Reconexión de servicios suspendidos por falta de pago (RSSFP)	Distribuidor	Porcentaje de eventos atendidos para reanudar el suministro suspendido dentro del tiempo máximo comprometido.	Día Natural	4	5	90%
Modificación de Acometida para incrementar la carga en servicios de baja tensión (2 hilos)	Distribuidor	Tiempo máximo para modificar la acometida y medidor para un incremento de carga en suministros de baja tensión (2 hilos).	Día Natural	10	10	90%
Atención a solicitud de revisión del medidor	Transportista Distribuidor	Tiempo máximo para realizar una revisión del medidor a solicitud del Suministrador.	Día Hábil	5	10	90%
Atención a solicitud de sustitución del medidor	Distribuidor Transportista	Tiempo máximo para reemplazar un medidor dañado sin afectación del suministro a solicitud del Usuario Final. *Cuando el Distribuidor haya detectado la necesidad de sustituir el medidor por cualquier otra causa, el plazo máximo será igual al periodo de facturación del servicio mensual.	Día Natural	5	10	90%
Notificación de interrupción programada del servicio	Transportista Distribuidor	Notificación por parte del Transportista y/o del Distribuidor al Usuario Final o al respectivo Suministrador conforme al artículo 66 de la LIE sobre una interrupción programada del servicio por cualquier causa.	Horas	48	48	90%

B1.3. Sobre la trazabilidad de la atención de Solicitudes en el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica que deben llevar a cabo los prestadores de dichos servicios

- I. Para efectos del presente apartado se entiende por Trazabilidad al conjunto de medidas, acciones y procedimientos que permiten registrar e identificar una solicitud del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica desde su origen hasta su terminación. Los Usuarios Finales deben realizar sus solicitudes del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica a través de su Suministrador, pudiéndose aplicar a personas físicas o morales que hayan celebrado contratos para la adquisición del Suministro Eléctrico en cualquiera de sus modalidades. En el caso particular de los Usuarios Calificados, que no estén representados por un Suministrador de Servicios Calificados, las solicitudes se deben realizar a través del CENACE.
- II. El Transportista y el Distribuidor deben contar con un Sistema de Información para el registro, control y seguimiento de la atención de solicitudes del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica presentadas por los Suministradores y el CENACE, dicho sistema debe permitirles conocer el estado que guarda la atención de éstas.
- III. El Sistema de Información debe generar un número de registro como acuse de recepción de solicitud, el cual permita dar seguimiento a la atención de estas, de acuerdo con los Plazos establecidos en la Tabla 1 del presente Apéndice.
- IV. La solicitud del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica registrada debe contener al menos la siguiente información no limitando la integración de datos adicionales:
 - a) Fecha y hora de registro de la Solicitud.
 - b) Datos generales del Usuario Final que presente la solicitud del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica: nombre, dirección, cruce de calles y el número de Registro Móvil de Usuario (RMU), en caso de que sea un usuario ya registrado.
 - c) Datos generales del tipo de suministro del Usuario Final: Tipo de suministro (Básico o Calificado), Tarifa en caso de aplicar, Tensión de Suministro.

Los datos incluidos en los escritos de solicitudes deben ser manejados con estricto apego a lo establecido en el artículo 21 de las CGPS referente al Uso Indevido de la Información.

De las Quejas**B1.4. Sobre los lineamientos y el procedimiento para la atención de quejas**

La atención a quejas que presenten los Suministradores y/o el CENACE ante el Transportista o el Distribuidor debe observar los plazos y obligaciones establecidas en el artículo 119 del Reglamento.

Las quejas derivadas de la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica pueden ser clasificadas como procedentes cuando se determine que la causa de ésta es atribuible al Transportista o Distribuidor, de acuerdo con las obligaciones y disposiciones de la Ley, su Reglamento y demás disposiciones emitidas por la Comisión. Asimismo, se consideran quejas improcedentes, todas aquellas donde se determine que no existe responsabilidad por parte del Transportista o el Distribuidor, en el entendido de que ésta, estará determinada por el alcance de sus obligaciones hacia el Suministrador y el CENACE.

Los procedimientos para la atención a quejas relacionada con el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica a las que se refiere la fracción VII del artículo 27 de la LIE se establecen en el Artículo 119 del Reglamento, y se entenderá lo siguiente al respecto de la desagregación de las quejas en rubros:

- a) En materia comercial; actividades relacionadas con la suspensión del servicio sin previa notificación o indebidas y otras causales de carácter comercial, y desagregadas por las modalidades existentes (suministro básico y calificado)
- b) De Medición y distribución. sistemas de medición, comunicación, interrupciones y cambios súbitos el suministro de energía, otras causales técnicas, y
- c) Procedentes e improcedentes: será procedente cuando la causa que originó la queja es atribuible al Transportista o al Distribuidor y en caso contrario será improcedente. Para los casos señalados en el inciso b, las quejas deben presentarse por el Usuario Final en un plazo no mayor a 72 horas posteriores a la fecha en que se presentó la falla.

El informe a que se refiere esta fracción será tomado en cuenta por la Comisión para la determinación del cumplimiento de las CGPS conforme a los lineamientos del presente Apéndice.

B1.5. Causales para la presentación de quejas

Son causales de queja, sin perjuicio de que puedan existir otras causales las siguientes:

- I. Interrupciones en el suministro de la energía. Los Suministradores pueden presentar sus quejas ante el Transportista o el Distribuidor en caso de interrupciones o fallas en la transmisión o distribución de la energía, originadas por acto u omisión imputables al Transportista o el Distribuidor en la operación de la RNT o las RGD. El Transportista o el Distribuidor debe incluir en su Informe de Desempeño las razones técnicas de las interrupciones globales ocurridas, así como la población afectada.
- II. Suspensión del Servicio sin previa notificación o indebidas. En caso de que el Transportista o el Distribuidor efectúen la suspensión sin previa notificación a los Usuarios Finales de conformidad con lo establecido en el artículo 41, fracción II de la LIE, y lo establecido en los artículos 66 y 67 de su Reglamento y demás normatividad aplicable, serán responsable por los daños que les causen a estos, y dará lugar a que el Transportista o el Distribuidor incurran en una sanción que determine la Comisión.
- III. Cambios súbitos en las características o condiciones normales del Servicio por acto u omisión del Transportista o Distribuidor. Si dentro de las condiciones normales de operación de la RNT y/o las RGD, por acto u omisión imputables al Transportista o el Distribuidor y de conformidad con lo establecido en el artículo 73 del Reglamento, se originan cambios súbitos en las características del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, excediéndose las tolerancias permisibles en tensión o frecuencia que establece el Código de Red y con ese motivo se causan desperfectos en instalaciones, equipos o aparatos eléctricos del Usuario Final, se podrán requerir al Transportista o Distribuidor el importe por el pago de daños, que el CENACE o el Suministrador hayan tenido que pagar al Usuario Final.
- IV. Tiempo de respuesta para la atención en el Restablecimiento Eléctrico individual en las RGD, en alta tensión y sectorial por falla.

B1.6. Sobre los plazos para la atención de quejas del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

Transportista y Distribuidor deben cumplir además de los plazos y obligaciones establecidas en Ley y el artículo 119 del Reglamento, con los siguientes tiempos de respuesta para la atención de quejas y llevar un registro de estos de manera desagregada por división o región según corresponda.

Tabla 2. Plazo máximo para la atención a quejas y meta de cumplimiento.

Queja	Sujeto obligado	Descripción	Unidad	Urbano	Rural	% Cumplimiento
Restablecimiento del Suministro Eléctrico individual en las RGD (RRGD)	Distribuidor	Tiempo máximo comprometido para restablecer el suministro ante una interrupción a usuarios que lo soliciten con acometida individual en las redes generales de distribución.	Hora	12	24	90%
Restablecimiento del Suministro Eléctrico en alta tensión (RAT)	Transportista	Tiempo máximo para restablecer el Suministro Eléctrico en alimentadores de alta tensión	Hora	5	10	90%
Restablecimiento del Suministro Eléctrico sectorial por falla en baja o media tensión (RSESF)	Distribuidor	Tiempo máximo para restablecer el Suministro Eléctrico a todos los clientes en baja o media tensión ante una interrupción por falla.	Hora	5	10	90%

B1.7. Sobre la Trazabilidad de la atención de quejas en el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica que deben llevar a cabo los prestadores de dichos servicios

- I. Para efectos del presente apartado se entiende por Trazabilidad al conjunto de medidas, acciones y procedimientos que permiten registrar e identificar una queja sobre el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica desde su origen hasta su correspondiente atención y/o solución.

