



CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA

NORMA:

CNS-NT-06

CAPÍTULO 6

CAPÍTULO 6 SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA CENS-NORMA TÉCNICA - CNS-NT-06

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACION:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

4

PÁGINA:

1 de 22



TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS.....	3
CAPÍTULO 6	6
6. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	6
6.1. Componentes.....	6
6.2. Propiedad del sistema de medición.....	7
6.3. Requisitos generales de los sistemas de medición.....	7
6.4. Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición.....	9
6.5. Certificación de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición.....	10
6.6. Calibración de los elementos del sistema de medición.....	11
6.7. Medidores de energía activa	12
6.8. Medidores de energía reactiva	12
6.9. Medidores de respaldo.....	13
6.10. Sellado de los elementos del sistema de medición.	13
6.10.1. Sistemas de Medición Ubicados en Subestaciones operadas y mantenidas por CENS	13
6.11. Hoja de vida del sistema de medición.	14
6.12. Alteración de los sistemas de medición.....	14
6.13. Instalación del sistema de medición	14
6.14. Acceso al sistema de medición.	15
6.15. Tipos de tarifas de energía.....	15
6.15.1. Tarifas residenciales	15
6.15.2. Tarifas no residenciales	16
6.16. Tipo de mercado	16
6.17. Dispositivos de medición.....	16
6.17.1. De acuerdo con la construcción.	16
6.17.1.1. Medidores Estáticos o Electrónicos.....	16
6.17.2. De acuerdo a la energía que miden.	17
6.17.2.1. Medidores de Energía Activa.	17
6.17.2.2. Medidores de Energía Reactiva.	17
6.17.3. De acuerdo a la exactitud.....	17
6.17.4. De acuerdo con la conexión a la red.	17
6.17.4.1. Monofásico bifilar.	17
6.17.4.2. Monofásico trifilar.....	17
6.17.4.3. Medidor bifásico trifilar.	17
6.17.4.4. Medidor trifásico trifilar.	17
6.17.4.5. Medidor trifásico tetrafilar.	18
6.18. Selección de medidores y transformadores de medida de acuerdo a la capacidad o potencia instalable.....	18
6.18.1. Especificaciones generales de los transformadores de medida.	18
6.18.1.1. Transformadores de Corriente:	19
6.18.1.2. Transformadores de potencial.....	19
6.18.1.3. Características técnicas generales.....	20
6.18.1.4. Características de fabricación.	21



LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación de puntos de medición	9
Tabla 2 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida	10
Tabla 3 Plazos entre la calibración y la puesta en servicio	11
Tabla 4 Tipo de medidores de acuerdo a la corriente	18



CONTROL DE CAMBIOS - NORMA TÉCNICA

Capítulo	Fecha Modificación	Revisó	Aprobó	Ubicación en el Documento	Descripción de la Corrección
6	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	6.3	Se da claridad en la ubicación de los equipos de seccionamiento de MT.
6	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	6.8	Se indica la exigencia de medidores con registro de energía reactiva.
6	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	6.13	Se definen las condiciones de los sistemas de medición en dos y tres elementos.
6	20/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	6.18	Se actualiza los valores de capacidad o potencia instalable en el predio para los diferentes tipos de medidores.
6	26/03/2020	Profesional P2 CET	Jefe de Unidad de Proyectos	6.3	Se actualiza numeral 6.3. Requisitos generales de los sistemas de medición.
6	26/03/2020	Profesional P2 CET	Jefe de Unidad de Proyectos	6.4	Se actualiza numeral 6.4. Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición.
6	26/03/2020	Profesional P2 CET	Jefe de Unidad de Proyectos	6.18	Se actualiza numeral 6.18.1.1. Transformadores de Corriente:
6	16/09/2022	Profesional P2 CET	Jefe de Unidad de Proyectos	6.3	Se actualiza numeral 6.3. Requisitos generales de los sistemas de medición.
6	16/09/2022	Profesional P2 CET	Líder CET y Laboratorios	6.7	Se incluye el nombre de la ET-



