



PROCEDIMIENTO PARA EJECUTAR LOS MANTENIMIENTOS A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

PROCEDIMIENTO PARA EJECUTAR LOS MANTENIMIENTOS A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

1. Objetivos

Establecer un plan de mantenimiento a los sistemas de medición de las fronteras comerciales que representa ISAGEN S.A. E.S.P. de acuerdo con lo exigido en la regulación vigente.

PROCEDIMIENTO PARA EJECUTAR LOS MANTENIMIENTOS A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

2. Alcance

Este procedimiento aplica para los clientes de ISAGEN S.A. E.S.P. También indica cuales son los requisitos que se deben cumplir para ejecutar esta actividad.

PROCEDIMIENTO PARA EJECUTAR LOS MANTENIMIENTOS A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

3. Responsabilidades

La responsabilidad de la ejecución de las actividades de mantenimiento en el sistema de medición es responsabilidad del personal de mantenimiento Eléctrico de la frontera comercial es importante tener en cuenta que las actividades que se ejecuten deben garantizar el cumplimiento indicado en la resolución 038 de 2014 y la normatividad eléctrica vigente y asociada. La calibración de los medidores de energía y las pruebas de rutina a realizar a los CT's y PT's deben contratarse con un laboratorio acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC), cumpliendo con los procedimientos establecidos en las normas colombianas o su equivalente.

PROCEDIMIENTO PARA EJECUTAR LOS MANTENIMIENTOS A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

4. Documentos de referencia

Acuerdo 981 Consejo Nacional de Operación CNO.

Resolución 038/2014, Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución 015/2018, Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución 033/2019, Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución 051/2020, Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Y las demás resoluciones y acuerdos que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

PROCEDIMIENTO PARA EJECUTAR LOS MANTENIMIENTOS A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

5. Definiciones

Para efectos de este procedimiento se tendrán en cuenta las siguientes definiciones.

Acreditación: Procedimiento mediante el cual se reconoce la competencia técnica y la idoneidad de organismos de certificación e inspección, así como de laboratorios de ensayo y de metrología.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC: Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales, SIC.

Calibración: Operación que bajo condiciones específicas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medición asociadas obtenidas a partir de los patrones de medición, y las correspondientes indicaciones con las incertidumbres

asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medición a partir de una indicación.

Clase de exactitud: Designación asignada a un transformador de corriente o de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados bajo las condiciones de uso prescritas.

Comité Asesor de Comercialización, CAC: Organismo creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante la Resolución CREG 068 de 1999, para asesorar a la misma en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del MEM.

Consumo auxiliar o propio: Energía utilizada para alimentar los servicios auxiliares de las subestaciones del STN, del STR o del SDL o en plantas de generación de energía eléctrica.

Corriente nominal (I_n): Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor conectado a través de transformadores.

Corriente básica (I_b): Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor de conexión directa.

Corriente máxima (I_{max}): Máximo valor de la corriente que admite el medidor cumpliendo los requisitos de exactitud de la norma respectiva.

Equipo de medida o medidor: Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía.

Frontera comercial: Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR. Cada agente en el sistema puede tener una o más fronteras comerciales.

Frontera comercial con reporte al ASIC: Frontera comercial a partir de la cual se determinan las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el Mercado Mayorista de Energía, MEM, y se define la responsabilidad por los consumos. Estas

fronteras se clasifican en: fronteras de generación, fronteras de comercialización, fronteras de enlace internacional, fronteras de interconexión internacional, fronteras de distribución y fronteras de demanda desconectable voluntaria.

Frontera de generación: Corresponde al punto de medición de una unidad o planta de generación donde las transferencias de energía equivalen a la energía neta entregada por el generador al STN, al STR o al SDL.

Frontera de comercialización: Corresponde al punto de medición donde las transferencias de energía que se registran permiten determinar la demanda de energía de un comercializador. Estas fronteras se clasifican en: fronteras de comercialización entre agentes y fronteras de comercialización para agentes y usuarios. La energía registrada en la frontera de comercialización también podrá ser empleada en la liquidación de cargos por uso de acuerdo con la regulación aplicable.

Frontera de comercialización entre agentes: Corresponde al punto de medición que permite determinar la transferencia de energía entre mercados de comercialización o entre el STN y un mercado de comercialización.

Frontera de comercialización para agentes y usuarios: Corresponde a toda frontera de comercialización que no cumple con alguno de los criterios señalados para la frontera de comercialización entre agentes. También es frontera de comercialización para agentes y usuarios la frontera comercial de un usuario que se conecta directamente al STN.

Frontera de enlace internacional: Corresponde al punto de medición utilizado para efectos de determinar los intercambios de energía con otros países mediante las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, TIE.