Los Usuarios Finales deben presentar sus quejas de los Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica a través de su Suministrador, pudiendo ser de aplicación a personas físicas o morales que hayan celebrado contratos para la adquisición del Suministro Eléctrico en cualquiera de sus modalidades. En el caso particular de los Usuarios Calificados, que no estén representados por un Suministrador de Servicios Calificados, las quejas se realizarán a través del CENACE.

- II. El Transportista y el Distribuidor deben contar con un Sistema de Información para el registro, control y seguimiento de la atención de quejas del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica presentadas por los Suministradores y el CENACE, dicho sistema debe permitirles conocer el estado que guarda la atención de éstas.
- III. El Sistema de Información debe generar un número de registro como acuse de recepción de queja, el cual permita dar seguimiento a la atención de éstas, de acuerdo con los Plazos establecidos en la Tabla 2 del presente Apéndice.
- IV. La queja del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica registrada debe contener al menos la siguiente información no limitando la integración de datos adicionales:
- Motivo de la queja del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.
 - Fecha y hora de registro de la queja.
 - Datos generales del Usuario Final que presente la queja del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica: nombre, dirección, cruce de calles y el número de RMU, en caso de que sea un usuario ya registrado.
 - Datos generales del tipo de suministro del Usuario Final: Tipo de suministro (Básico o Calificado), Tarifa en caso de aplicar, Tensión de Suministro, número de medidor, número de hilos, última lectura registrada del medidor, etc.
 - Datos complementarios como son: número telefónico del usuario, coordenadas GPS del servicio, características generales del inmueble, observaciones.

Los datos incluidos en los escritos de queja deben ser manejados con estricto apego a lo establecido en el artículo 21 de las CGPS referente al Uso Indebido de la Información.

De los indicadores de desempeño y métricas de calidad del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

B1.8. Sobre los indicadores de desempeño

La Tabla 3 contiene los indicadores de desempeño de la prestación de los Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica que deben presentarse a la Comisión de conformidad con el Apartado 3 del presente Acuerdo.

Tabla 3. Indicadores de desempeño de la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

Indicador	Sujeto Obligado	Descripción	Unidad	Categoría
Índice de Disponibilidad de los elementos de la RNT (IDT)	Transportista	Evaluación del Índice de Disponibilidad Regional (IDT) y el Índice de Disponibilidad a Nivel Nacional (IDTN) de Transmisión que deberán cumplir con los valores mínimos establecidos en los incisos e) y f) del artículo 18.1 de las DACG. Es el valor porcentual durante un periodo determinado, que el equipo de Transformación (Transformadores, CEV, Capacitores, Reactores, líneas de transmisión) permanece disponible en el ámbito de Gerencia Regional y en la Dirección de Transmisión.	%	Calidad Técnica

Indicador	Sujeto Obligado	Descripción	Unidad	Categoría
Número promedio de interrupciones por año (SAIFI)	Transportista Distribuidor	<p>Número promedio de interrupciones que un Usuario Final del servicio de suministro puede esperar tener durante un año, presentando dos valores:</p> <ol style="list-style-type: none"> SAIFI calculado con las Interrupciones atribuibles al Distribuidor o Transportista. SAIFI calculado considerando tanto las interrupciones atribuibles al Distribuidor y Transportista, así como aquellas atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor. No se considera meta. <p>La meta para las interrupciones atribuibles a Distribuidor y Transportista son de ≤ 0.94 para el Distribuidor y ≤ 0.20 para el Transportista</p>	Interrupciones promedio	Calidad Técnica
Duración Promedio de Interrupciones (SAIDI)	Transportista Distribuidor	<p>Tiempo promedio que un Usuario Final permanece sin servicio de energía eléctrica, presentando dos valores:</p> <ol style="list-style-type: none"> SAIDI calculado con las Interrupciones atribuibles al Distribuidor o Transportista. SAIDI calculado considerando tanto las interrupciones atribuibles al Distribuidor y Transportista, así como aquellas atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor. No se considera meta. <p>La meta para las interrupciones atribuibles a Distribuidor y Transportista son de ≤ 50 minutos para el Distribuidor y ≤ 3 minutos para el Transportista.</p>	Minutos	Calidad Técnica
Duración promedio de las interrupciones (CAIDI)	Distribuidor	<p>Duración promedio de las interrupciones individuales del Suministro Eléctrico (CAIDI), a causa del incumplimiento de los criterios establecidos en el Código de Red atribuibles al Distribuidor, presentando dos valores:</p> <ol style="list-style-type: none"> CAIDI calculado con las Interrupciones atribuibles al Distribuidor. CAIDI calculado considerando tanto las interrupciones atribuibles al Distribuidor como aquellas atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor. No se considera meta. <p>La meta para las interrupciones atribuibles a Distribuidor será de ≤ 53 minutos.</p>	Minutos	Calidad Técnica
Tensión de Operación de suministro	Distribuidor	<p>Relación de los registros de cada diez minutos en un nodo de calidad que están dentro del intervalo de la tensión de operación, entre el total de registros de cada diez minutos que se tienen en una semana. Clasificación: Intervalo de tensión de operación en los nodos $> 90\%$</p>	%	Calidad Técnica

Indicador	Sujeto Obligado	Descripción	Unidad	Categoría
Porcentaje de Cumplimiento de Factor de Potencia (PCFP)	Distribuidor	Vigilar y controlar el flujo de potencia reactiva que circula en la Red mediante la estrategia de conectar bancos de capacitores, entendidos por tales como el conjunto de dispositivos que cuenten con la cualidad de almacenar energía eléctrica en forma de campo eléctrico. Promedio de los registros obtenidos en el circuito \geq factor de potencia de 0.95	%	Calidad Técnica
Energía No Suministrada (ENS) en la RNT	Transportista	Evaluación de la continuidad del servicio en la RNT para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones, manteniendo el suministro de energía eléctrica.	MWh	Calidad Técnica

B1.9. Sobre las métricas de calidad del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

El Transportista y el Distribuidor deben mantener registros desagregados de la atención brindada a los Suministradores y el CENACE, con el fin de conocer el número de solicitudes recibidas y atendidas, así como de quejas recibidas y atendidas. El seguimiento a estas variables permitirá al Transportista o Distribuidor, a la Comisión y al público en general conocer la calidad del servicio brindado.

La información relativa al Indicador de percepción del servicio debe medir la calidad del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica a través del nivel de satisfacción de los Suministradores y el CENACE a través de la formulación de encuestas de calidad del servicio. Las encuestas pueden ser recabadas por medios electrónicos, físicos o de manera telefónica, siempre en cumplimiento de la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares.

Tabla 4. Evaluación de la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución.

Indicador	Sujeto Obligado	Descripción	Unidad	Categoría
Porcentaje total de solicitudes atendidas en tiempo	Transportista Distribuidor	(No. de solicitudes atendidas en tiempo / No. total de solicitudes recibidas) x 100. Deberá calcularse mensualmente. Clasificación: Bueno: Mayor o igual a 90 % Deficiente: Menor a 90% Se entenderá como solicitudes a los trámites descritos en la Tabla 1 "Solicitudes".	%	Solicitudes
Porcentaje total de quejas atendidas en tiempo	Transportista Distribuidor	(No. de quejas atendidas en tiempo / No. total de quejas recibidas) x 100. Deberá calcularse mensualmente. Clasificación: Bueno: Mayor o igual a 90% Deficiente: Menor a 90% Se entenderá como solicitudes los trámites descritos en la Tabla 2 "Quejas".	%	Quejas
Percepción del servicio	Distribuidor Transportista	Percepción cualitativa de los Suministradores sobre el servicio de transmisión y distribución. Obtenido a través de encuestas anuales.	%	Servicio

Sobre los Informes Públicos y de Desempeño

B1.10. Sobre el Informe Público y de Desempeño

Sobre el informe público. El Transportista y el Distribuidor deben elaborar y publicar en los portales de internet que a su efecto pongan a disposición conforme al Apartado 3, artículo 18.3, inciso d) y 19.4, inciso d) de las presentes DACG un Informe Público del resultado de los indicadores, la percepción del servicio y las métricas de la calidad del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. El informe debe publicarse como archivo de Formato de Documento Portátil (PDF) optimizando su calidad y habilitado para descarga, conforme a lo establecido en el inciso a) subinciso i); inciso b) subincisos i) y iii) del Apéndice B1.10 de las presentes Disposiciones.