					TD-ME10-02 Medidores de energía eléctrica.
6	16/09/2022	Profesional P2 CET	Líder CET y Laboratorios	6.8	Se incluye el nombre de la ET-TD-ME10-02 Medidores de energía eléctrica.
6	16/09/2022	Profesional P2 CET	Líder CET y Laboratorios	6.9	Se incluye el nombre de la ET-TD-ME10-02 Medidores de energía eléctrica.
6	22/02/2023	Profesional P2 CET	Líder CET y Laboratorios	6	Se complementa numeral 6. Sistemas de medición de energía eléctrica
6	22/02/2023	Profesional P2 CET	Líder CET y Laboratorios	6.3	Se actualiza numeral 6.3. Requisitos generales de los sistemas de medición.
6	22/02/2023	Profesional P2 CET	Líder CET y Laboratorios	6.18	Se actualiza numeral 6.18. y subnumerales

CAPÍTULO 6

6. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Dentro del contenido del presente capítulo se incluyen valores, tablas e información adoptada del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE de agosto 2013, en caso de existir actualizaciones del citado reglamento que modifiquen lo aquí expuesto, primará la información contenida en dicho Reglamento Técnico. Además, la información contenida en este capítulo se complementa y profundiza en los anexos CNS-NT-06-01 “Selección y Conexión de Medidores de Energía y Transformadores de Medida”, CNS-NT-06-02 “Mantenimiento de Sistemas de Medición” y CNS-NT-06-02-01 “Formato de Mantenimiento de Fronteras”.

6.1. Componentes

Los sistemas de medición se componen de todos o de algunos de los elementos que se listan a continuación, algunos de los cuales pueden o no estar integrados al medidor:

- ❖ Un medidor de energía activa.
- ❖ Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.
- ❖ Un medidor de respaldo.
- ❖ Transformadores de corriente.
- ❖ Transformadores de tensión.
- ❖ Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.
- ❖ Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.
- ❖ Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.
- ❖ Un sistema de almacenamiento de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.

- ❖ Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- ❖ Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.
- ❖ Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.
- ❖ Bloques de borneras de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

6.2. Propiedad del sistema de medición.

La propiedad de los equipos y elementos que integran el sistema de medición será de quien los hubiere pagado, pero ello no exime al SUSCRIPTOR o USUARIO de las obligaciones señaladas en el CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS CON CONDICIONES UNIFORMES.

6.3. Requisitos generales de los sistemas de medición.

Los sistemas de medición deben cumplir con las siguientes condiciones:

- ❖ Punto de medición es el punto eléctrico en donde se mide la transferencia de energía, el cual deberá coincidir con el punto de conexión.
- ❖ Punto de conexión es el punto 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.
- ❖ Los sistemas de medición deben ser diseñados y especificados teniendo en cuenta las características técnicas señaladas en la página web de CENS.
- ❖ Todos los sistemas de medición deben contar con el tipo de conexión acorde con el nivel de tensión y el consumo o transferencia de energía que se va a medir.

- ❖ Los elementos que conformen el sistema de medición deben contar con un certificado de conformidad de producto, acorde con lo establecido en el numeral 6.5 del presente capítulo.
- ❖ Los medidores y los transformadores de corriente y tensión deben cumplir con los índices de clase y clase de exactitud establecida en el numeral 6.4 del presente capítulo.
- ❖ En los puntos de medición en los que se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos se deben instalar medidores bidireccionales para determinar de forma independiente el flujo en cada sentido.
- ❖ El valor registrado por los equipos de medida debe estar expresado en kilovatios-hora para la energía activa y en kilovoltamperio reactivo - hora para la energía reactiva.
- ❖ Todos los medidores que se van a instalar deben ser verificados, aprobados y registrados por la Empresa, posteriormente se procederá a su instalación.
- ❖ Se deben tener en cuenta los diagramas y esquemas especificados en el tomo de estructuras capítulo de Sistemas de Medición de Energía.
- ❖ En Colombia la Energía Eléctrica se factura teniendo en cuenta la energía activa y la energía reactiva. De acuerdo con la ley, el cliente que tenga un factor de potencia por debajo de 0.9 se le factura la energía reactiva.
- ❖ De acuerdo con la capacidad instalada existen tres tipos de medición: Directa, Semidirecta e Indirecta:
 - **Medición Directa:** Es aquella en la cual se conectan directamente al medidor los conductores de la acometida, en este caso la corriente de la carga pasa totalmente a través de sus bobinas.
 - **Medición Semidirecta:** Es aquella en la cual las señales de corriente se toman a través de transformadores de corriente y las señales de potencial se toman directamente de las líneas de alimentación a la carga.

