

SECRETARÍA DE ENERGÍA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Medición para Liquidaciones.

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

PEDRO JOAQUÍN COLDWELL, Secretario de Energía, con fundamento en el Tercero Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica y en los artículos 33, fracción XXVI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 4 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

CONSIDERANDO

Que de conformidad con el artículo 25, párrafo quinto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución;

Que el artículo 27, párrafo sexto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y que en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica;

Que el artículo 3, fracción XXXVIII, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y por las Disposiciones Operativas del Mercado, formando parte de dichas Disposiciones Operativas los Manuales de Prácticas del Mercado, los cuales tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico;

Que el Transitorio Tercero, tercer párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que, por única ocasión, la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado, y que dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la referida Secretaría determine;

Que el 8 de septiembre de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las Bases del Mercado Eléctrico, mismas que definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista;

Que el Manual de Medición para Liquidaciones desarrollará con mayor detalle el contenido de la Base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico y establece los requerimientos de los Sistemas de Medición necesarios para registrar los intercambios de energía de los Usuarios de Transmisión o Distribución, Transportistas y Distribuidores, así como para la adquisición, procesamiento y envío de registros de medición, para el proceso de liquidación de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista, y

Que dicho Manual se considera un acto administrativo de carácter general que debe publicarse en el Diario Oficial de la Federación, a fin de que produzca efectos jurídicos, por lo que he tenido a bien emitir el siguiente:

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- La Secretaría de Energía emite el Manual de Medición para Liquidaciones.

TRANSITORIO

ÚNICO. El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación, sin menoscabo de lo previsto en las Disposiciones Transitorias del Manual de Medición para Liquidaciones.

Ciudad de México, a 19 de diciembre de 2017.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.-**
Rúbrica.

MANUAL DE MEDICIÓN PARA LIQUIDACIONES

CONTENIDO

Contenido

CAPÍTULO 1 Introducción

CAPÍTULO 2 Disposiciones generales

CAPÍTULO 3 Sistemas de Medición

CAPÍTULO 4. Fallas en los elementos del Sistema de Medición

CAPÍTULO 5 Requisitos de información de medición para liquidaciones

CAPÍTULO 6 Validación y estimación de Registros de medición

CAPÍTULO 7 Cálculo de Pérdidas Técnicas y No Técnicas en la Redes Generales de Distribución

CAPÍTULO 8 Controversias

CAPÍTULO 9 Transitorios

CAPÍTULO 1
Introducción

1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado

1.1.1 Las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado y las Disposiciones Operativas del Mercado.

1.1.2 Los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2 Propósito de este Manual

1.2.1 El presente "Manual de Medición para Liquidaciones" es el Manual de Prácticas de Mercado que establece los requerimientos de los Sistemas de Medición necesarios para registrar los intercambios de energía de los Usuarios de Transmisión o Distribución, Transportistas y Distribuidores, así como para la adquisición, procesamiento y envío de Registros de medición.

1.2.2 El objetivo es establecer los requerimientos de los sistemas de medición y de la información de medición de energía para el proceso de liquidación de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2.3 El contenido de este Manual desarrolla con mayor detalle la Base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2.4 En este Manual se encontrará información relacionada con:

- (a)** Las características que debe tener el Sistema de Medición.
- (b)** Dónde se deben instalar los Sistemas de Medición.
- (c)** Cómo se segrega o determina la energía que se tomará como base para las liquidaciones, según la Central Eléctrica o Centro de Carga de que se trate.
- (d)** Las características que deben tener los Registros de medición que los Transportistas y los Distribuidores deben entregar al CENACE.
- (e)** Los criterios para validar los Registros de medición.
- (f)** Los procedimientos para realizar estimaciones, cuando no se cuente con Registros de medición o éstos no sean válidos.

1.3 Términos definidos

Para efectos del presente manual, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, del artículo 2 de su Reglamento, de la Base 2 de las Bases del Mercado Eléctrico y las Normas Oficiales Mexicanas aplicables, se entenderá los siguientes términos:

1.3.1 Base: Bases del Mercado Eléctrico.

- 1.3.2 Calibración:** El conjunto de operaciones que tiene por finalidad determinar los errores de un instrumento para medir y, de ser necesario, otras características metrológicas.
- 1.3.3 Directamente Medido:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que cuenta, en el Punto de Conexión o Punto de Interconexión, con un Sistema de Medición con las características establecidas en este Manual, de tal manera que la cantidad de energía consumida o generada para efectos de la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista se basa en valores específicos medidos para dicho Centro de Carga o Central Eléctrica. Es posible que un Centro de Carga o Central Eléctrica sea Directamente Medido e Indirectamente Modelado.
- 1.3.4 Directamente Modelado:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que se incluye individualmente en el Modelo de la Red Física y el Modelo Comercial del Mercado. Dichos Centros de Carga y Centrales Eléctricas se asociarán con un NodoP Elemental o NodoP Agregado específico en el Modelo Comercial del Mercado, de tal forma que la energía eléctrica que compran y venden en el Mercado se valorará a un PML específico para su Punto de conexión o su Punto de interconexión.
- 1.3.5 Elementos de medición:** El conjunto integrado por el Medidor principal, el Medidor de respaldo y los transformadores de instrumento.
- 1.3.6 Indirectamente Medido:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que no cuenta, en el Punto de Conexión o Punto de Interconexión, con un Sistema de Medición con las características establecidas en este Manual, de tal manera que la cantidad de energía consumida o generada para efectos de la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista se estima con base en la energía neta ingresada a una Zona de Carga excluyendo las pérdidas reconocidas. Es posible que un Centro de Carga o Central Eléctrica sea Directamente Medido e Indirectamente Modelado.
- 1.3.7 Indirectamente Modelado:** Como se define en las Bases del Mercado Eléctrico. Un Centro de Carga o Central Eléctrica que no se incluye individualmente en el Modelo de la Red Física o el Modelo Comercial del Mercado. Dichos Centros de Carga y Centrales Eléctricas se asociarán con el NodoP Distribuido en el Modelo Comercial del Mercado, de tal forma que la energía eléctrica que compran y venden en el Mercado se valorará al PML asociado con la Zona de Carga o Zona de Generación correspondiente.
- 1.3.8 Manual de TIC:** Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.3.9 Medidor:** El medidor de energía eléctrica que se utiliza para liquidaciones, como se define en la Norma Oficial Mexicana aplicable.
- 1.3.10 MEM:** Mercado Eléctrico Mayorista
- 1.3.11 Punto de entrega/recepción:** Como se define en la Base 16.1.10 o la que la sustituya.
- 1.3.12 Punto de interconexión:** Como se define en el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.
- 1.3.13 Punto de conexión:** Como se define en el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.
- 1.3.14 Registro de medición:** Es el registro de magnitudes de energía almacenado en intervalos de tiempo, en la memoria de un medidor, para efecto de las liquidaciones.
- 1.3.15 Registro de medición estimado:** valor de energía activa de un punto de entrega/ recepción, de un Sistema de Medición y en un periodo determinado, que resulta de aplicar el proceso de estimación que se describe en este Manual.
- 1.3.16 Sistemas de Medición:** Como se define en la Base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico.
- 1.4 Reglas de interpretación**
- 1.4.1** Los términos definidos en la disposición 1.3 se podrán utilizar en plural o singular sin alterar su significado, siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado.
- 1.4.3** Salvo que expresamente se indique otra cosa, las referencias a capítulos, secciones, disposiciones, incisos, subincisos, apartados o numerales, deberán entenderse realizadas a los capítulos, secciones, disposiciones, incisos, subincisos, apartados o numerales correspondientes de este Manual.

CAPÍTULO 2

Disposiciones generales

- 2.1** Los Transportistas, los Distribuidores y el CENACE deben garantizar en todo momento la integridad, confidencialidad y calidad de los Registros de medición.
- 2.2** La Central Eléctrica y el Centro de Carga deben garantizar que el Transportista o Distribuidor responsable de la medición tenga 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. Cuando los trabajos requeridos impliquen la interrupción del Suministro, el Transportista o Distribuidor informará con anticipación a la Central Eléctrica o al Centro de Carga sobre la realización de éstos. Durante los trabajos, los Transportistas o Distribuidores se asegurarán de conservar en buenas condiciones las instalaciones y lugares físicos a los cuales tengan acceso.
- 2.3** Las Centrales Eléctricas y Usuarios Finales por ningún motivo pueden alterar los Sistemas de Medición ni manipular los Registros de medición; de lo contrario, se sujetarán a las sanciones previstas en la Ley.
- 2.4** Las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga representados en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo las cargas agregadas y los circuitos destinados al alumbrado público, deben contar con Sistemas de Medición que cumplan con lo dispuesto en este Manual, el Manual de TIC y las normas oficiales mexicanas aplicables.
- 2.5** El Transportista y el Distribuidor deberán adquirir los Registros de medición para liquidaciones directamente del Sistema de Medición que cumpla con lo dispuesto en este Manual, el Manual de TIC y las normas oficiales mexicanas aplicables.
- 2.6** Mientras los Centros de Carga Indirectamente Medidos que reciban Suministro Básico o las Centrales Eléctricas Legadas no cuenten con un Sistema de Medición que cumpla con la normativa señalada en el párrafo anterior, el Transportista, el Distribuidor o el CENACE, según se establece en este Manual, deben realizar las estimaciones de los consumos y de las inyecciones respectivas, de conformidad con las fuentes y procedimientos señalados en este Manual.

CAPÍTULO 3

Sistemas de Medición

- 3.1** **Sistemas de Medición**
- 3.1.1** Todos los Sistemas de Medición de Centros de Carga y Centrales Eléctricas representados por Suministradores, Usuarios Calificados o Generadores deben cumplir lo establecido en este Manual, las normas oficiales mexicanas aplicable y demás disposiciones que emita la CRE.
- 3.1.2** De acuerdo con lo dispuesto en la Base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, los 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.
- 3.1.3** Los Sistemas de Medición deben tener un Medidor principal y un Medidor de respaldo, conforme a lo establecido en la Base 16. Cuando algún mantenimiento o falla afecte al Medidor principal, el Transportista o Distribuidor debe utilizar el Medidor de respaldo como fuente oficial, siempre y cuando el mantenimiento o falla no afecte a dicho Medidor.
- 3.1.4** Los Sistemas de Medición deben ser capaces de recopilar, almacenar y transmitir los Registros de medición, de acuerdo con lo establecido en este Manual y el Manual de TIC.
- 3.1.5** Los Transportistas y Distribuidores deberán conservar los Registros de medición históricos de los Puntos de Medición de cada Centro de Carga o Central Eléctrica, que hayan enviado al CENACE para las liquidaciones. Dicho registro histórico comprenderá los Registros de medición de los últimos diez años, contados a partir de Día de Operación que se liquida.
- 3.1.6** Los Transportistas y Distribuidores deberán compartir con los representantes en el Mercado de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga, los Registros de medición de energía que envíen al CENACE, de acuerdo con lo establecido en este Manual y el Manual de TIC.

- 3.1.7** El CENACE deberá conservar los Registros de medición utilizados como fuente para las liquidaciones, de los últimos diez años contados a partir de Día de Operación que se liquida.
- 3.1.8** El Transportista y el Distribuidor deben asegurar que los Registros de medición históricos en un Punto de Medición no se afecten cuando se sustituya cualquiera de los elementos de medición asociados.
- 3.1.9** Para evitar que el Transportista o el Distribuidor se vean obligados a estimar los registros de los valores de medición cuando no se cuente con Medidor de respaldo y el Medidor principal sea objeto de mantenimiento, podrán utilizar temporalmente un Medidor que cumpla con la Norma Oficial Mexicana aplicable.
- 3.1.10** Todo Sistema de Medición considerado dentro del Mercado Eléctrico Mayorista debe contar con un dictamen de verificación emitido por una Unidad de Verificación, que asegure la conformidad del Sistema de Medición respecto de las normas oficiales mexicanas aplicable.

3.2 Medidores

- 3.2.1** Los Medidores deben cumplir con lo dispuesto en la norma oficial mexicana aplicable.
- 3.2.2** Los programas informáticos (software) que se utilicen para la configuración y explotación de los Medidores deben cumplir con los requisitos aplicables establecidos en la norma oficial mexicana correspondiente, las disposiciones en la materia que emita la CRE y los requisitos aplicables establecidos en el Manual de TIC.
- 3.2.3** El Medidor principal y el Medidor de respaldo deben estar conectados al Punto de Interconexión o al Punto de Conexión a través de transformadores de instrumento por medio de diferentes circuitos secundarios de tensión y corriente.
- 3.2.4** Si el Medidor principal y el Medidor de respaldo son del tipo autoalimentado según lo establecido en la norma oficial mexicana, deben estar conectados al Punto de Interconexión o al Punto de Conexión.
- 3.2.5** Si los representantes en el Mercado de las Centrales Eléctricas o Centros de Carga desean tener acceso al Medidor para adquirir los Registros de medición para liquidaciones, deberán solicitarlo por escrito al Transportista o Distribuidor, según corresponda. El acceso se dará en los siguientes términos y condiciones:
- (a)** Para que sea factible otorgar el acceso al Medidor, deberán cumplirse las siguientes condiciones:
- i.** la Central Eléctrica o el Centro de Carga deben contar con Sistemas de Medición y estos sistemas deben cumplir con lo establecido en este Manual y en las normas oficiales mexicanas aplicables,
 - ii.** los representantes en el Mercado de las Centrales Eléctricas o Centros de Carga deben proporcionar el equipamiento necesario para implementar el acceso (tal como ruteadores, cableado, switches, y demás equipamiento que se acuerde con el Transportista o Distribuidor), así como cubrir los costos asociados a su instalación.
- (b)** El acceso se dará bajo los siguientes términos:
- i.** Se otorgará el acceso únicamente cuando los Sistemas de Medición cuenten con las características establecidas en este Manual.
 - ii.** El acceso podrá ser tanto al Medidor principal como al Medidor de respaldo, a elección del representante del Mercado.
 - iii.** El acceso a los Medidores será sólo para lectura de los Registros de medición.
 - iv.** El acceso a los Medidores debe ser siempre a través de un puerto de comunicaciones independiente del puerto al que se conecte el Transportista o Distribuidor para la extracción de los Registros de medición, y a través de un medio o red de comunicaciones independiente del medio o red de comunicaciones que utilicen el Transportista o Distribuidor para tal efecto.
- (c)** Una vez que los representantes en el Mercado de las Centrales Eléctricas o Centros de Carga hayan cumplido con lo establecido en el inciso (a), subinciso (ii), de este numeral, el Transportista o Distribuidor serán responsables de llevar a cabo las actividades necesarias para otorgar el acceso directo a los Medidores principal y de respaldo, a fin de garantizar que dicho acceso no incida sobre el funcionamiento del Sistema de Medición.

- (d) El Transportista o Distribuidor están obligados a otorgar el acceso dentro de los diez días hábiles siguientes a que se cumpla con las condiciones establecidas en el inciso (a) de este numeral.

3.3 Transformadores de instrumento

3.3.1 Los transformadores de instrumento deben cumplir con lo dispuesto en la norma oficial mexicana aplicable.

3.3.2 Los transformadores de instrumento deben estar conectados al Punto de Interconexión o al Punto de Conexión.

3.3.3 Los transformadores de instrumento del Sistema de Medición deben ser de uso exclusivo para la medición para liquidaciones del MEM.

3.4 Sistema de comunicaciones

3.4.1 Los Sistemas de Medición deben contar con un sistema de comunicación que cumpla con lo establecido en el Manual de TIC y demás normativa aplicable.

3.5 Sincronía de tiempo

3.5.1 Los Sistemas de Medición deben tener la capacidad de ajustar el reloj de los equipos de medición y de los sistemas concentradores de Registros de medición, con referencia a un servidor de tiempo o un dispositivo GPS, de acuerdo con lo establecido en la norma oficial mexicana aplicable y el Manual de TIC.

3.6 Sistemas de Medición para Centrales Eléctricas

3.6.1 Una Central Eléctrica debe contar con un Sistema de Medición en cada uno de sus Puntos de Interconexión y cada uno de sus Puntos de Conexión, conforme a lo establecido en este Manual y en el Manual de TIC.

3.7 Sistemas de Medición para Centro de Carga

3.7.1 Un Centro de Carga debe contar con un Sistema de Medición en cada uno de sus Puntos de Conexión, conforme a lo establecido en este Manual y en el Manual de TIC.

3.8 Sistemas de Medición para el Transportista

3.8.1 El Transportista debe contar con un Sistema de Medición en cada uno de sus Puntos de Interconexión con otro Transportista, con Distribuidores y con un Sistema Eléctrico Vecino, conforme a lo siguiente:

- (a) Entre Transportistas: Un Sistema de Medición del lado del Transportista existente por cada una de las líneas de interconexión del Transportista entrante.
- (b) Transportista con Distribuidores: Un Sistema de Medición en el lado de alta tensión de los transformadores que en su lado secundario transformen a niveles de media tensión.
- (c) Transportista con Sistema Eléctrico Vecino: Un Sistema de Medición en el extremo nacional de cada línea de interconexión.

3.9 Sistemas de Medición para el Distribuidor

3.9.1 El Distribuidor debe contar con un Sistema de Medición en cada uno de sus Puntos de Interconexión con otro Distribuidor y con un Sistema Eléctrico Vecino, conforme a lo siguiente:

- (a) Entre Distribuidores: Un Sistema de Medición del lado del Distribuidor existente por cada una de las líneas de interconexión del Distribuidor entrante.
- (b) Distribuidor con Sistema Eléctrico Vecino: Un Sistema de Medición en el extremo nacional de cada línea de interconexión.

3.10 Sistemas de Medición para Centrales Eléctricas y Centro de Carga en Abasto Aislado

3.10.1 En la modalidad de Abasto Aislado que esté interconectado al Sistema Eléctrico Nacional se debe contar con un Sistema de Medición en cada Central Eléctrica, un Sistema de Medición en cada Centro de Carga y un Sistema de Medición en el Punto de Interconexión, conforme a lo establecido en este Manual y en el Manual de TIC.

3.10.2 La administración del Sistema de Medición en cada Central Eléctrica, del Sistema de Medición en cada Centro de Carga y del Sistema de Medición en el Punto de Interconexión, así como la adquisición de Registros de medición correspondientes, será responsabilidad:

- a) del Transportista, cuando el Punto de Interconexión esté en la RNT, y
- b) del Distribuidor, cuando el Punto de Interconexión esté en las RGD.

La CRE establecerá el monto que por este concepto recibirán el Transportista y el Distribuidor, conforme a lo establecido en la Base 16.2.5.

- 3.10.3** Las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga que se encuentren en la modalidad de Abasto Aislado deben otorgar el acceso al Transportista o Distribuidor para realizar las actividades necesarias para la administración de los Sistemas de Medición y la adquisición de los Registros de medición de cada Central Eléctrica, de cada Centro de Carga y del Punto de Interconexión, para que sea factible llevar a cabo el proceso de liquidación. Por ningún motivo, las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga que se encuentren en la modalidad de Abasto Aislado pueden alterar los Sistemas de Medición ni manipular los Registros de medición; de lo contrario, se sujetarán a las sanciones previstas en la Ley.
- 3.10.4** En la modalidad de Abasto Aislado no interconectado al Sistema Eléctrico Nacional no existe liquidación de energía en el MEM, por lo que no se requiere la medición para liquidaciones objeto de este Manual.
- 3.11 Sistemas de Medición para Centrales Eléctricas y Centro de Carga en categoría agrupada o agrupada en Clúster Autofinanciado**
- 3.11.1** Se consideran Centrales Eléctricas o Centros de Carga agrupados o agrupados en Clúster Autofinanciado aquellos que se definen como tal en el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.
- 3.11.2** Las Centrales Eléctricas y Centros de Carga en categoría agrupada o modalidad agrupada en Clúster Autofinanciado deben tener un Sistema de Medición en el Punto de Interconexión común y un Sistema de Medición en cada una de las Centrales Eléctricas o en cada uno de los Centros de Carga, conforme a lo establecido en este Manual y en el Manual de TIC.
- 3.12 Sistemas de Medición para “Generación Distribuida”**
- 3.12.1** Cada Centro de Carga en Generación Distribuida debe contar con un Medidor bidireccional con la clase de exactitud establecida en la norma oficial mexicana aplicable a sistemas de medición; sin embargo, quedan exentos de contar con un Sistema de Medición que cumpla con las características establecidas en este Manual.
- 3.12.2** Para cada Zona de Carga, el Distribuidor entregará al CENACE el total de la capacidad instalada en generación distribuida, así como un perfil de generación típico. El CENACE estimará la energía generada en generación distribuida en cada Zona de Carga multiplicando el perfil de generación típico por la capacidad instalada en generación distribuida, y con base en ello, estimará el consumo total en generación distribuida, con el fin de que sea posible cuantificar, tanto para la generación como para la carga, los costos asociados al MEM.

CAPÍTULO 4.

Fallas en los elementos del Sistema de Medición

- 4.1 Fallas**
- 4.1.1** El Sistema de Medición puede presentar fallas en cualquiera de sus componentes, tales como: fallas en el medidor, fallas en los transformadores de instrumento y fallas en el sistema de adquisición de los datos de medición.
- 4.1.2** Por falla en el medidor se entienden los daños, los defectos o cualquier otra circunstancia que generen una alteración en la información proporcionada fuera de los parámetros especificados en la norma oficial mexicana aplicable, tales como:
- (a) Multiplicador de lecturas equivocado
 - (b) Error de conexión o alambrado
 - (c) Bobinas de potencial o corriente abiertas
 - (d) Daño por sobrecarga
 - (e) Circuitos de tensión o corriente a tierra
 - (f) Daño en componentes electrónicos
- 4.1.3** Por falla en los transformadores de instrumento se entienden los daños, los defectos o cualquier otra circunstancia que generen una alteración en las señales de tensión o corriente secundaria fuera de los parámetros especificados en la norma oficial mexicana aplicable, tales como:

- (a) Relación de transformación errónea
 - (b) Transformador de corriente o de potencial dañado
 - (c) Error de conexión o alambrado
 - (d) Circuito de tensión o corriente aterrizado
 - (e) Aislamiento dañado
- 4.1.4** Por falla en el sistema de adquisición de los Registros de medición se entienden los daños, los defectos o cualquier otra circunstancia que impidan la transmisión de los Registros de medición desde el Medidor hasta el sistema de recepción de datos del CENACE, en apego a lo establecido en las Reglas del Mercado, tales como:
- (a) Daño en los medios de comunicación
 - (b) Daño en dispositivos concentradores de información
- 4.1.5** Ante una falla que afecte al Sistema de Medición, el Transportista o el Distribuidor deben reestablecerlo conforme a los procedimientos establecidos en *el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa del Código de Red*, y asegurar su operación y funcionamiento de acuerdo con los tiempos establecidos en las disposiciones administrativas de carácter general que emita la CRE.
- 4.1.6** Cuando ocurra una falla en el medio de comunicación, el Transportista, el Distribuidor, la Central Eléctrica o el Centro de Carga o sus representantes en el Mercado Eléctrico Mayorista, según sea el caso, deben actuar conforme a los procedimientos establecidos en el Manual de TIC.
- 4.1.7** El Transportista o Distribuidor deben enviar al CENACE una copia de la constancia a la que se refiere el artículo 114 del Reglamento de la LIE, para que el CENACE integre el respaldo documental de la asignación de energía adicional a la energía no medida a causa de cualquiera de los supuestos contemplados en el artículo 165, fracciones I, inciso e) y VI de la LIE.

CAPÍTULO 5

Requisitos de información de medición para liquidaciones

5.1 Registros de medición requeridos para las liquidaciones

- 5.1.1** Los Registros de medición para el proceso de liquidaciones deben obtenerse de Sistemas de Medición que cumplan con lo establecido en este Manual y en la Norma Oficial Mexicana aplicable.
- 5.1.2** Los Registros de medición requeridos para realizar las liquidaciones son los siguientes:

| Concepto | Descripción |
|--|--|
| Central Eléctrica Directamente Modelada | <ul style="list-style-type: none"> • Energía activa entregada en el Punto de Interconexión. • Energía activa para consumo de servicios propios recibida en el Punto de Interconexión o en el Punto de Conexión. |
| Central Eléctrica Indirectamente Modelada | <ul style="list-style-type: none"> • Energía activa de las Centrales Eléctricas representadas por un mismo Participante del MEM, entregada en los Puntos de Interconexión, agregada por Zona de Generación. • Energía activa para consumo de servicios propios de las Centrales Eléctricas representadas por un mismo Participante del MEM, recibida en los Puntos de Interconexión o Punto de Conexión, agregada por Zona de Generación |
| Centro de Carga Directamente Modelado | Energía activa recibida en el Punto de Conexión con la RNT o las RGD. |
| Centro de Carga Indirectamente Modelado | Energía activa recibida en el Punto de Conexión con la RNT o las RGD, de los Centros de Carga representadas por un mismo Participante del Mercado, agregada por Zona de Carga. |
| Enlaces de Interconexión | Energía activa intercambiada en los Puntos de Interconexión con Sistemas Eléctricos Vecinos. |
| Interconexión entre Transportistas | Energía activa intercambiada en los Puntos de Interconexión entre Transportistas. |
| Interconexión entre Transportista y Distribuidor | Energía activa intercambiada en los Puntos de Interconexión entre el Transportista y el Distribuidor. |
| Interconexión entre Distribuidores | Energía activa intercambiada en los Puntos de Interconexión entre Distribuidores. |

- 5.1.3** La unidad de medida de la energía activa para el proceso de medición es kilowatt hora.
- 5.1.4** La unidad de medida de la demanda máxima será el kilowatt.
- 5.1.5** Los Registros de medición se deben obtener del perfil de la energía activa entregada o recibida del Día de Operación, integrada en periodos de 5 minutos.
- 5.1.6** Los Registros de medición que los Transportistas y Distribuidores envíen al CENACE deben tener la estampa de tiempo en formato universal, con la referencia del huso horario en donde se encuentra el Medidor.
- 5.1.7** Cuando algún mantenimiento o falla afecte al Medidor principal, el Transportista o Distribuidor deben adquirir los registros de Medición del medidor de respaldo y enviarlos al CENACE para efectos de las liquidaciones.

5.2 Envío de los Registros de medición

- 5.2.1** El Transportista y el Distribuidor deben enviar al CENACE los Registros de medición del Medidor principal y del Medidor de respaldo correspondientes a la Liquidación Original y las Re-liquidaciones, conforme a lo siguiente:
- Para la Liquidación Original, deben entregar los Registros de medición reales o estimados, según sea el caso, correspondientes al Día de Operación.
 - Para la Re-liquidación Inicial, cuando el Transportista o Distribuidor hayan entregado Registros de medición estimados, deben entregar los Registros de medición reales, si es posible acceder a ellos, para sustituir los Registros de medición estimados correspondientes al Día de Operación.
 - Para las Re-liquidaciones Intermedia y Final, el Transportista o Distribuidor pueden entregar únicamente aquellos Registros de medición reales de los Días de Operación, sólo en casos excepcionales. Dichos registros sustituirán a los Registros de medición previamente entregados. El Transportista y Distribuidor deberán documentar debidamente ante el CENACE los casos excepcionales.
 - Para la Re-liquidación por controversia, el Transportista o Distribuidor deben entregar los Registros de medición de los Días de Operación que el CENACE les solicite por escrito.
- 5.2.2** El Transportista o Distribuidor deben garantizar que los envíos diarios contengan la totalidad de los Registros de medición para el Día de Operación.
- 5.2.3** El Transportista o Distribuidor debe enviar al CENACE de los Registros de medición, estimados o reales, según corresponda, del Día de Operación, dentro de los periodos establecidos en la siguiente tabla:

| Proceso de Liquidación | Día |
|---------------------------------|---|
| Liquidación Original | A más tardar a las 10:00 horas del segundo día natural posterior al Día de Operación. |
| Re-liquidación Inicial | A más tardar a las 10:00 horas del día natural 39 posterior al Día de Operación. |
| Re-liquidación Intermedia | A más tardar a las 10:00 horas del día natural 85 posterior al Día de Operación. |
| Re-liquidación Final | A más tardar a las 10:00 horas del día natural 175 posterior al Día de Operación. |
| Re-liquidación por controversia | A más tardar 3 días hábiles siguientes al día en que reciban el requerimiento por escrito del CENACE. |

- 5.2.4** Los horarios de envío señalados en la tabla anterior corresponden a los horarios en la Ciudad de México.

Ejemplo

Supongamos que el Transportista y el Distribuidor adquieren los Registros de medición correspondientes al Día de Operación viernes 1o. de enero.

En este caso, el Transportista y el Distribuidor deberán enviar los Registros de medición al CENACE conforme a lo siguiente:

- a) Para que el CENACE pueda realizar la Liquidación Original, el Transportista o el Distribuidor deberán enviarlos al CENACE a más tardar a las 10:00 a.m., hora de la Ciudad de México, del domingo 3 de enero (esto es, al segundo día natural siguiente al, 1o. de enero, que es el Día de Operación). Supongamos que efectivamente, los envían el domingo 3 de enero a las 8:00 a.m.
- b) Si el Transportista o el Distribuidor hubiesen identificado modificaciones a los Registros de medición correspondientes al Día de Operación (viernes 1o. de enero), que enviaron el domingo 3 de enero a las 8 a.m., para que el CENACE pueda realizar la Re-liquidación inicial, el Transportista y el Distribuidor deberán enviar al CENACE, a más tardar antes de las 10 a.m., hora de la Ciudad de México, del martes 9 de febrero (esto es, 39 días naturales siguientes al Día de Operación 1o. de enero), los Registros de medición del perfil de todo el Día de Operación correspondientes a aquellas Centrales Eléctricas o Centros de Carga cuyos Registros de medición sufrieron modificaciones.
- c) Si existen modificaciones a los Registros de medición correspondientes al Día de Operación 1o de enero (enviados el 3 de enero a las 8 a.m.), para que el CENACE pueda realizar la re-liquidación intermedia, el Transportista y el Distribuidor deberán enviar al CENACE, antes de las 10 a.m., hora de la Ciudad de México, del sábado 26 de abril (esto es, 85 días naturales siguientes al Día de Operación), los Registros de medición de todo el Día de Operación correspondientes a aquellas Centrales Eléctricas o Centros de Carga entre cuyos Registros de medición sufrieron modificaciones.
- d) Si existen modificaciones a los Registros de medición correspondientes al Día de Operación 1o. de enero (mismos que fueron enviados el 3 de enero a las 8 a.m.), para que el CENACE pueda realizar la re-liquidación final, el Transportista y el Distribuidor deberán enviar al CENACE, antes de las 10 a.m., hora de la Ciudad de México, del viernes 24 de junio (esto es, 175 días naturales siguientes al Día de Operación para fines de este ejemplo), los Registros de medición de todo el Día de Operación correspondientes a aquellas Centrales Eléctricas o Centros de Carga entre cuyos Registros de medición sufrieron modificaciones.
- e) Supongamos que como resultado de una controversia sobre los Registros de medición del 1o. de enero, el día 14 de septiembre el Transportista o el Distribuidor, según sea el caso, recibe la notificación del CENACE, por medio de un escrito oficial, para que envíe los Registros de medición de la Central Eléctrica o Centro de Carga. En este caso, el Transportista deberá entregar al CENACE los registros solicitados a más tardar el 20 de septiembre (que resulta de sumar tres días hábiles al 14 de septiembre, que son el 15, el 19 y el 20 de septiembre, puesto que el 16 de septiembre, el sábado y el domingo son inhábiles).

5.3 Segregación de inyecciones y retiros efectuados por Centrales Eléctricas que comparten infraestructura para interconectarse a la RNT o a las RGD.

5.3.1 Esta sección aplica únicamente a dos o más Centrales Eléctricas que comparten infraestructura para interconectarse a la RNT o a las RGD.

5.3.2 Para obtener el valor de la energía inyectada por cada una de las Centrales Eléctricas materia de esta sección, el CENACE segregará los Registros de medición en el Sistema de Medición del Punto de Interconexión con la RNT o la RGD que compartan las Centrales Eléctricas aplicando a dichos registros los factores de segregación que se calculan conforme a la fórmula siguiente:

$$FSG_i = \frac{EE_i}{\sum_{j=1}^n EE_j}$$

Donde:

FSG_i Factor de segregación para inyecciones correspondientes a la Central Eléctrica i

EE_i Energía inyectada por la Central Eléctrica i, medida en el Sistema de Medición de la Central Eléctrica.

$\sum_{j=1}^n EE_j$ Energía total entregada por las Centrales Eléctricas que comparten infraestructura para interconectarse a la RNT o las RGD, medida en el Sistema de Medición de cada Central Eléctrica.

- 5.3.3 Los Registros de medición del Punto de Interconexión se multiplicarán por el Factor de segregación correspondiente a la Central Eléctrica de que se trate, conforme a lo siguiente:

$$ELE_i = FSE_i * EE_{pint}$$

Donde:

ELE_i Energía medida para liquidaciones entregada por la Central Eléctrica i

FSE_i Factor de segregación de la Central Eléctrica i

EE_{pint} Energía total, entregada por las Centrales Eléctricas que comparten infraestructura para interconectarse a la RNT o las RGD, medida en el Punto de Interconexión.

- 5.3.4 Para obtener el valor de la energía consumida por cada una de las Centrales Eléctricas materia de esta sección, los Registros de medición en el Sistema de Medición del Punto de Interconexión con la RNT o la RGD que compartan las Centrales Eléctricas se segregarán aplicando a dichos registros los factores de segregación que se calculan conforme a la fórmula siguiente:

$$FSC_i = \frac{EC_i}{\sum_{j=1}^n EC_j}$$

Donde:

FSC_i Factor de segregación para el consumo de la Central Eléctrica i

EC_i Energía consumida por la Central Eléctrica i, medida en el Sistema de Medición de la Central Eléctrica.

$\sum_{j=1}^n EC_j$ Energía total consumida por las Centrales Eléctricas que comparten infraestructura para interconectarse a la RNT o las RGD, medida en el Sistema de Medición de cada Central Eléctrica.

- 5.3.5 Los Registros de medición en el Punto de Interconexión se multiplicarán por el Factor de segregación para el consumo correspondiente a la Central Eléctrica de que se trate, conforme a lo siguiente:

$$ELC_i = FSC_i * EC_{pint}$$

Donde:

ELC_i Energía medida para liquidaciones consumida por la Central Eléctrica i

FSC_i Factor de segregación para el consumo de la Central Eléctrica i.

EC_{pint} Energía total consumida por las Centrales Eléctricas que comparten infraestructura para interconectarse a la RNT o las RGD, medida en el Punto de Interconexión.

- 5.4 **Segregación de retiros efectuados por Centros de Carga que comparten infraestructura para conectarse a la RNT o a las RGD.**

- 5.4.1 Esta sección aplica únicamente a dos o más Centros de Carga que comparten infraestructura para conectarse a la RNT o a las RGD.

- 5.4.2 Para obtener el valor de la energía consumida por cada uno de los Centros de Carga materia de esta sección, el CENACE segregará los Registros de medición en el Sistema de Medición del Punto de Conexión con la RNT o la RGD que compartan los Centros de Carga aplicando a dichos registros los factores de segregación que se calculan conforme a la fórmula siguiente:

$$FSC_i = \frac{EC_i}{\sum_{j=1}^n EC_j}$$

Donde:

| | |
|---------------------|--|
| FSC_i | Factor de segregación para el consumo del Centro de Carga i |
| EC_i | Energía consumida por el Centro de Carga i, medida en el Sistema de Medición del Centro de Carga |
| $\sum_{j=1}^n EC_j$ | Energía total consumida por los Centros de Carga que comparten infraestructura para conectarse a la RNT o las RGD, medida en el Sistema de Medición de cada Centro de Carga. |

5.4.3 Los Registros de medición en el Punto de Conexión se multiplicarán por el factor de segregación para el consumo correspondiente al Centro de Carga de que se trate, conforme a lo siguiente:

$$ELC_i = FSC_i * EC_{PINT}$$

Donde:

| | |
|-------------|--|
| ELC_i | Energía medida para liquidaciones consumida por el Centro de Carga i |
| FSC_i | Factor de segregación para el consumo del Centro de Carga i. |
| EC_{PINT} | Energía total consumida por los Centros de Carga que comparten infraestructura para conectarse a la RNT o las RGD, medida en el Punto de Conexión. |

5.5 Segregación de energía de Unidades de Central Eléctrica cuando dichas Unidades comparten uno o más Puntos de Interconexión

5.5.1 De conformidad con la definición de la Base 2.1.140, una Unidad de Central Eléctrica son los elementos de una Central Eléctrica que pueden ser despachados de manera independiente a otros elementos de la misma.

5.5.2 Cuando dos o más Unidades de Central Eléctrica compartan uno o más Puntos de Interconexión, el CENACE segregará la energía inyectada por cada una de ellas.

5.5.3 La segregación de la energía inyectada por cada Unidad de Central Eléctrica se realizará conforme a lo siguiente:

- (a) las proporciones en que cada una de las Unidades de Central Eléctrica ha entregado energía al Sistema se determinará con base en:
 - (i) los valores de medición SCADA,
 - (ii) los valores de AUGC, si no están disponibles los valores de SCADA, y
 - (iii) los valores del MDA, si no están disponibles los valores de AUGC.
- (b) Para obtener el valor de la energía inyectada por cada una de las Unidades de Central Eléctrica, los Registros de medición en el Sistema de Medición del Punto de Interconexión con la RNT o la RGD que compartan las Unidades de Central Eléctrica se segregarán aplicando a dichos registros los factores de segregación que se calculan conforme a la fórmula siguiente:

$$FSE_i = \frac{EE_i}{\sum_{j=1}^n EE_j}$$

Donde:

| | |
|---------------------|--|
| FSE_i | Factor de segregación para la energía inyectada de la Unidad de Central Eléctrica i |
| EE_i | Energía inyectada por la Unidad de Central Eléctrica i, obtenida a partir de los valores mencionados en el inciso (a) de este numeral |
| $\sum_{j=1}^n EE_j$ | Energía total entregada por las Unidades de Central Eléctrica que comparten Puntos de Interconexión para conectarse a la RNT o las RGD, obtenida a partir de los valores mencionados en el inciso (a) de este numeral. |

- (c) Los Registros de medición en el Punto de Interconexión se multiplicarán por el factor de segregación para la energía inyectada por la Unidad de Central Eléctrica de que se trate, conforme a lo siguiente:

$$ELE_i = FSE_i * EE_{Pint}$$

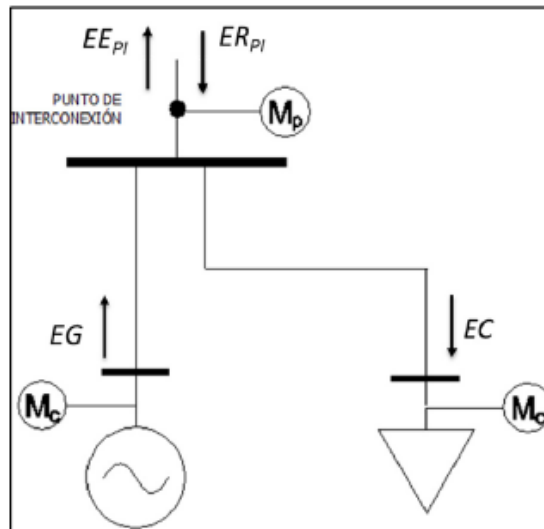
Donde:

- ELE_i Energía determinada para liquidaciones entregada por la Unidad de Central Eléctrica i
- FSE_i Factor de segregación para la energía inyectada por la Unidad de Central Eléctrica i .
- EE_{Pint} Energía total entregada por las Unidades de Central Eléctrica que compartan un Punto de Interconexión, obtenida a partir de los valores mencionados en el inciso (a) de este numeral.

5.6 Segregación de inyecciones y retiros de Centrales Eléctricas y Centros de Carga en Abasto Aislado con Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional

5.6.1 Cuando existan Centrales Eléctricas y Centros de Carga en Abasto Aislado con Interconexión al Sistema Eléctrico, el CENACE segregará la energía inyectada o retirada por cada uno de ellos conforme con lo descrito en esta sección.

5.6.1 Para determinar la cantidad de energía inyectada por las Centrales Eléctricas y retirada por los Centros de Carga que se encuentren en Abasto Aislado se deben excluir las pérdidas de la red particular, para lo cual se procederá conforme a lo siguiente:



- a) La energía perdida en la red particular se obtiene a partir de lo siguiente:

$$EP = \left(\sum_{j=1}^n EG_j + ER_{pl} \right) - \left(\sum_{i=1}^n EC_i + EE_{pl} \right)$$

Donde

- EP es la energía perdida
- EG_j es la energía generada por la Central Eléctrica j
- ER_{pl} es la energía retirada en el Punto de Interconexión
- EC_i es la energía consumida por el Centro de Carga i
- EE_{pl} es la energía inyectada en el Punto de Interconexión

- b) Los factores de distribución de las pérdidas entre la Central Eléctrica y el Centro de Carga se calculan con base en el total de la energía generada por las Centrales Eléctricas y el total de la energía consumida por los Centros de Carga, dentro del Abasto Aislado. Estos factores y el total de la energía consumida por los Centros de Carga se calculan con las siguientes fórmulas:

$$E_D = \sum_{j=1}^n EG_j + \sum_{i=1}^n EC_i$$

$$FG_j = \frac{EG_j}{E_D} \qquad FC_i = \frac{EC_i}{E_D}$$

Donde:

- FG_j es el factor de pérdidas aplicable a las Centrales Eléctricas
 EG_j es la energía inyectada por la Central Eléctrica j
 FC_i es el factor de pérdidas aplicables a los Centros de Carga
 EC_i es la energía retirada por el Centro de Carga i
 E_D es el total de la energía generada por las Centrales Eléctricas más el total de la energía consumida por los Centros de Carga, dentro del Abasto Aislado.

- c) La cantidad de energía inyectada por cada Central Eléctrica en el Punto de Interconexión, sin contar las pérdidas de la red particular, se calcula como sigue:

$$EEP_j = EG_j - (EP * FG_j)$$

Donde:

- EEP_j es la energía inyectada por la Central Eléctrica j en el Punto de Interconexión, sin contar la energía perdida en la red particular
 EG_j es la energía inyectada por la Central Eléctrica j
 EP es la energía perdida
 FG_j es el factor de pérdidas aplicable a las Centrales Eléctricas

- d) La cantidad de energía retirada por cada Centro de Carga en el Punto de Interconexión, sin contar las pérdidas de la red particular, se calcula como sigue:

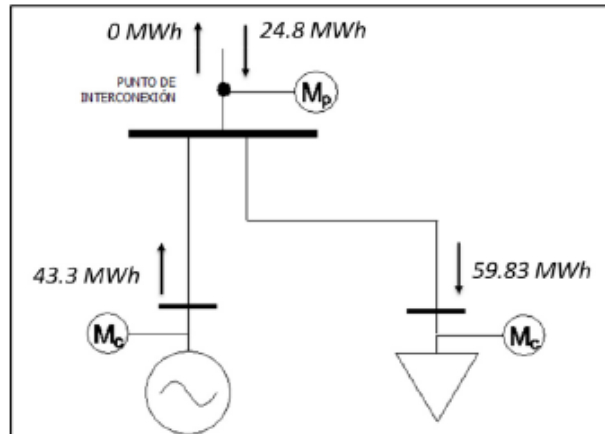
$$ECP_i = EC_i + (EP * FC_i)$$

Donde:

- ECP_i es la energía retirada por el Centro de Carga i en el Punto de Interconexión, sin contar la energía perdida en la red privada
 EC_i es la energía retirada por el Centro de Carga i
 EP es la energía perdida
 FC_i es el factor de pérdidas aplicables a los Centros de Carga

Ejemplo

Supongamos que una Central Eléctrica y un Centro de Carga se encuentran en un sistema en Abasto Aislado con las características que se ilustran en el siguiente diagrama:



Determinación de la energía perdida:

$$EP = \left(\sum_{j=1}^n EG_j + ER_{pi} \right) - \left(\sum_{i=1}^n EC_i + EE_{pi} \right) = (43.3 + 24.8) - (59.83 + 0) = 8.27 \text{ MWh}$$

$$E_D = E_G + E_C = 43.3 + 59.83 = 103.13 \text{ MWh}$$

Los factores para distribuir las pérdidas entre la Central Eléctrica y el Centro de Carga son:

$$FG_j = \frac{EG_j}{E_D} = \frac{43.3}{103.13} = 0.4199$$

$$FC_i = \frac{EC_i}{E_D} = \frac{59.83}{103.13} = 0.5801$$

Las cantidades de energía generada y consumida, sin incluir las pérdidas en la red particular, son:

$$EEP_j = EG_j - (EP * FG_j) = 43.3 - (8.27 * 0.4199) = 39.83 \text{ MWh}$$

$$ECP_i = EC_i + (EP * FC_i) = 59.83 + (8.27 * 0.5801) = 64.63 \text{ MWh}$$

5.7 Determinación de la energía consumida en Centros de Carga Indirectamente Modelados y Directamente Medidos

5.7.1 Para determinar la energía consumida por los Centros de Carga Indirectamente Modelados y Directamente Medidos, el Distribuidor debe enviar al CENACE los datos del consumo total de los Centros de Carga Indirectamente Modelados y Directamente Medidos, agregados por Zona de Carga, por Participante del Mercado, con base en el registro en el MEM.

5.7.2 Para determinar la energía consumida por los Centros de Carga Indirectamente Modelados y Directamente Medidos, el CENACE deberá agregar por Zona de Carga los datos del consumo total de los Centros de Carga Indirectamente Modelados y Directamente Medidos, por Participante del Mercado, con base en el registro en el MEM.

5.7.3 Asimismo, el Generador de Intermediación debe enviar al CENACE la información del consumo asociado al Contrato de Interconexión respectivo (porteo), de los Centros de Carga Indirectamente Modelados y Directamente Medidos, agrupados a nivel Zona de Carga, con base en el Manual de Contratos de Interconexión Legados.

5.7.4 La liquidación al Generador de Intermediación se realizará por Contrato de Interconexión Legado sólo si el Generador de Intermediación envía al CENACE la información del consumo agrupado a nivel Zona de Carga por Contrato de Interconexión Legado.

5.8 Determinación de la energía consumida en Centros de Carga Indirectamente Modelados e Indirectamente Medidos.

5.8.1 La energía consumida en los Centros de Carga Indirectamente Modelados e Indirectamente Medidos se estimará conforme a lo señalado en el numeral 6.4.

CAPÍTULO 6

Validación y estimación de Registros de medición

6.1 Generales

6.1.1 Previo al envío de los Registros de medición al CENACE, el Transportista o Distribuidor deberán revisar tales registros mediante la aplicación del procedimiento de validación descrito en el numeral 6.2 de este Manual, y cuando aplique, realizar la estimación de acuerdo con lo establecido en la sección 6.3 de este Manual.

6.2 Validación de Registros de medición

6.2.1 El proceso necesario para asegurar que los Registros de medición sean válidos debe llevarse a cabo antes del ciclo de liquidaciones descrito en la Base 17 del Mercado Eléctrico.

6.2.2 Los Registros de medición se consideran válidos salvo los casos siguientes:

- (a)** Valores nulos o no numéricos.
- (b)** Valores de energía activa diferentes de cero repetidos en dos o más Registros de medición consecutivos.
- (c)** Valores de energía menores a los que debió registrar el Sistema de Medición cuando se haya detectado que existió una Falla en alguno de los elementos de medición.
- (d)** Valores de energía menores a los que debió registrar el Sistema de Medición cuando se haya determinado, por la autoridad competente, que el Centro de Carga o la Central Eléctrica se ubicó, en el Día de Operación, en cualquiera de los supuestos contemplados en el artículo 165, fracciones I, inciso e) y VI de la LIE.

6.3 Estimación de Registros de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga Directamente Medidos

6.3.1 La estimación de los Registros de medición de Centrales Eléctricas y Centros de Carga Directamente Medidos se realizará en los siguientes casos:

- (a)** Cuando no se disponga de los Registros de medición en los tiempos señalados en el numeral 6.2.3 de este Manual.
- (b)** Cuando se identifiquen Registros de medición no válidos, según se define en el numeral 6.2.2 de este Manual.
- (c)** Cuando se identifique un Medidor fuera de servicio o con pérdida de exactitud conforme a lo establecido en la norma oficial mexicana aplicable.
- (d)** Cuando el CENACE identifique:
 - (i)** Que los Registros de medición entregados por el Transportista y el Distribuidor presentan un desfase horario respecto a la estampa de tiempo de los sistemas de tiempo real del CENACE que cumplan con una clase de exactitud igual o superior a la requerida para los elementos del Sistema de Medición.
 - (ii)** Diferencias en el perfil de energía respecto a las fuentes alternas de medición que cumplan con una clase de exactitud igual o superior a la requerida para los elementos del Sistema de Medición.

6.3.2 La estimación debe realizarse sólo sobre los periodos comprendidos en los supuestos del punto anterior.

6.3.3 Proceso de estimación

- (a)** El Transportista y el Distribuidor estimarán los Registros de medición con base en las fuentes que tenga disponibles de entre aquellas establecidas en el numeral 6.3.4 del Manual, y entregarán al CENACE los Registros de medición del Día de Operación, incluyendo aquellos que hayan sido estimados.

- (b) El Transportista y el Distribuidor deben entregar al CENACE los registros referidos en el inciso (a) en el plazo para la Liquidación original, establecido en la tabla del numeral 5.2.3 de este Manual.
- (c) Si el Transportista y el Distribuidor no entregan los Registros de medición a que se refiere el inciso (a) en el plazo para la Liquidación original establecido en la tabla del numeral 5.2.3 de este Manual, el CENACE realizará la estimación de los Registros de medición para todo el Día de Operación, con base en las fuentes del numeral 5.3.3 que tenga disponibles, para la Liquidación Original.
- (d) Previo a que concluya el plazo para la Re-Liquidación Inicial establecido en el numeral 5.2.3 de este Manual, el Transportista o Distribuidor:
 - (i) enviarán al CENACE la estimación de los Registros de medición reales del Día de Operación, o
 - (ii) si no cuentan con ellos, enviarán los Registros de medición del Día de Operación, incluyendo la estimación de los Registros de medición

Estos valores sustituirán los valores estimados por el CENACE para la Liquidación Original.
- (e) Cuando la autoridad competente determine que el Centro de Carga o la Central Eléctrica se ubicó, en el Día de Operación, en cualquiera de los supuestos contemplados en el artículo 165, fracciones I, inciso e) y VI de la LIE, el Transportista o Distribuidor deben enviar al CENACE, los Registros de medición de los Días de Operación afectados por lo anterior, ajustados con base en los mecanismos que determine la CRE.
- (f) En caso de que el Transportista y el Distribuidor no envíen al CENACE Registros de medición que deban sustituir a los anteriores, se mantendrá la estimación de los Registros de medición de la Re-Liquidación anterior.

6.3.4 Las fuentes de información para realizar la estimación de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga Directamente Medidos, así como las Líneas de Enlace Internacionales, y las Interconexiones entre Transportistas, y entre Transportistas y Distribuidores, cuando no se cuente con sus Registros de medición, se enlistan a continuación:

| Caso | Fuentes de información |
|---|--|
| Central Eléctrica Directamente Modelada | <p>Primera fuente de información: Valores de Potencia activa instantánea registrados en SCADA.</p> <p>Segunda fuente de información: Los registros históricos de los valores de medición utilizados para liquidación, correspondientes a los últimos 12 días coincidentes.</p> <p>Tercera fuente de información: La energía resultado del MDA para el día de operación.</p> |
| Central Eléctrica Indirectamente Modelada | <p>Primera fuente de información: Los registros históricos de los valores de medición utilizados para liquidación, correspondientes a los últimos 12 días coincidentes</p> <p>Segunda fuente de información: La energía resultado del MDA para el día de operación, correspondiente a la zona de carga donde se encuentre la Central Eléctrica.</p> |
| Centro de Carga Directamente Modelado | <p>Primera fuente de información: Valores de Potencia activa instantánea registrados en SCADA</p> <p>Segunda fuente de información: Los registros históricos de los valores de medición utilizados para liquidación, correspondientes a los últimos 12 días coincidentes</p> <p>Tercera fuente de información: La energía resultado del MDA para el día de operación, correspondiente a la zona de carga donde se encuentre el Centro de Carga.</p> |
| Centro de Carga Indirectamente Modelado | <p>Primera fuente de información: Los registros históricos de los valores de medición utilizados para liquidación, correspondientes a los últimos 12 días coincidentes</p> <p>Segunda fuente de información: La energía resultado del MDA para el día de operación, correspondiente a la zona de carga donde se encuentre el Centro de Carga.</p> |
| Línea de Enlace Internacional | <p>Primera fuente de información: Valores de Potencia activa instantánea registrados en SCADA</p> <p>Segunda fuente de información: Los registros históricos de los valores de medición utilizados para liquidación, correspondientes a los últimos 12 días coincidentes.</p> |
| Interconexión entre Transportistas | <p>Primera fuente de información: Valores de Potencia activa instantánea registrados en SCADA</p> <p>Segunda fuente de información: Las mediciones en los elementos asociados al punto de entrega/recepción.</p> <p>Tercera fuente de información: Los registros históricos de los valores de medición para niveles de alta tensión, de hasta los últimos 12 días coincidentes.</p> |

| | |
|--|--|
| Interconexión entre Transportista y Distribuidor | <p>Primera fuente de información: Valores de Potencia activa instantánea registrados en SCADA</p> <p>Segunda fuente de información: Las mediciones en los elementos asociados al punto de entrega/recepción.</p> <p>Tercera fuente de información: Los registros históricos de los valores de medición para niveles de alta tensión, de hasta los últimos 12 días coincidentes.</p> |
| Interconexión entre Distribuidores | <p>Primera fuente de información: Valores de Potencia activa instantánea registrados en SCADA</p> <p>Segunda fuente de información: Las mediciones en los elementos asociados al punto de entrega/recepción.</p> <p>Tercera fuente de información: Los registros históricos de los valores de medición para niveles de alta tensión, de hasta los últimos 12 días coincidentes.</p> |

- (a) Sólo si la fuente no está disponible, no es confiable o no contiene la información completa para el día completo al que corresponde el periodo a estimar, se podrá emplear la fuente subsecuente, hasta agotar las fuentes mencionadas para cada caso.
- (b) En caso de que se hayan agotado las fuentes mencionadas y no se cuente con la información, el CENACE podrá tomar las medidas necesarias para allegarse de la información.
- (c) Para determinar si la información proveniente de una fuente es confiable, se utilizarán los siguientes criterios:
 - (i) SCADA, si es que cumple con lo establecido en el anexo 2 “Calidad de la información y Disponibilidad de la telemetría y del servicio de voz” del Manual de TIC.
 - (ii) Perfiles históricos, cuando los Registros de medición que se tomen como base para la estimación no presenten datos no válidos.
 - (iii) La energía asignada en el Mercado de Día en Adelanto para el Día de Operación.
 - (iv) Mediciones en los elementos asociados al punto de entrega/recepción, cuando los registros provengan de medidores con calibración vigente realizada mediante el uso de equipo patrón con trazabilidad nacional.

6.3.5 Criterios y procedimiento para estimar, a partir de perfiles históricos, la energía inyectada o retirada por las Centrales Eléctricas y Centros de Carga Directamente Medidos

- (a) Se estimará la energía consumida o generada en los periodos para los que no se cuente con los Registros de medición.
- (b) Para realizar la estimación del periodo, se tomará el promedio aritmético de los valores de los registros de los últimos 12 días coincidentes con el día que se pretende estimar, o de los días coincidentes con los que se disponga en los tres meses anteriores al día que se pretende estimar. Por día coincidente se entiende el mismo día de la semana para el que se está realizando la estimación.

| Ejemplo |
|--|
| Si el Transportista va a estimar los valores de medición para un Participante de Mercado correspondientes a un día lunes, debe tomar los valores históricos de los 12 lunes más recientes, anteriores al lunes cuyos valores de medición se estimarán. |

- (c) Si sólo se cuenta con un solo día coincidente, la estimación será igual al valor de los registros del periodo horario de dicho día.
- (d) En caso de no existir registros de al menos un día coincidente, se promediarán los valores de los registros de las horas coincidentes de los días naturales que se tengan disponibles.
- (e) Para todas las estimaciones basadas en perfiles históricos se deben excluir los días de descanso obligatorio previstos en el artículo 74 de la Ley Federal de Trabajo. Por consiguiente, si el único día coincidente es un día de descanso obligatorio, se deberá optar por la siguiente fuente en orden de prelación.
- (f) Para estimar un día de descanso obligatorio, se tomará el promedio aritmético de los valores de los registros de los últimos 12 domingos.

Ejemplo de estimación con perfiles históricos

Suponiendo que no se cuenta con las mediciones del martes 7 de julio de la 9 h 00 a las 9h 30, entonces se deberá tomar la información de medición siguiente:

El promedio aritmético de cada uno de los 24 bloques cincominutales coincidentes entre las 9 h 00 y las 9 h 30 de los días martes 14, 21 y 28 de abril, 5, 12, 19 y 26 de mayo, y 2, 9, 16, 23 y 30 de junio.

| 12 Días Coincidentes Previos al Día de Operación con Datos a Estimar | | | | | | | | | | | | | Día de Operación con Datos a Estimar | REAL |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|----------|---------|---------|--------------------------------------|---------|
| Hora | 14-abr | 21-abr | 28-abr | 05-may | 12-may | 19-may | 26-may | 02-jun | 09-jun | 16-jun | 23-jun | 30-jun | 07-jul | REAL |
| 08:30 | 8067.90 | 7210.46 | 8393.12 | 8168.33 | 9228.26 | 9024.93 | 10638.17 | 8098.28 | 8973.52 | 9778.89 | 8535.33 | 9211.36 | 8375.54 | 8375.54 |
| 08:35 | 8137.15 | 7236.18 | 8459.53 | 8155.88 | 9168.95 | 8973.79 | 10751.78 | 7712.42 | 8956.13 | 9735.17 | 8489.69 | 9227.82 | 8455.90 | 8455.90 |
| 08:40 | 8019.89 | 7226.05 | 8602.45 | 8209.41 | 9199.63 | 9328.52 | 10733.34 | 7437.65 | 8961.89 | 9743.98 | 8578.40 | 9143.93 | 8459.22 | 8459.22 |
| 08:45 | 8042.23 | 7208.28 | 8037.69 | 8274.72 | 9396.34 | 9449.77 | 10664.97 | 7362.94 | 8972.99 | 9817.61 | 8348.46 | 8971.06 | 8386.20 | 8386.20 |
| 08:50 | 8115.23 | 7235.36 | 8505.97 | 8152.14 | 9338.26 | 9460.39 | 10731.60 | 7262.52 | 8986.74 | 9620.57 | 8413.60 | 8918.78 | 8359.32 | 8359.32 |
| 08:55 | 8334.01 | 7431.27 | 8209.81 | 8233.54 | 9574.28 | 9488.44 | 10816.67 | 7290.04 | 9035.02 | 9702.82 | 8465.51 | 9078.32 | 8323.49 | 8323.49 |
| 09:00 | 8391.64 | 7439.05 | 8492.37 | 8183.99 | 9619.59 | 9410.79 | 11010.48 | 7222.50 | 8944.23 | 9712.36 | 8219.70 | 9138.11 | 8815.40 | 8697.38 |
| 09:05 | 8700.25 | 7437.40 | 8396.14 | 8161.61 | 9593.65 | 9481.03 | 10908.51 | 7556.53 | 8908.00 | 9798.54 | 8440.52 | 9063.12 | 8870.44 | 8853.34 |
| 09:10 | 8965.15 | 7449.27 | 8484.69 | 8181.71 | 9623.19 | 9419.76 | 10259.94 | 8428.04 | 8992.16 | 9819.77 | 8361.88 | 9004.12 | 8915.81 | 8921.19 |
| 09:15 | 9047.09 | 7547.28 | 8355.79 | 8226.98 | 9674.94 | 9305.76 | 10081.00 | 8499.67 | 8925.23 | 9819.74 | 8209.52 | 8975.37 | 8889.03 | 8885.91 |
| 09:20 | 9229.55 | 7530.10 | 8505.18 | 8208.68 | 9789.47 | 9391.48 | 9926.89 | 8793.64 | 9032.79 | 9974.01 | 8465.74 | 8926.56 | 8981.17 | 9038.55 |
| 09:25 | 9214.87 | 7466.66 | 8186.92 | 8169.54 | 9773.77 | 9367.95 | 9890.07 | 9045.84 | 9075.13 | 10031.19 | 8497.01 | 8921.65 | 8970.05 | 9114.16 |
| 09:30 | 9257.16 | 7456.88 | 7843.30 | 8133.88 | 9819.98 | 9307.47 | 9926.98 | 9286.63 | 9046.92 | 9978.00 | 8750.38 | 8945.17 | 8979.40 | 9121.42 |
| 09:35 | 9433.84 | 7525.31 | 8205.64 | 8012.50 | 9713.61 | 9434.76 | 9957.78 | 9311.21 | 9030.23 | 10170.09 | 8427.35 | 8936.18 | 9305.47 | 9305.47 |
| 09:40 | 9536.19 | 7584.11 | 8092.09 | 8296.52 | 9605.09 | 9580.19 | 10085.30 | 9422.68 | 8988.43 | 10178.35 | 8458.95 | 8784.92 | 9319.77 | 9319.77 |
| 09:45 | 9635.42 | 7537.68 | 8129.71 | 8352.26 | 9619.42 | 9714.86 | 10089.66 | 9514.15 | 8917.41 | 9924.12 | 8499.23 | 8800.23 | 9290.80 | 9290.80 |
| 09:50 | 9695.68 | 7520.66 | 8012.73 | 8195.82 | 9627.36 | 9740.85 | 10034.07 | 9563.45 | 9001.79 | 10020.58 | 8417.15 | 8923.58 | 9326.77 | 9326.77 |
| 09:55 | 9800.01 | 7564.05 | 7793.30 | 8098.32 | 9658.04 | 9674.04 | 9868.66 | 9706.97 | 9033.03 | 10119.33 | 8354.87 | 8939.24 | 9337.02 | 9337.02 |
| 10:00 | 9814.39 | 7523.01 | 8195.17 | 8153.80 | 9622.36 | 9703.62 | 9801.90 | 9742.06 | 9056.56 | 9844.67 | 8266.69 | 8893.35 | 9267.54 | 9267.54 |

Bloques cincominutales a considerar de los 12 días coincidentes anteriores

Promedio de Bloques cincominutales a considerar de los 12 días coincidentes anteriores

6.3.6 Criterios y Procedimiento para estimar a partir de la energía resultado del MDA para el día de operación

- (a) Se tomará el valor de la energía asignado en el MDA, correspondiente a la Central Eléctrica o Centro de Carga en los bloques horarios para la hora u horas que se requieran estimar conforme se haya realizado la oferta por:
 - (i) Unidad de Central Eléctrica
 - (ii) Carga Directamente Modelada o Indirectamente Modelada

6.3.7 Criterios y procedimiento para estimar a partir de sistemas de tiempo real

- (a) Con base en los valores instantáneos de Potencia activa tomados del SCADA, se calcula el promedio en bloques horarios o cincominutales para obtener el valor estimado de energía en cada periodo.
- (b) Para el caso de Centrales Eléctricas, se debe aplicar los siguientes criterios:
 - (i) Si la Central Eléctrica tiene medición SCADA en el Punto de Interconexión, se tomará el valor obtenido con base en lo descrito en el inciso (a).

| Ejemplo: Estimación con base en SCADA | | | | |
|---|---|-------------|-----------------------------------|------------|
| Supongamos que se requiere estimar el valor de energía para una Central Eléctrica que tiene medición SCADA. Para ello, se toman los valores instantáneos de la Potencia activa en intervalos de 20 segundos, y se obtiene el promedio aritmético de éstos. Dado que una hora tiene 12 periodos cincominutales, para obtener el valor de la energía se requiere dividir el valor del promedio aritmético entre 12. | | | | |
| Estampa de Tiempo | Valores instantáneos de Potencia activa | | Promedio del periodo de 5 minutos | |
| | MW | kW | Periodo | kWh |
| 28-feb-17 00:00:20 | 160.313477 | 160,313.477 | 28-feb-17 00:05:00 | 13,409.721 |
| 28-feb-17 00:00:40 | 161.303101 | 161,303.101 | | |
| 28-feb-17 00:01:00 | 162.253845 | 162,253.845 | | |
| 28-feb-17 00:01:20 | 161.418747 | 161,418.747 | | |
| 28-feb-17 00:01:40 | 159.459381 | 159,459.381 | | |
| 28-feb-17 00:02:00 | 159.352737 | 159,352.737 | | |
| 28-feb-17 00:02:20 | 159.690582 | 159,690.582 | | |
| 28-feb-17 00:02:40 | 160.131317 | 160,131.317 | | |
| 28-feb-17 00:03:00 | 160.543716 | 160,543.716 | | |
| 28-feb-17 00:03:20 | 160.896912 | 160,896.912 | | |
| 28-feb-17 00:03:40 | 161.475418 | 161,475.418 | | |
| 28-feb-17 00:04:00 | 161.888016 | 161,888.016 | | |
| 28-feb-17 00:04:20 | 161.746811 | 161,746.811 | | |
| 28-feb-17 00:04:40 | 162.377686 | 162,377.686 | | |
| 28-feb-17 00:05:00 | 160.898102 | 160,898.102 | | |
| En caso de que la estimación se realice para un periodo horario, no se requiere dividir por 12 el valor de promedio aritmético obtenido. | | | | |

- (ii) Si la Central Eléctrica no cuenta con medición SCADA en el Punto de Interconexión, al valor de energía obtenido con base al inciso (a) se aplicará un factor de pérdidas del 2%, en caso de tener transformación, y un factor de ajuste por energía consumida para servicios propios del 2%.

Ejemplo: Ajuste por pérdidas de transformación y consumo de servicios propios

Si la Central Eléctrica no cuenta con medición SCADA en el Punto de Interconexión, se restará un 2% sobre el valor de la energía obtenido, por concepto de consumo de usos propios. En caso de que la Central cuente con un transformador, se restará además un 2% sobre el valor de energía obtenido, por concepto de pérdidas por transformación.

| Valor de energía obtenido (Promedio del periodo de 5 minutos) | Aplicando factores de ajuste (kWh) | |
|--|--|---|
| kWh | Consumo por Servicios Propios (2% sobre el valor de energía obtenido) | Consumo por Servicios Propios (2% sobre el valor de energía obtenido) y Factor de Pérdidas por transformación (2% sobre el valor de energía obtenido) |
| 13,409.721 | 13,141.527 | 12,873.333 |

6.4 Estimación de Registros de medición para Centros de Carga Indirectamente Medidos

6.4.1 Para determinar el consumo de los Centros de Carga Indirectamente Modelados e Indirectamente Medidos del Suministro Básico, el CENACE, para efectos de las liquidaciones del MEM, calculará la energía consumida por el Suministro Básico restando a la energía inyectada a la Zona de Carga, el consumo de los Centros de Carga Directamente Medidos dentro de la Zona de Carga, y las pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas por la CRE, conforme a la fórmula lo siguiente:

$$EC_{IM, sb} = C_z(1 - FPT_z - FPNT_z) - \sum_{i=1}^I CC_i$$

Donde:

$EC_{IM, sb}$ es la energía consumida por los Centros de Carga Indirectamente Modelados e Indirectamente Medidos del Suministro Básico en la Zona de Carga Z.

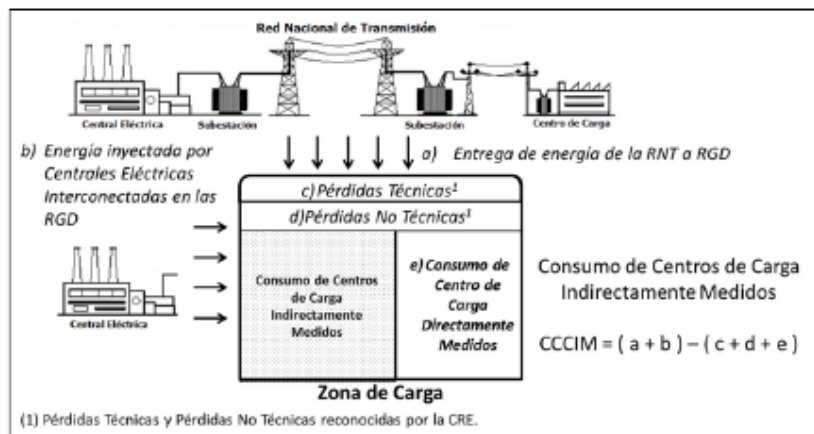
C_z es la energía total recibida por la Zona de Carga Z.

$\sum_{i=1}^I CC_i$ es la energía total medida de los Centros de Carga de un Suministrador Básico o bajo Contrato de Interconexión Legado o que sean Usuarios Calificados, ubicados dentro de la Zona de Carga Z.

FPT_z es el porcentaje de Pérdidas Técnicas reconocidas por la CRE para la Zona de Carga Z, según se establece en el anexo D del Acuerdo A/074/2015, emitido por la CRE el 31 de diciembre de 2015, o la regulación que lo sustituya.

$FPNT_z$ es el porcentaje de Pérdidas No Técnicas reconocidas por la CRE para la Zona de Carga Z, según se establece en el anexo D del Acuerdo A/074/2015, emitido por la CRE el 31 de diciembre de 2015, o la regulación que lo sustituya.

6.4.2 La siguiente figura ilustra el proceso anteriormente descrito.



- 6.4.3 A los Suministradores de Servicio Básico que no cuenten con los Sistemas de Medición conforme a lo establecido en este Manual, el CENACE les asignará cualquier energía no identificable para otro Participante de Mercado o asociada con pérdidas reconocidas.
- 6.4.4 En tanto la autoridad competente no determine los criterios y fórmulas para asignar cualquier energía no identificable para otro Participante de Mercado o asociada con pérdidas reconocidas, entre dos o más suministradores de servicio básico cuyos Centros de Carga no cuenten con sistema de medición, los Centros de Carga de un nuevo Suministrador Básico en una Zona de Carga deben contar con Sistemas de Medición que cumplan con lo establecido en este Manual.

CAPÍTULO 7

Cálculo de Pérdidas Técnicas y No Técnicas en la Redes Generales de Distribución

7.1 Cálculo de las Pérdidas Técnicas y No Técnicas reconocidas por la CRE

7.1.1 La energía inyectada a cada Zona de Carga en niveles de Media Tensión se calcula con base en la siguiente fórmula:

$$E_{MT,Z} = EE_Z + GEN_{MT,Z} + IN_{MT,Z}$$

Donde:

- $E_{MT,Z}$ energía horaria inyectada a la Zona de Carga Z
- EE_Z energía horaria entregada por la RNT a la Zona de Carga Z
- GEN_{MT} generación horaria interna de la Zona de Carga Z en MT
- $IN_{MT,Z}$ intercambio horario con otra Zona de Carga Z en MT

7.1.2 Las Pérdidas Técnicas y No Técnicas, reconocidas por la CRE, en kWh por Zona de Carga se determinan con base en las siguientes fórmulas:

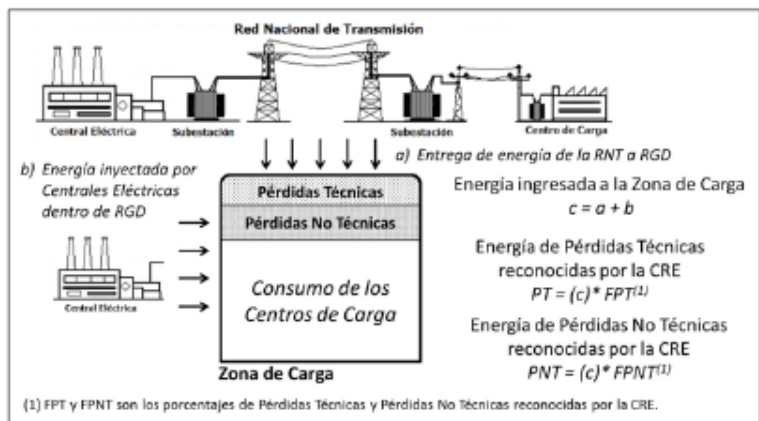
$$PT_Z = FPT_Z * E_{MT,Z}$$

$$PNT_Z = FPNT_Z * E_{MT,Z}$$

Donde:

- PT_Z Pérdidas Técnicas horarias reconocidas en la Zona de Carga Z
- PNT_Z Pérdidas No Técnicas horarias reconocidas en la Zona de Carga Z
- FPT_Z Porcentaje de Pérdidas Técnicas reconocidas por la CRE en la división a la que pertenece la Zona de Carga Z
- $FPNT_Z$ Porcentaje de Pérdidas No Técnicas reconocidas por la CRE en la división a la que pertenece la Zona de Carga Z
- $E_{MT,Z}$ energía horaria inyectada a la Zona de Carga Z

7.1.3 La siguiente figura muestra, de manera ilustrativa, los conceptos y procesos utilizados para el cálculo de las Pérdidas Técnicas y No Técnicas.



- 7.2 Asignación de Pérdidas Técnicas reconocidas por la CRE a los Centros de Carga conectados a las RGD**
- 7.2.1** De acuerdo con lo establecido en la Base 8.4.1 del Mercado Eléctrico, los Participantes del Mercado pagarán la cantidad de retiros en sus Centros de Carga Indirectamente Modelados que representan por Zona de Carga, más las pérdidas técnicas en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista asignadas a las Entidades Responsables de Carga por la CRE.
- 7.2.2** Para tal efecto el CENACE calculará la energía de las Pérdidas Técnicas con base en los porcentajes definidos en el anexo D del Acuerdo A/074/2015, o la regulación que lo sustituya.
- 7.2.3** Según se señaló en el 7.2.1, las Pérdidas Técnicas deben calcularse con base en la energía retirada en los Centros de Carga, sin embargo, el Anexo D del Acuerdo A/074/2015, emitido por la CRE, establece porcentajes de pérdidas técnicas que deben aplicarse a la energía ingresada en el nivel de Media Tensión (esto es, la energía ingresada a las RGD). Mientras la CRE no determine los porcentajes de pérdidas técnicas que deben aplicarse a la energía retirada en los Centros de Carga, el CENACE determinará la proporción de Pérdidas Técnicas reconocidas por la CRE, en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PPT = \frac{FPT}{1 - (FPT + FPNT)}$$

Donde:

- PPT** Porcentaje de Pérdidas Técnicas
- FPT** Porcentaje de Pérdidas Técnicas establecido en el anexo D del Acuerdo A/074/2015
- FPNT** Porcentaje de Pérdidas No Técnicas establecido en el anexo D del Acuerdo A/074/2015

- 7.3 Asignación de Pérdidas No Técnicas, reconocidas por la CRE, a los Centros de Carga conectados a las RGD**
- 7.3.1** De acuerdo con lo establecido en la Base 8.4.1 (j) del Mercado Eléctrico, las Pérdidas No Técnicas en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista asignadas a las Entidades Responsables de Carga por la CRE se cargarán a todas las Entidades Responsables de Carga y se incluirán en las cantidades de retiros asignados tanto a los Centros de Carga Indirectamente Modelados como a los Centros de Carga Directamente Modelados.
- 7.3.2** Las Pérdidas No Técnicas, reconocidas por la CRE, en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico se asignan en el proceso de liquidación. Sin embargo, en tanto esté vigente el oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las Pérdidas No Técnicas, reconocidas por la CRE, en las redes que no correspondan al MEM se asignarán en el proceso de medición, con base en la energía retirada por los Centros de Carga. Dado que el Anexo D del Acuerdo A/074/2015, emitido por la CRE, establece porcentajes de pérdidas no técnicas que deben aplicarse a la energía ingresada en el nivel de Media Tensión (esto es, la energía ingresada a las RGD), mientras la CRE no determine los porcentajes de pérdidas no técnicas que deben aplicarse a la energía retirada en los Centros de Carga, el CENACE determinará la proporción de Pérdidas No Técnicas, reconocidas por la CRE, en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PPNT = \frac{FPNT}{1 - (FPT + FPNT)}$$

Donde:

- PPNT** Porcentaje de Pérdidas No Técnicas
- FPT** Porcentaje de Pérdidas No Técnicas establecido en el anexo D del Acuerdo A/074/2015
- FPNT** Porcentaje de Pérdidas No Técnicas establecido en el anexo D del Acuerdo A/074/2015

7.4 Cálculo de las Pérdidas Técnicas y No Técnicas en las RGD, reales observadas

- 7.4.1** De acuerdo con lo establecido en la Base 8.4.1 de las Bases del Mercado Eléctrico, inciso (c), subinciso (iii), el CENACE integrará un reporte periódico con los resultados de las Pérdidas Técnicas y Pérdidas No Técnicas observadas en cada Zona de Carga, basado en las mediciones de energía realizadas por los Transportistas, Distribuidores y Entidades Responsables de Carga.

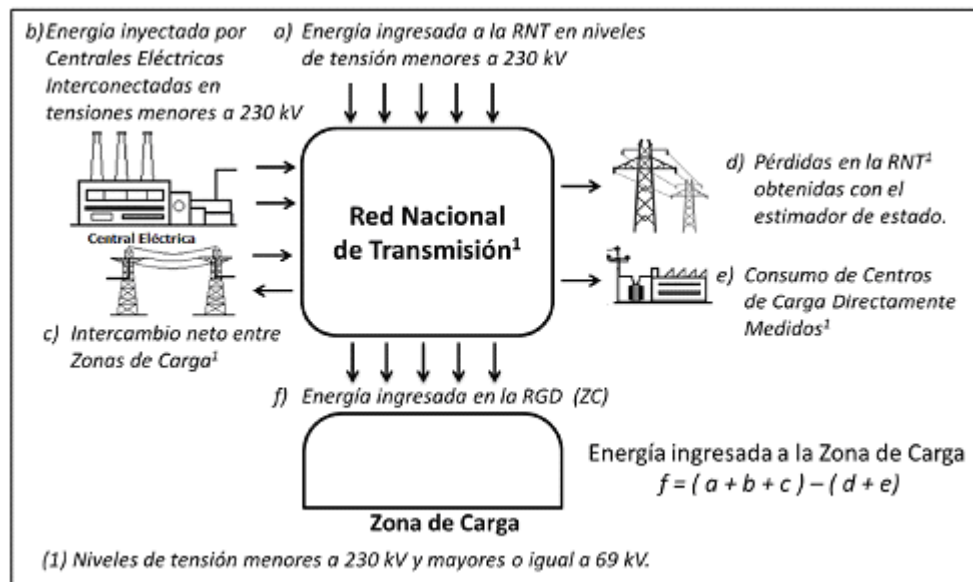
CAPÍTULO 8
Controversias

- 8.1** En caso de que existan controversias entre los Participantes del Mercado, Transportistas, Distribuidores y el CENACE relacionadas con este Manual, éstas se deben resolver de acuerdo con los procedimientos descritos en el Manual de Solución de Controversias.
- 8.2** El CENACE no estará obligado a resolver controversias en materia de Medición para Liquidaciones si la Central Eléctrica o Centro de Carga no cuentan con Sistemas de Medición que cumplan lo dispuesto en este Manual, el Manual de TIC y las normas oficiales mexicanas aplicables.

CAPÍTULO 9
Transitorios

- 9.1** El Manual entrará en vigor al día siguiente de su publicación.
- 9.2** El CENACE, el Transportista y el Distribuidor contarán con 180 días naturales para adecuar sus procesos y sistemas para poder cumplir con lo establecido en este Manual.
- 9.3** En todos aquellos Puntos de Interconexión entre Transportistas y Distribuidores donde se requiere medición para liquidaciones y que a la entrada del Mercado Eléctrico Mayorista no se cuente con el Sistema de Medición con las características establecidas en este Manual, los Transportistas y Distribuidores dispondrán de un plazo no mayor a cinco años a partir de la entrada en vigor del presente Manual.
- 9.4** Mientras no se cuente con los procedimientos de evaluación de la conformidad correspondientes a las normas oficiales mexicanas que regulen el Sistema de Medición, tanto en sus componentes como en su instalación, así como con las correspondientes Unidades de Verificación acreditadas y aprobadas, el CENACE solicitará al Transportista y al Distribuidor la realización de diagnósticos sobre el Sistema de Medición, para constatar que éste cumple con la normativa aplicable. El Transportista y el Distribuidor deben compartir con las Centrales Eléctricas, sus Centros de Carga o sus representantes en el MEM, el resultado de tales diagnósticos.
- 9.5** En todos aquellos Puntos de Interconexión entre Transportistas y Distribuidores que a la entrada del Mercado Eléctrico Mayorista no cuenten con medición, se podrá utilizar el medidor del lado de baja tensión del transformador de potencia, aplicando un factor de pérdidas de transformación del 2%.
- 9.6** Para el caso del numeral 3.8.1, entre Transportistas, entre Distribuidores y entre Transportistas y Distribuidores no se requiere la redundancia del Medidor durante de los 10 años siguientes a la entrada en vigor del presente Manual. Lo anterior considerando que se cuenta con mediciones en los elementos asociados al Punto de Interconexión, con las cuales se puede, mediante cálculos, obtener los valores de medición.
- 9.7** En tanto no se cuente con la medición para realizar el cálculo de las pérdidas reales en las Redes Generales de Distribución, el CENACE realizará estimaciones bajo el supuesto de que las pérdidas reales en las Redes Generales de Distribución son iguales a las pérdidas reconocidas por la Comisión Reguladora de Energía.
- 9.8** En tanto no se cuente con la infraestructura de medición para obtener los datos de medición de la inyección de energía de la RNT a las RGD, para efectos del capítulo 7, aplicará lo dispuesto en el presente transitorio:
- a)** En términos generales, se realizarán estimaciones a partir de la medición en:
- (i)** los bancos de transformación que en su lado primario tengan una tensión mayor a 230 kV,

- (ii) los intercambios entre Zonas de Carga en nivel de tensión menor a 230 kV y mayor o igual a 69 kV,
 - (iii) el cálculo con el estimador de estado de las pérdidas en nivel de tensión menor a 230 kV y mayor o igual a 69 kV, y
 - (iv) las Centrales Eléctricas y Centros de Carga Directamente Medidos en nivel de tensión menor a 230 kV y mayor o igual a 69 kV para cada Zona de Carga.
- b) Las estimaciones serán utilizadas para determinar las pérdidas en las Redes Generales de Distribución aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía con base en los porcentajes de Pérdidas Técnicas y No Técnicas reconocidas, establecidos en el anexo D del Acuerdo A/074/2015, emitido por la CRE, y el consumo de los Centros de Carga Indirectamente Medidos, hasta que todos los Centros de Carga de la Zona de Carga sean Directamente Medidos.
- c) El CENACE realizará cálculos bajo el supuesto de que las pérdidas reales en las Redes Generales de Distribución son iguales a las pérdidas reconocidas por la Comisión Reguladora de Energía.
- d) En la siguiente figura se presenta el procedimiento descrito en los incisos anteriores, con fines meramente ilustrativos:



- e) Cuando no se cuente con la medición por separado de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga de Contratos de Interconexión Legados, el CENACE incluirá en la medición de energía para liquidaciones sólo la generación neta o el consumo neto de los sistemas de abasto aislado con interconexión al Sistema Eléctrico Nacional.

9.9 En todos aquellos Puntos de Interconexión de Centrales Eléctricas Legadas donde se requiere medición para liquidaciones que a la entrada del Mercado Eléctrico Mayorista no cuenten con un Sistema de Medición con las características establecidas en este Manual, el Generador que las representa dispondrá de un plazo no mayor a tres años, contados a partir de la entrada en vigor de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, para implementar Sistemas de Medición con tales características. Mientras tanto, para calcular la energía inyectada en el Punto de Interconexión, el CENACE realizará las estimaciones de conformidad con lo establecido en el numeral 6.3.7.