Sobre el informe de desempeño. Se refiere a la información no pública de libre acceso a la Comisión sobre el desempeño de los indicadores y la calidad del servicio, que incluya además de la información pública, el pormenor de información ejecutiva requerida por la Comisión en archivo PDF y en procesador de textos. Así mismo para la información detallada en bases de datos estructurada que dan soporte a los resultados presentados en los informes, presentadas en archivo de hoja de cálculo descargable o acceso al sistema informático para extracción de datos.

Se debe otorgar una contraseña a los datos del Transportista y Distribuidor para suministradores previa solicitud, al CENACE y a la Comisión.

El informe de desempeño se debe publicar en los portales de internet del Transportista y Distribuidor con la siguiente frecuencia:

a) Trimestralmente. A más tardar veinte días naturales después del cierre de cada Trimestre debe publicarse en el portal correspondiente mostrando la última fecha de actualización o alta de la documentación. Estos informes deben contener, como mínimo:

- i. Un reporte ejecutivo de los resultados mensuales del desempeño de las métricas de calidad del servicio y los indicadores (Tablas 1, 2, 3 y 4) conforme a la desagregación indicada en la sección de solicitudes y por su parte la requerida en lo correspondiente a quejas;
- ii. Informe detallado que cuente con Base de datos estructurada, con nomenclatura y con los valores unitarios utilizados para el cálculo de los indicadores de las Tablas 1, 2, 3 y 4 (limpia, autocontenida y que permita la trazabilidad adecuada para su validación y seguimiento) conforme a la desagregación indicada en la sección de solicitudes y por su parte la requerida en lo correspondiente a quejas;
- iii. Base de datos estructurados con la información desagregada sobre las solicitudes y quejas recibidas conforme a lo establecido en la sección de solicitudes y quejas de este Apéndice, de manera limpia y autocontenida;
- iv. Registros mensuales de solicitudes de interconexión o conexión desagregados por atendidas, en proceso y no atendidas, así como la identificación de las causales generales por las que no haya sido posible atender dicha solicitud.
- v. Registros de la cantidad de energía eléctrica transportada por la RNT y RGD, la cantidad de energía entregada por las Unidades Generadoras, a los Centros de Carga y energía transferida, así como el número de centros de carga conectados o interconectados, conforme a lo siguiente:

Tabla 5. Índices informativos.

Índice	Responsable	Descripción
Energía Eléctrica transportada por la RNT	Transportista	a) Cantidad de energía eléctrica transportada a través de la RNT (desagregada por mes).
		b) Cantidad de energía entregada por las Unidades Generadoras directamente en la RNT (desagregada por mes).
		c) Cantidad de energía entregada a los Centros de Carga conectados a la RNT, se reporta conforme a la tarifa, una vez al mes o bimestral.
		d) Cantidad de energía transferida de la RNT a las RGD (desagregada por mes).
		e) Número total de Centrales Eléctricas interconectadas a la RNT
Número de Centros de Carga en las RGD	Distribuidor	a) Número total de centros de carga conectados a las RGD desagregados por media y baja tensión, así mismo, indicar el número de centros de carga con demanda contratada igual o mayor a 1 MW.

- vi. Aviso de ocurrencia de situaciones operativas que afecten la prestación de los servicios.
- vii. La información sobre la RNT y las RGD que como mínimo contenga lo siguiente:

Tabla 6. Información de la RNT.

Información de la RNT						
Infraestructura del SEN		Nivel de Tensión (kV)		km		
Líneas de Transmisión		400				
		230				
		⋮				
		69				
Infraestructura del SEN		Relación de transformación	Número de elementos	Capacidad Total (MVA)		
Transformación		400 kV / 230 kV				
		400 kV / 115 kV				
		⋮				
		n kV / 69 kV				
Infraestructura del SEN		Capacidad nominal (MVA)	Número de Elementos			
Transformación		n MVA				
		⋮				
		⋮				
		n MVA				
Infraestructura del SEN	Nivel de Tensión (kV)	Elemento	Número de Elementos	Capacidad (MVA_r capacitivos)	Capacidad (MVA inductivos)	
Compensación	400	STATCOM				
		CEV				
		Capacitores	# Bancos o # de Cap (derivación o serie)			
		Reactores				
		⋮				
	230	STATCOM				
		CEV				
		Capacitores				
		Reactores				
		⋮				
	69	STATCOM				
		CEV				
		Capacitores				
		Reactores				
		⋮				

Tabla 7. Información de la RGD.

Información de las RGD:

Infraestructura del SEN	Nivel de Tensión (kV)	km-c (Aérea o Subterránea o Submarina)
Circuitos de Distribución	34.5	
	≐	
	≐	
	2.4	
	Baja Tensión	

Infraestructura del SEN	Relación de transformación	Número de Elementos	Capacidad Total (MVA)
Transformación	115 kV / 34.5 kV		
	≐		
	≐		
	n kV / n kV		

Infraestructura del SEN	Capacidad nominal (MVA)	Número de Elementos
Transformación	n MVA	
	≐	
	n MVA	

Infraestructura del SEN	Nivel de Tensión (kV)	Elemento	Número de Elementos	Capacidad (MVA _r capacitivos)	Capacidad (MVA inductivos)
Compensación	34.5	Capacitores	# Bancos o # de Capacitores (derivación o serie)		
		≐			
	≐	Capacitores			
		≐			
	n	Capacitores			
		≐			

- viii. La Comisión mediante oficio informará al Transportista y al Distribuidor en un plazo no mayor a treinta días hábiles posteriores a cada trimestre de entrega que la documentación de los reportes trimestrales contenidos en la plataforma respectiva si se observa completa y conforme a los requerimientos de las presentes Disposiciones para proceder a su análisis y evaluación.

b) Anualmente. A más tardar en los primeros treinta días naturales de cada año, presentar a la Comisión un informe general del año inmediato anterior en versión electrónica que contenga como mínimo:

- i. La información contenida en los informes trimestrales, desagregada de manera mensual.
- ii. El resultado de la Percepción del Servicio. Debe incluir una relación de las encuestas enviadas, incluyendo el nombre del Suministrador que recibió la encuesta, y el estado de la respuesta; igualmente, deben adicionarse el resultado de evaluación y seguimiento de las encuestas.
- iii. Estrategias para la mejora continua y cumplimiento de cada uno de los indicadores requeridos en el informe sobre el desempeño del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, deben incluir como mínimo lo siguiente:
 - a. Análisis y evolución de las estrategias planteadas en el informe del año inmediato anterior, así como la evaluación de su funcionalidad.
 - b. Identificar las estrategias eficientes que tendrán continuidad de aplicación, así como las que resultaron ineficientes o no aplicables y justificar cada ajuste.
 - c. Justificación de cada indicador que se encuentre fuera de parámetros, en la que se describa las principales razones identificadas por las que se incumplió el indicador y qué medidas preventivas y correctivas se ejecutaron o se están analizando para su mitigación.
- iv. El Distribuidor debe entregar un reporte ejecutivo correspondiente a los usos indebidos de energía eléctrica detectados por División de Distribución, en el que se describa las principales causales y problemáticas identificadas, así como una descripción del seguimiento que se lleva.

Toda la información de soporte utilizada para la elaboración del informe debe estar a disposición de la Comisión para su revisión en cualquier momento. Lo anterior sin reserva de que la Comisión pueda ordenar revisiones aleatorias a dicha información o visitas de verificación.

En caso de que, el Transportista o el Distribuidor opten por incluir información adicional a la obligatoria en el informe, se debe presentar por separado y distinguirse claramente de la información obligatoria.

La Comisión tomará en cuenta la información contenida en los resúmenes e informes enviados por el Transportista y el Distribuidor para evaluar el desempeño de los entes regulados con la finalidad de determinar ajustes, en su caso, de las contraprestaciones, precios y tarifas reguladas.