El tipo de medida debe cumplir con lo señalado en el capítulo 2.

La instalación de los transformadores de corriente, debe ser aguas arriba de la instalación del totalizador de baja tensión. Las señales de corriente se conectarán al medidor a través de una bornera de conexiones aprobada por la empresa, localizada en el mismo compartimiento de los medidores.

- **Medición Indirecta:** es aquella cuyo medidor de energía no está conectado directamente a los conductores de la acometida sino a bornes de equipos auxiliares de medición, tales como transformadores de corriente y de potencial. Por este motivo la corriente que pasa a través del medidor es proporcional a la corriente de carga.

El tipo de medida debe cumplir con lo señalado en la tabla 24 del capítulo 2.

La relación de transformación se seleccionará acorde a lo indicado en las tablas 25 y 26 del capítulo 2, y la tabla 10 del documento anexo CNS-NT-06-01 “SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA”.

Los transformadores de medida se localizarán antes del medio de seccionamiento general en media tensión, sin embargo, para otras configuraciones CENS evaluará la conveniencia de la misma previa justificación.

Las señales de tensión y corriente se conectarán a los medidores a través de una bornera de conexiones aprobada por la Empresa, localizada en el mismo compartimiento de los medidores y debe permitir la instalación de los respectivos sellos.

- ❖ Los sistemas de medición que empleen medición semidirecta o indirecta deben contar con bloques de borneras de prueba.

6.4. Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición.

Tipos de puntos de medición: Para efectos de este capítulo de la norma y según la resolución CREG 038 de 2014, los puntos de medición se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión, según la siguiente tabla:

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

Tabla 1 Clasificación de puntos de medición

Los medidores, transformadores de medida, en caso de que estos sean utilizados, y los cables de conexión de los nuevos sistemas de medición y los que se adicionen o remplacen en los sistemas de medición

existentes deben cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual total máximo que se establecen en este numeral.

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1	2	--	--

Tabla 2 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida

El índice de clase para los medidores de energía activa corresponde al establecido en las normas NTC 2147, NTC 2288 y NTC 4052 o sus equivalentes normativos de la Comisión Electrotécnica Internacional, CEI.

Para el caso de los medidores de energía reactiva los índices de clase corresponden a los establecidos en las normas NTC 2148 y NTC 4569 o sus equivalentes normativos de la CEI.

La clase de exactitud para los transformadores de medida corresponde a lo señalado en la Tabla 2 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida del presente capítulo.

El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a un factor de potencia 0.9, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables y demás accesorios ubicados entre los circuitos secundarios de los transformadores de tensión y el equipo de medida no debe superar el 0,1%.

Se podrán emplear elementos del sistema de medición que cuenten con mayor exactitud a los valores mínimos establecidos en este numeral.

6.5. Certificación de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición.

Los nuevos sistemas de medición y de aquellos que se adicionen o reemplacen en los sistemas de medición existentes deben contar con un certificado de conformidad de producto expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC, lo anterior aplica para los siguientes elementos:

- ❖ Medidor de energía activa.
- ❖ Medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.

- ❖ Medidor de respaldo.
- ❖ Transformadores de corriente.
- ❖ Transformadores de tensión.
- ❖ Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.
- ❖ Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.
- ❖ Bloques de bornas de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

6.6. Calibración de los elementos del sistema de medición

Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de tensión y de corriente deben someterse a calibración antes de su puesta en servicio.

No se podrá superar el plazo señalado en la siguiente tabla, entre la fecha de calibración y la fecha de puesta en servicio:

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

Tabla 3 Plazos entre la calibración y la puesta en servicio

Los medidores y los transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas.

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.