Frontera de interconexión internacional: Corresponde al punto de medición utilizado para efectos de determinar los intercambios de energía con otros países, cuando estos no se realicen en el esquema TIE. Según lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 055 de 2011, para efectos de las transacciones que se realicen a través del enlace internacional Colombia – Panamá, esta frontera podrá estar representada por varios agentes.

Frontera de distribución: Corresponde al punto de medición entre niveles de tensión de un mismo OR que permite establecer la energía transferida entre estos.

Frontera de demanda desconectable voluntaria: Corresponde a la frontera definida en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Frontera comercial sin reporte al ASIC: Corresponde al punto de medición del consumo de un usuario final, que no se utiliza para determinar las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el MEM. La información de este consumo no requiere ser reportado al ASIC.

Índice de clase: Número que expresa el límite del error porcentual admisible para todos los valores del rango de corriente entre $0,1I_b$ e I_{max} ó entre $0,05I_n$ e I_{max} con factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas) cuando el medidor se ensaya bajo condiciones de referencia.

Laboratorio acreditado: Laboratorio de ensayo y/o calibración, reconocido por un organismo de acreditación, que cumple con los requisitos de competencia técnica establecidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Mantenimiento: Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer el sistema de medición a un estado tal que garantice su exactitud y la máxima confiabilidad.

Medición directa: Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.

Medición semidirecta: Tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.

Medición indirecta: Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los

transformadores de tensión y de corriente utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.

Medidor de energía activa: Instrumento destinado a medir la energía activa mediante la integración de la potencia activa con respecto al tiempo.

Medidor de energía reactiva: Instrumento destinado a medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo.

Sistema de medición centralizada: Sistema de medición de energía eléctrica agrupado en cajas de medida, integrado por medidores (tarjetas electrónicas de medida o medidores individuales), transformadores de medida (cuando aplique) y equipo de comunicación, que cuentan con operación remota para realizar lectura, suspensión, reconexión, etc.

Mercado de comercialización: Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local, servido por un mismo operador de red, OR, y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

Organismo de acreditación: Entidad con autoridad que lleva a cabo una declaración de tercera parte relativa a un organismo de evaluación de la conformidad que manifiesta la demostración formal de su competencia para llevar a cabo tareas específicas de evaluación de la conformidad. Para todos los efectos los organismos de acreditación son los definidos en el Decreto 4738 de 2008, modificado por los decretos 323 de 2010 y 0865 de 2013 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

Operador de red de STR y SDL, OR: Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Punto de conexión: Es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de conexión

eléctrico entre los sistemas de dos (2) Operadores de Red; el punto de conexión entre niveles de tensión de un mismo OR; o el punto de conexión entre el sistema de un OR y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica.

Punto de medición: Es el punto eléctrico en donde se mide la transferencia de energía, el cual deberá coincidir con el punto de conexión.

Representante de la frontera, RF. Corresponde al agente a cuyo nombre se registra la frontera comercial en el Sistema de Intercambios Comerciales de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Verificación: Conjunto de actividades dirigidas a corroborar que el sistema de medición se encuentre en correcto estado de funcionamiento y conforme a los requisitos establecidos en este Código.

Sistema de medición o de medida: Conjunto de elementos destinados a la medición y/o registro de las transferencias de energía en el punto de medición.

Tipos de conexión para los sistemas de medición: Corresponde a los esquemas de conexión directa, semidirecta e indirecta empleados para realizar las mediciones dependiendo del nivel de tensión, magnitud de la transferencia de energía o el consumo de una carga, según sea el caso.

Transformador de tensión, PT o TT.: Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

Transformador de corriente, CT o TC.: Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

PROCEDIMIENTO PARA EJECUTAR LOS MANTENIMIENTOS A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

6. Desarrollo

6.1. Frecuencia de mantenimiento del sistema de medida.

De acuerdo con lo establecido en el **Artículo 28. Mantenimiento del sistema de medición** de la Resolución CREG 038 de 2014, los mantenimientos de cada frontera serán aplicados con la siguiente frecuencia de tiempo de acuerdo con su tipo de punto de medición:

Tabla 1. Frecuencia de mantenimiento del sistema de medición.

Tipo de Punto de Medición	Frecuencia [años]
1	2
2 y 3	4
4 y 5	10

- Tipo De punto de medición: Definidos en el artículo 6 de la resolución CREG038-14, en función de la capacidad instalada y consumo o transferencia de energía de la frontera comercial.

a. Medidores de Energía Eléctrica (Principales y Respaldos).

6.1.1. Calibración.

Cumplido el tiempo establecido en la **Tabla 1. Frecuencia de mantenimiento de medición**, dentro del procedimiento de mantenimiento, debe incluirse la realización de la calibración de los medidores de energía del sistema de medición. A continuación, se listan las condiciones que se deben tener en cuenta para ejecutar esta actividad:

- a) Durante la calibración de los medidores, el representante de la frontera debe instalar, de forma provisional, medidores de las mismas características para garantizar la medición de los consumos o transferencias de energía.
- b) Para los sistemas de medición que cuenten con medidores de respaldo, no es necesaria la instalación de medidores provisionales, no obstante, el representante de la frontera debe notificar al ASIC esta situación, quien la hará pública para los demás agentes.
- c) En todo caso, las fronteras comerciales con reporte al ASIC siempre deben contar con medidores durante la realización de los mantenimientos y calibraciones.
- d) La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC, con base en los requisitos contenidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- e) Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración serán definidas por el Consejo Nacional de Operación, CNO, en el procedimiento de que trata el artículo 28 de la resolución CREG 038/2014.
- f) En el caso de que se realicen calibraciones en sitio, estas deben ser ejecutadas por organismos acreditados por el ONAC para tal fin, de conformidad con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- g) Son admitidas las calibraciones realizadas en laboratorios acreditados por organismos con los cuales el ONAC tenga acuerdos de reconocimiento conforme a los requisitos legales aplicables.
- h) El procedimiento de calibración para los medidores de energía debe sujetarse a lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC 4856 o a una norma técnica de CEI o ANSI equivalente.
- i) Como resultado de la calibración deben aprobarse los ensayos de exactitud, de verificación de la constante, de arranque y de funcionamiento sin carga establecidos en la norma NTC 4856 o las pruebas equivalentes.
- j) Los elementos del sistema de medición deben ser calibrados antes de ser puestos en servicio. No se podrá superar el plazo señalado en la tabla 2, entre la fecha de calibración y la fecha de puesta en servicio:

Tabla 2. Plazos entre calibración y la puesta en servicio.

Elemento	Plazo (Meses)
Medidor electromecánico de energía activa o reactiva	6
Medidor estático de energía activa o reactiva	12
Transformador de tensión	18
Transformador de corriente	18

6.1.1.1. Intervención sobre los medidores antes de cumplir el tiempo de ejecución del mantenimiento.

En caso de que el medidor principal o el medidor respaldo se intervengan antes de cumplirse el tiempo máximo de frecuencia de mantenimiento del sistema de medición según la Tabla 1 del presente documento, dicho medidor debe ser calibrado de acuerdo con lo establecido en el anexo 2 de la resolución CREG 038-14. Las actividades de intervención que implican calibración son:

- a) Deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metroológicas.
- b) Cuando por alguna circunstancia se encuentren rotos o manipulados los sellos de seguridad instalados en los medidores, estos elementos del sistema de medición deben ser sometidos a calibración de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la resolución CREG 038 de 2014, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo antes de la puesta en servicio. (artículo 27 párrafo 2 Resolución CREG 038 de 2014).

6.2. Mantenimiento General - Medidores.

Cumplido el tiempo establecido en la **Tabla 1. Frecuencia de mantenimiento de medición**, dentro del procedimiento de mantenimiento, debe incluirse la realización de las siguientes actividades:

- Verificación de la información de la frontera comercial a la cual se le realizará el mantenimiento (Código Sic, Dirección, georreferenciación de su ubicación, dirección).
- Verificación del estado general de la instalación.
- Verificación de los datos del medidor (marca, número de serie, tipo, modelo, número de elementos, lecturas, año de fabricación, número de impulsos/ kWh).

- Registro de números y estado de los sellos encontrados.
- Revisión del estado e integridad del medidor.
- Realización de la sincronización remota del reloj del equipo de medida con la hora legal para Colombia.
- Revisión del conexionado del medidor, se debe realizar un registro fotográfico que permitan comprobar el antes y el después de las conexiones luego de realizar las actividades de mantenimiento.
- Levantamiento del diagrama unifilar completo de la instalación eléctrica.
- Levantamiento de un diagrama de conexiones de los componentes de medida y compensación (CT's, PT's, Medidores de energía y cargas de compensación).
- Revisión y verificación del estado, configuración y conexionado del sistema de puesta a tierra y/o apantallamiento contra descargas atmosféricas del sistema de medida y su cumplimiento técnico de acuerdo con la reglamentación vigente (no incluye medidas eléctricas).
- Diligenciamiento del acta de revisión - verificación y diagramas de medida.
- Levantamiento y entrega de un acta donde se describan las actividades desarrolladas.
- Informar al cliente sobre las actividades realizadas, hallazgos encontrados y firma del acta por parte del cliente o testigo.
- Limpieza general del medidor de energía.
- Limpieza del sitio de trabajo.
- Retiro de demarcación de la zona de trabajo.
- Estado, ubicación, termografía, conexiones, ajuste borneras, cargas de compensación, revisión, ajuste limpieza.

6.3. Transformadores de Potencial (PT's) y Corriente (CT's).

6.3.1. Pruebas de Rutina.

Cumplido el tiempo establecido en la **Tabla 3**, dentro del procedimiento de mantenimiento, debe incluirse la realización de las pruebas de rutina en los transformadores de potencial y corriente del sistema de medición. A continuación, se listan las condiciones que se deben tener en cuenta para ejecutar esta actividad:

Tabla 3. Frecuencia pruebas de rutina para transformadores de medida en desarrollo de los mantenimientos del sistema de medición.

Punto de Medida	Frecuencia Máxima (años)
1,2,3,4 y 5	12

- a) El plazo definido para contabilizar la frecuencia de las pruebas de rutina en desarrollo de los mantenimientos, Tabla 1, se contabiliza a partir del 15 de enero de 2015, fecha de expedición del acuerdo CNO 722.
- b) Los transformadores de potencial y de corriente que sean sometidos a pruebas de rutina deben cumplir con el procedimiento establecido por el Consejo Nacional de Operación a través del acuerdo 981 o aquel acuerdo que la modifique, adicione o sustituya.
- c) Deben someterse a pruebas de rutina después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas.
- d) Para el caso de los transformadores de potencial y de corriente, pasados 6 meses de la fecha de calibración, sin entrar en servicio, se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de la resolución CREG 038-2014.
El alcance y el procedimiento que deben cumplir las pruebas de rutina deben realizarse según lo descrito en los numerales 9 y 11 respectivamente del anexo 1 del acuerdo CNO 981 de junio de 2017
Se deben realizar pruebas de rutina a los CT's y PT's cuando se presenten las intervenciones definidas en los numeras 6.2 y 7.0 del anexo 1 del acuerdo CNO981 de junio de 2017.

6.3.2. Pruebas adicionales antes de vencer los plazos máximos.

En caso que durante el análisis de crítica de la medida se identifiquen variaciones en la medición antes de cumplirse el tiempo máximo de ejecución de pruebas de rutina, según lo establecido en la **Tabla 3**, dicho transformador será sometido a una prueba especializada, la cual consiste en:

- Inspección visual que pueda detectar anomalías como fracturas de los equipos componentes del sistema de medida (CT's, PT's, Medidores de energía, borneras de

pruebas, encriptadores, cargas de compensación), oxidación de las partes metálicas, deterioro de los elementos del sistema de medición, entre otros.

- Pruebas de aislamiento de los sistemas de medida, (transformadores de medida, medidor, cables y bloque de pruebas) con un equipo debidamente certificado.
- Verificación del normal funcionamiento del o de los medidores de energía instalados en cada frontera comercial. Dicha verificación se debe realizar con un equipo patrón debidamente certificado.
- Realización de limpieza a todos los elementos del sistema de medida, así como el ajuste con torquímetro de todas las partes móviles de los equipos.
- Realizar prueba integral del sistema de medida utilizando un equipo patrón portátil que utilice las mismas señales de medida que llegan a los medidores con un equipo debidamente certificado.
El alcance y el procedimiento que deben cumplir las pruebas de rutina deben realizarse según lo descrito en los numerales 9 y 11 respectivamente del anexo 1 del acuerdo CNO 981 de junio de 2017.

6.4. Panel o Caja de Seguridad, Cableado y Borneras

Cumplido el tiempo establecido en la **Tabla 1**, dentro del procedimiento de mantenimiento, debe incluirse la realización de las siguientes actividades:

- Limpieza general del tablero o gabinete.
- Verificación de la ausencia de corrosión o daños mecánicos en los componentes.
- Verificación y ajustes de conexiones dentro del tablero.
- Verificación de la conexión adecuada a un sistema de puesta a tierra de acuerdo a la normatividad.
- Verificar el estado general de la instalación.
- Revisión de la presencia e integridad de los elementos componentes de los bloques de pruebas
- Retiro de demarcación de la zona de trabajo.

Nota: Las anteriores actividades serán ejecutadas en baja tensión.

6.5. Cargas de Compensación.

Cumplido el tiempo establecido en la **Tabla 1**, dentro del procedimiento de mantenimiento, se recomienda la realización de una termografía del punto donde están conectadas las cargas de compensación del burden de los CT's y/o PT's.

6.6. Dispositivos de Interfaz de Comunicación.

Cumplido el tiempo establecido en la **Tabla 1**, dentro del procedimiento de mantenimiento, debe incluirse la revisión de los equipos de comunicación. A continuación, se listan las condiciones que se deben tener en cuenta para ejecutar esta actividad:

- Limpieza del equipo encriptador.
- Ajuste de la tornillería de conexiones de los cables de comunicación.
- Verificación del cableado de comunicación y suministro de energía (sulfatado, averiado, desgaste, estado del aislamiento).
- Pruebas de comunicación remota de los medidores principal y/o de respaldo, posteriores a las actividades de limpieza.
- Estado general de la antena y su cable de conexión al módem.