En el caso que el Transportista o Distribuidor presente los Informes Públicos y de Desempeño a la Comisión, y la información contenida en los mismos, no cumpla con los requerimientos mínimos exigidos en el presente Apéndice, o bien, la información sea falsa y no comprobable, así como que el Transportista o el Distribuidor no realicen las entregas periódicas del informe de Desempeño de conformidad con las fechas establecidas en el presente Anexo, podrán ser acreedores de una sanción determinada por la Comisión de conformidad con lo establecido en el artículo 165 de la LIE.

B1.11 Evaluación anual de los informes de desempeño

La Comisión debe emitir una evaluación anual de los plazos de entrega, la suficiencia, idoneidad y desempeño de la información contenida en los informes Públicos y de Desempeño del Transportista y el Distribuidor, indicados en el presente Apéndice B1, para verificar el cumplimiento de los criterios y metas establecidos en las presentes Disposiciones con el objeto de que se proporcione el servicio de calidad que se plantea para el desempeño de la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

Además, debe verificarse el cumplimiento de los parámetros y metas establecidos para la atención a solicitudes, los plazos de atención de quejas, los índices informativos, los indicadores de desempeño y las métricas de calidad del Servicio establecidos en las presentes Disposiciones, así como diseño,

implementación y seguimiento de estrategias aplicados a los criterios antes enunciados que presenten oportunidad de mejora, con la finalidad de brindar mejoras en la calidad del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

Para la evaluación anual de las métricas de calidad del servicio de Distribución se considera en conjunto las señaladas en la Tabla 4 del Apéndice B1.9. Con relación a la evaluación de los indicadores de desempeño se obtendrá una calificación en conjunto del SAIFI, SAIDI y CAIDI, asimismo con relación a la evaluación de los indicadores de calidad, se agrupa la Tensión de operación del suministro y el Porcentaje de Cumplimiento de Factor de Potencia referidos en la Tabla 3 Apéndice B1.8, conforme a los siguientes porcentajes:

Tabla 8. Porcentajes de evaluación anual de Distribución.

Evaluación anual del servicio de Distribución	%
Porcentaje total de solicitudes atendidas en tiempo	20
Porcentaje total de quejas atendidas en tiempo	
Percepción del servicio	
Número promedio de interrupciones por año (SAIFI)	40
Duración Promedio de Interrupciones (SAIDI)	
Duración promedio de las interrupciones sin causas externas (CAIDI)	
Tensión de operación del suministro	40
Porcentaje de Cumplimiento de Factor de Potencia (PCFP)	

Para la evaluación anual de las métricas de calidad del servicio de Transmisión se considera en conjunto las señaladas en la Tabla 4 del Apéndice B1.9. Con relación a la evaluación de los indicadores de desempeño se obtendrá una calificación en conjunto del SAIFI y SAIDI, asimismo con relación a la evaluación de los indicadores de calidad se agrupa Energía no Suministrada y el PCFP e Índice de Disponibilidad de los elementos de la RNT referidos en la Tabla 3 del Apéndice B1.8 Indicadores de desempeño de la prestación de Servicios Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica de la sección B.8 del Apéndice B1, como se observa en la Tabla de porcentajes de evaluación anual del Transportista:

Tabla 9. Porcentajes de evaluación anual del servicio de Transmisión.

Evaluación anual del Transportista	%
Porcentaje total de solicitudes atendidas en tiempo	20
Porcentaje total de quejas atendidas en tiempo	
Percepción del servicio	
Número promedio de interrupciones por año (SAIFI)	40
Duración Promedio de Interrupciones (SAIDI)	
Energía no Suministrada	40
Índice de Disponibilidad de los elementos de la RNT	

B1.12 Boletín Electrónico

El CENACE, así como el Transportista y el Distribuidor, deben desarrollar y mantener permanentemente actualizado un Boletín Electrónico que constituirá la plataforma informática accesible vía remota para difundir entre los Participantes del Mercado, los Usuarios Finales y el público en general la información relevante respecto de la capacidad de los elementos del SEN y condiciones de operación en la RNT y las RGD, sobre la prestación de los servicios, entre otras.

El Boletín Electrónico es una plataforma para que los Participantes del Mercado y los Usuarios Finales previa solicitud accedan mediante contraseñas confidenciales, a todas las operaciones e información intrínsecas a la prestación de los servicios.

Transportista y Distribuidor deben establecer los mecanismos necesarios en los boletines electrónicos, para que el CENACE tenga acceso a toda la información relevante respecto de la operación de los activos en la RNT y las RGD, así como aquella que se vincule directamente con la prestación de los servicios.

Además de los boletines electrónicos, el Transportista y el Distribuidor deben tener sistemas informáticos de libre acceso a la Comisión que permitan determinar y verificar los índices de calidad, disponibilidad e interrupciones al que se refiere el Apartado 3 de las presentes Disposiciones. Lo anterior con el objetivo de verificar el cumplimiento de estos y sin perjuicio de que la Comisión utilice sistemas de mediciones alternas cuando dichos sistemas, a juicio de la Comisión, no estén cumpliendo con su objetivo o una vez que la Comisión cuente con la Plataforma Tecnológica de Gestión para la supervisión y vigilancia del +Código de Red y la regulación asociada, los Distribuidores y Transportistas deben ingresar la información referida.

B1.13. Publicidad de la Información

A continuación, se describe la información que como mínimo debe incluirse en los Boletines Electrónicos del Transportista y Distribuidor:

Numeral	Descripción
I	La descripción general de las Redes: Información general, se requiere de una versión pública en formato de alta calidad plasmado en un mapa en que se pueda observar las Regiones de Transmisión para el Transportista y las Divisiones de Distribución para el Distribuidor.
II	Las CGPS, las tarifas máximas aprobadas por la Comisión y los modelos de contrato y convenio para la prestación de los servicios.
III	Los procedimientos, criterios, modelos de contrato y formatos para solicitar una interconexión o conexión a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.
IV	Los Programas de Ampliación y Modernización del Distribuidor.
V	De los Informes trimestrales (versión pública).
VI	Notificación del Caso Fortuito o de Fuerza Mayor cuantía y duración de la suspensión o restricción, así como los días y horas en que ocurrieron y las zonas afectadas
VII	Otra información que el Transportista, el Distribuidor o la Comisión consideren necesario difundir.

Apéndice C. Se deroga

Apéndice C1. Formatos de Indicadores de Disponibilidad, Calidad y Continuidad

Contenido

1. Índice de Disponibilidad de los elementos de la RNT
 2. Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en la RNT SAIFI_T
 3. Índice de la Duración Promedio de Interrupciones en la RNT SAIDI_T
 4. Energía No Suministrada (ENS) en la RNT
 5. Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en las RGD SAIFI_D
 6. Índice de la Duración Promedio de Interrupciones en las RGD SAIDI_D
 7. Índice de duración promedio de las interrupciones a los Usuarios Finales CAIDI
 8. Índice de Restablecimiento del Suministro Eléctrico individual en RGD
 9. Índice de Restablecimiento de Suministro Eléctrico Sectorial por Falla
 10. Índice de Conexión de Nuevos Suministros
 11. Índice de Reconexión de Servicios Suspendidos por Falta de Pago
 12. Porcentaje de cumplimiento en la Calidad del Servicio de Suministro Eléctrico
1. Índice de Disponibilidad de los elementos de la RNT

I. Datos del Indicador			
1. Nombre del Indicador			
Índice de Disponibilidad de los elementos de la RNT			
2. Siglas	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación
IDT			2015
II. Características del Indicador			
6. Descripción del Indicador			
Es el valor porcentual durante un periodo determinado, que el equipo de Transmisión (Líneas de Transmisión, Transformadores, CEV's, Capacitores y Reactores y de Transmisión) permanece disponible en el ámbito de Gerencia Regional, y la Dirección de Transmisión.			
7. Objetivo del Indicador			
Evaluar la disponibilidad de los elementos que componen la Red Nacional de Transmisión para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones, manteniendo el suministro de energía eléctrica.			
III. Forma de cálculo			

8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$IDT = \left[1 - \frac{\sum_{k=1}^n (TFSCT_k * CTFS_k)}{(CTTT) \left(\frac{8760}{12} \right)^m} \right] * 100\%$	Valor acumulado	
11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo	13. Periodicidad de evaluación	
%	Mensual	Mensual	Valor mensual