Para el caso de los transformadores de tensión y de corriente, pasados 6 meses de la fecha de calibración, sin entrar en servicio, se deben realizar las pruebas de rutina establecidas por las normas de fabricación,

de tal forma que permita garantizar que los sistemas de medición mantienen sus características metrológicas y permiten obtener mediciones confiables de las transferencias y consumos de energía activa y reactiva.

En el caso de que los plazos mencionados en la Tabla 3 sean superados, los elementos del sistema de medición deben someterse a una nueva calibración. Para los transformadores de tensión y de corriente con tensiones nominales superiores a 35 kV en lugar de la calibración se deben realizar las pruebas de rutina establecidas por el representante de la frontera, a fin de garantizar que estos elementos mantienen su clase de exactitud y demás características metrológicas.

6.7. Medidores de energía activa

Los medidores de energía activa deberán cumplir con lo señalado en el presente capítulo y con las características técnicas expuesta en la especificación técnica homologada “ET-TD-ME10-02 - MEDIDORES ENERGÍA ELÉCTRICA” publicada en la página web de CENS. En proyectos especiales de CENS los medidores podrán ser tipo bicuerpo, prepago, riel din, o cualquier otra tecnología que permita controlar las pérdidas de energía y gestionar la medida.

En caso de utilizar medidores bicuerpo se debe disponer de una terminal de lectura individual la cual deberá estar ubicada en la fachada del usuario y permitirá visualizar el registro de su consumo de energía eléctrica. La comunicación entre el medidor y la terminal individual de lectura podrá ser por comunicación PLC, alámbrica o inalámbrica.

Los usuarios con plantas de respaldo deben instalar medidores de energía activa bidireccionales.

6.8. Medidores de energía reactiva

En los puntos de medición asociados a las fronteras de generación, las fronteras de comercialización conectadas al STN y en los puntos de medición que se encuentren ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV y usuarios con plantas de respaldo deben instalar medidores de energía reactiva bidireccionales. Los medidores de energía reactiva deberán cumplir con lo señalado en el presente capítulo y con la especificación técnica homologada “ET-TD-ME10-02 - MEDIDORES ENERGÍA ELÉCTRICA” publicada en la página web de CENS.

CENS exigirá a los usuarios con medición indirecta o semidirecta el registro de energía reactiva.

Para usuarios con conexión directa, la empresa evaluará la posibilidad de exigir este tipo de registro cuando las características de la instalación lo ameriten o si a través de mediciones previas se comprueba el consumo en exceso de energía reactiva de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

6.9. Medidores de respaldo

Las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras de los puntos de medición tipos 1 y 2 (según Tabla 1 Clasificación de puntos de medición) deben contar con un medidor de respaldo para las mediciones de energía activa y de energía reactiva. Para la medición de energía reactiva, el medidor puede estar integrado con el de energía activa. Los medidores de respaldo deberán cumplir con lo señalado en el presente capítulo y con la especificación técnica homologada “ET-TD-ME10-02 - MEDIDORES ENERGÍA ELÉCTRICA” publicada en la página web de CENS.

6.10. Sellado de los elementos del sistema de medición.

El sellado de los elementos que comprenden el sistema de medición tiene como objetivo disminuir la vulnerabilidad, las manipulaciones o interferencias no autorizadas, intencionales o accidentales y deben cumplir con las especificaciones técnicas señaladas en la página web de CENS.

El usuario debe tomar precauciones eficaces para impedir que los sistemas de medición sean alterados y en ningún caso está autorizado a romper los sellos. Cuando se demuestre que el usuario retiró los sellos, este será responsable por todos los costos que esto ocasione, incluyendo la energía dejada de facturar, así como las posibles sanciones de carácter no pecuniarias conforme lo establecido en la Ley 142 de 1994.

Los sellos de los elementos del sistema de medición sólo pueden ser retirados por personal autorizado por CENS.

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, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo.