V. Definición y detalle de datos

DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>TFSCT</i>	Tiempo fuera de servicio de la Capacidad de Transmisión en horas (equipos de transmisión, transformación y compensación)	Tiempo fuera de servicio de la Capacidad de Transmisión en horas (equipos de transmisión, transformación y compensación). Si la duración de la interrupción es mayor a cinco minutos, el TFSCT se contará a partir de estos primeros cinco minutos y hasta que se declare la disponibilidad del equipo regresando la licencia otorgada por el CENACE.	Horas	Cuando sucede el evento
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>CTFS</i>	Capacidad de transmisión fuera de servicio en MVA. (Líneas de Transmisión, equipo de Transformación)	Capacidad de transmisión fuera de servicio en MVA (Líneas de transmisión, equipo de Transformación).	MVA	Cuando sucede el evento
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 3				
--------	--	--	--	--

14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
$\sum_{K=1}^N (TFSC T_K * CTFS_K)$	Suma del producto del TFSC*CTFS	Es la sumatoria de los productos del Tiempo fuera de servicio de la Capacidad de Transmisión en horas (Línea de Transmisión o equipo de Transformación y Compensación) (TFSC) por la Capacidad de Transmisión Fuera de Servicio en MVA (Línea de Transmisión o equipo de Transformación) (CTFS), de todos los eventos acumulados al mes para el que se emite el reporte; no se contabilizará el tiempo que el equipo se encuentre indisponible por Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor de acuerdo a la normativa vigente del regulador, ni tiempos menores a 5 minutos.	MVA*Hora	Mensual
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 4

14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>CTTT</i>	Capacidad total de Transmisión, Transformación y Compensación	Capacidad total de Transmisión, Transformación y Compensación, es la Suma del total de las capacidades de todos los tipos de equipos).	MVA	Cuando ocurre
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador

23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)		
24. Valor satisfactorio		
Nombre de la Dirección	Valor satisfactorio	
Nombre de la Gerencia Regional de Transmisión	Valor satisfactorio	
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio	

Bandas de desempeño			
Límite superior del rango verde (A)	Límite inferior del rango verde (B)	Límite superior rango amarillo (C)	Límite inferior rango amarillo (D)
VII. Fecha de Actualización			
Actualización Preliminar		Cierre final con justificación de focos rojos	
VIII. Responsables del indicador			
Definición de Meta	Origen de Datos (responsable indicador)	Validación de datos	Desempeño del indicador

2. Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en la RNT $SAIFI_T$

I. Datos del Indicador			
1. Nombre del Indicador			
Índice de la Frecuencia Promedio de interrupciones en el Sistema			
2. Siglas	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación
SAIFI			2015
II. Características del Indicador			
6. Descripción del Indicador			
Es el número de interrupciones promedio que experimenta un Usuario final.			
7. Objetivo del Indicador			
Evaluar la continuidad del servicio en la RNT para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones, manteniendo el suministro de energía eléctrica.			
III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$SAIFI_T = \frac{\sum_{i=1}^n UA_i}{UT} + \frac{\sum_{k=1}^p UACF_k}{UT}$	Valor acumulado	
11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo	13. Periodicidad de evaluación	
Interrupciones promedio	Mensual	Mensual	Valor mensual

V. Definición y detalle de datos

DATO 1					
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro	
<i>UA</i>	Usuarios finales afectados	Número total de Usuarios finales afectados por una interrupción, la cual no fue causada por Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor.	No. Usuarios	Cuando ocurre el evento	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro		
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza		

DATO 2					
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro	
<i>UACF</i>	Usuarios finales afectados por una interrupción atribuible a Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor	Es el número total de Usuarios finales afectados por una interrupción atribuible a Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor.	No. Usuarios	Cuando ocurre el evento	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro		
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza		

DATO 3					
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro	
<i>UT</i>	Usuarios Totales	Es el número total de usuarios que reciben el suministro de energía eléctrica	No. Usuarios	Mensual	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro		
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza		

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio
Nombre de la Gerencia/División	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona	Valor satisfactorio

3. Índice de la Duración Promedio de Interrupciones en la RNT $SAIDI_T$

I. Datos del Indicador			
1. Nombre del Indicador Índice de la Duración Promedio de Interrupciones			
2. Siglas $SAIDI_T$	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación 2015
II. Características del Indicador			
6. Descripción del Indicador Es el tiempo promedio que un Usuario final permanece sin servicio de energía eléctrica para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones.			
7. Objetivo del Indicador Evaluar el tiempo promedio que un Usuario final permanece sin servicio de energía eléctrica para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones.			
III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$SAIDI_D = \frac{\sum_{i=1}^n (TR_i * UA_i)}{UT + \frac{\sum_{k=1}^p (TRCF_k * UACF_k)}{UT}}$	Valor acumulado	
11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo Mensual	13. Periodicidad de evaluación Mensual Valor mensual	

V. Definición y detalle de datos

DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>TR</i>	Tiempo de restablecimiento	Tiempo de restablecimiento de una interrupción no provocada por Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor	horas	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>UA</i>	Total de Usuarios finales afectados	Total de Usuarios finales afectados por una interrupción no provocada por Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor.	No. de Usuarios	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 3				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>TRCF</i>	Tiempo de restablecimiento	Tiempo de restablecimiento de una interrupción ocurrida por Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor (horas).	Horas	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 4				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>UACF</i>	Total de Usuarios finales afectados por una interrupción debida a Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor.	Tiempo de restablecimiento de una interrupción ocurrida por Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor (horas).	No. de Usuarios	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 5				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>UT</i>	Usuarios totales que reciben el servicio de Transmisión o Distribución	Usuarios totales	No. de Usuarios	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio
Nombre de la Gerencia/División	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio

4. Energía No Suministrada (ENS) en la RNT

I. Datos del Indicador			
1. Nombre del Indicador			
Energía No Suministrada			
2. Siglas	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación
ENS			2015
II. Características del Indicador			
6. Descripción del Indicador			
La ENS es la energía que se deja de suministrar a los Usuarios finales debido a las interrupciones mayores a cinco minutos en la RNT.			
7. Objetivo del Indicador			
El objetivo del indicador es determinar en promedio la cantidad de energía que se deja de suministrar a los Usuarios Finales a fin de determinar mejoras para reducir el valor de este indicador.			
III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$ENS_m = \sum_{i=1}^n PI_i * h_i + \sum_{k=1}^p PICF_k * hcf_k$	Valor acumulado	
11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo	13. Periodicidad de evaluación	
	Mensual	Mensual	Valor mensual

V. Definición y detalle de datos				
DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
PI	Potencia interrumpida	Potencia medida en el momento de una interrupción no causada por Casos Fortuitos y de fuerza mayor.	MW	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
h_i	Duración de interrupción	Duración de una interrupción no debida a Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor	horas	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 3				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
$PICF$	Potencia Interrumpida por Casos Fortuitos o Fuerza Mayor	Es la Potencia medida en el momento de una interrupción ocasionada por Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor.	MW	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 4				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
hcf	Duración de la interrupción ocasionada por Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor (horas).	Es la duración de la interrupción ocasionada por Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor medida en horas	Horas	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio
Nombre de la Gerencia de Control	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio

5. Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en las RGD $SAIFI_D$

I. Datos del Indicador			
1. Nombre del Indicador			
Índice de la Frecuencia Promedio de interrupciones en el Sistema			
2. Siglas	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación
SAIFI _D			2015
II. Características del Indicador			
6. Descripción del Indicador			
Es el número de interrupciones promedio que experimenta un Usuario final en un periodo determinado.			
7. Objetivo del Indicador			
Evaluar la continuidad del servicio en la RGD para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones del suministro de energía eléctrica.			
III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n UA_i}{UT} + \frac{\sum_{k=1}^p UACF_k}{UT}$	Valor acumulado	
11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo	13. Periodicidad de evaluación	
Interrupciones promedio	Mensual	Mensual	Valor mensual

IV. Definición y detalle de datos

DATO 1					
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro	
<i>UA</i>	Usuarios finales afectados	Es el número de Usuarios finales afectados por una interrupción, la cual no fue causada por Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor.	No. Usuarios	Cuando ocurre un evento	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro		
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza		

DATO 2					
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro	
<i>UACF</i>	Usuarios finales afectados por una interrupción atribuible a Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor	Es el número total de Usuarios finales afectados por una interrupción atribuible a Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor.	No. Usuarios	Cuando ocurre un evento	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro		
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza		

DATO 3					
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro	
<i>UT</i>	Usuarios Totales	Es el número total de Usuarios totales que reciben del suministro de energía	No. Usuarios	Mensual	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro		
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza		

V. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio
Nombre de la Gerencia/División	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona	Valor satisfactorio

6. Índice de la Duración Promedio de Interrupciones en la RGD $SAIDI_D$

I. Datos del Indicador			
1. Nombre del Indicador			
Índice de la Duración Promedio de Interrupciones			
2. Siglas	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación
SAIDI _D			2015

II. Características del Indicador			
6. Descripción del Indicador			
Es el tiempo promedio que un Usuario final permanece sin servicio de energía eléctrica.			
7. Objetivo del Indicador			
Evaluar el tiempo promedio que un Usuario final permanece sin servicio de energía eléctrica para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones.			
III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado		10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte
	$SAIDI_D = \frac{\sum_{i=1}^n (TR_i * UA_i)}{UT} + \frac{\sum_{k=1}^p (TRCF_k * UACF_k)}{UT}$		Valor acumulado
11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo		13. Periodicidad de evaluación
minutos	Mensual		Mensual Valor mensual

IV. Definición y detalle de datos				
DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>TR</i>	Tiempo de restablecimiento	Es el tiempo de restablecimiento de una interrupción atribuible al Distribuidor	minutos	Cuando ocurra el evento
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>UA</i>	Usuarios finales afectados	Es el número total de Usuarios finales afectados por una interrupción atribuible al Distribuidor	No. de Usuarios	Cuando ocurra el evento
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 3				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>TRCF</i>	Tiempo de restablecimiento	Es el tiempo de restablecimiento de una interrupción ocurrida por Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor	Minutos	Cuando ocurra el evento
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 4				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>UACF</i>	Usuarios finales afectados por una interrupción debida a Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor.	Es el número total de usuarios finales afectados por una interrupción debido a Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor	No. de Usuarios	Cuando ocurra el evento
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 5				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>UT</i>	Usuarios totales que reciben el servicio Distribución	Es el número total de Usuarios que reciben el suministro de energía	No. de Usuarios	Mensual
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

V. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio
Nombre de la Gerencia/División	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio

7. Índice de duración promedio de las interrupciones a los Usuarios finales *CAIDI*

I. Datos del Indicador				
1. Nombre del Indicador				
Índice de duración promedio de las interrupciones a los Usuarios finales				
2. Siglas	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación	
CAIDI			2015	

II. Características del Indicador		
6. Descripción del Indicador		
Índice de duración promedio de las interrupciones a los Usuarios finales ante falla o libranza de un elemento de las RGD.		
7. Objetivo del Indicador		
El objetivo del indicador es determinar la duración promedio de las interrupciones del servicio de Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales a fin de determinar mejoras para reducir el valor de este indicador.		
III. Forma de cálculo		
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte
	$CAIDI_D = \frac{SAIDI_D}{SAIFI_D} = \frac{\sum_{i=1}^n (TR_i * UA_i)}{\sum_{i=1}^n UA_i} + \frac{\sum_{k=1}^p (TRCF_k * UCF_k)}{\sum_{k=1}^p UCF_k}$	Valor acumulado

11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo	13. Periodicidad de evaluación	
	Mensual	Mensual	Valor mensual

V. Definición y detalle de datos

DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>SAIDI_D</i>	Índice de la Duración Promedio de Interrupciones en las RGD	Es el tiempo promedio que un Usuario final permanece sin servicio de energía eléctrica.	Minutos	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>SAIFI_D</i>	Índice de la Frecuencia Promedio de interrupciones en el Sistema de Distribución	Es el número de interrupciones promedio que experimenta un Usuario final	Interrupciones promedio	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio
Nombre de la División de Distribución	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio

8. Índice de Restablecimiento del Suministro Eléctrico individual en RGD

I. Datos del Indicador				
1. Nombre del Indicador				
Índice de Restablecimiento del Suministro Eléctrico individual en RGD				
2. Siglas	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación	
RRGD			2015	
II. Características del Indicador				
6. Descripción del Indicador				
Mide el porcentaje de eventos atendidos dentro del tiempo máximo comprometido para restablecer el suministro a usuarios con acometida individual y se puede expresar mediante la expresión algebraica de la sección III.				

7. Objetivo del Indicador			
El objetivo del indicador es determinar el Número de eventos atendidos en el tiempo establecido a fin de determinar acciones correctivas para proporcionar un servicio de restablecimiento a los Usuarios.			
III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$RRGD = \frac{\sum_{n=1}^N (VRSI)}{\sum_{n=1}^N (NRSI)} \times 100$	Valor acumulado	
11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo	13. Periodicidad de evaluación	
Porcentaje	Mensual	Mensual	Valor mensual

V. Definición y detalle de datos				
DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>VRSI</i>	Número de eventos atendidos en el tiempo establecido	Es la cantidad de eventos atendidos en el tiempo establecido para restablecer el suministro individual	No. de Eventos	Mensual
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>NRSI</i>	Número de eventos totales para restablecer el suministro individual.	Es la cantidad de eventos totales para restablecer el servicio de Suministro Eléctrico en Baja Tensión	No. de Eventos	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio
Nombre de la División	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio

9. Índice de Restablecimiento de Suministro Eléctrico Sectorial por Falla

I. Datos del Indicador			
1. Nombre del Indicador Índice de restablecimiento de Suministro Eléctrico Sectorial por Falla			
2. Siglas RSESF	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación 2015
II. Características del Indicador			
6. Descripción del Indicador Mide el porcentaje de eventos atendidos dentro del tiempo máximo comprometido para restablecer el suministro a un grupo de usuarios en baja o media tensión.			
7. Objetivo del Indicador Identificar las medidas correctivas y/o preventivas que permitan mejorar la calidad y oportunidad en la atención.			
III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$RSESF = \frac{\sum_{n=1}^N (VRSG)}{\sum_{n=1}^N (NRSG)}$	Valor acumulado	
11. Unidad de medida Porcentaje	12. Periodicidad de cálculo Mensual	13. Periodicidad de evaluación Mensual	Valor Mensual

V. Definición y detalle de datos

DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>VRSG</i>	Número de eventos atendidos en el tiempo establecido por restablecimiento de suministro grupal.	Es la cantidad de restablecimientos de suministro en Media o Baja Tensión	No. de Eventos	Mensual
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>NRSG</i>	Número de eventos totales de restablecimiento de suministro grupal.	Es la cantidad de restablecimientos de Suministro en Media o Baja tensión dentro de un periodo determinado.	No. de Eventos	Mensual
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador

23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)		
24. Valor satisfactorio		
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio	
Nombre de la División	Valor satisfactorio	
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio	

10. Índice de Conexión de Nuevos Suministros

I. Datos del Indicador			
1. Nombre del Indicador Índice de Conexión de Nuevos Suministros			
2. Siglas CNS	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación 2015
II. Características del Indicador			
6. Descripción del Indicador Describe el porcentaje de eventos atendidos dentro del tiempo máximo comprometido para conectar nuevos suministros.			
7. Objetivo del Indicador Medir la capacidad del Distribuidor para conectar a un Usuario Final a nuevo suministro, así como identificar las medidas correctivas y/o preventivas que permitan mejorar la calidad y oportunidad de la atención.			
III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$CNS = \frac{\sum_{n=1}^N (VCNS)}{\sum_{n=1}^N (NCNS)}$	Valor acumulado	

11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo	13. Periodicidad de evaluación	
Porcentaje	Mensual	Mensual	Valor mensual

V. Definición y detalle de datos

DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
<i>VCNS</i>	Número de eventos atendidos en el tiempo establecido por la conexión de nuevos suministros	Cantidad de conexiones realizadas dentro del tiempo establecido para la conexión de nuevos Suministros.	No. de Eventos	Mensual
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
NCNS	Número de eventos totales de conexiones.	Es la cantidad de conexiones realizadas en un determinado periodo	No. de Eventos	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio
Nombre de la División de Distribución	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio

11. Índice de Reconexión de Servicios Suspendidos por Falta de Pago

I. Datos del Indicador				
1. Nombre del Indicador				
Índice de Reconexión de Servicios Suspendidos por Falta de Pago				
2. Siglas	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación	
RSSFP			2015	
II. Características del Indicador				
6. Descripción del Indicador				
Mide el porcentaje de eventos atendidos dentro del tiempo máximo comprometido para reanudar el suministro suspendido.				
7. Objetivo del Indicador				
Medir la capacidad del Distribuidor para reanudar el suministro suspendido, así como identificar las medidas correctivas y/o preventivas que permitan mejorar la calidad y oportunidad de la atención.				