6.10.1. Sistemas de Medición Ubicados en Subestaciones operadas y mantenidas por CENS

Se exceptúa del sellado los sistemas de medida existentes cuyos elementos no faciliten la instalación de sellos, siempre que estén ubicados en subestaciones eléctricas de propiedad de CENS, en las cuales existan gabinetes industriales que por su filosofía de construcción garantizan la protección de los elementos del sistema de medición de manipulaciones o interferencias no autorizadas. Lo anterior considerando que existen controles de acceso y/o llaves maestras para ingresar a celdas o gabinetes, salas de control y a patios de las subestaciones eléctricas, por lo cual se considera que cumplen con el artículo 27 de la CREG 038 de 2014, literal m) del Anexo 1 y literal d) del Anexo 4 por los controles instalados.

Todo elemento nuevo que haga parte del sistema de medición debe permitir el sellado y garantizar el cumplimiento del código de medida – CREG 038 de 2014.



6.11. Hoja de vida del sistema de medición.

Cada sistema de medición debe contar con una hoja de vida en donde consigne las características técnicas de los elementos de los sistemas, las actas de las verificaciones, registro de las calibraciones, mantenimientos, sellos instalados y demás intervenciones realizadas, conforme lo establecido en la resolución CREG 038 de 2014.

6.12. Alteración de los sistemas de medición.

Si el usuario o cualquiera de las entidades involucradas, por acción u omisión, realiza, encubre o promueve acciones que atenten contra la veracidad o fidelidad de las lecturas y registros obtenidos de los sistemas de medición asociados a las fronteras comerciales, se le aplicarán las sanciones que sobre estas conductas establezca la Ley, sin perjuicio de aquellas que se apliquen por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o la Superintendencia de Industria y Comercio, en ejercicio de sus funciones.

6.13. Instalación del sistema de medición

La instalación de los elementos que conforman el sistema de medición debe cumplir con las disposiciones que a continuación se establecen:

- ❖ Todos los elementos del sistema de medición deben ser instalados por personal calificado y autorizado por CENS.
- ❖ Los equipos de medida deben instalarse en la ruta más directa, con el mínimo posible de conexiones y cables de tal forma que se garantice lo solicitado en el numeral 6.4 del presente documento y considerando las características técnicas del punto de conexión.
- ❖ Los equipos de medida deberán estar localizados en zonas de fácil acceso desde el exterior del inmueble o en el poste más cercano al usuario. Cuando la localización del medidor ocasione la suspensión del servicio por falta de medición del consumo, CENS exigirá como condición para la reconexión del servicio el cambio de su localización a una zona de fácil acceso desde el exterior del inmueble o poste cercano. Previa solicitud escrita del SUSCRIPTOR o USUARIO, el cambio de la localización del medidor podrá ser efectuado por LA EMPRESA, para el efecto, los valores que genere dicha adecuación se facturarán al SUSCRIPTOR o USUARIO.
- ❖ Para las acometidas subterráneas de N1 que suministren energía a un solo usuario, el equipo de medida podrá estar instalado en el poste.
- ❖ Los equipos de medida deben instalarse antes de cualquier elemento de corte y en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que asegure que queden protegidos contra condiciones

climáticas, ambientales, o manipulaciones y daños físicos que afecten el correcto funcionamiento del medidor. Adicionalmente, los cables de conexión deben marcarse y protegerse contra daños físicos.

- ❖ El equipo de medida se instalará a una altura mínima de 1.5 m del nivel del suelo.
- ❖ La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión debe corresponder a la tensión nominal presente en el punto de medición.
- ❖ Los sistemas de medición que empleen medición semidirecta o indirecta deben contar con bloques de borneras de prueba.
- ❖ Para todos los puntos de medición ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 13,2 kV, el sistema de medición debe determinar la energía para cada una de las tres (3) fases, a través de un sistema de tres (3) transformadores de tensión y tres (3) transformadores de corriente, siempre y cuando las características técnicas del punto de conexión así lo permitan.

CENS considerará la posibilidad de aceptar sistemas de medición en dos elementos (conexión Aron) cuando las características de la carga garanticen los errores permisibles en la medida y se cumplan los supuestos para este tipo de conexión, lo anterior deberá estar soportado a través de estudios o diseños previos a la instalación de los equipos debidamente aprobados por CENS.

6.14. Acceso al sistema de medición.

Se debe asegurar el acceso local o remoto al sistema de medida para las revisiones que sean necesarias por el comercializador en conjunto con CENS para verificar su correcto funcionamiento o mantenimiento.

Los medidores en caso de ser requerido por CENS disponen de puertos de comunicaciones que permiten acceder a la información de manera remota con la especificación técnica homologada “ET-TD-ME10-02 - MEDIDORES ENERGÍA ELÉCTRICA” publicada en la página web de CENS.

6.15. Tipos de tarifas de energía

De acuerdo al régimen tarifario aprobado por los organismos competentes, estas tarifas se clasifican en residenciales y no residenciales.

6.15.1. Tarifas residenciales

En las tarifas residenciales el cargo es por consumo, y dependen del estrato socioeconómico en el cual está clasificado el inmueble. Estas tarifas no dependen del horario de consumo.

6.15.2. Tarifas no residenciales

Según la resolución CREG 079/07 (Artículo 3, Parágrafos 1 y 2), el comercializador fija unas opciones tarifarias según el nivel de tensión. El usuario podrá escoger entre las diferentes opciones que le presente la empresa. Estas opciones deben presentar diferencia en el costo de la energía entregada en periodos de máxima demanda.

Dependiendo de la actividad económica, las principales tarifas no residenciales, son:

- ❖ Tarifa comercial: Esta tarifa es sencilla y no depende del nivel de tensión de la alimentación.
- ❖ Tarifa industrial: La tarifa industrial depende de la carga contratada, del horario de utilización del servicio y del nivel de tensión de la alimentación.
- ❖ Tarifa oficial: Tarifa que se aplica a entes gubernamentales, es tarifa sencilla y depende del nivel de tensión de la alimentación.

6.16. Tipo de mercado

Según la resolución CREG 131/1998, los límites de potencia o energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado no regulado son los siguientes:

- ❖ Carga instalada superior o igual a 0.1 MW
- ❖ Energía demanda superior o igual a 55 MWh

6.17. Dispositivos de medición

Los medidores de energía son aparatos usados para el registro del consumo de energía eléctrica. Existen varios tipos de medidores dependiendo de la construcción, tipo de energía que miden, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.

6.17.1. De acuerdo con la construcción.

6.17.1.1. Medidores Estáticos o Electrónicos.

Medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Vatios-hora o Var-hora. Están contruidos con dispositivos electrónicos y son de mayor precisión que los electromagnéticos.

6.17.2. De acuerdo a la energía que miden.

6.17.2.1. Medidores de Energía Activa.

Miden el consumo de energía activa en kilovatios – hora.

6.17.2.2. Medidores de Energía Reactiva.

Miden el consumo de energía reactiva en kilovares – hora.

Los medidores electrónicos integran estas dos clases de medida, es decir que miden tanto la energía activa como la energía reactiva.

6.17.3. De acuerdo a la exactitud.

Los requisitos de exactitud de los medidores a instalar en las fronteras comerciales de CENS se clasifican de acuerdo al tipo de puntos de medición, acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión, acorde a la Tabla 1 y Tabla 2 del presente documento.

6.17.4. De acuerdo con la conexión a la red.

6.17.4.1. Monofásico bifilar.

Se utiliza para el registro de consumo en una acometida que tenga un solo conductor activo o fase y un conductor no activo o neutro. Es el medidor de uso más frecuente en las instalaciones residenciales. Está compuesto por una bobina de tensión y una de corriente. Su capacidad normalmente es entre 5 y 60 A.

6.17.4.2. Monofásico trifilar.

Se utiliza para el registro del consumo de una acometida monofásica de fase partida (120/240 V) donde se tienen dos conductores activos y uno no activo o neutro.

6.17.4.3. Medidor bifásico trifilar.

Se utiliza para el registro del consumo de energía de una acometida en B.T de dos fases y tres hilos, alimentadas de la red de B.T de distribución trifásica tetrafilar. Se usa para medir la energía consumida por aparatos que requieran para su funcionamiento dos fases a 240 voltios, como por ejemplo motores de menos de 10 HP o aires acondicionados hasta 12000 BTU/H.

6.17.4.4. Medidor trifásico trifilar.

Se utiliza para registrar el consumo de energía de una acometida trifásica de tres fases sin neutro.

6.17.4.5. Medidor trifásico tetrafilar.

Se utiliza para registrar el consumo de una acometida trifásica en B.T. de tres fases y cuatro hilos. Se utiliza para medir la energía consumida por aparatos que requieran funcionar con tres fases a 208 voltios, como por ejemplo motores de más de 10 HP. Están compuestos por tres (3) bobinas de tensión y tres (3) bobinas de corriente.

6.18. Selección de medidores y transformadores de medida de acuerdo a la capacidad o potencia instalable.

La Empresa suministrará el servicio de energía eléctrica en la siguiente forma, dependiendo de la potencia instalable en el predio.

- ❖ **Con medidores monofásicos: Para cargas menores o iguales a 6.6 kVA.**
- ❖ **Con medidores bifásicos trifilares: Para cargas menores o iguales a 12 kVA.**
- ❖ **Con medidores trifásicos tetrafilares: Para cargas mayores o iguales a 15 kVA.**

La selección del medidor será de acuerdo a las siguientes especificaciones.

TIPO DE MEDIDOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE. (A)
Monofásicos.	1x5/60
Bifásicos.	2 x 5/100
	2 x 1/10
	2 x 5/10
Trifásico	3 x 5/100
	3 x 1/10
	3 x 5/10

Tabla 4 Tipo de medidores de acuerdo a la corriente

La clase de precisión de los medidores y transformadores de medida deben cumplir con lo indicado en Tabla 2 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida del presente capítulo y el documento anexo CNS-NT-06-01 “SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA”.

6.18.1. Especificaciones generales de los transformadores de medida.

Las presentes especificaciones aplican a los transformadores de medida para corriente y potencial, destinados a alimentar con señales de corriente y tensión de medidores de energía.

Se deben tener en cuenta las siguientes Normas: NTC 2205 “Transformadores de corriente”, NTC 2207 “Transformadores de tensión” o sus equivalencias internacionales.

Los factores que determinan la selección de los transformadores de medida son:

- ❖ El tipo de instalación.
- ❖ El tipo de aislamiento.
- ❖ La potencia.
- ❖ La clase de precisión.

6.18.1.1. Transformadores de Corriente:

- ❖ Es un transformador de medida en la cual la corriente secundaria, bajo condiciones normales de uso, es proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para una dirección apropiada de las conexiones.
- ❖ El primario de este transformador está conectado en serie con el circuito que se desea controlar, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de los aparatos de medición, relevadores o aparatos análogos, todos ellos conectados en serie.
- ❖ Para escoger la potencia nominal de un transformador de corriente, es necesario hacer las sumas de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y tener en cuenta las pérdidas por efecto joule de los cables de alimentación, el valor la potencia deberá estar acorde con los cálculos presentados y las distancia entre el TC y el medidor.
- ❖ Los valores normalizados de corriente nominal primaria en M.T y A.T. de acuerdo a la instalación son los siguientes: 3-6/5, 5-10/5, 7.5-15/5, 10-20/5, 15-30/5, 20-40/5, 25-50/5, 30-60/5, para corrientes superiores se deberá consultar a CENS S.A. E.S.P. quien determinará el tipo de CT a instalar. Únicamente se aceptarán CT's de doble relación (de doble relación o máximo dos relaciones)
- ❖ Los valores normalizados de corriente nominal primaria en B.T. de acuerdo a la instalación son los siguientes: 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5, 500/5, 600/5, 800/5. Para corrientes superiores se deberá consultar a CENS S.A. E.S.P. quien determinará el valor el CT a instalar. Serán del tipo ventana y se instalarán en bornes del transformador.
- ❖ Los transformadores de corriente deberán cumplir con la clase de precisión señalada en la Tabla 2 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida del presente capítulo, y el documento anexo CNS-NT-06-01 "SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA"..

6.18.1.2. Transformadores de potencial.

- ❖ Es un transformador de medida, donde la tensión secundaria está dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la tensión primaria y desfasada de ella un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.
- ❖ El primario del transformador está conectado a los terminales entre los que se desea medir la tensión, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de potencial de los aparatos de medida, relevadores o aparatos que requieran esta señal, conectados en paralelo.
- ❖ Los transformadores de potencial se conectarán ya sea entre fases (dos elementos), o bien entre fase y tierra (tres elementos). La conexión entre fase y tierra se emplea normalmente en un grupo de tres transformadores monofásicos conectados en estrella o cuando un transformador de un usuario no regulado es conectado en Y por el lado primario,
- ❖ Para la selección de la tensión nominal se escoge la tensión nominal de aislamiento en kV superior y más próxima a la tensión de servicio.
- ❖ Para la tensión nominal secundaria entre fases debe ser de 110 o 120 V para transformadores de tensión nominal hasta 25 kV.
- ❖ Los transformadores de potencial deberán cumplir con la clase de precisión señalada en la Tabla 2 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida del presente capítulo, y el documento anexo CNS-NT-06-01 "SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA".

6.18.1.3. Características técnicas generales.

- ❖ Los transformadores de medida para usuarios que presenten problemas internos con el equipo de medida (fraude) deben ser instalados a la intemperie.
- ❖ Aquellos usuarios con subestaciones internas que presenten problemas en sus transformadores de medida en lo relacionado a saturación, subutilización o precisión, deben ser reemplazados por transformadores nuevos que cumplan técnicamente y que estén acorde con la precisión del medidor.
- ❖ La potencia nominal que se debe seleccionar para los transformadores de esta en función de la utilización a que se destine el aparato. Se deben examinar las potencias que se deben prever en forma general separadamente para los transformadores de corriente y potencial. Siempre se deben calcular en base a la carga instalada y no a la potencia nominal de los transformadores de distribución o a la carga contratada.

- ❖ En cuanto a la clase de precisión, se debe dar cumplimiento a lo indicado en la Tabla 2 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida del presente capítulo, y el documento anexo CNS-NT-06-01 “SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA”.
- ❖ Los transformadores de corriente y potencial deben ser aptos para ser utilizados en asocio con los medidores de energía, con lo cual se facturará el consumo a los usuarios.
- ❖ Para todos los transformadores, el aislamiento de las bobinas será seco y adecuado a las condiciones climáticas. No se aceptan transformadores sumergidos en aceite o que requieran mantenimiento periódico.
- ❖ El aislamiento externo preferido para los transformadores de la clase 600 V es de encapsulado completo con resina y para los de la clase 15 kV resina moldeada.
- ❖ La resina epóxica debe tener excelentes características dieléctricas y físicas, tales como resistencia a: Corrientes superficiales de fuga, arco eléctrico, ionización, rayos ultravioleta, intemperie, polución e impactos. La distancia de fuga mínima que se debe garantizar entre fase y tierra debe ser de 440 mms.
- ❖ Todos los accesorios metálicos componentes del transformador de medida deben ser de acero inoxidable.
- ❖ Los terminales secundarios estarán aislados de la carcasa y del equipo de acuerdo al nivel de aislamiento solicitado. Los terminales primarios serán aptos para recibir cables de Cu ó Al.
- ❖ Los transformadores de corriente a instalarse para medida indirecta en transformadores de distribución de CENS S.A. E.S.P., deben ser de una sola relación de transformación para el caso de clase extendida y máximo de doble relación para la clase de precisión no extendida. Para los transformadores de corriente con clase de precisión no extendida, se exigirá el sello en los bornes de la relación que no se utilizará y será requisito imprescindible su conservación en buen estado.
- ❖ El secundario de un transformador de corriente no debe ser abierto mientras se encuentra energizado. En caso que todo el circuito no pueda ser desenergizado adecuadamente, antes de empezar a trabajar con un instrumento, un relé, u otra sección de un circuito secundario de un transformador de corriente, se deberá conectar el circuito secundario en derivación con puentes, para que bajo ninguna condición se abra el secundario del transformador de corriente.

6.18.1.4. Características de fabricación.



CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA

NORMA:

CNS-NT-06

CAPÍTULO 6

Los transformadores de medida deben cumplir con las especificaciones técnicas señaladas en la página web de CENS.

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

4

PÁGINA:

22 de 22