III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$RSSFP = \frac{\sum_{n=1}^N (VRSC)}{\sum_{n=1}^N (NRSC)}$	Valor acumulado	
11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo	13. Periodicidad de evaluación	
Porcentaje	Mensual	Mensual	Valor mensual

V. Definición y detalle de datos

DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
VRSC	Número de eventos atendidos en tiempo establecido para reanudar el suministro suspendido	Es la cantidad de servicios reanudados dentro del tiempo establecido.	Número de eventos	Mensual
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
NRSC	Número de eventos totales atendidos para reanudar el suministro suspendido.	Es el número de servicios totales atendidos para reanudar el Servicio de Suministro Eléctrico	Eventos	Mensual
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio

Nombre de la División de Distribución	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio

12. Porcentaje de cumplimiento en la Calidad del Servicio de Suministro Eléctrico

I. Datos del Indicador			
1. Nombre del Indicador Porcentaje de Cumplimiento			
2. Siglas	3. Grupo	4. Subgrupo	5. Fecha de creación
$PCVT_{NOD}$			2015
II. Características del Indicador			
6. Descripción del Indicador Es la relación de los registros de cada diez minutos en un nodo de calidad que están dentro del intervalo de la tensión de operación, entre el total de registros de cada diez minutos que se tienen en una semana			
7. Objetivo del Indicador Medir las variaciones de tensión dentro de los límites de variación de tensión que deberá cumplir el Distribuidor.			
III. Forma de cálculo			
8. Nivel de apertura	9. Algoritmo básico utilizado	10. Valor acumulado del indicador hasta la fecha del reporte	
	$PCVT_{NOD} (\%) = \frac{ri}{RT} \times 100$	Valor acumulado	
11. Unidad de medida	12. Periodicidad de cálculo	13. Periodicidad de evaluación	
	Mensual	Mensual	Valor mensual

V. Definición y detalle de datos				
DATO 1				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
ri	Número de registros de cada diez minutos en un Nodo de Calidad que está dentro del intervalo de tensión de operación.	Es el número de lecturas de la tensión en un Nodo de Calidad que se encuentra dentro del intervalo de operación	No. de registros	

19. Rol de quien registra		20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro
21. Rol responsable de la calidad del dato		22. Documento que lo formaliza

DATO 2				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
Rt	Total de registros de cada diez minutos que se tienen en una semana	Cantidad de registros de cada diez minutos de la tensión de suministro dentro de una semana. Para este caso el valor es 1008.	No. de Registros	
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

DATO 3				
14. Siglas	15. Nombre	16. Descripción	17. Unidad de medida	18. Periodicidad de registro
19. Rol de quien registra			20. Sistema o Herramienta que utiliza para el registro	
21. Rol responsable de la calidad del dato			22. Documento que lo formaliza	

VI. Elementos de evaluación de resultados del Indicador	
23. Tendencia favorable (ascendente, descendente o dentro de margen)	
24. Valor satisfactorio	
Nombre de la Subdirección	Valor satisfactorio
Nombre de la División de Distribución	Valor satisfactorio
Nombre de la Zona/Central	Valor satisfactorio

Apéndice D. Contrato Marco Distribuidor con el Suministrador

[...]

Anexos a la Disposición

- Anexo 1 – Requerimientos de medición con Transformadores de Medida, aplicable al Transportista.
- Anexo 2 – Requerimientos de medición en Baja Tensión Autocontenido, aplicable al Distribuidor.
- Anexo 3 – Requerimientos de medición en Baja Tensión con Transformador de Corriente, aplicable al Distribuidor.
- Anexo 4 – Requerimientos de medición con Transformadores de Medida, aplicable al Distribuidor.
- Anexo 5 - Resultado del Diagnóstico.

ANEXO 1 – Requerimientos de medición con Transformadores de Medida

Nombre: _____
 Dirección: _____
 RPU: _____

Tensión de suministro _____ Transformador (es): _____

ESPECIFICACIÓN DE MEDICIÓN			
MEDIDOR CON TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTOS	SI/NO	CONDICIONES ACTUALES	REQUERIMIENTOS
Tablero a límite de propiedad			
Requiere reubicación, distancia en metros hasta límite de propiedad			
Tablero sin impedimento físico para acceso			
Canalización del secundario de los Transformadores de Instrumentos, hasta el block de pruebas en el tablero del medidor, está visible y sin registros			
Diámetro de la canalización del cableado secundario acorde a las condiciones de la instalación			
Equipo de medición cumple con medición de consumo, demanda, reactivos, grabadora de perfil de carga y medio de comunicación		(Indicar características del medidor encontrado y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
Base de medición conforme al nivel de tensión y en buen estado, indicar si requiere cambio			
Requiere cambio de Transformadores de Instrumento (TC y TP), indicar la relación de transformación necesaria y proporcionar norma a usuario para adecuación		(Indicar características de los Transformadores de instrumentos encontrados y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
En caso de requerir cambio de Transformadores de Instrumento indicar el tipo de equipo que se requiere		(Indicar características de los Transformadores de instrumentos encontrados y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
Base de Medición está Conectada a Tierra Física			
Tablero para alojar y proteger el medidor			
Porta Sellos en puerta del tablero			

OBSERVACIONES _____

Realizó

Nombre: _____
 R.P.E. _____
 Categoría: _____
 Fecha: _____
 Firma: _____

Acompañamiento por parte del Solicitante

Nombre: _____
 Fecha: _____
 Firma: _____

ANEXO 2 – Requerimientos de medición en baja tensión autocontenido

Nombre: _____
 Dirección: _____
 RPU: _____

Tensión de suministro _____ Tensión de medición _____ Capacidad en KVA: _____

ESPECIFICACIÓN DE MEDICIÓN			
MEDIDOR CON TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTOS	SI / NO	CONDICIONES ACTUALES	REQUERIMIENTOS
Tablero a límite de propiedad			
Requiere reubicación, distancia en metros hasta límite de propiedad			
Tablero sin impedimento físico para acceso			
Canalización de Acometida Secundaria del Transformador hasta la Base de Medición, esta Visible y sin Registros			
Acometida requiere modificación para realizar reubicación al límite de predio. (En caso ser necesario distancia en metros hasta límite de propiedad)			
Equipo de medición cumple con medición de consumo, demanda, reactivos, grabadora de perfil de carga y medio de comunicación (en caso de no cumplir indicar tipo de medidor que se requiere)		(Indicar características del medidor encontrado y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
Base de medición 7 x 200 A, conforme a demanda contratada y en buen estado, indicar si requiere cambio			
Base de Medición Conectada a Tierra Física			
Conexión del Cable de la bajada de tierra con la varilla Coperweld (3 metros), está con soldadura tipo Cadweld			
Nicho de (60 X 50 X 40) para alojar y proteger el medidor			
Altura del piso a parte superior de Base de Medición (1,80 metros)			
Nodo de conexión de red habilitado a un costado de la base de medición			

OBSERVACIONES

Realizó	Acompañamiento por parte del Solicitante
Nombre: _____	Nombre: _____
R.P.E. _____	Fecha: _____
Categoría: _____	Firma: _____
Fecha: _____	
Firma: _____	

ANEXO 3 – Requerimientos de medición en baja tensión con Transformador de Corriente

Nombre: _____

Dirección: _____

RPU: _____

Tensión de suministro _____ Tensión de medición _____ Capacidad en kVA: _____

ESPECIFICACIÓN DE MEDICIÓN			
MEDIDOR CON TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTOS	SI/NO	CONDICIONES ACTUALES	REQUERIMIENTOS
Tablero a límite de propiedad			
Requiere reubicación, distancia en metros hasta límite de propiedad			
Tablero sin impedimento físico para acceso			
Canalización del secundario de los Transformadores de Corriente en Baja Tensión, hasta el block de pruebas en el nicho del medidor, está visible y sin registros			
Diámetro de la canalización del cableado secundario mínimo 2 pulgadas, acorde a las condiciones de la instalación.			
Equipo de medición cumple con medición de consumo, demanda, reactivos, grabadora de perfil de carga (en caso de no cumplir indicar tipo de medidor que se requiere)		(Indicar características del medidor encontrado y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
Base de medición 13 x 20 A, conforme a demanda contratada y en buen estado, indicar si requiere cambio (13x20 o 13x20 transocket)			
Transformadores de Instrumento instalados (TC, TP, ECM, TIM) indicar la relación de transformación		(Indicar características de los Transformadores de instrumentos encontrados y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
Requiere cambio de Transformadores de Instrumento (TC y TP), indicar la relación de transformación necesaria		(Indicar características de los Transformadores de instrumentos encontrados y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
Base de Medición (13 X 20) está Conectada a Tierra Física			
Conexión del Cable de la bajada de tierra con la varilla Coperweld (3 metros), está con soldadura tipo Cadweld			
Nicho de (70 X 50 X 40) para alojar y proteger el medidor			
Porta Sellos y mirilla en puerta del nicho			
Altura del piso a parte superior de Base de Medición (1,80 metros)			
Nodo de conexión de red habilitado a un costado de la base de medición			

OBSERVACIONES

Realizó

Nombre: _____

R.P.E. _____

Categoría: _____

Fecha: _____

Firma: _____

Acompañamiento por parte del solicitante

Nombre: _____

Fecha: _____

Firma: _____

ANEXO 4 – Requerimientos de medición con Transformadores de Medida

Nombre: _____

Dirección: _____

RPU: _____

Tensión de suministro _____ Tensión de medición _____ Transformador (es): _____

ESPECIFICACIÓN DE MEDICIÓN			
MEDIDOR CON TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS	SI/NO	CONDICIONES ACTUALES	REQUERIMIENTOS
Tablero a límite de propiedad			
Requiere reubicación, distancia en metros hasta límite de propiedad			
Tablero sin impedimento físico para acceso			
Canalización del secundario de los Transformadores de Instrumentos, hasta el block de pruebas en el nicho del medidor, está visible y sin registros			
Diámetro de la canalización del cableado secundario mínimo 2 pulgadas, acorde a las condiciones de la instalación			
Equipo de medición cumple con medición de consumo, demanda, reactivos, grabadora de perfil de carga y medio de comunicación (en caso de no cumplir indicar tipo de medidor que se requiere VL2R o VM2Y)		(Indicar características del medidor encontrado y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
Base de medición 13 x 20 A, conforme a demanda contratada y en buen estado, indicar si requiere cambio			
Requiere cambio de Transformadores de Instrumento (TC y TP); indicar la relación de transformación necesaria y proporcionar norma a usuario para adecuación		(Indicar características de los Transformadores de instrumentos encontrados y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
En caso de requerir cambio de Transformadores de Instrumento indicar el tipo de equipo que se requiere (TIM, ECM o ECM Subterráneo)		(Indicar características de los Transformadores de instrumentos encontrados y propietario)	(Indicar el requerimiento del equipo de medición que debe ser propiedad del Usuario)
Base de Medición (13 X 20) está Conectada a Tierra Física			
Conexión del Cable de la bajada de tierra con la varilla Coperweld (3 metros), está con soldadura tipo Cadweld			
Nicho de (70 X 50 X 40) para alojar y proteger el medidor			
Porta Sellos y mirilla en puerta del nicho			
Altura del piso a parte superior de Base de Medición (1,80 metros)			
Nodo de conexión de red habilitado a un costado de la base de medición			

OBSERVACIONES

Realizó

Nombre: _____

R.P.E. _____

Categoría: _____

Fecha: _____

Firma: _____

Acompañamiento por parte del solicitante

Nombre: _____

Fecha: _____

Firma: _____

Anexo 5 – Resultado del diagnóstico del Sistema de Medición

Datos Generales			
Razón Social:			
Dirección:			
Modalidad del Solicitante ¹ :			
Demanda / Capacidad:		Capacidad Contrato ² :	en
Nivel de Tensión de suministro:		Nivel de Tensión del punto de medición:	
Zona de Carga:			
Gerencia de Transmisión / División de Distribución:			
RPU:		RMU:	
No. contrato de interconexión ² :			
No. contrato de conexión ² :			
<p>¹Se refiere a si corresponde a una Central Eléctrica o Centro de Carga y a la condición al momento de realizar el diagnóstico: Tipo de Suministro (Básico o Calificado) o si pertenece a alguna modalidad permitida en particular (p.e. Abasto Aislado).</p> <p>² Esta información debe recopilarse por el Transportista o Distribuidor según corresponda, al momento de realizar el diagnóstico cuando esté disponible por parte del Solicitante.</p>			

Línea o Circuito de Alimentación:	Ubicación del Sistema de Medición ³ :		
Componentes del Sistema de Medición	Características Actuales	Características Requeridas	Cumplimiento Regulatorio (Si / No / *NA) *NA: No Aplica
Medidor Principal Multifunción			<p>_____ Cumple Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista</p> <p>_____ Cumple NOM-001-CRE/SCFI-2019 o la que la sustituya</p> <p>_____ Cumple Regulación vigente respecto a Sistemas de Medición</p> <p>_____ Cumple Capítulo 3 Sistemas de Medición sección 3.1.3 del Manual de Medición para Liquidaciones</p>

Módulo Multifunción de Respaldo ⁴			<p>_____ Cumple Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista</p> <p>_____ Cumple NOM-001-CRE/SCFI-2019 o la que la sustituya</p> <p>_____ Cumple Regulación vigente respecto a Sistemas de Medición</p> <p>_____ Cumple Capítulo 3 Sistemas de Medición sección 3.1.3 del Manual de Medición para Liquidaciones</p>
Transformadores de medida (Transformador de potencial, Transformador de corriente, Transformador Integrado de Medición, Equipo Combinado de Medición) ⁴			<p>_____ Cumple Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista</p> <p>_____ Cumple NOM-001-CRE/SCFI-2019 o la que la sustituya</p> <p>_____ Cumple Regulación vigente respecto a Sistemas de Medición</p>
Sistema de Comunicaciones			<p>_____ Cumple Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista.</p> <p>_____ Cumple Capítulo 6 Central Eléctrica / Capítulo 7 Centro de Carga y Anexo 7 Alternativas de conectividad del Manual de Requerimientos de TIC</p>
Sistema de Sincronía de Tiempo			<p>_____ Cumple Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista</p> <p>_____ Cumple Capítulo 6 Central Eléctrica / Capítulo 7 Centro de Carga del Manual de Requerimientos de TIC</p>
Sistema de Adquisición de Datos vía remota			<p>_____ Cumple Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista.</p> <p>_____ Cumple Capítulo 6 Central Eléctrica / Capítulo 7 Centro de Carga 7.2.2 Sistema de Comunicaciones</p>

Comunicación al Sistema MediMEM / SITEE, según corresponda			<p>_____ Cumple Base 16.3.2 del Mercado Eléctrico Mayorista</p> <p>_____ Cumple Anexo 8 "Sistema para enviar al CENACE los registros de medición para liquidaciones" del Manual de Requerimientos de TIC</p>
Instalaciones y periféricos ⁴			<p>_____ Cumple Base 16.1.2 del Mercado Eléctrico Mayorista</p> <p>_____ Cumple Manual de Medición para Liquidaciones</p>
Instalación de mecanismos de seguridad ⁵ por parte de Transportista y Distribuidor (aseguramiento)			<p>_____ Cumple</p>
<p>³ El Transportista o Distribuidor según corresponda debe indicar si la ubicación es en el Punto de Interconexión o Conexión, al límite de propiedad, dentro de la propiedad del usuario u otro.</p> <p>⁴ El Transportista o Distribuidor según corresponda, comprobarán los requerimientos aplicables de acuerdo con la Tabla de Estratificación de Centros de Carga y Centrales Eléctricas y demás regulación aplicable vigente para los Sistemas de Medición.</p> <p>⁵ El Transportista o Distribuidor debe asentar si instaló sellos de seguridad a los elementos del Sistema de Medición al finalizar el diagnóstico.</p>			

Diagnóstico del Sistema de Medición:	(Cumple / No Cumple)
--------------------------------------	----------------------

Comentarios adicionales:
