




NORMA DE MEDICION Y ACOMETIDAS


Este documento reúne las condiciones normativas requeridas para la implementación de Sistemas de medición para el área de influencia de las empresas del grupo CELSIA COLOMBIA.

Revisión	Modificación	Fecha
1.1	Se incluye anexo con los Sistemas de medición para transformadores monousuarios mayores a 15 KVA	Julio de 2022


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 2 de 119	11/07/2022

CONTENIDO


1	GENERALIDADES.....	10
1.1	OBJETIVO GENERAL	10
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
1.3	APLICACIÓN DE LA NORMA	10
1.4	AUTORIZACIÓN PARA LA INSTALACIÓN	11
1.5	DEFINICIONES	12
1.6	REVISIÓN Y APROBACIÓN DE LA NORMA.....	19
2	REQUERIMIENTOS GENERALES.....	19
3	COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.....	20
4	ACOMETIDAS	21
4.1	PARTES DE UNA ACOMETIDA.....	21
4.2	SELECCIÓN Y TIPOS DE ACOMETIDAS.....	22
4.3	DISTANCIAS MÁXIMAS Y REGULACIÓN DE TENSIÓN	23
4.4	ALTURAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.....	24
4.5	ACOMETIDAS AÉREAS EN BAJA TENSIÓN	26
4.5.1	Conexión De La Acometida	27
4.5.1.1	En Redes Abiertas (Existentes)	27
4.6	ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS.....	29
4.7	ACOMETIDAS EN MEDIA TENSIÓN.	32
4.7.1	Acometidas Aéreas de Media Tensión	32

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 3 de 119	11/07/2022


4.7.2	Acometidas Subterráneas.....	32
4.8	ACOMETIDAS PROVISIONALES	33
4.9	SERVICIO DE SUPLENCIA	34
4.9.1	Medición de circuitos de suplencia	35
4.9.2	Procedimiento para la conexión de suplencias	35
4.9.2.1	Solicitud de factibilidad de suplencia	36
4.9.2.2	Estudio y diseño para la conexión de la suplencia.....	36
4.9.3	Ejecución y puesta en servicio de la suplencia	36
5	CAJAS, CELDAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES	37
5.1	GENERALIDADES.....	37
5.1.1	Localización.....	38
5.1.2	Materiales y fabricación	40
5.1.3	Puesta a tierra	42
5.2	SELECCIÓN DE LAS CAJAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES .	42
5.2.1	Cajas de derivación de acometida	44
5.2.2	Cajas para medición semi-directa.....	44
5.2.3	Armarios para medidores.....	45
5.2.3.1	Generalidades	45
5.2.3.2	Compartimiento de Medidores.....	47
5.2.3.3	Compartimiento de Interruptores Automáticos.....	47
5.2.3.4	Dimensiones de los armarios de medidores	48
5.2.3.5	Cajas para medición indirecta.	50
5.2.4	Caja de Medida Centralizada (CMC)	51
5.2.4.1	Componentes	51

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 4 de 119	11/07/2022


	5.2.4.2 Características funcionales de la caja de medida concentrada.....	52
6	MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MEDIDORES.....	52
6.1	GENERALIDADES.....	52
6.2	MEDICIÓN DE ENERGÍA.....	53
6.2.1	Selección de medidores de energía.....	54
6.2.2	Medidores para frontera comercial	57
6.2.3	Medición de zonas comunes	58
6.2.3.1	Según la Conexión a la red.....	58
6.2.3.2	Corriente térmica	63
6.2.4	Medición inteligente AMI.....	67
6.2.4.1	Funcionalidades Medición inteligente	68
6.2.4.2	Medidor de Medida Centralizada	70
6.2.4.3	Visualizador en el sitio del cliente (display).....	70
6.2.4.4	Comunicación entre Cajas esclavas y la caja maestra.....	70
6.2.4.5	Lectura Remota	70
6.2.4.6	Lectura Local	70
6.2.4.7	Lectura Concentrador Principal	71
6.2.4.8	Lectura concentrador Secundario.....	71
6.2.4.9	Corte y reconexión remoto	71
6.2.4.10	Corte y reconexión local	71
6.2.4.11	Requisitos Técnicos del dispositivo de corte y reconexión	72
6.2.4.12	Identificación Elementos del Sistema	72

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 5 de 119	11/07/2022


6.2.4.13	Asociación Display Espejo.....	73
6.2.4.14	Alarmas Y Eventos	73
6.2.4.15	Last Gasp	75
6.2.4.16	Limitador de corriente.....	76
6.2.4.17	Display de usuario.....	76
6.2.5	Medición prepago	76
6.2.5.1	Características de los equipos Prepago	77
6.2.5.2	Medición Doble Canal.....	79
6.2.6	Red de telecomunicaciones.....	81
6.2.7	Ciberseguridad	82
6.2.7.1	Requisitos generales de seguridad.....	82
6.2.7.2	Requisitos generales de seguridad- Requisitos de control de acceso y uso	82
6.2.7.3	Requisitos de integridad de datos	83
6.2.7.4	Requisitos de control de acceso, integridad y confidencialidad	84
6.2.7.5	Requisitos de disponibilidad	85
6.2.7.6	Condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas – CGM.....	85
6.2.7.7	Control de Acceso Electrónico.....	86
6.2.7.8	Resumen de Control de Acceso en el concentrador ..	86
6.2.7.9	Mecanismos de Vulneración de Contraseñas	86
6.2.7.10	Construcción de Contraseña	87
6.2.7.11	Autorización de Control de Acceso basado en Roles	

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 6 de 119	11/07/2022

(RBAC)	87
6.2.7.12 Visualización de Contraseña	88
6.2.7.13 Acceso de Tiempo de Espera.....	88
6.2.7.14 Auditorías de Logs e históricos.....	88
6.2.7.15 Capacidad de almacenamiento	88
6.2.7.16 Registro de Almacenamiento.....	89
6.2.7.17 Características de Ciberseguridad de un Medidor inteligente o Concentrador de medida.....	89
6.3 TIPOS DE CONEXIÓN PARA MEDIDA SEMI-INDIRECTA E INDIRECTA.....	95
6.3.1 Teorema de Blondell y Medición con dos elementos (Método Aron) 95	
6.3.2 Medición Indirecta de Dos Elementos	96
6.3.3 Elementos Complementarios al Sistema de Medida.....	96
6.3.3.1 Transformadores de Medida.....	96
6.3.3.2 Transformador de corriente	98
6.3.3.3 Transformador de tensión.....	103
6.3.3.4 Bloque de Pruebas Cortocircuitable.....	105
6.3.4 Base del bloque de pruebas.....	106
6.3.5 Bornes terminales y cuchillas	106
6.4 CABLE MULTICONDUCTOR PARA SEÑALES DE MEDIDA.....	106
6.5 SELLOS DE SEGURIDAD	108
6.5.1 Tipos de sellos.....	109
6.6 DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN	109


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 7 de 119	11/07/2022

ANEXO 1 - SISTEMAS DE MEDICION PARA TRANSFORMADORES MONOUSUARIO-MAYORES A 15 KVA	111
ANEXO 2 LISTADO DE FIGURAS NMA LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 3	100
LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 4	100
LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 6	101
ANEXO 3 LISTADO DE ESPECIFICACIONES.....	102
ANEXO 4 NORMA TÉCNICA DE INSTALACIONES PROVISIONALES.....	103
ANEXO 5 PROTOCOLO DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES SUMINISTRADOS POR EL CLIENTE EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS PROVISIONALES.....	114
ANEXO 6. RECONEXIÓN DE CLIENTES CORTADOS EN REDES DE EPSA E.S.P.	117

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 8 de 119	11/07/2022


LISTA DE TABLAS

	<i>Pág.</i>
Tabla 1. Clasificación de acometidas.....	23
Tabla 2. Distancias máximas y regulación de acometidas.	24
Tabla 3. Resumen de conexiones de las acometidas.	29
Tabla 4. Caja para cada tipo de servicio.	43
Tabla 5. Dimensiones de armarios para medidores trifásicos.	48
Tabla 6. Dimensiones de armarios para medidores monofásicos.	49
Tabla 7. Clasificación de Puntos de Medición.....	54
Tabla 8. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.	54
Tabla 9. Clases de exactitud normalizadas.....	100
Tabla 10. Relaciones de transformación exigidas para mediciones semi-directas.....	101
Tabla 11. Relaciones de transformación exigidas para mediciones indirectas.....	102
Tabla 12. Niveles de aislamiento para T.P. según la tensión más alta del sistema.....	105
Tabla 13. Código de colores para el cable multiconductor (clientes).	107
Tabla 14. Código de colores para el cable multiconductor medición semi-directa.	107

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 9 de 119	11/07/2022

LISTA DE FIGURAS

	<i>Pág.</i>
Figura 1. Distancias verticales mínimas para acometidas.....	25
Figura 2. Malla eléctrica de protección.....	41
Figura 3. Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición directa.....	56
Figura 4. Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición semi-directa.....	56
Figura 5. Acometida de MT con equipo de medida en MT, medición indirecta.	57
Figura 6. Unifilar medición doble canal.	61
Figura 7. Medida centralizada con medidor inteligente comunicación armarios de edificios.....	69
Figura 8. Medida centralizada ubicados en los postes de distribución y display en el usuario.	69
Figura 9. Arquitectura del sistema de medición prepago.	79
Figura 10. Esquema de conexión para medición doble canal.	80
Figura 11. TC Tipo ventana uso interior.....	98
Figura 12. TC Núcleo partido uso interior.....	98
Figura 13. TC tipo exterior media tensión.	98
Figura 14. Transformadores de tensión tipo interior.....	104
Figura 15. Transformadores de tensión tipo exterior.....	104

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 10 de 119	11/07/2022

1 GENERALIDADES

1.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer especificaciones técnicas de los equipos de medida para clientes de medición directa, semidirecta e indirecta, los criterios de selección y montaje de los sistemas de medición, con el fin de garantizar cumplimiento de requisitos técnicos, de seguridad y de conformidad, así como el adecuado registro del consumo de energía eléctrica, labores de revisión, control energético y operaciones comerciales de los servicios prestados por la Empresa CELSIA COLOMBIA y CETSA.

A partir de la entrada en vigor de esta norma, en redes de CELSIA COLOMBIA Y CETSA solo se instalará sistemas de medición inteligente para clientes de medida directa.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS


- Definir el sistema de medición acorde con el nivel de tensión y la carga.
- Especificar los equipos y el montaje del sistema de medición en los niveles de tensión I, II y III.

Las especificaciones y el montaje de las acometidas de media tensión a 13.2 kV y de 34.5 kV se especifican en las Normas de construcción de redes de distribución de la Empresa, tanto aéreas como subterráneas.

Para cargas iguales o superiores a 1 MVA, en 13,2kV y a 1,5 MVA a 34,5 kV se exigirá la instalación de un reconectador ubicado inmediatamente antes de los equipos de medida.

1.3 APLICACIÓN DE LA NORMA

Esta Norma será de estricto cumplimiento para todas las personas o entidades que intervengan en las redes del área de jurisdicción de la Empresa la cual comprende los siguientes municipios y donde se tenga operación comercial.


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 11 de 119	11/07/2022

Sector	Municipios
Valle Norte	Zarzal, Ansermanuevo, Alcalá, La Argelia, Bolívar, El Cairo, El Águila, El Dovio, La Unión, La Victoria, Obando, Roldanillo, Versalles, Toro, Ulloa, Andalucía, Bugalagrande, Sevilla, Caicedonia y San José del Palmar (departamento del Choco), Buga, Darién, Ginebra, Guacarí, Restrepo, Yotoco, Vijes, Trujillo, Riofrío, Dagua y La Cumbre, Tuluá y San Pedro.
Valle Sur	Palmira, Candelaria, Cerrito, Florida, Pradera y Jamundí. Buenaventura.
Tolima Norte	Herveo, Fresno, Mariquita, Honda, Palocabildo, Casabianca, Murillo, Villahermosa, Líbano, Ambalema, Lérida, Alvarado, Armero Guayabal, Santa Isabel, Anzoategui, Falan, Venadillo, Ibagué, Cajamarca, Rovira, Valle de San Juan, San Luis, Piedras.
Tolima Sur	Espinal, Guamo, Saldaña, Coello, Flandes, Suarez, Carmen de Apicalá, Melgar, Icononzo, Cunday, Purificación, Villarrica, Prado, Dolores, Alpujarra, Natagaima, Coyaima, Ortega, Rioblanco, Planadas, Chaparral, Ataco, San Antonio, Roncesvalles.

Esta Norma aplica para proyectos nuevos, reformas, mantenimiento de instalaciones existentes y el montaje de nuevos equipos inherentes al sistema de medición.

1.4 AUTORIZACIÓN PARA LA INSTALACIÓN

La instalación de las acometidas desde el punto de conexión en la red y el sistema

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 12 de 119	11/07/2022

de medida será realizada únicamente por personal autorizado por la Empresa, bajo los requisitos del protocolo de intervención de la medida-anexo No 1. Una vez se haya presentado por el usuario la Certificación de Conformidad de las Instalaciones, expedida por una entidad acreditada.

1.5 DEFINICIONES

Esta Norma acoge el Artículo 3 del RETIE y las de la norma NTC 2050, sin embargo, se presentan definiciones adicionales para efectos prácticos.

ACOMETIDA NO AUTORIZADA: Cualquier derivación de la red local o de otra acometida, efectuada sin autorización del prestador del servicio. Generalmente la energía de una acometida derivada no es registrada por el medidor.

ACOMETIDA PRIMARIA: Es la que se deriva de la red de distribución de media tensión a 13,2 kV ó 34,5 kV.


ACOMETIDA SECUNDARIA: Es la que se deriva de la Red de Distribución de baja tensión o desde los bornes secundarios de un transformador de Distribución.

ACTIVO DE CONEXIÓN: Son aquellos activos que se requieren para que un Generador, un Usuario u otro Transmisor, se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional (STN) o a un Sistema de distribución Local (SDL).

ACTIVOS DE CONEXIÓN DEL OR AL STN: Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional.

ACTIVOS DE CONEXIÓN A UN STR O A UN SDL: Son los bienes que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un sistema de transmisión regional o a un sistema de distribución local de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.

ACTIVOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 1: Son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores de 1 kV y los transformadores con

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 13 de 119	11/07/2022

voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, sin incluir los que hacen parte de instalaciones internas. Estos activos son considerados activos de uso.

ACTIVOS DE USO DE STR Y SDL: Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en UC, no son activos de conexión y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL6.


ALIMENTADOR: Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado y el último dispositivo de sobre corriente del circuito ramal.

AMM (Advanced Meter Management): Consiste en una extensión de la AMI, que agrega a dicha infraestructura funciones para el manejo de la red, detección de averías, gestión y control de elementos de esta, tales como: bancos de capacitores, reconectores, etc.

AMR - Lectura Automática de Medidores: Sistema unidireccional que permite recopilar y analizar automáticamente datos de dispositivos como medidores de gas, electricidad o agua y comunicar esos datos por medio de una red de comunicaciones a su Sistema de Gestión y Operación (SGO).

AMI – Infraestructura de Medición Avanzada: Un sistema AMI es una solución integral que tiene la capacidad de gestionar el intercambio de información y datos entre el Sistema de Gestión y Operación (SGO) y las Unidades de Medida (UM), haciendo uso de forma opcional de Unidades Concentradoras (UC), el sistema AMI permite la gestión remota de diferentes funcionalidades como la toma de lecturas, procesos de conexión y desconexión para los medidores que posean dicha capacidad, eventos y alarmas, el control de acceso a las interfaces, entre otras funcionalidades con el fin de ofrecer una solución eficiente para la toma oportuna de decisiones preventivas, de mejora o correctivas. El sistema AMI incluye una amplia gama de aplicaciones que permite gestionar la demanda, optimizar la red de distribución, garantizar la integridad del sistema y proveer servicios de valor agregado.

BLOQUE DE PRUEBAS: Es un elemento el cual debe ser usado en toda instalación

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 14 de 119	11/07/2022

que requiera medición semi-directa o medición indirecta para garantizar la operación independiente de cada una de las señales provenientes de los transformadores de medida.

BLOQUE DE TERMINALES: Soporte fabricado de material aislante en el cual están agrupados todos o algunos de los terminales del medidor.

CQM – Centro De Gestion De La Medida: Centro de control destinado a realizar actividades de medición y gestión tales como; lectura remota de medidores, estadísticas relacionadas con las mediciones, evaluaciones relativas a fronteras comerciales, Etc.

CAJA DE DERIVACIÓN DE ACOMETIDAS: Se utilizan para distribuir un número mínimo de cuatro (4) acometidas y un máximo de nueve (9) desde la línea principal de baja tensión, o bien directamente desde el transformador, con acometida UC 404 o la que se considere adecuada en el momento de la instalación.


MEDIDOR: Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía.

LAST GASP: Mensaje, alarma o evento que emite un medidor o concentrador al momento de ausencia de tensión, este se guarda en la memoria y se reporta de manera inmediata por medio de mensajes de texto.

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.

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 DIRECTA: Sistema de medida en el cual se conectan directamente al medidor los conductores de la acometida.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 15 de 119	11/07/2022

CALIBRACIÓN: Diagnóstico sobre las condiciones de operación de un equipo de medición y los ajustes, si son necesarios, para garantizar la precisión y exactitud de las medidas que con el mismo se generan.

CAPACIDAD DE SALIDA NOMINAL CT (BURDEN): Es el valor de la potencia aparente (en voltamperios a un factor de potencia especificado) previsto para ser suministrado por el transformador al circuito secundario, a la corriente secundaria nominal y con la carga nominal conectada a éste.

BIL (Basic Insulation Level): Es el Nivel Básico de Aislamiento por su traducción del inglés y corresponde al límite hasta el cual un equipo puede soportar el impulso debido a las descargas atmosféricas. El impulso se genera en el aislamiento debido a la alta tensión, sobretensiones y picos debido a las descargas atmosféricas.


CAPACIDAD DE SALIDA NOMINAL PT (BURDEN): Es el valor de la potencia aparente (en voltamperios con un factor de potencia especificado) que el transformador suministra al circuito secundario con la tensión secundaria nominal cuando está conectado a su carga nominal.

CAPACIDAD NOMINAL: El conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas. En un sistema la capacidad nominal la determina la capacidad nominal del elemento limitador.

CAPACIDAD O POTENCIA INSTALADA: También conocida como carga conectada, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.

CAPACIDAD O POTENCIA INSTABLE: Se considera como capacidad instalable, la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a tensión nominal de la red, sin que se eleve la temperatura por encima de 60 °C para instalaciones con capacidad de corriente menor de 100 A o de 75 °C si la capacidad de corriente es mayor.

CARGABILIDAD: Relación entre la corriente máxima y la corriente básica o la corriente nominal de un medidor de energía.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 16 de 119	11/07/2022

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.

CONSUMO PREPAGADO: Consumo que un suscriptor o usuario paga en forma anticipada a la empresa, ya sea porque el suscriptor o usuario desea pagar por el servicio en esa forma, o porque el suscriptor o usuario se acoge voluntariamente a la instalación de medidores de prepago.

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

CORRIENTE A PLENA CARGA: Valor de corriente máxima en una instalación eléctrica calculado con base en la capacidad instalada.

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


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.

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.

MEDIDOR BIDIRECCIONAL: Dispositivo que tiene la capacidad de medir en un punto determinado, el flujo de energía en ambos sentidos, almacenando los datos de medición de forma separada. La unidad de medida es el kilowatt hora.

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

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 17 de 119	11/07/2022

reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo.

MEDIDOR MULTITARIFA: Medidor de energía provisto de un número de registros, cada uno de los cuales opera en intervalos de tiempo específicos correspondientes a tarifas diferentes.

MEDIDOR MONOFÁSICO BIFILAR: equipo que se utiliza para el registro del consumo de una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por un conductor correspondiente a la fase y un conductor correspondiente al neutro. La fase y el neutro pueden provenir de un transformador monofásico o trifásico.

MEDIDOR MONOFÁSICO TRIFILAR: Equipo que se utiliza para el registro del consumo de una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores de fase y un conductor correspondiente al neutro. Las fases y el neutro provienen de un transformador monofásico.


MEDIDOR BIFÁSICO TRIFILAR: Equipo que se utiliza para el registro del consumo de una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores de fase y un conductor correspondiente al neutro. Las fases y el neutro provienen de un transformador trifásico.

MEDIDOR TRIFÁSICO TETRAFILAR: Equipo se utiliza para el registro del consumo de una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores de fase y un conductor correspondiente al neutro. Las fases y el neutro provienen de un transformador trifásico.

MEDIDOR TRIFÁSICO TRIFILAR: Equipo que se utiliza para el registro del consumo de una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores de fase, éstos provienen de un transformador trifásico.

MEDIDOR DE PREPAGO: Dispositivo que permite la entrega al suscriptor o usuario de una cantidad predeterminada de energía, por la cual paga anticipadamente.

MEDIDORES CLASE 0.2 Y 0.2S: Este índice de clase significa que el límite de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la corriente máxima con un factor de potencia igual a uno deberá ubicarse entre $\pm 0.2\%$.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 18 de 119	11/07/2022

MEDIDORES CLASE 1.0: Este índice de clase significa que el límite de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la corriente máxima con un factor de potencia igual a uno deberá ubicarse entre $\pm 1.0\%$.

MEDIDORES CLASE 2.0: Este índice de clase significa que el límite de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la corriente máxima con un factor de potencia igual a uno deberá ubicarse entre $\pm 2.0\%$.

MEDIDORES CLASE 0.5 Y 0.5S: Este índice de clase significa que el límite de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la corriente máxima con un factor de potencia igual a uno deberá ubicarse entre $\pm 0.5\%$.

NORMA TÉCNICA: Documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices o características para los productos o los procesos, y métodos de producción conexos, servicios o procesos, cuya observancia no es obligatoria.


NORMALIZADO: Material o equipo fabricado con las especificaciones de una Norma aceptada.

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.

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

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 19 de 119	11/07/2022

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, TP O TP: 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, 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.

1.6 REVISIÓN Y APROBACIÓN DE LA NORMA


La revisión y actualización de la presente Norma se debe hacer a través del área responsable de la normativa técnica, que será quien coordine el proceso de revisión y actualización de la Norma, de acuerdo con los procedimientos establecidos por la Empresa.

2 REQUERIMIENTOS GENERALES

Toda persona o empresa que desarrolle actividades relacionadas con la presente Norma debe cumplir con lo establecido en el RETIE, CÓDIGO DE MEDIDA y las Normas internas de seguridad y salud ocupacional de la Empresa.

Los materiales y equipos objeto de la presente Norma deben poseer Certificado de Conformidad de Producto según lo definido en la reglamentación vigente. Los requisitos de instalación se verifican en el proceso de certificación de la instalación según lo establecido en el RETIE y demás reglamentación vigente.

Los equipos de medida deberán tener el respectivo certificado de calibración de un laboratorio de metrología acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC cuya vigencia no debe ser mayor a cuatro meses.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 20 de 119	11/07/2022

Los equipos de medida deben quedar ubicados después del equipo de maniobra; cortacircuitos fusible, reconectador o interruptor, con lo cual se garantiza la no afectación de la calidad del suministro a otros clientes cuando se produzca un daño en estos equipos de medida.

La energización del suministro será realizada únicamente por personal autorizado por la Empresa.

Un inmueble deberá ser servido por una sola acometida. En el caso de edificaciones con múltiples servicios, la acometida subterránea entre la red y el tablero de medidores se considerará una extensión de la red y el barraje será parte de ella, por lo tanto, deberá construirse de acuerdo con las exigencias de la Empresa.

En aquellos edificios que requieran tres o más servicios de energía, se alimentará con una sola acometida hasta el interruptor principal en el tablero general.

Los conductores de la acometida deberán ser continuos y del mismo calibre desde el punto de conexión del suministro hasta los bornes de entrada con sus respectivos terminales y estar identificadas en sus extremos mediante marquillas indelebles.

Los conductores de acometida de una edificación no deben pasar a través del interior de otro edificio o construcción.


En la caja o tablero de medidores se reservará en su extremo una longitud de acometida no menor de 60 cm que permita una fácil conexión del equipo de medida.

Las acometidas de baja tensión deberán ser aéreas para cargas instaladas iguales o menores a 30 kVA con su respectivo soporte o poste para garantizar la resistencia y altura.

3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

Los sistemas de medición se componen de todos o de algunos de los elementos que se listan a continuación, dependiendo del tipo de medida:

- a) Un medidor de energía Activa- Reactiva.
- b) Bloque de pruebas.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 21 de 119	11/07/2022

- c) Transformadores de corriente de acuerdo con el nivel de tensión y carga instalada.
- d) Transformadores de tensión si aplica.
- e) Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente.
- f) Una caja de seguridad para el medidor.
- g) Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión de acuerdo con la medición de la cargabilidad del circuito de medida para instalaciones existentes.
- h) Modem para la telemedida si aplica.
- i) Para sistemas AML, componentes y dispositivos de medida y comunicación.


4 ACOMETIDAS

Este aparte está dedicado a la especificación y montaje de las acometidas para nivel de tensión I. Las especificaciones y el montaje de las acometidas de media tensión a 13.2 kV y a 34.5 kV se especifican en las Normas de construcción de redes de distribución de la Empresa, tanto aéreas como subterráneas.

4.1 PARTES DE UNA ACOMETIDA

La acometida es el conjunto de elementos que sirven para llevar la energía eléctrica desde el punto de conexión en la red de distribución de energía o bornes del transformador hasta los bornes del medidor y está conformada por los siguientes elementos:

- Punto de conexión.
- Terminales premoldeados en baja tensión (Cuando la acometida se derive de una red secundaria subterránea)
- Anclajes.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 22 de 119	11/07/2022

- Soportes.
- Capacete o bota termo contráctil.
- Canalización (Cuando se trate de redes subterráneas).
- Caja de inspección (Cuando se trate de redes subterráneas).
- Ductos.
- Cable conductor.


4.2 SELECCIÓN Y TIPOS DE ACOMETIDAS

Los tipos de acometidas son los siguientes:

- Acometidas aéreas en baja tensión.
- Acometida subterránea en baja tensión.
- Acometida mixta en baja tensión.

La selección de la acometida deberá ejecutarse de conformidad con la Sección 220 de la Norma NTC 2050 vigente. En general se requiere conocer las tensiones nominales disponibles para el cálculo de cargas continuas y discontinuas, de alumbrado, cargas en general y reservas, así como la distancia desde el punto de conexión a la carga y el tipo de conductor a utilizar. El proceso es el siguiente:

- Identificar el tipo de instalación residencial, comercial, industrial o rural).
- Calcular la carga instalada Capítulo 2 NTC 2050).
- Calcular la carga demandada de la instalación Capítulo 2 - NTC 2050).
- Especificar el tipo de acometida: monofásica, trifilar o trifásica.
- Seleccionar el calibre de la acometida de acuerdo con su longitud y la carga a servir, verificar regulación de tensión.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 23 de 119	11/07/2022

- Si la acometida es aérea o subterránea, se seleccionarán ductos, bajantes, canalizaciones y cajas de inspección según el caso.

Las acometidas se clasifican de acuerdo con la tensión de conexión y los requerimientos de la potencia de la carga en la Tabla 1:

Tabla 1. Clasificación de acometidas.

Tipo de acometida	Tensión de suministro (V)	Potencia máxima (kVA)	Tipo de cable	Calibre requerido Cobre AWG	Calibre requerido Aluminio
Monofásico bifilar	120	10	Concéntrico	#8	#6
Monofásico trifilar	120/208	14	Concéntrico	#8	#6
Trifásico trifilar	120/208	30	Concéntrico o Cable aislado	#4	N/A
Trifásico tretrafilar	120/208	30	Concéntrico o Cable aislado	#4	N/A
Trifásico Trifilar o Tetrafililar	120/208	Mayores a 30	Cable aislado subterráneo	De acuerdo con cálculo de regulación de tensión	N/A

4.3 DISTANCIAS MÁXIMAS Y REGULACIÓN DE TENSIÓN

Los límites de regulación de tensión y distancias máximas permitidas entre el punto de conexión y la carga son presentados en la Tabla 2.


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 24 de 119	11/07/2022


Tabla 2. Distancias máximas y regulación de acometidas.

Calibre Cobre (AWG)	Calibre Aluminio (AWG)	Distancia Máxima (m)	Regulación Máxima permitida (%)
4	2	70	3
6	4	45	3
6	4	30	3

Para casos especiales que no figuren en la tabla se deberá calcular la acometida con base en la regulación permitida, la potencia demandada por la carga, el factor de potencia y el tipo de acometida aérea o subterránea.

4.4 ALTURAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

Los conductores aéreos de acometida en baja tensión deben guardar las siguientes distancias mínimas medidas desde la superficie acabada del suelo: Tal y como se muestra en la Figura 1.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 25 de 119	11/07/2022

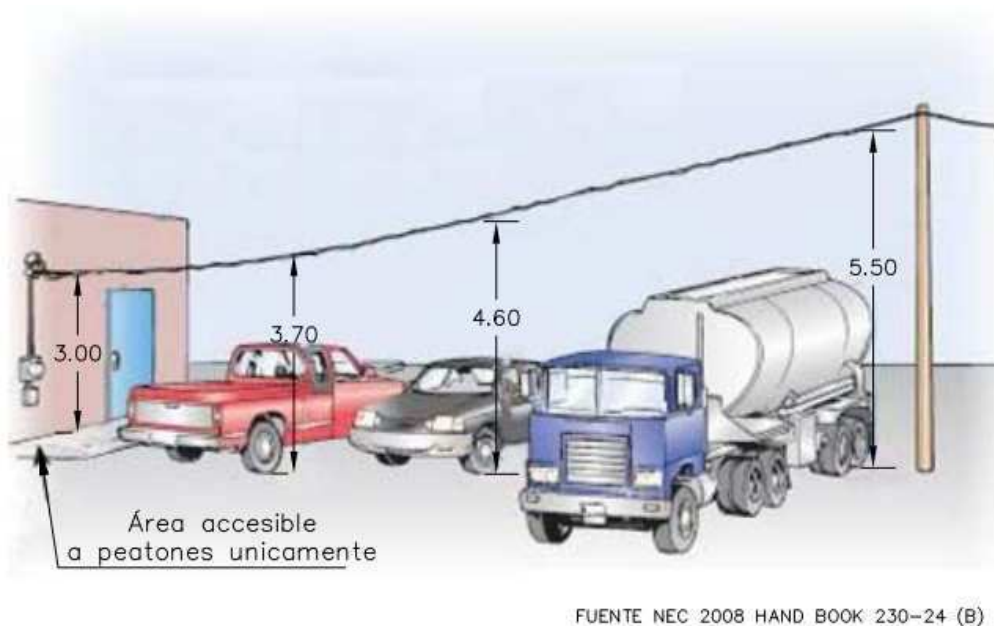



Figura 1. Distancias verticales mínimas para acometidas.

- 3,0 metros desde la superficie acabada en zonas o aceras accesibles sólo a peatones, hasta el punto de entrada de la acometida y/o hasta el punto más bajo del bucle de goteo de la entrada eléctrica al edificio. En ningún caso el punto de sujeción de la acometida a un edificio o una estructura debe estar a menos de 3 metros sobre la superficie acabada del suelo.
- 3,7 metros sobre edificios residenciales y vías públicas vehiculares sin tráfico de camiones para tensiones inferiores a 300V a tierra.
- 4,6 metros en las zonas mencionadas en el punto anterior para tensiones superiores a 300V a tierra.
- 5, 5 metros sobre vías públicas y zona de parqueo con tráfico de camiones y vehículos pesados.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 26 de 119	11/07/2022

Los conductores de acometida deberán tener una separación horizontal no menor de noventa centímetros (0,9 m) de las puertas, ventanas, balcones, escaleras, salidas de incendios o sitios similares. Cuando los conductores son tendidos por encima (o por debajo) de la parte superior (o inferior) de una ventana, se permite que estén a menos de los 0,9 m exigidos anteriormente.


4.5 ACOMETIDAS AÉREAS EN BAJA TENSIÓN

Para la entrada de la acometida a las instalaciones del cliente, se empleará tubo Conduit metálico galvanizado provisto de capacete o bota premoldeada termo contráctil u otro accesorio del tipo masilla moldeable que asegure el sellamiento de la tubería para montaje a la vista y conduit PVC tipo pesado para el caso de tubería empotrada o enterrada.

Los conductores irán directamente hasta la caja de medidores, la cual podrá estar incrustada en la pared exterior del inmueble o colocada a la vista y asegurada con grapas galvanizadas, abrazaderas galvanizadas o cintas de acero inoxidable, espaciadas un máximo de 1 m entre sí.

El ducto para la acometida deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Ser hermético.
- Debe ser continuo sin derivaciones ni perforaciones desde el inicio hasta la caja o armario de medidores.
- Deberá tener máximo dos curvas eléctricas de amplio radio de curvatura de acuerdo con el calibre del tubo.
- Solo se emplearán curvas eléctricas.
- El ducto deberá ser provisto de un alambre galvanizado (sonda) que facilite la instalación de la acometida.
- Los ductos que entran a la caja para el medidor tendrán adaptadores terminales (Bushings).

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 27 de 119	11/07/2022

- g) Se permite que el ducto se instale incrustado o adosado en las paredes o muros de ladrillo macizo.

El diámetro requerido para el ducto de la acometida deberá determinarse de acuerdo con la tabla 4, capítulo 9 de la NTC 2050, dimensiones y porcentajes de la sección de los tubos y tuberías.

Para la instalación de acometidas aéreas deberá proveerse a la entrada del inmueble un ducto conduit metálico cuando éste estuviera a la vista y podrá ser de tubo conduit no metálico, siempre y cuando no sobresalga de la estructura más de 0.20 m. y que no esté sometido a esfuerzos o tensiones mecánicas transversales.

El cable de neutro concéntrico estará conformado por conductores de fase aislados en polietileno cubiertos por el neutro instalado concéntricamente y sobre ellos una chaqueta negra protectora de PVC. Todos los conductores de fase y neutro serán de cobre blando y/o aluminio serie 8000. El número y el calibre de los alambres que conforman el neutro concéntrico deberán ser tales que el área y la resistencia dependerán de la carga a conectar y si la instalación es aérea o subterránea, cumpliendo en todo caso el RETIE vigente.


4.5.1 Conexión De La Acometida

4.5.1.1 En Redes Abiertas (Existentes)

Un porcentaje importante de las redes eléctricas de distribución de B.T. de la Empresa en su zona de influencia, están construidas en redes abiertas con conductores desnudos o aislados, este tipo de redes abiertas ya no están incluidas en la normativa de redes vigente. Las acometidas a instalar en este tipo de redes seguirán las siguientes indicaciones:

- Red abierta con conductores desnudos.

La derivación de acometidas de redes eléctricas abiertas con conductores de fase y neutros desnudos se realiza conectándolas al cable de aluminio desnudo 4 AWG, adosados al conductor de distribución mediante conectores de compresión (tipo

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 28 de 119	11/07/2022

ponchado). Las acometidas individuales se conectan a los estribos con conectores tipo cuña, bimetálicos o de aluminio, según sea el caso. Ver dibujo en anexo de planos NMA3-01.

- Red abierta con conductores aislados.

La derivación de acometidas de redes eléctricas abiertas con conductores de fase aislados y conductor de neutro desnudo, se realiza conectándolas a la red mediante conectores de perforación tipo tornillo. La conexión al conductor desnudo del neutro se hace con estribos de cable de aluminio desnudo No 4 AWG, adosado al conductor de distribución mediante conectores de compresión (tipo ponchado). Las acometidas individuales se conectarán a estribos con conectores tipo cuña, bimetálicos o de aluminio según sea el caso. Ver dibujo en anexo de planos NMA 3-02.


- En redes trenzadas.

Las nuevas redes eléctricas de distribución en BT de la Empresa se construyen en cables auto soportados dúplex, tríplex o cuádruplex de aluminio (redes trenzadas). En estas redes las acometidas se derivarán directamente de la red trenzada a través de cajas de derivación de acometidas, tendiéndolas y tensionándolas entre el poste más cercano al cliente y el ducto de la acometida, mediante grapas tensoras de acometida. Ver dibujos en anexo de planos NMA3- 03, NMA3-04, NMA3-05, NMA3-06, NMA3-07 y NMA3-08.

En parcelaciones o casas campestres de áreas grandes y frentes extensos sobre la vía, que tengan redes secundarias de tipo multiplex auto soportado, se podrá prescindir de la caja de derivación de acometidas, conectando las acometidas directamente de la red mediante conectores de perforación tipo tornillo. En este caso el número máximo de acometidas será de dos por poste. Para tres o más acometidas se utilizará caja de derivación de acometidas.

- En redes especiales

La red especial es un esquema constructivo de la empresa, que consiste en alejar la red secundaria y las cajas de derivación de acometidas de los postes. La

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 29 de 119	11/07/2022

derivación de acometidas desde redes eléctricas especiales se realiza conectándolas a la red mediante conectores de perforación tipo tornillo tal como se muestra en los dibujos mostrados en el anexo de planos NMA3-10, 11 y 12.

La Tabla 3 muestra un resumen de las conexiones de acuerdo con las redes existentes.

Tabla 3. Resumen de conexiones de las acometidas.

Tipo de red	Red de distribución	Tipo de conexión	Figura
Abierta	Conductor desnudo	Tipo cuña a través de estribos, deberíamos normalizar el uso de cajas de derivación	NMA 3 – 01
	Conductor aislado	Perforación tipo tornillo	NMA 3 – 02
Trenzada	Conductor aislado	Perforación tipo tornillo	NMA 3 – 03
	Conductor aislado	A caja de derivación de acometidas en poste o vano	NMA 3 – 10, 11
Especial	Conductor aislado	Cajas de derivación de acometidas	NMA 3 – 13, 14, 15


4.6 ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS

Las acometidas subterráneas en baja tensión se derivan directamente desde las cámaras de distribución subterráneas, hasta el sitio de medición de la energía.

Para cargas mayores a 112.5 KVA se permite utilizar más de un (1) conductor idéntico en paralelo por fase, facilitando así la instalación y adquisición de materiales.

Todas las acometidas subterráneas de baja o media tensión deben identificarse con una marquilla de acrílico fondo amarillo de 12.5 x 25 mm x 1/8" con el texto de color negro a una altura de 7 mm, aplicando el código de colores según el RETIE vigente.

En redes subterráneas de baja tensión alimentadas por transformadores de

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 30 de 119	11/07/2022

Distribución de la Empresa con capacidad disponible, se podrán alimentar, previa autorización de la empresa, cargas conectadas mediante barrajes preformados de baja tensión, alojados en cajas de inspección de acometidas que tendrán que estar ubicadas en las zonas comunes del conjunto residencial o edificio, o en zona pública de libre acceso. En este caso tanto fases como neutros serán marquillados y se deberán marcar las direcciones de los predios alimentados.

En la tubería de acometidas no se permite instalar otros conductores diferentes a los de ésta.

Los barrajes premoldeados deberán ser livianos y adecuados para utilizar con conductores de aluminio o cobre, con capacidad de soportar conectores entre 8 AWG sin son de cobre y 6 AWG si son de aluminio y hasta 400 KCM. Ver figuras NMA3-15 y NMA3-16.


A criterio de la Empresa, se construirán cajas de inspección de acometidas con una Inter distancia máxima de 40 metros, las cuales se deben construir siempre que haya cambios de dirección (en las esquinas) y frente al predio objeto de la prestación del servicio.

Se exigirán acometidas subterráneas en los siguientes casos:

- Cuando la red de baja tensión sea subterránea.
- Cuando los conductores empleados sean mayores que el No. 4 AWG.
- Cuando el servicio esté en zona demarcada por la Empresa para red subterránea.
- Cuando por razones de planeación o disposiciones del Plan de Ordenamiento Territorial (POT) o el plan básico territorial de los entes municipales se defina que la red debe ser subterránea.

La canalización es la adecuación necesaria del terreno para la colocación de los ductos. Comprende la zanja, los asentamientos, los rellenos y los recubrimientos específicos para cada caso.

Los ductos libres de una instalación eléctrica deben quedar debidamente taponados

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 31 de 119	11/07/2022

en los extremos de las llegadas a las cajas de inspección con un material que garantice la estanqueidad y duración, con el fin de mantenerlos libres de basuras, tierra, etc. para su posterior utilización. Además, se debe dejar un cable guía instalado en el ducto de reserva.

Las cajas de inspección que tengan la posibilidad de inundarse se deben construir con desagües. Las tuberías de acometidas subterráneas que entran a un inmueble y que se puedan inundar se deben sellar. Los compuestos utilizados como sellantes deberán ser aptos para usarse con los aislamientos de los conductores, de tal forma que no los afecte ni los deteriore.


Para las salidas de la caja de inspección hasta la caja de medidor o armario de medidores, el diámetro mínimo para la tubería será de 1" o el calculado para alojar los cables con la capacidad requerida según la carga. Siempre se deberá dejar un ducto libre de reserva por cada grupo de ductos utilizados antes del equipo de medida, de diámetro igual al tubo de mayor diámetro.

Cuando los ductos de la acometida entran a formar parte de las redes de distribución subterránea frente al inmueble, se deberán instalar como mínimo cuatro ductos de 4" con su respectiva caja de inspección.

Para la instalación de acometidas subterráneas deberá proveerse a la entrada del inmueble un ducto conduit metálico cuando éste estuviera a la vista. Este ducto podrá ser de tubo conduit no metálico siempre y cuando no sobresalga de la estructura más de 0.20 m y no esté sometido a esfuerzos o tensiones mecánicas transversales. Los ductos deberán estar dotados de tuerca y contratuerca en los puntos de acceso a la caja de medición.

Entre los extremos de los ductos no podrá haber más de dos curvas de 90° de gran radio. Las curvas deben ser de radio tal que no se reduzca apreciablemente el diámetro interior de la misma y en su reemplazo no se aceptan codos para tubería de agua.

Cuando el ducto vaya superpuesto a alguna superficie o a la vista, deberá ser de conduit metálico galvanizado y deberá fijarse a la superficie por medio de grapas, abrazaderas galvanizadas o cintas de acero inoxidable espaciadas máximo un (1)

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 32 de 119	11/07/2022

metro entre sí.

4.7 ACOMETIDAS EN MEDIA TENSIÓN.

Todas las acometidas en media tensión deben ser subterráneas, excepto en los siguientes casos, en los que pueden ser aéreas:

- a) Acometidas a servicios provisionales y cuando existan redes aéreas de media tensión.
- b) Acometidas a fincas o casas campestres en zonas rurales.
- c) Acometidas a lotes o bodegas industriales, se debe especificar que sea en conductor semiaislado.
- d) Acometidas a unidades inmobiliarias cerradas, para instalación de transformadores de uso particular en poste o en locales cerrados. Igual que lo anterior.


4.7.1 Acometidas Aéreas de Media Tensión

No se permite la conexión de más de una acometida de media tensión por poste, excepto montajes en estructuras en H, en las cuales se permitirá bajar dos acometidas, una por poste.

4.7.2 Acometidas Subterráneas

Las acometidas subterráneas en media tensión se podrán derivar de la red aérea o subterránea de media tensión (especificar el tipo de derivación) y alimentarán centros de transformación tipo exterior o interior con transformadores en celdas, transformadores tipo pedestal ("pad mounted") o transformadores tipo seco. En estos casos, será obligatorio instalar el elemento de corte visible, la protección contra sobretensiones y sobre corrientes y el sistema de puesta a tierra.

Cuando se requiera más de una acometida derivada de la red aérea, debe

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 33 de 119	11/07/2022

construirse una cámara tipo D, adecuada para alojar barrajes elastoméricos tipo interior, para la derivación de acometidas. La selección estos equipos y elementos de conexión se hacen de acuerdo con la capacidad interrupta de la protección y según el nivel de cortocircuito de las redes en sitio. Ver dibujo NMA3-16 en el anexo de planos – Derivación de acometida aérea-subterránea en MT y Norma de la Empresa de Construcción de Redes Subterráneas.

4.8 ACOMETIDAS PROVISIONALES

Instalación provisional es aquella que se hace para suministrar el servicio de energía a un proyecto en construcción, o que tendrá una utilización no mayor a seis meses (prorrogables según el criterio de la Empresa). La definición del alcance cuando es de media o baja tensión puede implicar que sea directamente de la red o mediante la instalación de un transformador de distribución, el cual debe tener asociado un tablero de baja tensión).


Se dará servicio a través de este tipo de acometidas a clientes de carácter transitorio o provisional como obras en construcción, circos y parques de diversión ambulante.

Para la construcción de la acometida, como criterio fundamental está la seguridad de la instalación eléctrica y la correcta medición de la energía. La instalación para este tipo de servicios deberá tener la medición en el punto de conexión.

La medición para este tipo de acometida provisional deberá cumplir con las especificaciones técnicas establecidas en la norma de medición.

Por su carácter transitorio y las continuas modificaciones que presentan este tipo de instalaciones, no se requiere la certificación de conformidad plena con el RETIE como se establece en el artículo de Instalaciones provisionales del mismo, la cual se reemplaza por el documento del procedimiento establecido para el control de la instalación suscrito por la persona calificada responsable del cumplimiento, durante el tiempo de existencia de este tipo de instalación.

Todas las instalaciones provisionales eléctricas de fuerza y alumbrado que sean de una clase inferior a la requerida para considerarlas como instalaciones permanentes

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 34 de 119	11/07/2022

deben cumplir lo establecido en la sección 305 Instalaciones provisionales de la Norma NTC 2050.

Para más información ver anexo 4 Norma Técnica de Instalaciones Provisionales.

4.9 SERVICIO DE SUPLENCIA

La Empresa podrá autorizar el servicio por un circuito de suplencia, a los clientes que así lo soliciten, en los niveles de tensión 2 y 3, previo el cumplimiento de los requisitos exigidos entre ellos el contrato de respaldo o suplencia entre las partes.

Este servicio se presta con circuitos del mismo nivel de tensión o en casos excepcionales de circuitos de diferente nivel de tensión. La carga servida por la suplencia será en todo caso no mayor a la del circuito principal.


En la cuenta del circuito principal el cliente tendrá contratado el total de la carga demandada, en la cuenta del circuito de suplencia tendrá la carga autorizada por la Empresa para tal fin, la cual generará un cobro mensual por la disponibilidad del circuito de suplencia, independiente de los consumos registrados en el período de facturación correspondiente.

Los circuitos principales y de suplencia, deben estar enclavados mediante seccionadores de transferencia, seccionadores dúplex o seccionadores de maniobras y los respectivos controles de demanda, para que solamente puedan servirse de uno de ellos, de acuerdo con la carga solicitada en cada uno.

Técnicamente también se pueden incluir transferencias automáticas por media tensión, configuración entrada salida conectados al barraje del cliente con sus protecciones asociadas, aunque no debe ser del alcance de esta norma si debiésemos especificarla y citarla como referencia.

Consideraciones para los servicios de suplencia:

- Los costos asociados a la conexión serán asumidos por el cliente por una sola vez.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 35 de 119	11/07/2022

- El cliente deberá pagar el cargo por suplencia disponible el cual será facturado mensualmente y por el tiempo que se pacte en el Contrato de suplencia disponible.
- El cliente debe adecuar sus instalaciones eléctricas internas para la conexión de la suplencia, de forma que aseguren que las mismas no afecten la seguridad del STR o SDL, ni de otros clientes.
- En todo caso las condiciones que apliquen serán estipuladas en el contrato de conexión de suplencia.

4.9.1 Medición de circuitos de suplencia

- Al mismo nivel de tensión

La medición se hace después de los equipos de transferencia, con un único equipo de medida instalado para la cuenta principal y de suplencia siempre y cuando vayan a alimentar la misma carga; si el circuito de suplencia tiene una carga menor, el equipo de medida se debe seleccionar de acuerdo con la capacidad a alimentar. A diferentes niveles de tensión.


La medición se realizará con equipos de medida instalados uno por cada nivel de tensión. Existirá una cuenta principal y una de suplencia con equipos de medida individuales de acuerdo con la carga autorizada para cada nivel de tensión.

4.9.2 Procedimiento para la conexión de suplencias

De acuerdo con la regulación vigente, cuando un cliente requiera mayor confiabilidad, calidad y continuidad del servicio, debe acordar con el distribuidor local la instalación de redes de suplencia u otros medios y asumir los costos adicionales correspondientes.

Todo proyecto de suplencia debe cumplir los mismos trámites y exigencias técnicas para la conexión a las redes de la Empresa.

A continuación, se presenta el procedimiento general para el otorgamiento y conexión de Suplencias al Sistema de Distribución Local de la Empresa.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 36 de 119	11/07/2022

4.9.2.1 Solicitud de factibilidad de suplencia

En la solicitud efectuada por el cliente se debe adjuntar la siguiente información:

- Carga instalada conectada a la alimentación principal.
- Carga solicitada conectada a la alimentación principal (si la hay).
- Carga solicitada conectada a la alimentación de suplencia.
- Tipo de servicio solicitado según el tipo de carga: Residencial, comercial, industrial y oficial.

Cuando se requiera efectuar expansión y/o reconfiguración de redes en el Sistema de Distribución Local para la conexión y habilitación de una suplencia, se deberá efectuar un Estudio de Factibilidad.


4.9.2.2 Estudio y diseño para la conexión de la suplencia

En el análisis para la conexión de la suplencia se debe establecer los siguientes aspectos:

- Punto de conexión de la suplencia aprobado.
- Condiciones de Servicio (nivel de Tensión, Disponibilidad de potencia, etc.).
- Activos de conexión requeridos para la suplencia y/o trabajos de refuerzo a realizar sobre la infraestructura existente.
- Presupuesto de obra requerido para la habilitación de la suplencia.

4.9.3 Ejecución y puesta en servicio de la suplencia

Según las condiciones de servicio otorgadas en el documento de factibilidad del punto de conexión y el diseño de la conexión de suplencia, se hará la construcción del proyecto.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 37 de 119	11/07/2022

5 CAJAS, CELDAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES

5.1 GENERALIDADES

Este capítulo establece los requisitos mínimos que se deben tener para la selección y el montaje de cajas, armarios y celdas para la instalación de medidores y equipos auxiliares utilizados en la medición de energía.


Para ambientes especiales o peligrosos deben seguirse las recomendaciones de la Sección 500 de la Norma NTC 2050.

Para aceptar su instalación, todas las cajas, armarios y celdas de medida deberán cumplir con las especificaciones técnicas de la Empresa y requieren certificación de producto, contra Norma Técnica y contra RETIE emitida por una entidad avalada por la ONAC – Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

Las cajas deben estar libres de deformaciones y defectos de fabricación. La tapa de la caja deberá incluir un sistema de cierre que impida la instalación de acometidas no autorizadas. Debe incluir también la chapa antivandálica que incluirá la llave para accionarla.

Todas las cajas, celdas y armarios para medida deberán cumplir con lo establecido en la última versión de las siguientes Normas:

- NTC 2050 Artículo 110-22 y 230-72, Código Eléctrico Nacional,
- NTC 3444 Armarios para instalación de medidores de energía eléctrica,
- NTC 1156 Productos metálicos y recubrimientos ensayos cámara salina,
- NTC 3272 Grado de protección dado por encerramiento de equipo eléctrico código IP.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 38 de 119	11/07/2022

5.1.1 Localización

La caja para el medidor incluyendo tableros para servicio provisional debe ubicarse en el exterior del inmueble, en un lugar de libre y fácil acceso. Con el fin de facilitar su lectura y revisión, para el caso de cajas instaladas en poste o fachada la altura de montaje debe ser de 1.80 m. desde la base de la caja (Con una tolerancia de 10 Cm. debida a las condiciones de la construcción).

Se entiende por libre y fácil acceso, la posibilidad de llegar a la caja del medidor o tablero sin necesidad de traspasar ningún tipo de local o recinto privado.

En zonas rurales el medidor deberá ubicarse en el poste donde el usuario se conecta a la red de distribución secundaria; acatando siempre la exigencia de la empresa de poder instalar, revisar y leer el medidor sin que sea necesario su ingreso al predio.


En todos los casos la ubicación elegida deberá estar lo más próxima posible a la red de distribución y quedar siempre alejada de instalaciones de agua y gas o en su defecto protegida adecuadamente de la influencia de otras instalaciones.

Para el caso de cajas empotradas tipo murete, la altura mínima de instalación es de 50 cm a la base de la caja (para urbanizaciones y parcelaciones), este tipo de adecuación en clientes de medida indirecta y semi- directa, debe tener en el techo de la caja una entrada de 1" para la sujeción del tubo de señales de los transformadores de medida.

En las subestaciones tipo exterior los equipos de medición (Medidor, TC's y TP's) se deben instalar fuera del predio del cliente para garantizar el acceso permanente de los funcionarios de la Empresa.

Los armarios para medidores deben localizarse fuera del local de ubicación del transformador con acceso desde vía pública o en las paredes externas del edificio, deberán ser protegidos contra intemperie si se requiere. El sitio debe ser lo suficientemente iluminado de modo que facilite la lectura, revisión y mantenimiento de los respectivos equipos. Se evitará llegar a ellos a través de habitaciones, oficinas o locales, etc.

Cuando estén adosados a las paredes externas de los edificios, deberán ser tipo

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 39 de 119	11/07/2022

intemperie con una cubierta protectora. Los armarios deberán tener una protección antivandálica consistente en una reja metálica con portacandado.

Por razones de seguridad en la evacuación en edificios, no se permitirá la instalación de armarios de medidores debajo de escaleras de acceso.

Los armarios tendrán un montaje en el piso sobre una base de concreto de 10 cm de altura como mínimo y se fijarán a éste con pernos y a la pared con chazos.

Se debe evitar que el armario sirva como muro o pared divisoria para cerramiento de cuartos o recintos que puedan utilizarse como depósitos de materiales, desperdicios, lugar de habitación, portería, vestier, etc.


Se debe garantizar el espacio necesario para la instalación de estos armarios; debe existir suficiente espacio para que los operarios trabajen libremente. Los sitios destinados para la instalación de los armarios deben garantizar completa impermeabilidad.

Los armarios para los servicios de medida semidirecta e indirecta se deben ubicar en sitios donde se asegure permanentemente cobertura de un medio de comunicación, que permita interrogar remotamente de forma correcta y oportuna los equipos de medida, de no ser posible, el cliente debe asumir los costos asociados a la adecuación de las instalaciones y equipos adicionales, para lograr la comunicación de los medidores con el Centro de Gestión de la Medida de Celsia Colombia.

El lugar de ubicación del armario de medidores y las cajas del equipo de medida tipo interior, debe indicarse clara y específicamente en los planos eléctricos, cuando se presente el respectivo proyecto para aprobación de la empresa. Se debe garantizar completa accesibilidad al operador de red.

Al frente de las cajas y de los armarios se deberá disponer de un espacio libre de por lo menos 1m, con el objeto de lograr la total apertura de las de tal forma que permita una rápida y segura manipulación o mantenimiento de los equipos.

En la instalación de cajas y armarios de medidores se deberá tener en cuenta la disposición de los equipos y barrajes alojados dentro, con el fin de cumplir con los

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 40 de 119	11/07/2022

espacios de trabajo y las distancias mínimas libres a las partes activas, especificadas en la tabla 110-16.a sección 110 de la Norma NTC 2050.

Para los armarios ubicados en sótanos utilizados como parqueaderos de vehículos, se deberá colocar una defensa física que los proteja de choques. Dicha defensa deberá estar instalada permanentemente y su eliminación o retiro posterior a la recepción del armario por parte de la Empresa, será causal de la suspensión del servicio de energía a dicho armario de medidores.

Los armarios ubicados en urbanizaciones abiertas podrán ser en fibra de vidrio con poliéster y/o lámina galvanizada o “Cold Rolled” resistente a la intemperie.


5.1.2 Materiales y fabricación

Las cajas metálicas deberán ser compactas, livianas y estar protegidas mediante tratamientos químicos contra la intemperie, la corrosión y en lámina Cold Rolled en el caso de cajas o armarios metálicas o en fibra de vidrio con poliéster y constituirán una estructura rígida. Deberán tener adherido al fondo interno una bandeja para soportar los medidores y las tapas deberán poseer porta sello. Ver dibujos NMA4-03, NMA4-04 Y NMA4-05 en el anexo de planos.

Las características técnicas y materiales de las cajas, armarios y celdas deben cumplir con lo establecido en el RETIE y las especificaciones técnicas de la empresa:

- RIA-101A Cajas para medidor monofásico.
- RIA-101B Cajas de medida concentrada.
- RIA-106B Celdas de Medida en MT.

Todos los tableros deben tener visor en el espacio dedicado para la lectura de la medida y podrá ser individual o por fila de medidores. La ventana de cada medidor tendrá un mínimo de 150 x 150 mm. Este visor debe ser de vidrio templado de 4 mm de espesor. No se aceptará visor de acrílico. Los visores deben ser fijados por medio de empaques de caucho para evitar el ingreso de agua al tablero.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 41 de 119	11/07/2022

Las cajas para medida semi-indirecta e indirecta deberán tener una malla de protección detrás del visor que garantice la seguridad en caso de rotura del mismo, que permita la visualización y lectura de los equipos de medida, esta malla deberá ser acorde con los acabados de las cajas o tableros.

La malla de protección al interior de las cajas deberá ser en lámina Cold Rolled calibre 18 o 16 British Wire Gauge (BWG), con perforaciones cuadradas de 20 mm de lado, giradas a 45° y con una vena (espacio entre perforaciones) de 4 mm, la diagonal del cuadrado es de 28.3 mm, ver Norma NMA4-11 de planos y figura 2, con las dimensiones de esta malla de protección deberá ser del tamaño del visor dependiendo del tipo de caja que se vaya a utilizar más dos (2) cm de marco para su adecuada fijación.

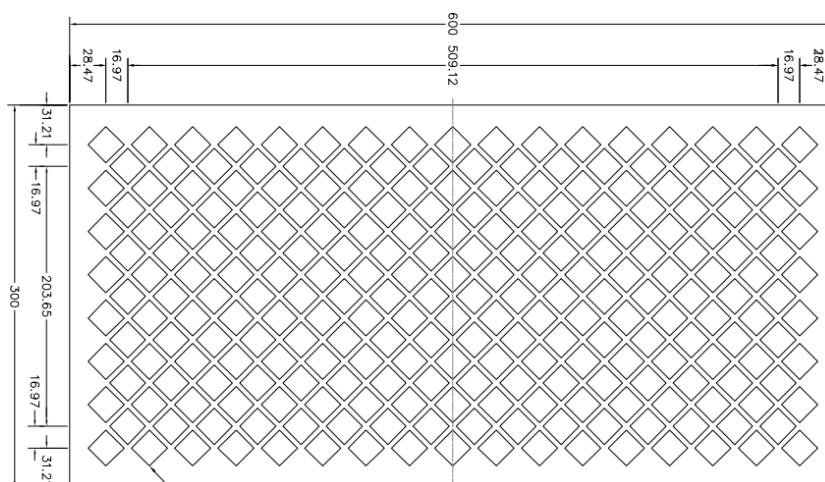



Figura 2. Malla eléctrica de protección.

No se admitirán cajas, armarios, ni celdas construidas en madera.

Todos los tornillos, tuercas, arandelas, bisagras, etc., utilizados, deberán ser galvanizados irisados o cromados, para evitar la corrosión en puntos de interconexión.

Los barrajes deben cumplir con la marcación de colores establecida en la tabla 13 del RETIE.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 42 de 119	11/07/2022

Para el cálculo de los barrajes se debe tener en cuenta los valores de densidad de corriente establecidos en la Norma DIN 43671/11.64 y deberán aplicar los factores de corrección (k1, k2, k3, k4 y k5) descritos en dicha Norma. La metodología para el cálculo de barrajes se describe en la RIA-106A Cajas Armarios para TC y medidor. Los barrajes, incluido el de puesta tierra se deben instalar sobre separadores.

5.1.3 Puesta a tierra

Para el caso de las cajas debe tener un borne, barraje de cobre o aleación de cobre para la puesta a tierra y aterrizaje, con una capacidad nominal no inferior de 100 Amperios y tener la disposición de alojar dos conductores No.8 y un conductor No.6 AWG. Esta bornera se debe sujetar el chasis de la caja mediante pernos cincados, estañados o de acero inoxidable, soldado o remachados.

Para las cajas al momento de adelantar la obra civil para el montaje del armario o celda de medición se deberá dejar prevista la caja de mínimo 30x30 cm para la instalación e inspección del electrodo de puesta a tierra.

Todas las estructuras metálicas deberán estar conectadas efectivamente a tierra mediante un barraje, que a su vez se conecta al sistema de puesta a tierra de la instalación.

El calibre del conductor usado para la puesta a tierra se determina de acuerdo con la Tabla 250-94 de la Norma NTC 2050. Todas las cajas, armarios y celdas de medida deben tener el símbolo de puesta a tierra junto a la bornera.

5.2 SELECCIÓN DE LAS CAJAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES

Los armarios para clientes en urbanizaciones deberán tener un dispositivo de apertura y cierre automático para que la empresa lo integre un dispositivo electrónico de tele gestión desde el CGM, La selección de las cajas y armarios para medidores se realizará de acuerdo con la Tabla 4.



	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 43 de 119	11/07/2022

Tabla 4. Caja para cada tipo de servicio.

TIPO DE MEDICIÓN	TIPO DE SERVICIO	MEDIDOR	EQUIPOS	TIPO DE CAJA	DIBUJO
Directa	Monofásico bifilar	Monofásico		policarbonato	NMA4-01 NMA4-02 NMA4-03 NMA4-04 NMA4-05 NMA4-06 NMA4-07
	Monofásico trifilar	Monofásico bifásico		policarbonato	
	Bifásico trifilar	Bifásico trifilar		policarbonato	
	Trifásico trifilar	Trifásico tetrafilar		policarbonato	
Semi-directa	Bifásico trifilar	Bifásico trifilar	Equipos de medida con transformadores de corriente medidor electrónico y totalizador	Metálica	NMA4-08
	Trifásico tetrafilar	Trifásico tetrafilar	Equipos de medida con transformadores de corriente medidor electrónico y totalizador	Metálica	
Indirecta	Trifásico trifilar	Trifásico trifilar o Trifásico tetrafilar	Equipos de medida en media tensión con transformadores de corriente (T.C) Transformadores de Tensión (T.P) medidor electrónico y totalizador	Celda o Armario Metálica	NMA4-09

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 44 de 119	11/07/2022

5.2.1 Cajas de derivación de acometida

La caja de derivación sirve para recibir la entrada desde la red aérea y derivar las acometidas para los usuarios. Dibujos en los anexos NMA4-01 a NMA4-07.

De las cajas de derivación se permite conectar un mínimo de tres (3) acometidas. Para el caso de la caja de nueve (9) puestos, se permite la conexión de ocho (8) acometidas dejando un puesto para alumbrado público.

Instalación de cajas de derivación


A criterio de la Empresa, se instalará cajas de derivación de acometidas únicamente para el caso de medición AMI robusto o Básico. Se aclara que no se instalarán cajas de derivación de acometidas cuando se instale sistema de medición centralizada.

Adicionalmente hay dos opciones para la instalación de las cajas de derivación de acometidas en AMI:

- Sobre el poste por encima o por debajo de la red de distribución secundaria. Ver Dibujo NMA3-11 y NMA-12. Estas opciones incluyen alternativas de derivación para zonas con alta incidencia de acometidas no autorizadas por la Empresa, Ver dibujo NMA4-10 en anexo de planos.
- Sobre el vano, se debe conservar una distancia de 1,50 metros al poste, este tipo de instalación se realiza únicamente en zonas con alta incidencia de acometidas no autorizadas por la empresa, previa aprobación de esta. En este caso se colocarán mantas termos contráctiles cubriendo el conductor trenzado sobre la longitud de 1,50 metros a ambos lados a partir del aislador de suspensión. Ver Norma NMA3-12 en anexo planos. (Analizar si se retira de la norma este tipo de cajas).

5.2.2 Cajas para medición semi-directa

Para la instalación de medida Semidirecta, se deben utilizar dos cajas en las cuales se alojan los transformadores de corriente, el bloque de pruebas y medidor.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 45 de 119	11/07/2022

La ubicación de los equipos de medida para la medición semidirecta se puede realizar de la siguiente manera:

- Instalación de TC's, bloque de prueba, medidor e interruptor en armario (cajas ensambladas entre sí, cuando se trate de equipos de medida en celdas de medida), con divisiones.
- Instalación de TC'S en una caja al lado del transformador de potencia, el bloque de prueba y medidor en otra caja unidas por un tubo de 1".

La medición semidirecta en edificaciones se podrá instalar bajo los siguientes esquemas:

- El equipo de medida semidirecta alimentado de los bornes de baja del transformador y el armario retirado o del centro de transformación.

5.2.3 Armarios para medidores


5.2.3.1 Generalidades

Los armarios donde se alojan los medidores de energía se utilizan en edificaciones donde se identifiquen cuatro (4) servicios monofásicos o tres (3) trifásicos o más clientes servidos con una acometida común, en la puerta de acceso a los medidores deberá tener un dispositivo mecánico para controlar la apertura y cierre de la caja.

Cada medidor debe identificarse claramente con el número de apartamento o local respectivo, mediante marquillas de aluminio o plástico firmemente remachados.

El usuario podrá suministrar el armario con las características mencionadas, debidamente instalado, alambrado y puesto a tierra con todas las cuentas identificadas y con el espacio de trabajo adecuado para maniobra de acuerdo con sección 110 de la NTC 2050, o si lo desea EPSA podrá suministrar el armario con las características de medida inteligente mencionadas en este ítem, con cobro al cliente en las modalidades vigentes.

La identificación de las cuentas y su disposición deberán estar ordenadas de mayor

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 46 de 119	11/07/2022

a menor y de arriba hacia abajo.

El agrupamiento de los equipos de medida debe realizarse de acuerdo con el dibujo NMA4-12 del anexo de planos.

El armario de medidores deberá quedar anclado al piso. No se permitirán armarios cuya base esté a ras del piso. Los armarios deberán instalarse sobre una base de concreto de 10 cm de altura como mínimo.


El interior del armario estará dividido en tres compartimientos separados, de los cuales el superior y el inferior serán intercambiables en su función según las formas de acceso de la acometida. El acceso a este compartimiento es exclusivo del personal de la Empresa debidamente autorizado y en él irá instalado el barraje protegido con acrílico porta sello y el totalizador.

La puerta de este compartimiento tendrá dos bisagras internas antivandálicas, una cerradura, agarradera, portacandado, dispositivos para instalación de sellos de seguridad de la Empresa y sensores de apertura y cierre tele controlados por el sistema de medición inteligente.

Sobre esta puerta irá remachada una placa de acero inoxidable, aluminio, plástico o acrílico, con la siguiente inscripción en letras indelebles en bajo relieve.

<p style="text-align: center;">TOTALIZADOR Y BARRAJE.</p> <p style="text-align: center;">USO EXCLUSIVO DE LA EMPRESA.</p>

Igualmente se remachará sobre esta puerta otra placa de características similares a la anterior y con la siguiente información: Capacidad de corriente del barraje en amperios, tensión de servicio, número de fases, cantidad de medidores (capacidad total del armario), nombre del fabricante, número de serie, año de fabricación, dirección de la fábrica. El tamaño de las letras será de tres (3) mm como mínimo. Además, debe mostrar un sello de conformidad de producto RETIE.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 47 de 119	11/07/2022

5.2.3.2 Compartimiento de Medidores

De acuerdo con la cantidad de servicios, en este compartimiento al cual solo tendrá acceso el personal de la Empresa, se instalarán las bandejas, rieles o soportes según la tecnología utilizada para el montaje de equipos sobre las cuales se colocarán los medidores inteligentes; en ningún caso se aceptarán bandejas soldadas al cuerpo del armario, todas las bandejas deberán estar sujetas con tornillos ver dibujo NMA4-13 del anexo planos.

El cableado que alimenta a los medidores inteligentes y que sale de estos deberá ir por detrás de las bandejas.

La puerta de este compartimiento tendrá dos bisagras como mínimo, agarradera, portacandado, una cerradura antivandálica, y dispositivos para la instalación de sellos de la Empresa. Esta puerta deberá tener una ventana por fila de medidores preferiblemente con vidrio de seguridad con protección UV de 4 mm de espesor.


Debe tener bisagras internas antivandálicas, chapa antivandálica y pin porta sellos.

Sobre esta puerta irá remachada una placa de similares características a la descrita anteriormente, con la siguiente inscripción:

<p style="text-align: center;">MEDIDORES DE ENERGÍA USO EXCLUSIVO DE CELSIA</p>

5.2.3.3 Compartimiento de Interruptores Automáticos

Los interruptores automáticos de protección y suspensión de los diferentes circuitos que se deriven del armario se montarán en este compartimiento junto con los bloqueadores mecánicos para la suspensión del servicio, sobre bandejas metálicas removibles frontalmente.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 48 de 119	11/07/2022

A este compartimiento solo podrán tener acceso los usuarios y estará compuesto por una o dos bandejas, rieles o dispositivos según la tecnología, la puerta de este compartimiento tendrá dos bisagras, portacandado, agarradera y una cerradura. Sobre esta puerta se remachará una placa similar a la descrita anteriormente con la siguiente inscripción:

<p>INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS</p> <p>USO DEL CLIENTE</p>

5.2.3.4 Dimensiones de los armarios de medidores

Las siguientes distancias son previendo una distancia libre mínima vertical de 10 cm entre medidores trifásicos y de ocho (8) cm entre medidores monofásicos, y una distancia libre mínima horizontal de siete (7) cm entre medidores trifásicos y siete (7) cm entre medidores monofásicos Tabla 5 y Tabla 6. Ver dibujo NMA4-12 en el anexo planos.

Tabla 5. Dimensiones de armarios para medidores trifásicos.

MEDIDORES TRIFÁSICOS					
No. DE SERVICIOS TOTALES	ANCHO (m)	ALTURA (m)	PROFUNDIDAD (m)	No. DE BANDEJAS PARA MEDIDORES	No. DE PUERTAS
12	1.2	2.2	0.40	3	2
9	0.9	2.2	0.40	3	2
8	1.2	1.8	0.40	2	2
6*	0.9	1.8	0.40	2	2
6*	0.65	2.2	0.40	3	2

* Dependiendo del espacio se podrán utilizar cualquiera de estas dos alternativas.


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 49 de 119	11/07/2022

Tabla 6. Dimensiones de armarios para medidores monofásicos.

MEDIDORES MONOFÁSICOS					
No. DE SERVICIOS TOTALES	ANCHO (m)	ALTURA (m)	PROFUNDIDAD (m)	No. DE BANDEJAS PARA MEDIDORES	No. DE PUERTAS
20	1.2	2.2	0.40	4	2
16	0.9	2.2	0.40	4	2
15	1.2	1.8	0.40	3	2
12*	0.9	1.8	0.40	3	2
12*	0.65	2.2	0.40	4	2

* Dependiendo del espacio se podrán utilizar cualquiera de estas dos alternativas.


En caso de tener que instalar medidores monofásicos y trifásicos en un mismo armario se tendrán que respetar estas distancias mínimas, dando prioridad a las distancias de los medidores trifásicos.

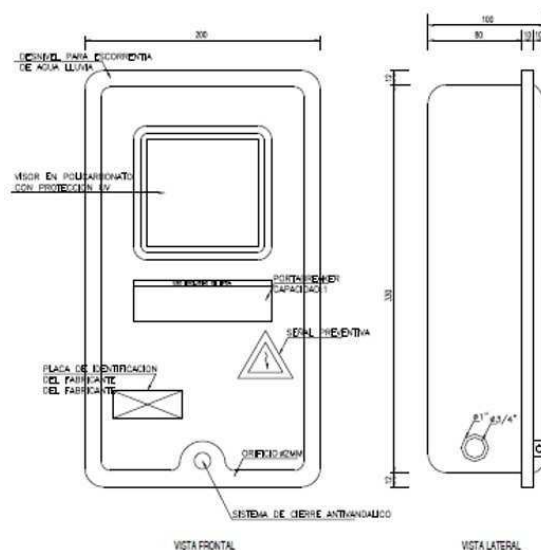
La distancia entre ejes de bandejas será de 44 cm como mínimo para medidores trifásicos y de 31 cm como mínimo para medidores monofásicos.

Las bandejas trifásicas tendrán una altura de 36 cm y las monofásicas tendrán una altura de 25 cm.

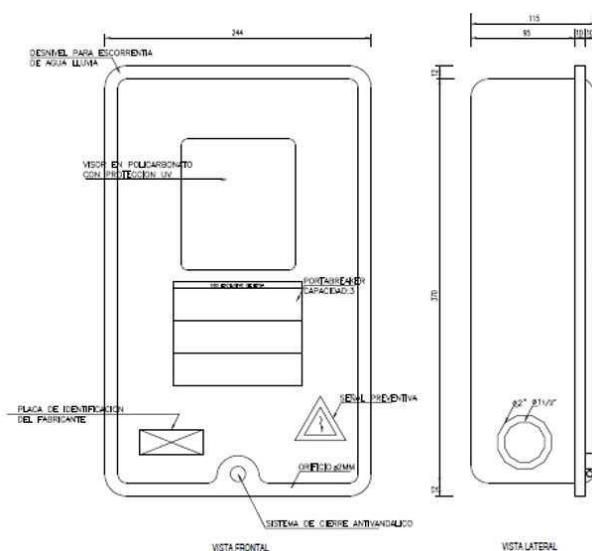
Se anexan planos con las dimensiones de cajas para medidores monofásicos y trifásicos para el sistema de medición inteligente:

Dimensiones de cajas con porta breaker - medidores monofásicos

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 50 de 119	11/07/2022




Dimensiones de cajas con porta breaker- medidores Trifásicos (o trifilares):



5.2.3.5 Cajas para medición indirecta.

En el caso de requerirse transformadores tipo interior, los equipos deben estar protegidos por una celda de medida que se pueda sellar.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 51 de 119	11/07/2022

Las cajas que se utilizarán para este tipo de medición serán herméticas tipo intemperie. Estas cajas estarán protegidas mediante tratamientos químicos contra la corrosión.

- Instalación en murete o poste.

Se utiliza una caja tipo intemperie empotrada en el muro o fijada al poste para alojar el medidor y el bloque de pruebas, con su respectiva puerta con chapa anti vandálica y porta sellos. Los transformadores de corriente y de potencial se montan en cruceta sobre el poste como se muestra en los dibujos NMA4-14 y NMA4-15 del anexo de planos.


La altura desde la base de la caja de medidores al piso debe ser de 1.80 m en el perímetro urbano y de 1.60 m en zona rural.

5.2.4 Caja de Medida Centralizada (CMC)

Caja para alojar generalmente 10 medidores inteligentes tipo Medición concentrada monofásicos (Para medidores Bifásicos y Trifásicos la capacidad es menor). Contiene el sistema de comunicación para gestionar el envío remoto de los consumos y la operación de otras funcionalidades como corte, reconexión, etc. Diseñada para instalación en poste mediante herrajes o cinta Band it o para urbanizaciones concentradas. Debe contar con enclaves de seguridad que actúen ante aperturas no autorizadas y garantizar la hermeticidad que requieren los medidores y equipos de comunicación.

5.2.4.1 Componentes

- Concentradores.
- Medidores.
- Sensores para alarmas de apertura.
- Modem para la comunicación.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 52 de 119	11/07/2022

- Regletas para la conexión.
- Display.

5.2.4.2 Características funcionales de la caja de medida concentrada


- La caja de medida concentrada deberá contar con sensores de apertura y cierre de la puerta de cada una de las cajas. El sensor debe poder ser controlado remota o localmente, de manera que al realizar apertura de la caja sin que el sensor haya sido desactivado envíe automáticamente un comando para que todos los medidores abran simultáneamente y se envíen mensajes al centro de gestión de la medida, informando la apertura de la caja con la fecha, hora y duración de la intervención.
- La caja debe contar con una marcación externa que la identifique, para facilitar la atención oportuna de un daño, reclamo o revisión, esta marcación debe soportar las inclemencias del clima.
- Rango de temperatura de operación: 0°C a 55°C.
- Rango de temperatura de almacenamiento: -25°C a + 70°C.
- Grado de protección IP 54.
- La comunicación entre la instalación del sistema de medición inteligente podrá ser de manera inalámbrica, (red mesh, RF) o por PLC.

6 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MEDIDORES

6.1 GENERALIDADES.

De acuerdo con el nivel de tensión y de la magnitud de la carga la medida puede ser directa, semi-directa o indirecta.

Dependiendo del tipo de medición, los medidores y el sistema de medición deben

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 53 de 119	11/07/2022

cumplir con lo establecido en la resolución CREG 038-2014.

Para acometidas subterráneas es obligatorio instalar el medidor a la salida de los bujes de baja tensión del transformador. Se exceptúa la acometida desde transformador a un edificio multifamiliar, que deberá conectarse a un armario de medidores que se instalará de acuerdo con la Norma de instalación de armarios de medidores.

Se debe de instalar medidores respaldos de acuerdo con la resolución CREG 038 Artículo 13 2014.


El equipo de medida del usuario por nivel de tensión 1, se debe instalar en los bornes de baja tensión del transformador. El medidor se podrá ubicar empotrado en un murete previa autorización de la Empresa, cercano al poste, o directamente sobre este último y debe permanecer libre de cualquier tipo de obstáculo que impidan su lectura y el libre acceso de los funcionarios de la Empresa. Ver dibujos en el anexo planos de: Montaje de equipo por media tensión, NMA4-14 Montaje en murete, NMA4-15 montaje en cruceta al centro NMA4-16 Montaje en configuración tipo bandera y NMA4-17 Montaje en H. En urbanizaciones cerradas, se podrá instalar el armario de medidores al interior del muro de cerramiento al lado del centro de transformación. Desde el armario saldrán las acometidas domiciliarias subterráneas hasta los tableros de protección respectivos.

6.2 MEDICIÓN DE ENERGÍA

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 medidores de energía se ubicarán de forma que sea fácil su acceso para la toma de lectura, por lo tanto, se recomienda que el equipo de medida este en el exterior del inmueble, libres de obstáculos tales como rejas, encerramientos, materiales, vehículos, cercas eléctricas, cultivos y animales entre otros.

Todos los medidores o sistemas de medida a instalar deben contar con CERTIFICADO CONFORMIDAD DE PRODUCTO.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 54 de 119	11/07/2022

El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador.

6.2.1 Selección de medidores de energía

El proceso de selección de medidores de energía se realizará teniendo en cuenta la resolución CREG 038-2014.


Tabla 7. Clasificación de Puntos de Medición.

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	$C < 5$	$CI < 0,01$

De acuerdo con la resolución CREG 038/2014 tabla 2 Artículo 9, 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.

Tabla 8. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.

TIPO DE PUNTOS DE	ÍNDICE DE CLASE PARA	ÍNDICE DE CLASE PARA	CLASE DE EXACTITUD PARA	CLASE DE EXACTITUD PARA
-------------------	----------------------	----------------------	-------------------------	-------------------------

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 55 de 119	11/07/2022

MEDICIÓN	MEDIDORES DE ENERGÍA ACTIVA	MEDIDORES DE ENERGÍA REACTIVA	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	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 ó 2	2 ó 3	--	--

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%.


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

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.

- Clase 0,2 y 0,2 S (gama extendida).
- Clase 0,5 y 0,5 S (gama extendida).
- Clase 1.
- Clase 2.

Para la medición de energía en clientes de medición directa únicamente se deberá instalar medición inteligente tipo fachada o medición Concentrada según aplique En el área urbana industrial, o en el área rural, se instalarán cajas normalizadas para transformadores de corriente ver dibujo NMA4-08 en anexo planos y para el equipo de medida en baja tensión directamente en el poste, o en muros construidos en la base del poste del transformador ver NMA4-15 en anexo planos.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 56 de 119	11/07/2022

En las figuras a continuación se muestran los esquemas generales de medición directa, semi-directa e indirecta de acuerdo con la capacidad instalada.

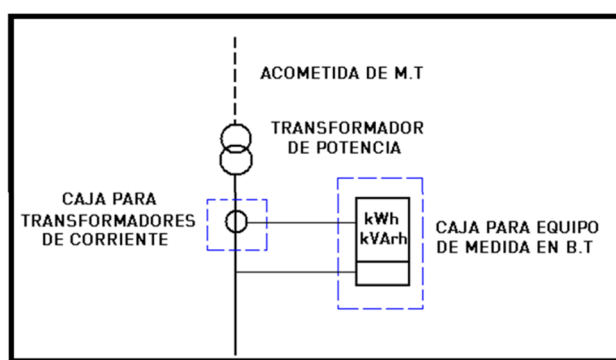


Figura 3. Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición directa.

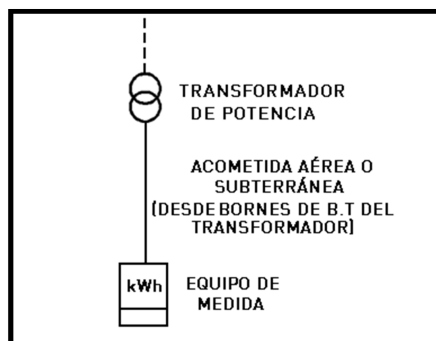



Figura 4. Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición semi-directa.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 57 de 119	11/07/2022

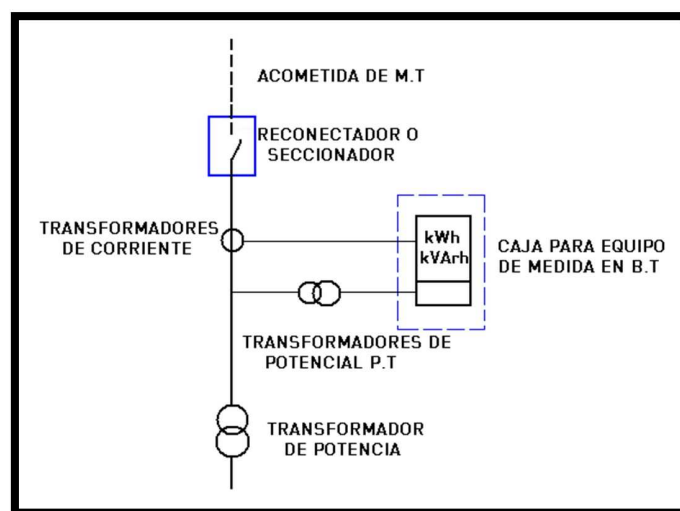


Figura 5. Acometida de MT con equipo de medida en MT, medición indirecta.

6.2.2 Medidores para frontera comercial


Las características técnicas de los sistemas de medición y los requerimientos relacionados con clases exactitud, certificación y operación deben cumplir con lo definido en la resolución CREG 038 del 2014.

La selección de los medidores de energía debe ser realizada de acuerdo con lo indicado en la resolución CREG 038 DEL 2014 y NTC 5019.

En las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras de los puntos de medición tipos 1 y 2, se deberán instalar dos medidores (principal y de respaldo), para las mediciones de energía activa y reactiva.

La conexión de los medidores de respaldo se debe realizarse de tal forma que estos elementos reciban las mismas señales de tensión y de corriente del principal, además la configuración del sistema de comunicaciones debe permitir la interrogación de forma separada del medidor de respaldo y del principal ver figura 7-1167.

En los puntos de medición asociados a las fronteras de generación, las fronteras de

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 58 de 119	11/07/2022

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 se deben instalar medidores de energía reactiva bidireccionales.

6.2.3 Medición de zonas comunes

Para la medición de las zonas comunes se tienen diferentes alternativas:

- Para nuevas urbanizaciones se instalará una alimentación exclusiva para zonas comunes y con equipo de medición inteligente que registre la energía suministrada.
- Para el caso que no exista acometida en clientes existentes y no tengan exclusiva para la carga de las zonas comunes, se instalara un medidor totalizador y varios medidores individuales para los usuarios.

Las zonas comunes comerciales o industriales serán consideradas para este efecto como clientes no residenciales.

Las zonas comunes residenciales serán consideradas como clientes residenciales.


Para todas las clases de exactitud, la carga (burden) debe tener un factor de potencia de 0.8 inductivo, excepto cuando la carga (burden) sea menor de 5 VA, que se debe usar el factor de potencia de 1.0 con un valor mínimo de 1 VA. En medidas por baja se recomienda que sean de 20 VA por cada fase.

6.2.3.1 Según la Conexión a la red

En el anexo de este capítulo se observarán los diagramas unifilares de la conexión a la red para cada tipo de medidor.

DIRECTA.

En este tipo de conexión las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 59 de 119	11/07/2022

son las mismas que recibe la carga

- Medidor monofásico bifilar. Se utiliza para el registro del consumo en una acometida que tenga un solo conductor activo o fase y un conductor no activo o neutro. La disposición de terminales del medidor podrá ser simétrica figura 7-12 o asimétrica figura 7-13.
- Medidor monofásico trifilar. Se utiliza para el registro del consumo de energía de una acometida monofásica de fase partida (120/240 V) donde se tienen dos conductores activos o fases y uno no activo o neutro. La disposición de terminales del medidor podrá ser simétrica figura 7-14 o asimétrica figura 7-15.
- Medidor bifásico trifilar. Se utiliza para el registro de consumo de energía de una acometida de dos fases y el neutro, alimentadas desde la red de B.T. de distribución trifásica (120/208 V). La disposición de terminales del medidor podrá ser simétrica figura 7-16 o asimétrica figura 7-17.
- Medidor trifásico tetrafilar. Se utiliza para el registro del consumo de energía de una acometida trifásica en B.T. de tres fases y cuatro hilos. La disposición de terminales del medidor podrá ser simétrica figura 7-18 o asimétrica figura 7-19.


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.

Toda conexión semidirecta, deberá realizarse a través de un bloque de pruebas que tenga certificado de producto.

- Trifásico tetrafilar

Para este tipo de medición se utiliza un medidor de energía trifásico tetrafilar de tres

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 60 de 119	11/07/2022

elementos, tres transformadores de corriente y un bloque de pruebas para medición de tres elementos. La disposición de terminales del medidor podrá ser simétrica figura 7-24 o asimétrica figura 7-25

- **Medidores Bidireccionales**


El medidor bidireccional esta en la capacidad de registrar la energía según el flujo de esta, es el caso de la energía que suministra el comercializador y la energía que entregan una fuente externa, como lo pueden ser los paneles solares.

- **Medición Doble Canal**

La medición doble canal se aplica a plantas de emergencia u otros sistemas alternos de alimentación, tales como los instalados en clínicas, hospitales, centros de salud, grandes supermercados, lugares de espectáculos, etc.

Se basa en instalar un medidor tipo doble canal el cual separa la energía del sistema de emergencia de la energía de la red, registrándolas en canales diferentes. El cambio de canal, de red a planta o viceversa, se controla mediante una señal que puede ser alámbrica o un sistema que lo sustituya, la cual es enviada cuando se active la transferencia del sistema. Este tipo de medición puede usarse para transferencia total o parcial de la carga.

Se debe instalar un macro medidor, tanto en la salida de la planta de emergencia como en la salida del transformador de distribución de la red, utilizando transformadores de corriente tipo ventana, que sean de la capacidad requerida según la potencia de la planta o del transformador de distribución.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 61 de 119	11/07/2022

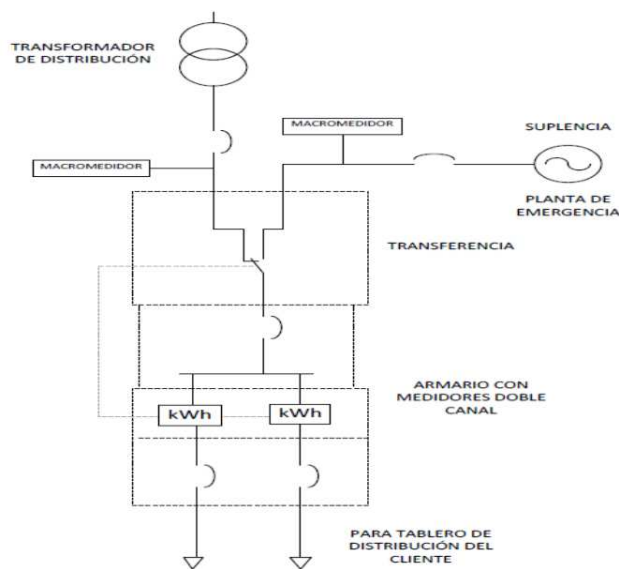


Figura 6. Unifilar medición doble canal.


- Medidores Prepago

La medición consiste en un sistema en el cual el cliente debe pagar con anticipación la cantidad que consumirá, De esta manera, la cantidad de energía que circulará hacia la casa estará restringida al total del valor ingresado en el medidor.

- Medición en dos elementos

- Medidor trifásico tri-filar. Para medición indirecta en dos elementos; la conexión a tierra en cada t.c puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c. para el esquema de conexión ver figura 7-26 (conexión simétrica) y figura 7-27 (conexión asimétrica).

- Medidor trifásico tetra-filar. Para medición indirecta en dos elementos; la conexión a tierra en cada t.c puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c. para el esquema de conexión ver figura 7-28 (conexión

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 62 de 119	11/07/2022

simétrica) y figura 7-29 (conexión asimétrica).

- Medición en tres elementos
- Medidor trifásico tetra-filar. Para medición indirecta en tres elementos; la conexión a tierra en cada t.c puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c. para el esquema de conexión ver figura 7-30 (conexión simétrica) y figura 7-31 (conexión asimétrica).

Para los puntos de medición tipos 1 y 2, los transformadores de tensión y de corriente del sistema de medición deben disponer de devanados secundarios para uso exclusivo de los equipos de medida. En dichos devanados podrán instalarse equipos adicionales únicamente con propósitos de medición y sin que afecten la lectura del consumo o transferencia de energía activa y reactiva.

Las instalaciones donde su capacidad instalable tenga una corriente nominal menor o igual a 100 A, solo se admite conexión de medida directa.


SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

La corriente primaria nominal del Transformador de Corriente se deberá seleccionar de tal forma que el valor de la corriente a plena carga en el sistema eléctrico al cual está conectado el transformador de corriente esté comprendido entre el 80% y su valor multiplicado por su respectivo factor de sobrecarga. Este rango se deriva de la siguiente expresión:

$$0.8 * I_{pn} \leq I_{pc} \leq I_{pn} * FC$$

Dónde:

- I_{pc} : Corriente a plena carga del sistema eléctrico en el punto donde será conectado el transformador de corriente.
- I_{pn} : Corriente primaria nominal del transformador de corriente seleccionado.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 63 de 119	11/07/2022

- FC: Factor de cargabilidad del transformador de corriente.

En las siguientes tablas se observan los transformadores de corriente trifásico y monofásico

Cuando el cliente suministre un transformador de corriente cuya relación de transformación difiera de las especificadas con la utilización de la fórmula, se analizará la selección del equipo de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente.

PUNTO DE TRABAJO PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

El diseñador de la medida deberá seleccionar el burden según las características propias del sistema de medida a instalar y presentar las respectivas memorias de cálculo.

El punto de trabajo del transformador de corriente deberá seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendida entre el 25% y el 100% de su valor; si no es así se deberá usar cargas de compensación del burden.


Se permitirá que la carga conectada al transformador de corriente sea inferior al 25% de la carga nominal, siempre y cuando se cuente con un informe de laboratorio (certificado de calibración) que garantice la exactitud en dichos valores.

6.2.3.2 Corriente térmica

La corriente térmica nominal de corta duración (I_{th}) deberá seleccionarse de tal forma que ésta no sea inferior al producto $I_{cc} \times t^{1/2}$ donde I_{cc} es la corriente máxima de cortocircuito en el punto del sistema donde va a ser conectado el transformador de corriente y t es el tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Las características de los transformadores de potencial se regirán por las normas NTC 2207. De acuerdo con el tipo de punto de medición se exigirá la clase de

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 64 de 119	11/07/2022

exactitud de los transformadores de potencial tal como se indica en la resolución CREG 038 de 2014.

El diseñador de la medida deberá seleccionar el burden según las características propias del sistema de medida a instalar y presentar las respectivas memorias de cálculo.

Los transformadores de potencial deberán ser especificados para operar en los valores nominales de la tensión del sistema según el punto de conexión

INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA

Los equipos de medida deben instalarse 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. (CREG 038 2014 ANEXO 4. d).

Para sistemas de medida ubicados bajo condiciones ambientales especiales se evaluará el riesgo de descargas atmosféricas y sistema el nivel de protección que debe llevar los medidores y equipos de medida.


Instalación de Medida directa

La instalación sobrepuesta de la caja del medidor de energía deberá hacerse a una altura de 1.8 m, medida a partir de la rasante del terreno y hasta la parte inferior de la caja.

El sistema de medida en ningún caso puede quedar encima de puertas, ventanas o cualquier tipo de acceso a la edificación. Libre de obstáculos físicos, materiales, animales etc.

En predios que no cuenten con fachada se podrá instalar el punto de medición directamente en los postes de la red de Celsia Colombia S.A E.S.P.

La ubicación de los medidores en instalaciones que tengan más de 3 clientes, la

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 65 de 119	11/07/2022

instalación se debe realizar en gabinete apropiado para uso exterior, con acometida general, empotrado en la fachada, con una protección o interruptor general.

Las celdas deben quedar libres de obstáculos para clara toma de lectura; no se permite sobre visores con pintura, rejas, latas, papel etc.

Instalación de Medida directa en zona rural

La instalación del medidor de energía en la zona rural se hará en el apoyo del cual deriva la acometida para el cliente y su conexión a la red de distribución secundaria se hará mediante conductor concéntrico del calibre apropiado a la carga demandada y que será como mínimo calibre N°8 AWG,


Se debe garantizar en todo momento total hermeticidad para impedir el ingreso de agua a la caja por esta conexión.

En los casos donde el medidor quede instalado a una distancia mayor a 25 metros se deberá instalar sistema de puesta a tierra del medidor, el puente equipotencial debe hacerse en el punto de conexión destinado en la caja hermética y en el sistema de puesta a tierra de la edificación deberá realizarse en el barraje del tablero de distribución.

Instalación de Medida Semidirecta e Indirecta

Instalación de medida semidirecta: La ubicación de los equipos de medida para la medición semidirecta se puede realizar de la siguiente manera:

- Instalación de transformadores de corriente (TC), deben ser instalados en caja independiente cercano a la salida del transformador de potencia.
- Instalación de medida indirecta: la ubicación de los equipos de medida para la medición indirecta debe coincidir con el punto de conexión asignado por el operador de red.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 66 de 119	11/07/2022

BLOQUE DE PRUEBA


El bloque de pruebas es un dispositivo cuya función principal es facilitar la conexión, el cambio y la ejecución de pruebas en los medidores utilizados en las conexiones semidirecta e indirecta; a él llegan las señales de corriente y de tensión de los transformadores de medida. A través de su accionamiento se podrán cortocircuitar las señales de corriente de los TC y abrir las señales de tensión de los TP para manipular con seguridad el medidor. Estos elementos deben cumplir con lo establecido en la norma NTC 5019 y CREG 038 2014.

El bloque de pruebas debe:

- Permitir desconexión o intercalación de equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación en el punto de conexión (intercalación de instrumento patrón) y/o remplazo sin afectación de los restantes.
- Garantizar en sus conexiones y ajustes un buen contacto eléctrico, poseer una cubierta sólida y transparente de tal forma que sea posible inspeccionar sus partes móviles y contactos sin necesidad de removerla.
- Permitir la instalación de dos sellos de seguridad en tornillos que impidan que su tapa pueda ser retirada sin la remoción de estos ellos.

El bloque de pruebas deberá ser utilizado indiferentemente para conexión en tres elementos (conexión en Δ o Y). Podrán utilizarse bloques de prueba tipo lengüeta siempre y cuando se dé cumplimiento a lo exigido en la resolución CREG 038 de 2014 (Código de medida).

La base del bloque de prueba deberá ser de una sola pieza, de material duro plástico, cuyo diseño y construcción ofrezca una elevada rigidez mecánica, que no permita deformaciones o variaciones en sus dimensiones y ser resistente a altas temperaturas.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 67 de 119	11/07/2022

6.2.4 Medición inteligente AMI

La arquitectura de medición inteligente consta de una infraestructura de equipos de medición inteligente, telecomunicaciones y centro de gestión de la medida, integrado a las aplicaciones de la operación y sistemas comerciales. Los Medidores inteligentes deben ser de estado sólido, empleados para medir fundamentalmente energía activa y reactiva. Adicionalmente, deben permitir censar, enviar al CGM y mostrar en un Display digital las diferentes variables (Corrientes, Voltajes y Potencias instantáneas) en magnitudes RMS instantáneas.

Deben tener memoria no volátil para el registro de Energía Activa e indicador de pulsos.

Para los sistemas de medición Inteligente, se tienen en EPSA 3 tipos para la clasificación del tipo de medida en nuestros clientes y dependiendo del estrato social:


Los medidores AMI robustos, debe tener características de direccionalidad, doble tarifa, prepago-postpago configurables por software de configuración, los medidores AMI Básico deben tener características de telegestión, prepago-postpago y Medición Centralizada.

Los medidores de energía directa de activa deben ser clase 1 y clase 2 para medición de reactiva según la norma NTC 4569:2003.

El Sistema de medición Inteligente incluye comunicaciones bidireccionales hasta el medidor, recoge, envía, administra y analiza los datos con mayor frecuencia. Este sistema incluye una amplia gama de aplicaciones tales como lectura remota, gestión de la demanda, curvas del perfil de carga, alertas para optimizar la red de distribución, garantizar la integridad del sistema y servicios de valor agregado.

Los equipos de medida AMI y Medida Centralizada deben ser equipos “mono cuerpo”, certificados como medidor ante el CIDET.

Deben tener corte, reconexión, variables eléctricas instantáneas con perfil de carga en el concentrador o Gateway mínimo 8 intervalos diarios por 35 días (monofásicos y trifásicos), para los estratos 1,2 y 3, y un AMI robusto con funcionalidades de corte,

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 68 de 119	11/07/2022

reconexión, variables eléctricas en memoria, perfil de carga programable, bidireccional, prepago-post pago, para los estratos 4, 5, 6, clientes comerciales e industriales y cierre de facturación mensual programable.


6.2.4.1 Funcionalidades Medición inteligente

La medición Inteligente tiene como su principal característica medir la energía, la cual cuenta con tres características especiales. En primer lugar, registra el consumo de manera más detallada que los medidores comunes y ofrece funcionalidades que pueden ser aprovechadas en ambientes AMI o AMR. En segundo lugar, ofrecen interfaces de comunicaciones para enviar y/o recibir datos e información hacia o desde un sistema de gestión administrado por la empresa de servicios y finalmente puede contar con mecanismos para la conexión y desconexión del servicio prestado.

En las figuras 8 y 9 se muestran los diferentes esquemas de instalación de medición centralizada.

En la medición inteligente cada medidor se pueden presentar dos esquemas de instalación, la medida en poste en cajas de medición centralizada y medidores instalados en el predio del cliente, los cuales se comunica por diferentes protocolos de comunicación con el concentrador que está ubicado en la caja del medidor Macro.

En la figura 6 todos los medidores se instalan en armarios ubicados en lugares de fácil acceso para la lectura de los operarios o clientes, la comunicación entre los medidores y el concentrador o Gateway se puede hacer a través de una red LAN alámbrica PLC y/o inalámbrica Radio frecuencia (mesh entre otras).

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 69 de 119	11/07/2022

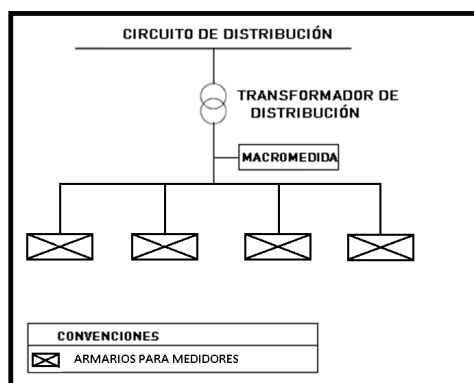


Figura 7. Medida centralizada con medidor inteligente comunicación armarios de edificios.

En el esquema de la figura 7 los medidores se instalan en cajas que van montados en los postes de distribución con capacidad de 1 a 12 medidores entre cajas o entre las cajas y el concentrador o Gateway se puede hacer formando una red LAN por protocolos estándar de comunicación.

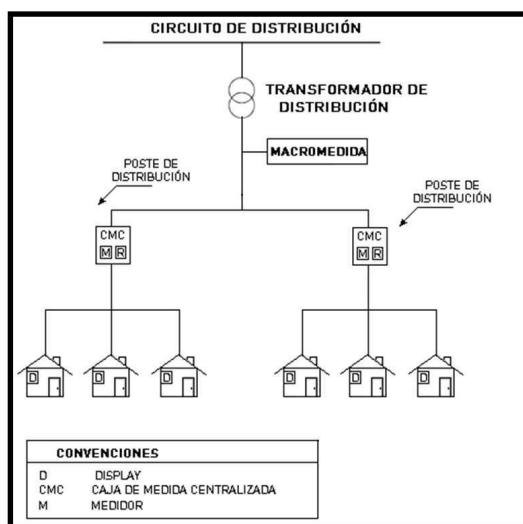



Figura 8. Medida centralizada ubicados en los postes de distribución y display en el usuario.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 70 de 119	11/07/2022

6.2.4.2 Medidor de Medida Centralizada

Los medidores de medida centralizada deben cumplir con los requerimientos de la Norma NTC 4052 en cuanto a: Exactitud, límites de error debido a variación de corriente, arranque inicial, funcionamiento sin carga y constante del medidor.

6.2.4.3 Visualizador en el sitio del cliente (display)

Se debe instalar un display espejo para que el cliente tenga los consumos cada vez que desee, esta información debe ser reflejo del medidor que se encuentra en el poste en la caja de medida centralizada.

6.2.4.4 Comunicación entre Cajas esclavas y la caja maestra

La comunicación entre la caja maestra y las cajas esclavas debe ser alámbrica (vía PLC) o inalámbrica (RF Mesh), no se permite la conexión alamburada (RS485) entre éstas debido a la vulnerabilidad de las mismas.

6.2.4.5 Lectura Remota


Los equipos deben permitir la adquisición remota de las lecturas de los registros de energía activa y reactiva en perfiles de carga (programable por intervalos) según aplique, estado del equipo, eventos y alarmas con estampa de tiempo por programación automática o por comando manual.

Debe proveer la lectura actual de los registros de energía activa y reactiva de cada medidor ante solicitudes automáticas del sistema del centro de gestión de la medida.

Para la configuración de los equipos y la adición de nuevos equipos, debe poder hacerse por vía remota, actualización de firmware etc.

6.2.4.6 Lectura Local

Debe ser posible la toma de lectura directamente del equipo mediante la observación

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 71 de 119	11/07/2022

del Display y mediante herramienta portátil, tipo Hand Held (HH), que debe interrogar directamente la lectura almacenada en los medidores inteligentes, medidores de medida centralizada y/o concentradora.

Para la suspensión, reconexión y toma de lectura de los equipos en terreno, la aplicación debe ser cargada en una terminal portátil (HH), tabletas o equipos de campo.

Todas las lecturas tomadas localmente se deben guardar en un archivo y ser cargadas automáticamente cuando el MDM esté disponible.

6.2.4.7 Lectura Concentrador Principal

Obtener las lecturas de todos los medidores inteligentes pertenecientes a un mismo nodo para lo cual Se requiere que el enlace Concentrador Principal – Concentrador secundario este habilitado.

6.2.4.8 Lectura concentrador Secundario


Consiste en Obtener los consumos de todos los medidores inteligentes pertenecientes a cada una de las cajas secundarias.

6.2.4.9 Corte y reconexión remoto

La infraestructura ofrecida debe permitir la suspensión, revisión de la suspensión y reconexión del servicio mediante comandos enviados desde el centro de gestión.

6.2.4.10 Corte y reconexión local

Los medidores inteligentes deben permitir la suspensión y reconexión del suministro eléctrico localmente, ya sean desde el concentrador primario o del concentrador secundario según aplique cada caso, utilizando comandos de corte y reconexión desde el concentrador principal a todos los suministros asociados a esta caja.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 72 de 119	11/07/2022

6.2.4.11 Requisitos Técnicos del dispositivo de corte y reconexión


El dispositivo de corte y reconexión debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Tensión nominal (V) 208/120, 440/254.
- Corriente Nominal (A) 60, 80 y 100 A de acuerdo con la corriente nominal del medidor ofertado.
- Frecuencia: 60 Hz.
- Tiempo máximo de operación: 1000 milisegundos.
- Humedad relativa: 90 %.
- Temperatura máxima: 40 ° C.
- Temperatura mínima: -2 ° C.
- Temperatura ambiente promedio: 14 ° C.
- Ambiente: Tropical.

6.2.4.12 Identificación Elementos del Sistema

La solución en Medición inteligente permitirá ingresar la siguiente información para actualización en el software de configuración, de tal forma que se puedan individualizar cada uno de los clientes asociados a la solución.

- Nombre del Nodo: Nombre asignado al proyecto general es el nombre del barrio donde se instaló el sistema).
- Identificación del Equipo transmisor: Es la definición en el sistema de los equipos que envían datos directamente al centro de gestión.
- Matricula transformador: Según información existente en el Sistema de Información Geográfico de EPSA E.S.P/ CETSA E.S.P.
- Ramal: Asociación virtual a la matricula del transformador para realizar los

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 73 de 119	11/07/2022

balances de energía.

- **Identificador Cajas:** Es serial único de cada caja de medida centralizada.
- **NIC (Número de Identificación del Contrato):** Código secuencial que identifica al contrato en el SISTEMA COMERCIAL de EPSA ESP. /CETSA ESP. y que contiene uno o varios servicios.
- **NIS (Número de Identificación del Servicio):** Número secuencial que identifica en el SISTEMA COMERCIAL de EPSA ESP. /CETSA ESP. el servicio el contrato de energía.
- **Serial Medidor:** Número de identificación del medidor en terreno.
- **Factor de multiplicación del consumo:** relación de transformación de los transformadores de medida según configuración de la medida
- **Serial Display:** número de identificación único del visualizador asociado al medidor, cuando se trate de medida centralizada.

6.2.4.13 Asociación Display Espejo


Cada usuario AMI debe tener asociado un único Display que permita su lectura e identificación en terreno.

Para la medida centralizada debe ser suministrado un Display espejo para que el cliente tenga acceso a la lectura, la cual debe coincidir con la lectura del respectivo medidor alojado en la caja de medida centralizada.

6.2.4.14 Alarmas Y Eventos


La infraestructura debe proveer las alarmas y eventos parametrizables para ser capturados por el Centro de Gestion de la Medida de EPSA E.S.P./CETSA E.S.P./Celsia E.S.P.

El software de gestión debe tener la posibilidad de activar las alarmas y configurar

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 74 de 119	11/07/2022

el tiempo de espera después de la detección del evento para que se ejecute. Esto aplica para los tres tipos de soluciones solicitadas; AMI Básico, AMI Robusto y Medida centralizada.

Evento	Descripción
Intrusión en la caja de Medida centralizada	Apertura no autorizada de la caja de medida centralizada (se debe detectar también si existe ausencia de tensión). En caso de presentarse este evento la infraestructura debe estar en capacidad de suspender el suministro a todos los equipos asociados a la caja intervenida.
Evento	Descripción
Fallo de Tensión (AMI y Centralizada)	Tensión menor al 20% de la Nominal en un intervalo superior a 3 minutos.
Fallo en el Display	Error en la actualización de las lecturas de los medidores.
Fallo puerto de Comunicación (AMI y Centralizada)	Indica si hay problemas de comunicación entre el concentrador principal y las cajas secundarias.
Superposición (AMI y Centralizada)	Detectar la presencia de voltaje en el ramal de conexión del suministro, de forma de evitar el riesgo de corto circuito entre las fases por superposición, informando de la presencia indebida de tensión en la línea con el consumidor.


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 75 de 119	11/07/2022

Temperatura	Se debe detectar cuando la temperatura al interior de la caja excede un umbral establecido.
Ausencia de tensión en el secundario del Transformador (AMI y Centralizada)	Este evento debe reportar una alarma en el instante que ocurra al software de gestión. Del mismo modo cuando se normalice la falla se debe realizar el reporte.
Ausencia de suministro de energía por usuario (AMI y Centralizada)	Se debe detectar y almacenar localmente el periodo de ausencia (Fecha y hora).
Limitador de Corriente (AMI y Centralizada)	El sistema debe detectar cuando un módulo excede por un periodo de tiempo una magnitud de intensidad parametrizada previamente.

6.2.4.15 Last Gasp

Los Concentradores y Medidores deben contar con esta función que consiste en el registro de eventos de ausencia de tensión en la Red de distribución y con la capacidad de enviar un reporte de dicho evento al CGM (Centro de Gestión de la Medida). Esto le permitirá a EPSA ESP. / CETSA ESP enterarse al mismo tiempo que el cliente de fallas en la tensión de los clientes de un Transformador de Distribución en particular.

Los equipos de medida y comunicación deben estar alimentados a través de una fuente que garantice el suministro en caso de ausencia de tensión por el tiempo necesario para enviar al CGM la señal correspondiente. Se reitera que la funcionalidad de last gasp debe estar solucionada para los medidores y toda la solución en su conjunto para darla como válida. Se requiere que la fuente mantenga operativa a la unidad de medida de EPSA por el tiempo que requiera el envío de un mensaje de corte de energía ("last gasp") hasta el MDC/MDM. No se requiere que

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 76 de 119	11/07/2022

la mantenga operativa durante todo el corte de energía.”

6.2.4.16 Limitador de corriente

Debe ser posible parametrizar a nivel de cada medidor inteligente y/o de medida centralizada, la magnitud de corriente límite que se va suministrar. En el caso que la infraestructura detecte que la corriente limite se exceda del umbral establecido la infraestructura debe de estar en la capacidad de realizar la suspensión del suministro de energía eléctrico.

6.2.4.17 Display de usuario

La comunicación entre el Display y el medidor de medida centralizada debe ser de manera inalámbrica o por PLC.

El Display de Usuario debe tener dos decimales para lograr visualizar variaciones de consumo correspondientes a una centésima de kWh. Los displays deben tener la posibilidad de alimentarse a 120V AC y de instalarse sobrepuesto en muros o paredes.


El consumo desplegado no debe calcularse por impulsos que se cuentan en el visualizador, sino que debe ser el dato del mismo enviado desde el equipo de medida.

Desde la aplicación del sistema de tele gestión debe ser posible enviar cadenas Alfanuméricas de texto a los display del usuario final, utilizando la infraestructura de Telecomunicaciones del sistema de medida centralizada

6.2.5 Medición prepago

Para el esquema de medidor prepago, este medidor deberá permitir modificar su tipo de medición prepago o postpago por medio de actualización de firmware o software remotamente.

El sistema prepago deberá ser on line y estar homologado por EPSA para el tema

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 77 de 119	11/07/2022

de interface y liquidaciones de 3 terceros (Alumbrado público, aseo, Etc.).

Medición prepago consiste en un proceso de medida en el cual se realiza recargas de energía anticipada de acuerdo a las necesidades del cliente. Estos equipos de medición se componen de equipo concentrador y los medidores prepago, la comunicación entre los equipos de medición se realiza a través de protocolos estándar de comunicación, deberán mostrar kWh recargados y a medida que se consuman arroja el nuevo saldo, además tiene un dispositivo de alarma con conexión inalámbrica, el cual se activara cuando el saldo de los kWh del medidor sea inferior a los 3 kWh (valores parametrizables).


Para casos especiales donde no se tiene infraestructura de telecomunicaciones se determinará si se instalara la medición prepago Off Line.

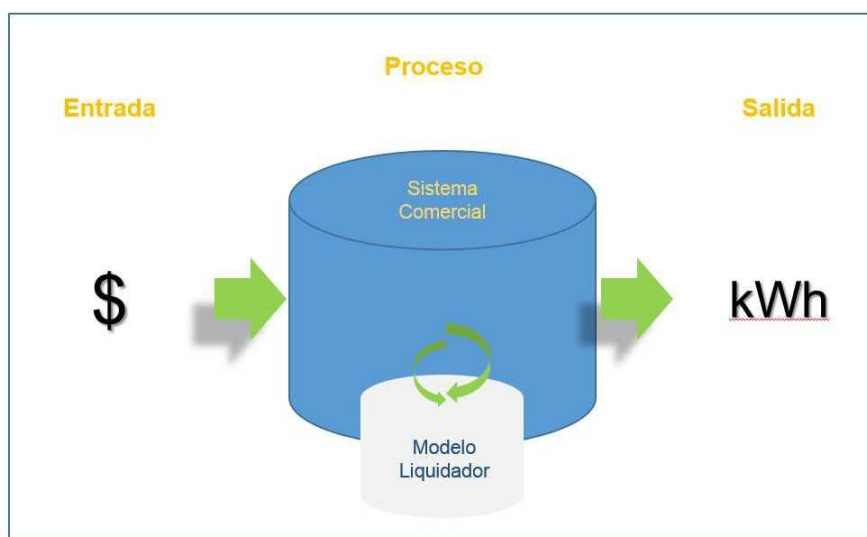
6.2.5.1 Características de los equipos Prepago

El sistema de medición prepago deberá tener los siguientes componentes:

- Módulo de liquidación prepago e interface con el sistema comercial, el cual será el encargado de realizar el cálculo y conversión de pesos a kWh.

Este módulo de liquidación prepago solicita información al OSGC de los atributos del servicio de energía como NIC, consumo subsistente, Estrato, Tarifa actualizada, Subsidio, Terceros (aseo y alumbrado público), Cartera.


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 78 de 119	11/07/2022



- Sistema de medición, quien realiza las funcionalidades de recarga y extracción de información del comportamiento de los equipos.
- Sistema de recaudo on line, es el sistema desarrollado por el recaudador de EPSA, el consiste en la compra de energía y la recarga del medidor en línea

Durante el proceso de recarga la integración entre el sistema de recaudo, el sistema Open SGC y el sistema de medición estos sistemas se realizan mediante comunicación web service.

En la figura 10 se muestran las partes que conforman la medición prepago y su arquitectura

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 79 de 119	11/07/2022

6.2.5.2 Medición Doble Canal

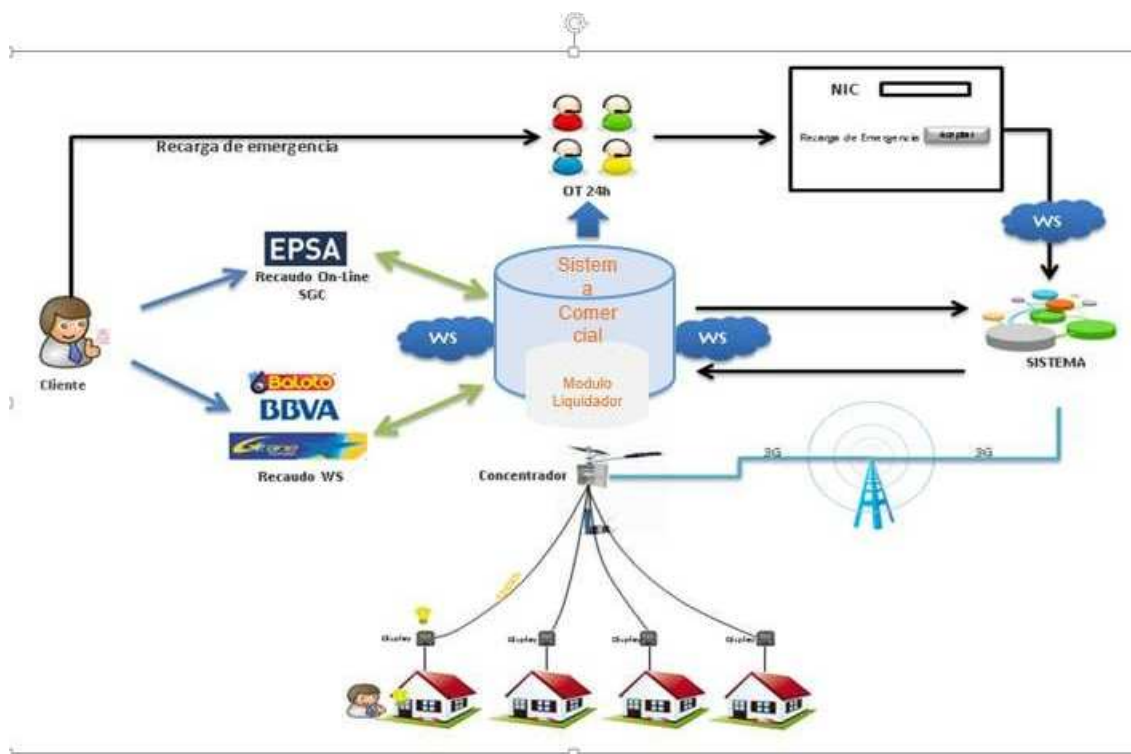



Figura 9. Arquitectura del sistema de medición prepago.

Este tipo de medición se aplica a plantas de emergencia u otros sistemas alternos de alimentación, tales como los instalados en clínicas, hospitales, centros de salud, grandes supermercados, lugares de espectáculos, etc.

Se basa en instalar un medidor tipo doble canal, el cual separa la energía del sistema de emergencia de la energía de red, registrándolas en canales diferentes. El cambio de canal, de red a planta o viceversa, se controla mediante una señal que puede ser alámbrica o inalámbrica, la cual es enviada cuando se activa la transferencia del sistema. Este tipo de medición puede usarse para transferencia total o parcial de la carga. En caso de que la señal de transferencia a los medidores de energía se efectúe de manera alámbrica, se debe utilizar tubería metálica de ½”.

El medidor tipo doble canal debe registrar la energía activa y reactiva, tanto la

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 80 de 119	11/07/2022

suministrada por la red como la del sistema alternativo de alimentación (Planta de Emergencia), estos valores deben ser almacenados en dos registros independientes en el mismo medidor o módulo de control, en el caso del sistema de medida centralizada.

Se debe instalar un macro medidor, tanto en la salida de la planta de emergencia como en la salida del transformador de distribución de la red, como lo muestra la figura 11, utilizando transformadores de corriente tipo ventana de clase 0,5s, que sean de la capacidad requerida según la potencia de la planta o del transformador de distribución.

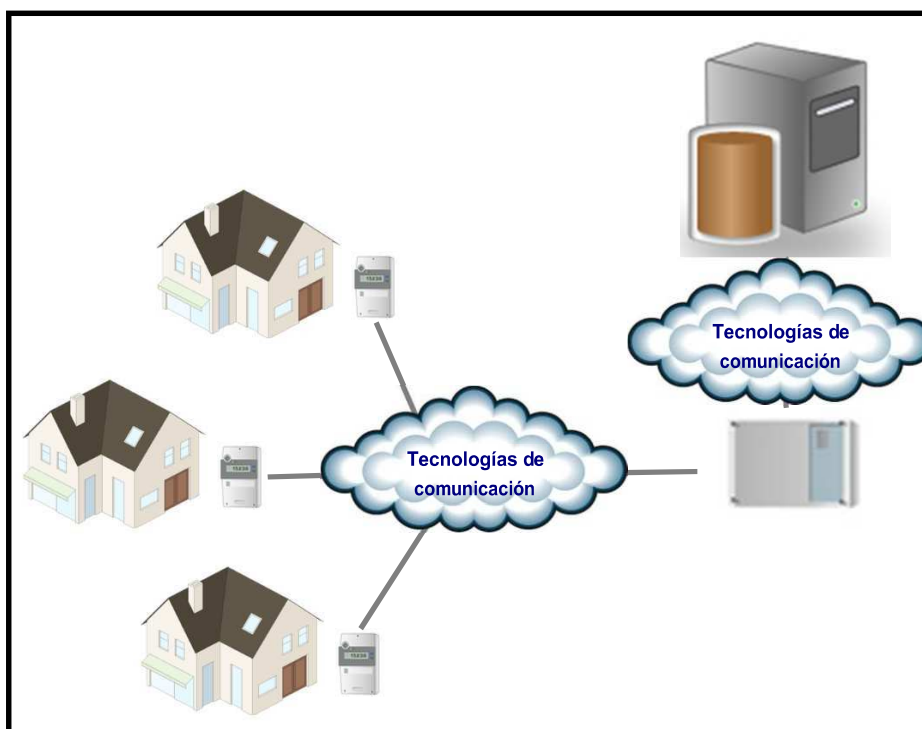



Figura 10. Esquema de conexión para medición doble canal.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 81 de 119	11/07/2022

6.2.6 Red de telecomunicaciones

ARQUITECTURAS DEL SISTEMA

En los esquemas de las figuras anteriores cada usuario final cuenta con un medidor inteligente instalado en su domicilio. Cada medidor es un dispositivo final y forma una red de área local inalámbrica en malla o por PLC coordinada por un concentrador de datos. La información almacenada por el concentrador se comunica con el Centro de Gestión de Medida en una red WAN y toda la administración del sistema AMI la realiza la herramienta de configuración de medidores.

Todas las soluciones de medición deberán estar integradas MDM de CLEPSA.


Para establecer la conectividad entre los medidores y concentradores con el MDC deberá estar abierto a sistema de comunicaciones de modo transparente que soporten RS-232, RS-485 y/o Ethernet. Las interfaces físicas deben ser presentadas a través de puertos RJ45, DB9 y/o DB25.

Además de los aspectos mencionados anteriormente, los equipos deberán cumplir con las siguientes especificaciones:

Los equipos concentradores deben contar con un puerto LAN y WAN en interfaces RJ-45 preferiblemente con perfil de comunicación TCP/IP con capa de convergencia en IPv4 e IPv6.

Los medidores AMI monofásicos deben contar como mínimo con un puerto serial RS-232/422/485 y/o algún medio de comunicación estándar para radio frecuencia como IEEE 802.15.4 y/o PLC con estándares IEC/ISO 14908-3, IEC 61334, IEEE 1901.2, PRIME, G3-PLC e IEC 9955/56.

El intercambio de datos o capa de comunicaciones entre un nodo donde se conecta el medidor de energía y el concentrador deberá contar con mecanismos de cifrado; tales como VPN, IPSEC, cifrado por firewall o aquellos que los sustituyan o mejoren. En los casos en que el medidor/concentrador tenga embebida la tarjeta de comunicaciones con las funcionalidades de encriptación se considera esta como el nodo y aplica la definición.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 82 de 119	11/07/2022

6.2.7 Ciberseguridad

La siguiente es una adaptación de la norma NTC 6079 “REQUISITOS PARA SISTEMAS DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA, 6.5 REQUISITOS DE SEGURIDAD”, para dar cubrimiento a los requisitos de seguridad para los equipos de la infraestructura de medición centralizada.

Los requisitos de seguridad se enfocan en mantener la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información. Los siguientes requisitos se enfocan en estas tres (3) áreas de la seguridad y de la integración de alguna de estas.

6.2.7.1 Requisitos generales de seguridad

En el software de configuración de los medidores es crítico identificar las características y parámetros, almacenados o transmitidos que deben ser adecuadamente protegidos contra su afectación accidental o intencional.

La evidencia de una intervención (autorizada o no autorizada) al software debe de estar disponible.

Se debe incluir medidas de seguridad en los datos para protegerlos de corrupción, fraude o manipulación y acceso no autorizado.


Dependiendo del tipo de comunicaciones físicas se puede apropiar protocolos de seguridad para asegurar que los datos son protegidos durante la comunicación.

6.2.7.2 Requisitos generales de seguridad- Requisitos de control de acceso y uso

Estos requisitos establecen el correcto acceso a la información e indican los intentos de acceso no autorizado y el registro de los accesos autorizados.

Estos requisitos contemplan tres (3) áreas:

- Autenticación del remitente. Permite asegurarse que la entidad que produce la información es correcta.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 83 de 119	11/07/2022

- Autenticación del receptor. Permite asegurarse que el consumidor o entidad que recibe la información es el esperado.
- Auditoría: Es la capacidad de seguir y almacenar el registro de los accesos al conjunto de ordenes (solicitudes) ejecutadas desde el software y los resultados o efectos reportados por las unidades concentradoras y/o unidades de medida.

Por lo tanto, los requisitos para control de acceso y uso son los siguientes:


- El sistema debe ser capaz de autenticar entidades y debe ser capaz de permitir o rechazar tanto a los usuarios y los dispositivos individuales, como también a los grupos de usuarios y dispositivos.
- Esta funcionalidad se debe aplicar en todas las interfaces AMI (Interfaz gráfica de usuario, las interfaces WAN, el resto de los sistemas de TI, concentrador de datos, Etc.).
- El sistema debe ser capaz de gestionar los derechos de acceso a cualquiera de sus componentes.
- Los usuarios del sistema deben ser autenticados y autorizados acceder solo a los componentes del sistema para los que tienen derechos adecuados. Por ejemplo, la autenticación fuerte es necesaria para los comandos críticos (como el comando de desconexión).

Se sugiere que todo dispositivo físico inutilizado (medidor, concentrador) sea desactivado por defecto.

6.2.7.3 Requisitos de integridad de datos

Estos requisitos garantizan que la información se mantiene sin cambios a menos que la modificación sea autorizada, es decir que los mensajes deben llegar a su destino sin cambios.

El sistema debe ser capaz de garantizar la integridad de los datos intercambiados en todo momento. Es necesario asegurarse de los datos no son modificados por

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 84 de 119	11/07/2022

cualquier entidad no autorizada durante la comunicación o el acceso a los datos. Para esto, se debe implementar algoritmos de encriptación.

El equipo debe proporcionar la funcionalidad para preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo la integridad del firmware.

Los mecanismos de seguridad se aplicarán para garantizar la protección de los datos y claves de cifrado almacenados en el equipo. Por ejemplo, las claves se encuentran en un lugar específico del sistema y al acceso debe restringirse para evitar su alteración. Datos o programas solo deben ser accesibles mediante la aplicación de una manera segura.

El sistema de medición inteligente debe contar con la capacidad de implementar un mecanismo anti-repetición.


Este mecanismo es necesario para evitar la repetición de mensajes para los comandos críticos, tales como desconexión, alarma, etc.

Los mecanismos de control clásicos (incluyendo fecha y hora o la numeración con el vector inicial) podrán ser utilizados para garantizar la identificación de cada mensaje y su singularidad.

6.2.7.4 Requisitos de control de acceso, integridad y confidencialidad

Los requisitos de confidencialidad de datos garantizan que la información secreta solo pueda ser accedida por las entidades o personas autorizadas:

- El equipo debe proporcionar la funcionalidad de preservar la confidencialidad de los datos almacenados, incluyendo claves de cifrado.
- Se recomienda uso de “certificados” para activar las funciones de seguridad.
- El sistema y los dispositivos deben proporcionar la funcionalidad para evitar espionaje.
- El sistema debe ser capaz de cifrar las comunicaciones y datos por los más seguros y mejores mecanismos de cifrado. La implementación de los

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 85 de 119	11/07/2022

mecanismos de cifrado es necesaria en las capas apropiadas del sistema.

- El uso de algoritmos simétricos y asimétricos será utilizado junto cuando sea posible para asegurar la confidencialidad. Cuando se admitan algoritmos simétricos, debido a las características del equipo, se implementarán algoritmos asimétricos, juntos con otras técnicas de seguridad (por ejemplo, desafío/respuesta, Diffie Hellman, etc.).
- El sistema debe asegurar la confidencialidad de extremo a extremo.

6.2.7.5 Requisitos de disponibilidad

Todas las partes del sistema deben estar bajo supervisión, administración y control., en la supervisión del comportamiento del sistema se deben detectar situaciones anormales y algunas acciones automáticas para contrarrestarlas, debe ser posibles.

6.2.7.6 Condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas – CGM


Se deben asegurar los siguientes requerimientos:

- Clave o contraseña: funcionalidad disponible y configurable en el medidor, concentrador. Esta clave será única por nivel de acceso en cada medidor/concentrador.

Se debe establecer un estándar de seguridad para cada tipo de medidor/concentrador de acuerdo con las mejores características disponibles en este.

Las claves deberán establecerse usando las características de seguridad máximas disponibles en el medidor/concentrador.

- Pérdida de comunicación remota: En el caso de que no se disponga de comunicación remota, se deberá contar con una funcionalidad para que una vez se realice la interrogación local del medidor a través del software de

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 86 de 119	11/07/2022

configuración, se permita el cargue de la información del archivo descargado en sitio al CMM, generando la respectiva trazabilidad del evento en el sistema (registro en medidor y CMM).

- Sincronización. Debe garantizar la sincronización de la hora local de los medidores en sitio o de manera remota a través del CMM.

El medidor debe proporcionar la funcionalidad para preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo la integridad del firmware.

6.2.7.7 Control de Acceso Electrónico

Para el control de acceso se debe tener en cuenta las distintas formas:


6.2.7.8 Resumen de Control de Acceso en el concentrador

Todo acceso electrónico al concentrador de medida así sea localmente a través de un panel de control o físicamente a través de un puerto de comunicación/diagnóstico con un conjunto de prueba o un computador personal o remotamente a través de medios de comunicación, debe ser protegido por una identificación de usuario único (ID) y combinaciones de contraseñas. Una vez que el usuario ha configurado una combinación apropiada, no será posible tener acceso al dispositivo sin una la combinación del ID/contraseña generada por el usuario.

El concentrador de medida tendrá un interfaz abierta y documentada para cambiar las cuentas de usuarios, contraseñas y roles, los cuales pueden ser administrados a través del uso de un producto tercero (por ej., un sistema de gestión centralizado).

6.2.7.9 Mecanismos de Vulneración de Contraseñas

El concentrador de medida no tendrá ningún medio, no divulgado a EPSAE.S.P./CETSA E.S.P, donde el control de identidad/contraseña creado por el usuario puede ser vulnerado. Esto incluye, pero no está limitado a los siguientes mecanismos y técnicas:

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 87 de 119	11/07/2022

- Contraseña maestra incorporada
- Rutina de diagnóstico de algún chip integrado que se ejecuta automáticamente en el evento de la falla del hardware o software
- Derivación de hardware de contraseñas, tales como configuración de dip switches.
- El oferente deberá divulgar cualquiera o todos los mecanismos por el cual la identidad/contraseñas creados por el usuario pueden ser vulneradas. Si el oferente declara que no están presentes tales mecanismos en el concentrador de medida, el oferente debe certificarlo por escrito para ese efecto.

6.2.7.10 Construcción de Contraseña


Las contraseñas creadas por el usuario deberán seguir un conjunto de reglas a las cuales deberá adherirse en la creación de cada contraseña. Se deberá usar mínimo ocho caracteres y la contraseña debería ser sensible a mayúsculas y minúsculas. Al momento de codificar en texto común, las contraseñas deben contener los siguientes caracteres:

- Por lo menos una letra mayúscula y una minúscula.
- Por lo menos un número.
- Por lo menos un carácter no alfanumérico (ej. @, %, &, *).

Cualquier intento de crear una contraseña que infrinja estas normas, será capturado al momento del intento de creación y el usuario será notificado. Se recomendará al usuario escoger otra contraseña de conforme a las normas.

6.2.7.11 Autorización de Control de Acceso basado en Roles (RBAC)

El concentrador tendrá la capacidad de definir roles, definidos por el usuario. Cada rol tendrá la capacidad de tener cualquier combinación de diferentes funciones asignadas a este rol. Un rol se asignará a cada combinación de usuario/contraseña,

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 88 de 119	11/07/2022

así otorgando los permisos de dicho rol al usuario en el momento de ingresar.

6.2.7.12 Visualización de Contraseña

Solo podrá visualizar la identificación de los usuarios en las pantallas, logs, área de memoria o archivos, y otros archivos de registro y configuración. No será posible visualiza las contraseñas de los concentradores de medida por cualquier medio, incluyendo pantallas de visualización local, software de configuración (local o remota, en línea y fuera de línea), navegador y acceso al terminal.

6.2.7.13 Acceso de Tiempo de Espera

El concentrador de medida tendrá un mecanismo que automáticamente terminará una sesión de inicio por un usuario después de un periodo determinado de inactividad por el usuario. Se define la inactividad como la falta de entrada por mecanismos locales (pantalla) y/o la falta de actividad en el teclado de un computador conectado al puerto del concentrador de medida. El periodo de tiempo antes que se activa el mecanismo de tiempo de espera será ajustable por el usuario, entre 1 minuto y 60 minutos en intervalos de 1 minuto.


6.2.7.14 Auditorías de Logs e históricos

El concentrador de medida registrará, en un búfer circular secuencial (primero ingresa, primero sale), un registro de logs o históricos en el orden en que ocurran.

No existirá la posibilidad de borrar o modificar estos logs, ya que debe guardar completamente y mantener la integridad para los propósitos de auditoría y comprobación.

6.2.7.15 Capacidad de almacenamiento

Los Logs del concentrador deberán almacenar por lo menos 2048 eventos antes de que la memoria empiece a sobrescribir los eventos más antiguos con los eventos

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 89 de 119	11/07/2022

más nuevos. No será posible quitar el soporte de almacenamiento de los logs sin dañar permanentemente el concentrador de medida más allá de poder ser reparado.

6.2.7.16 Registro de Almacenamiento

Por cada evento de logs, se registrará la siguiente información:


- Número de registro de Evento: El número de secuencia del evento generado automáticamente.
- Hora y Fecha: Hora y Fecha del evento, incluyendo año, mes, día, hora, minuto, y segundo.
- Identidad del usuario: La identificación del usuario ingresada en el concentrador de medida en el momento del evento.
- Tipo de Evento y alertas: El oferente del concentrador de medida deberá listar los tipos de eventos y alertas que almacena en logs e históricos.

6.2.7.17 Características de Ciberseguridad de un Medidor inteligente o Concentrador de medida

6.2.7.17.1 Características Específicas Criptográficas

Para los medidores o concentradores que implementan funciones de comunicación específicas sobre redes basados en IP, se implementarán las siguientes técnicas criptográficas y versiones en estos:

- La funcionalidad del servidor Web suministrada por debe ser de Hypertext Transfer Protocol Secure (HTTPS).
- La funcionalidad de transferencia de archivos suministrada por el medidor y/o concentrador debe ser Secure File-Transfer Protocol (SFTP).
- Comunicación orientada a texto usando una conexión de terminal virtual sobre

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 90 de 119	11/07/2022

una red de Ethernet debe ser secure shell (SSH).


- Single Network Management Protocol (SNMP), implementado en el IED debe ser SNMPv3.
- Uso de Network Time Protocol (NTP). La funcionalidad de sincronización de tiempo de red debe ser implementado por NTP v3/4 o SNTP 3/4.
- Funcionalidad de túnel seguro suministrado por el medidor y/o concentrador debe ser una red privada virtual (virtual private network (VPN)).

6.2.7.17.2 Técnicas Criptográficas

Hay numerosas técnicas criptográficas y combinaciones de técnicas que se pueden emplear en un programa de seguridad cibernética para lograr una comunicación segura entre medidores inteligentes, concentradores con el MDC/MDM. Una o más de estas técnicas pueden ser implementadas por los oferentes como característica de los dispositivos. Estas técnicas incluyen las siguientes:

- Cifrado en bloque.
- Firmas digitales.
- Autenticación de entidad.
- Funciones de derivación de clave.
- Autenticación de mensaje.
- Creación de números aleatoria.
- Hash seguro.
- Establecimiento de clave.

Los medidores y/o concentradores que ofrecen alguna de las características criptográficas mencionadas anteriormente deben cumplir con los requisitos especificados por la División de Seguridad Informática NIST. Como las técnicas y

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 91 de 119	11/07/2022

versiones de técnicas pueden cambiar como consecuencia de los nuevos descubrimientos, avances en tecnología y amenazas, los concentradores deben cumplir con los requisitos actuales en el momento de su fabricación.

6.2.7.17.3 Software de configuración

6.2.7.17.3.1 Autenticación


El concentrador de medida debe tener un medio para verificar que el software de configuración siendo usado para tener acceso o cambiar la configuración, es una aplicación que ha sido autorizado por el proveedor/fabricante. Se debe evitar que se usen copias no autorizados para acceder a cualquier característica del concentrador.

6.2.7.17.3.2 Firma Digital

El software de configuración debe tener la capacidad de generar una firma digital en la descarga de archivos de configuración y firmware, indicando que el archivo ha sido generado por un programa de configuración de software autorizada y por un usuario autorizado. El concentrador debe tener la capacidad de leer la firma digital aplicada a un archivo de configuración o firmware para verificar que el archivo ha sido creado por una entidad autorizada y que no ha sido alterado o corrupto. El concentrador solo aceptará archivos firmados adecuadamente.

6.2.7.17.3.3 Control de Identificación/Contraseña

El software de configuración será controlado por una identificación/contraseña para que no se pueda acceder al software sin la propia combinación de ellos. En ninguna circunstancia debe el software de configuración permitir que las contraseñas del software o del concentrador sean legibles como texto.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 92 de 119	11/07/2022

6.2.7.17.4 Características de Identificación/Contraseña

El software de configuración del concentrador debe tener la capacidad de asignar características a usuarios específicos y/o roles. El oferente debe especificar los tipos de roles que soporta el concentrador de medida.

6.2.7.17.5 Acceso al puerto de comunicación

Todos los puertos de comunicación, así sean físicos o lógicos, excepto por el puerto de diagnóstico del concentrador de medida o medidor AMI, tendrá la capacidad de habilitarse o inhabilitarse a través de la configuración de estos dispositivos. Cuando se inhabilita por medio de la configuración, se imposibilita la comunicación a través del puerto inhabilitado.

Los medidores AMI y/o concentradores AMI tendrán inhabilitados todos los puertos con User Datagram Protocol (UDP) y Transmission Control Protocol (TCP), que no están siendo usados por una aplicación.

6.2.7.17.6 Garantía de Calidad de Firmware


La garantía de calidad de firmware debe cumplir con IEEE Std C37.231, Recomendaciones de prácticas para el control de equipos de firmware con protección de microprocesador.

Las modificaciones del Firmware no deben alterar ni la gestión de interrogación de los medidores ni la calidad de la información que del equipo se descargue, por lo tanto, se deberán realizar pruebas en el MDC antes de la modificación del firmware.

6.2.7.17.7 Auditorias – Log de eventos

Se debe disponer de un módulo que permita registrar el resultado de la ejecución de las tareas programadas por el usuario. A continuación, se lista las principales necesidades:

- La solución debe permitir la auditoría sobre cambios de datos por usuarios en


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 93 de 119	11/07/2022

campos particulares de las tablas del sistema.

- La solución debe permitir definir los campos de cada una de las tablas del sistema que deben ser auditados.
- La solución debe permitir definir, la acción que debe ser auditada por cada campo: inserción, borrado o actualización.
- Cuando se realiza un cambio a un campo auditado, la solución debe capturar el usuario del sistema que realiza el cambio, la fecha y hora en que se realizó, y los valores antes y después del cambio y guardarlos.
- La solución debe soportar consultas en línea a los campos auditados. Dependiendo de la especificación, los usuarios deben poder ver los cambios auditados asociados a:
 - Tablas
 - Fila en una tabla
 - Campo en una tabla
 - Campo en una fila
- La solución debe permitir consultar las auditorías, es decir, debe permitir consultar por usuario o tabla del sistema, los cambios que se hayan realizado en un rango de fechas.

CALIBRACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

Los medidores de energía activa y reactiva y los transformadores de tensión y de corriente deben ser sometidos a calibración.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 94 de 119	11/07/2022

La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC, con base en los requisitos de la norma NTCISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya, así como los requisitos legales aplicables.

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.

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.


Para los transformadores de tensión y de corriente, el procedimiento de calibración corresponde a los ensayos de exactitud y verificación de la polaridad establecida en las normas NTC 2205, NTC 2207 e IEC 61869-5 o sus equivalentes normativos de la Comisión Electrotécnica Internacional, CEI o del American National Standards Institute, ANSI.

Los elementos del sistema de medición deben ser calibrados 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 electromecánico de energía activa o reactiva	6
Medidor estático de energía activa o reactiva	12
Transformador de tensión	18
Transformador de corriente	18

Para los transformadores de medida, si pasados seis (06) meses de la fecha de calibración, no han entrado en servicio, se deberán realizar las pruebas de rutina que contempla la resolución.

En el caso de que los plazos de la tabla anterior sean superados, los elementos del sistema de medición deben someterse a una nueva calibración.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 95 de 119	11/07/2022

Los medidores y 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. Las intervenciones que ocasionen la realización de una calibración o de pruebas de rutina serán definidas por el Consejo Nacional de Operación en el procedimiento de que trata el artículo 28 de la CREG 038 del 2014.

6.3 TIPOS DE CONEXIÓN PARA MEDIDA SEMI-INDIRECTA E INDIRECTA

6.3.1 Teorema de Blondell y Medición con dos elementos (Método Aron)

En un circuito de n-fases, la potencia activa podrá medirse como la suma algebraica de las lecturas de n-1 vatímetros. Por lo tanto, en el caso de un circuito tetrafilar (4 hilos) donde se tiene acceso al neutro de la carga, cada vatímetro indica la potencia de la fase a la cual está conectado. De esta manera, la potencia trifásica resulta igual a:

$$P=W1+W2+W3 = V1I1 + V2I2 + V3I3$$

Es decir que la potencia total es suma de las tres lecturas.

Método de Arón. Teniendo en cuenta lo anterior, un circuito trifásico trifilar (3 hilos) se podrá medir con dos vatímetros o con un medidor de dos elementos.

Se tiene que en cualquier sistema, las corrientes sumadas vectorialmente son iguales a cero:


$$I1 + I2 + I3 = 0 \text{ ó } i2 = -(i1 + i3)$$

Sustituyendo en la ecuación correspondiente se tiene:

$$P = i1(e1 - e2) + i3(e3 - e2)$$

La indicación de cada vatímetro no corresponde con la potencia de una fase en particular, pero su suma algebraica es igual a la potencia trifásica.

Esta medición se aceptará siempre y cuando la distancia entre el sistema de medida

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 96 de 119	11/07/2022

y el transformador de potencia sea mínima, para evitar desbalances de corrientes que afecten la medida.

Para la medida en 13,2 kV y 34,5 kV, se deberá tener en cuenta que cuando se alimentan transformadores de distribución conectados en estrella en el primario a esos niveles no se puede utilizar la medida en dos elementos. Es indispensable la medida en tres elementos.

Para la selección de equipos se debe tener en cuenta la clasificación acorde a la CREG 038 art 6.

6.3.2 Medición Indirecta de Dos Elementos


Para la medición con dos elementos se deberá utilizar un medidor electrónico multifuncional de energía activa y reactiva trifásico trifilar de dos elementos, dos transformadores de corriente (TC's), dos transformadores de tensión (TP's) y un bloque de pruebas y conexión.

6.3.3 Elementos Complementarios al Sistema de Medida

- Transformadores de medida (de corriente y tensión).
- Bloque de prueba.
- Cable de control.
- Sellos de seguridad.
- Dispositivos de comunicación.

6.3.3.1 Transformadores de Medida

Para la selección de equipo de medida para baja, media y alta tensión se deberá solicitar de acuerdo con la resolución Creg 038 2014.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 97 de 119	11/07/2022

6.3.3.1.1 Generalidades

Los transformadores de medida son los equipos destinados a alimentar señales de tensión (T.P.) o de corriente (T.C.) los instrumentos de medida.

Los transformadores de medida pueden ser de tipo interior o de tipo exterior de acuerdo con el ambiente en que se instalen o a las exigencias del comercializador.

Las características de construcción cambian de acuerdo con el tipo de ambiente.

6.3.3.1.2 Propiedad de los transformadores de medida


De acuerdo con la resolución CREG 038, el equipo de medida pertenece al usuario, pero se puede presentar el caso en que estos elementos pertenezcan a la Empresa.

Cuando los transformadores de medida sean propiedad de la Empresa no se permitirá la conexión de medidores que sirvan a otra comercializadora.

6.3.3.1.3 Características requeridas

Las características que determinan la selección de los transformadores de medida son:

- El tipo de aislamiento.
- La carga a medir.
- La clase de exactitud.
- La carga nominal (Burden).
- Relación de transformación.
- Porcentaje del error de fase
- Corriente de cortocircuito (para niveles de tensión 2, 3 y 4 y transformadores diferentes a los tipo ventana)

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 98 de 119	11/07/2022

6.3.3.2 Transformador de corriente

Es un transformador de medida en el 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.

La relación de los transformadores de corriente se determinará de forma tal que se garantice, que la corriente nominal primaria del transformador de corriente sea el valor más cercano al de la corriente nominal del sistema calculada a plena carga. En la figura a continuación se muestran los transformadores de corriente de uso interior y exterior:



Figura 11. TC Tipo ventana uso interior.




Figura 12. TC Núcleo partido uso interior.



Figura 13. TC tipo exterior media tensión.

Para realizar un mantenimiento más ágil y eficaz es recomendable instalar transformadores de corriente con núcleo abierto tipo seco, en baja tensión, para conectar los medidores de energía, los cuales por su característica permite una

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 99 de 119	11/07/2022

mejor manipulación tanto para el mantenimiento como instalación de la medida, estos elementos deben cumplir con la normativa exigida por EPSA E.S.P.

6.3.3.2.1 Corriente térmica nominal de corta duración (I_{th})

De acuerdo con la NTC 5019, la corriente térmica nominal de corta duración (i_{th}) deberá seleccionarse de tal forma que:

$$I_{th} \geq I_{cc} \times t^{1/2}$$

En donde:

I_{cc} =corriente máxima de corto circuito en el punto del sistema donde va a ser conectado el transformador de corriente.

t =el tiempo de duración del corto circuito en segundos.

6.3.3.2.2 Corriente dinámica nominal (I_{dyn})

La corriente dinámica nominal I_{dyn} debe ser como mínimo 2.5 veces la corriente térmica nominal de corta duración (I_{th}); es decir:

$$I_{dyn} \geq 2.5 I_{th}$$


Especificaciones técnicas.

La Empresa exigirá los transformadores de corriente de acuerdo con las características que a continuación se describen:

a) Precisión:

En un transformador de corriente para medida, la clase de exactitud se designa por el porcentaje de error de corriente más alto permisible a la corriente nominal prescrita para la clase de exactitud correspondiente.

La clase de exactitud de un transformador de corriente para medida está caracterizada por un número (índice de clase) que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento para la intensidad nominal primaria estando, alimentando el transformador la “carga de exactitud”.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 100 de 119	11/07/2022

La clase de exactitud se designa por el error máximo admisible, en porcentaje, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.

b) Guía de aplicación:

De acuerdo con la cantidad de energía a medir la clase de exactitud de los transformadores de tensión y corriente se debe seleccionar de acuerdo al nivel de tensión del punto de conexión en el sistema eléctrico y a la magnitud de la carga a la cual se desea efectuar medición de potencia y/o energía consumida, tal como se indica en las Tablas correspondientes.

Las clases de exactitud Normalizadas son:


Tabla 9. Clases de exactitud normalizadas.

Clase	Norma
0,2, 0,2S, 0,5 y 0,5S	Para transformadores de corriente fabricados bajo la NTC 2205 (IEC 60044-1)
0,3 y 0,6	Para transformadores fabricados bajo la Norma ANSI / IEEE C57.13.

Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se pueden instalar transformadores con índices de clase inferior a lo exigido, por ejemplo, donde se especifica un índice de Clase 0,5 se puede instalar un transformador Clase 0,5S o Clase 0,2.

c) Relaciones de transformación exigidas:

La Tabla 10 y la Tabla 11 definen la relación de transformación de los T.C. para mediciones semi-directas y para mediciones indirectas. Estas tablas tomadas de la Norma NTC 5019 establecen la relación de transformación en función de la carga

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 101 de 119	11/07/2022

instalada y la tensión en el punto de conexión de los T.C's.

Tabla 10. Relaciones de transformación exigidas para mediciones semi-directas.

Circuitos a 3x 120/208 V		Circuitos a 3 x 127/220V		Circuitos a 3 x 254/440 V		Circuitos a 120/240V	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los TC	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los TC	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los TC	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los TC
28 A 43	100/5	30 A 45	100/5	60 A 91	100/5	19 A 28	100/5
44 A 65	150/5	46 A 68	150/5	92 A 137	150/5	29 A 43	150/5
66 A 86	200/5	69 A 91	200/5	138 A 183	200/5	44 A 57	200/5
87 A 129	300/5	92 A 137	300/5	184 A 274	300/5	58 A 86	300/5
130 A 162	400/5	138 A 182	400/5	275 A 365	400/5	87 A 108	400/5
163 A 194	500/5	183 A 228	500/5	366 A 457	500/5	109 A 129	500/5
195 A 259	600/5	229 A 274	600/5	458 A 548	600/5	130 A 172	600/5
260 A 324	800/5	275 A 365	800/5	549 A 731	800/5	173 A 216	800/5
325 A 389	1000/5	366 A 457	1000/5	732 A 914	1000/5	217 A 259	1000/5
390 A 467	1200/5	458 A 548	1200/5	915 A 1097	1200/5	260 A 311	1200/5
468 A 648	1600/5	549 A 731	1600/5	1098 A 1463	1600/5	312 A 438	1600/5

Nota: Los valores inferior y superior de cada rango son calculados como el 80% y el 120% de la corriente nominal.



	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 102 de 119	11/07/2022

Tabla 11. Relaciones de transformación exigidas para mediciones indirectas.

Circuitos a 13.2 Kv				Corriente a 34.5 Kv			
Numero de Fases	Capacidad Instalada (Kva)	Corriente Calculada	Relación de Tc's a Instalar (Gama Extedida)	Clase de Exactitud	Corriente Calculada	Relación de Tc's	Clase de Exactitud
2	25	1,9	1/5 a 5	0,5 s	0,72	1/5 a 5	0,5 s
	37,5	2,9	1/5 a 5	0,5 s	1,09	1/5 a 5	0,5 s
	50	3,8	1/5 a 5	0,5 s	1,45	1/5 a 5	0,5 s
	75	5,7	5/10 a 5	0,5 s	2,17	1/5 a 5	0,5 s
3	30	1,3	1/5 a 5	0,5 s	0,5	1/5 a 5	0,5 s
	45	2	1/5 a 5	0,5 s	0,75	1/5 a 5	0,5 s
	75	3,3	1/5 a 5	0,5 s	1,26	1/5 a 5	0,5 s
	112,5	5	1/5 a 5	0,5 s	1,67	1/5 a 5	0,5 s
	150	5	5/10 a 5	0,5 s	1,88	1/5 a 5	0,5 s
	200	8,8	10/20 a 5	0,5 s, 0,2 s	3,4	1/5 a 5	0,5 s, 0,2 s
	225	9,84	10/20 a 5	0,5 s, 0,2 s	3,77	1/5 a 5	0,5 s, 0,2 s
	300	13,12	15/30 a 5	0,5 s, 0,2 s	5	5/10 a 5	0,5 s, 0,2 s
	400	17,5	15/30 a 5	0,5 s, 0,2 s	6,7	5/10 a 5	0,5 s, 0,2 s
	500	21,87	20/40 a 5	0,5 s, 0,2 s	8,4	5/10 a 5	0,5 s, 0,2 s
	600	26,24	25/50 a 5	0,5 s, 0,2 s	10	10/20 a 5	0,5 s, 0,2 s
	800	34,99	30/60 a 5	0,5 s, 0,2 s	13,4	15/30 a 5	0,5 s, 0,2 s
	1000	43,74	40/80 a 5	0,5 s, 0,2 s	16,7	15/30 a 5	0,5 s, 0,2 s

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 103 de 119	11/07/2022

d) Potencias de precisión:

La carga nominal (Burden) del transformador de corriente debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor, esté comprendida entre el 25 % y el 100 % de su valor.

Para las Clases 0,2S y 0,5S el error de corriente porcentual (relación) y el desplazamiento de fase en la frecuencia nominal no deben exceder los límites de error establecidos en la NTC 2205, cuando la carga secundaria es cualquier valor entre el 25 % y 100 % de la carga nominal.

Para transformadores de corriente de exactitud Clase 0,1; 0,2 y 0,2S y con una carga nominal que no exceda 15 VA, se puede especificar un rango de carga extendida. El error de corriente porcentual (relación) y el desplazamiento de fase no deben exceder los límites de error establecidos en la NTC 2205, cuando la carga secundaria es cualquier valor entre 1 VA y 100 % de la carga nominal.

6.3.3.3 Transformador de tensión

Los transformadores de tensión reducen las señales de tensión nominal de un sistema a niveles aceptables por el medidor.

Para efectos de esta norma, las características de los transformadores de tensión se regirán por la NTC 5019 y NTC 2207. En las siguientes figuras se muestran los transformadores de tensión tipo interior y exterior.


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 104 de 119	11/07/2022



Figura 14. Transformadores de tensión tipo interior.



Figura 15. Transformadores de tensión tipo exterior.

La empresa exigirá los transformadores con las clases de precisión normalizadas para los transformadores de tensión que se mostraron en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y según la resolución CREG 038.

De acuerdo con la cantidad de energía a medir, la Empresa exigirá la clase de precisión de los transformadores de tensión.

a) Precisión

Para determinar la clase de precisión de los transformadores de tensión referirse a la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Relaciones de transformación exigidas:

- Para el sistema a 13.2 kV. se deberán usar las siguientes relaciones: 14400/120, 14400/ $\sqrt{3}$ /120/ $\sqrt{3}$.
- Para el sistema a 34.5 kV. se podrá utilizar la siguiente relación: 34500/115, 34500/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$.

El nivel de aislamiento será de 38 kV para red de 34.5 kV y de 15 kV para red de 13.2 kV. No se aceptarán transformadores de tensión cuyas tensiones por alta sean inferiores a las tensiones nominales del sistema la Empresa (34.5, 13.2 kV). Para niveles de tensión diferentes consultar la Tabla 12.


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 105 de 119	11/07/2022

Tabla 12. Niveles de aislamiento para T.P. según la tensión más alta del sistema.

Tensión más alta del sistema kV (eficaz)	Tensión de frecuencia industrial a soportar 1 kV eficaz. Durante un minuto	Tensión de impulso a soportar BIL kV (pico)	
		Sistema de potencia	
		Hasta 500 kVA	Más de 500 kVA
0.6	4	10	10
1.2	10	30	30
15.5	34	95	110
38	70	200	

La RTP siempre deberá ser un entero. No se aceptarán equipos cuya RTP sea fraccionaria, esto se exige por precisión en la facturación.


6.3.3.4 Bloque de Pruebas Cortocircuitable

El bloque de pruebas es un dispositivo que sirve para facilitar la conexión, el cambio y la ejecución de pruebas en los medidores de conexión indirecta; a él llegan las señales de corriente y de tensión de los transformadores de medida.

El bloque de pruebas y conexión deberá ser utilizado indiferentemente para conexión con dos (conexión en Δ) o tres elementos (conexión en Δ ó Y). En el dibujo NMA6-01 del anexo planos, se muestra la disposición y medidas de un bloque de pruebas típico. el bloque de pruebas debe permitir conectar las señales de corriente y tensión en el medidor principal y respaldo de manera independiente como lo indicada la resolución CREG 038 del 2014

La empresa sólo admitirá bloques de pruebas del tipo cuchilla o borneras seccionales para las fronteras en las subestaciones.

Las señales de corriente y de tensión se llevarán al bloque de pruebas a través de cable siete (7) colores y se conectarán con terminales tipo compresión del calibre adecuado, de la misma manera deberá estar diseñado para la instalación de un medidor respaldo con señales de tensión diferente de la tensión del medidor

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 106 de 119	11/07/2022

principal.

6.3.4 Base del bloque de pruebas.

La base deberá ser de una sola pieza, de material duro plástico, cuyo diseño y construcción ofrezca una elevada rigidez mecánica, que no permita deformaciones o variaciones en sus dimensiones y ser resistente a altas temperaturas.

La base tendrá perforaciones para asegurar ésta a la caja del medidor por medio de tornillos de acero inoxidable.

La base del bloque deberá tener instalados dos tornillos prescintables, con perforaciones de 2.5 mm de diámetro para permitir la inserción de sellos de seguridad y que no pueda ser removida a menos que se rompan éstos, con longitud suficiente para que permitan asegurar la tapa a esta base.

A la base irán aseguradas las cuchillas y terminales por medio de elementos de fijación. Estos elementos deberán estar instalados de tal forma que no permitan extraer ninguna de las piezas del bloque.


6.3.5 Bornes terminales y cuchillas

Éstos podrán ser bimetálicos o de cobre fosforado y deberán tener una capacidad de 30 A.

El nivel de aislamiento entre las partes activas y tierra deberá ser mínimo de 600V. Las cuchillas para las señales de tensión permitirán aislar estas señales del medidor, a la vez que darán corte visible.

Las cuchillas para las señales de corriente permitirán cortocircuitar cada señal, con lo cual protegerán los T.C. y se evitarán tensiones peligrosas al operario y a los equipos.

6.4 CABLE MULTICONDUCTOR PARA SEÑALES DE MEDIDA

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 107 de 119	11/07/2022

Las señales de tensión y corriente de los secundarios de los transformadores de medida se llevan hasta el bloque de pruebas y de allí hasta el medidor en cable multiconductor apantallado de cobre 7h * de 3.31mm² (), para medida en dos (2) o tres (3) elementos. Las características técnicas y especificaciones técnicas de este tipo de cable se presentan en el documento RIA-104.


El cableado de las señales de medición no debe ser de fácil acceso, los cables desnudos deberán ser completamente cubiertos por la tapa del bloque de pruebas. Si el cable queda al descubierto en algún tramo, se debe colocar un conducto galvanizado para el transporte de los cables con las señales de medición respetando el código de colores utilizado por la empresa que se muestra en la Tabla 13 para medición indirecta y la Tabla 14 para la medición semidirecta.

Tabla 13. Código de colores para el cable multiconductor (clientes).

Conductor	Función
Amarillo	Tensión Fase A
Azul	Tensión Fase B
Rojo	Tensión Fase C
verde	Cierre de señales
Amarillo-Negro	Corriente Fase A
Azul-Negro	Corriente Fase B
Rojo-Negro	Corriente Fase C

Tabla 14. Código de colores para el cable multiconductor medición semi-directa.

Conductor	Señal
Amarillo	Corriente A
Amarillo raya blanca	Cierre Corriente A
Azul	Corriente B

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 108 de 119	11/07/2022

Azul raya blanca	Cierre Corriente B
Rojo	Corriente C
Rojo raya blanca	Cierre Corriente C
Verde	-


Cuando se trate de equipos de medida instalados a la intemperie, las señales de los equipos de medida se deben instalar en Conductor galvanizado de 3 m (1,0") desde los equipos de medida hasta el gabinete del medidor, respetando el código de colores antes mencionados. Los tramos que interconectan los equipos de medida pueden estar cubiertos con carcasa metálica flexible tipo intemperie.

6.5 SELLOS DE SEGURIDAD

Son los elementos que garantizan la integridad de los equipos y del sistema de medida. Son de carácter inviolable y para su manipulación o retiro, se debe solicitar la autorización a la Empresa en su calidad de operador de red, aunque las instalaciones sean atendidas por otros comercializadores.

Los siguientes elementos que conforman el equipo de medida en baja y media tensión deben permitir la instalación de sellos de seguridad:

- Gabinete del medidor.
- Tapa del bloque de terminales (bornera) del medidor.
- Tapa Principal del medidor
- Reset de demanda.
- Gabinete de T.C.
- Tapa bornera de cada T.C.
- Tapa bornera de cada T.P.
- Tapa bornera de la bornera cortocircuitable.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 109 de 119	11/07/2022

- Celda de medida.
- Celda de barraje principal.

Los sellos de seguridad de los anteriores elementos solamente podrán ser retirados o reemplazados con la autorización y presencia del operador de red y el comercializador, el retiro o deterioro de estos será causa para sanción del cliente e inclusive para la suspensión del servicio y anulación del contrato de conexión.

6.5.1 Tipos de sellos

Por razones de salud, contaminación y fallas en la seguridad se prohíbe a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta norma, la utilización de sellos de plomo. Cuando se efectué una intervención al medidor y este se encuentre con sellos de plomo se debe cambiar por cualquiera de los diseños existentes:

Su instalación debe ser manual. Debe ser fabricado en material polipropileno resistente a la luz ultravioleta y al impacto.


Debe permitir marcación personalizada en bajo relieve hasta de 8 dígitos (series y nombre de EPSA).

6.6 DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN

Los medidores de energía para medida semi-indirecta o indirecta a partir de la implementación de esta norma deben contar con un dispositivo de comunicación que le permita ser interrogado local o remotamente de manera inalámbrica.


Para la parametrización y lectura el medidor dispondrá de al menos dos puertos de comunicación que serán:

- Puerto óptico
- Puerto RS 232 ó RS 485
- Puerto Ethernet


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 110 de 119	11/07/2022

Adicional a ello se permite la instalación del puerto de expansión multipropósito (PEM).

Para los anteriores dispositivos de comunicación, el fabricante debe suministrar las características y especificaciones técnicas respectivas de acuerdo con el esquema de medición remoto que se implemente, estas características deben ser avaladas por la Empresa.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 111 de 119	11/07/2022

**ANEXO 1 - SISTEMAS DE MEDICION PARA TRANSFORMADORES MONOUSUARIO-
MAYORES A 15 KVA**

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 112 de 119	11/07/2022

1. OBJETO

Definir las características técnicas del sistema de medida asociados a los transformadores de distribución de potencia monousuario definidos como activos de conexión, con el fin de dar cumplimiento regulatorio a las indicaciones de las resoluciones CREG 038 2014 y 015 2018.


2. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

Los documentos, reglamentos, normas técnicas nacionales e internacionales, resoluciones, guías técnicas y demás documentos empleados como referencia, deben ser considerados en su última versión.

Código del documento	Descripción
CREG 015-2018	Resolución CREG 015-2018
CREG 038-2014	Resolución CREG 038-2014 Código de Medida
	Norma Técnica de Medición y Acometidas.

3. DEFINICIONES


- **Activos de nivel de tensión 1:** Activos conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 113 de 119	11/07/2022

menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, excepto los que hacen parte de instalaciones internas. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA. (RES 015/2018 de la CREG).

- **Activos de conexión a un STR o a un SDL:** son los bienes que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o a un Sistema de Distribución Local, SDL, de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.
- **Equipo de medida o medidor:** Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía.
- **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.
- **Niveles de tensión:** los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
 Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
 Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
 Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
- **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

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 114 de 119	11/07/2022

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.

Sistema de Distribución Local, SDL: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

- **Transformador de corriente (TC).** Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para una dirección apropiada de las conexiones.
- **Usuario conectado directamente al STN:** es el usuario final del servicio de energía eléctrica conectado al STN mediante equipos destinados en un 100% a su uso exclusivo.

Se preservan las situaciones particulares en las que un usuario a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 estaba reconocido como usuario conectado directamente al STN.

Un usuario conectado directamente al STN pertenece al mercado de comercialización del OR que atiende la mayor cantidad de usuarios en el municipio donde se encuentre ubicado. Cuando el usuario conectado directamente al STN está

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 115 de 119	11/07/2022


ubicado en un municipio donde no existan usuarios conectados a ningún OR del SIN, pertenecerá al mercado de comercialización del OR que atienda la mayor cantidad de usuarios en el departamento donde se encuentre ubicado.

- **Usuario del STR o SDL:** es el usuario final del servicio de energía eléctrica, OR, generador, cogenerador o auto generador conectado al STR o al SDL.
- **Transformador de tensión o potencial (TT ó TP).** Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso es substancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.
- **Transformador combinado.** Transformador que consta de un transformador de corriente y uno de tensión en la misma envolvente.

4. ANTECEDENTES

En la resolución CREG 015 del 2018 menciona que los activos de conexión a un STR o SDL son los que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o a un Sistema de Distribución Local, SDL, de otro OR. De la misma manera son

Se debe tener en cuenta que los transformadores con capacidad de potencia menor o igual a 15 kVA son considerados como activos de uso y no de conexión, mientras que los transformadores con capacidades mayores a 15 kVA que suministran energía a un solo usuario son considerados entonces activos de conexión, y teniendo en cuenta el artículo 19 “Ubicación de las fronteras comerciales” de la resolución CREG 038-2014,

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 116 de 119	11/07/2022


indica que “El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador”.

5. REQUISITOS TÉCNICOS

5.1. Consideraciones generales para la selección del sistema de medición

A continuación, se indican algunos aspectos importantes que se deben tenerse en cuenta para la selección de los equipos de medida.

- Todos los componentes del sistema de medida deben cumplir con la resolución CREG 038-2014, el RETIE la norma técnica de medición y acometidas de Celsia.
- Los transformadores de distribución de potencia monousuarios cuya capacidad nominal sea mayor a 15 kVA, son considerados como activos de conexión, por lo tanto, su sistema de medida debe estar ubicado en el lado de alta tensión del transformador de distribución de potencia.
- En los casos particulares donde se detecten restricciones técnicas, operativas y comerciales, se debe analizar el caso específico por la compañía para aprobar la selección del equipo de medida a instalar (previo a la instalación, es decir en etapa de diseño). Cabe anotar que los equipos de medida seleccionados deben cumplir con lo mencionado en la Creg 038 del 2014 en cuanto a los certificados de calibración y certificado de producto.
- Los transformadores de corriente deberán seleccionarse con clases de exactitud especial (S) o 0.5s o 0.2s de acuerdo con el tipo de frontera y dar cumplimiento a los requisitos mencionados en la resolución Creg 038 del 2014.
- Es necesario validar y vigilar que el nivel de cortocircuito definido para los transformadores de medida es adecuado para el punto de instalación, es decir,

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 117 de 119	11/07/2022

es mayor o igual que el nivel de cortocircuito en el punto de conexión de los equipos.

- f. Se puede seleccionar e instalar transformadores de medida combinados como parte del sistema de medida, estos equipos deben cumplir con las características técnicas para la selección de transformadores de medida y los criterios de la Creg 038.
- g. Si se instalan equipos combinados, estos deben ser exterior tipo seco, para conexión entre línea y línea, por tanto, es ideal para medición en sistemas monofásicos. Los núcleos y las bobinas deben ser encapsuladas con resina epoxica que proporciona excelentes propiedades dieléctricas, resistencia a los rayos ultravioletas y de la erosión en el exterior del transformador, asegurando una larga vida mecánica y eléctrica.

El núcleo debe ser de materiales de alta permeabilidad.

Deben tener certificado de producto y de calibración por un laboratorio acreditado por el ONAC.

- h. Para transformadores de distribución mayores a 50 kva, se debe tener en cuenta las relaciones mencionadas en la Norma de medición y acometidas de Celsia.

5.2. Esquemas de montaje o instalación del sistema de medición

- A continuación, se presenta dos ejemplos de montaje de transformadores trifásicos con su respectivo sistema de medición con 3 elementos.


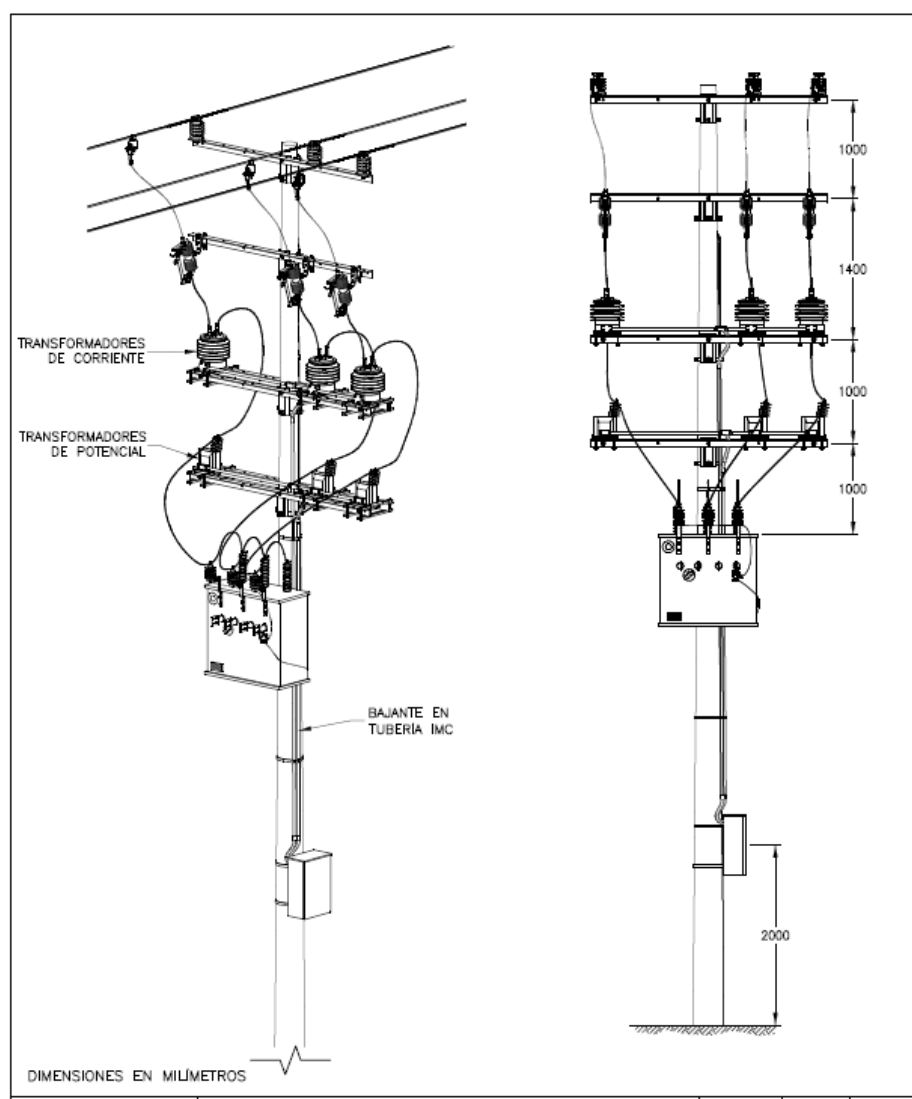
	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 118 de 119	11/07/2022

Figura 11. Montaje trifásico disposición cruceta al centro. Vista frontal y lateral




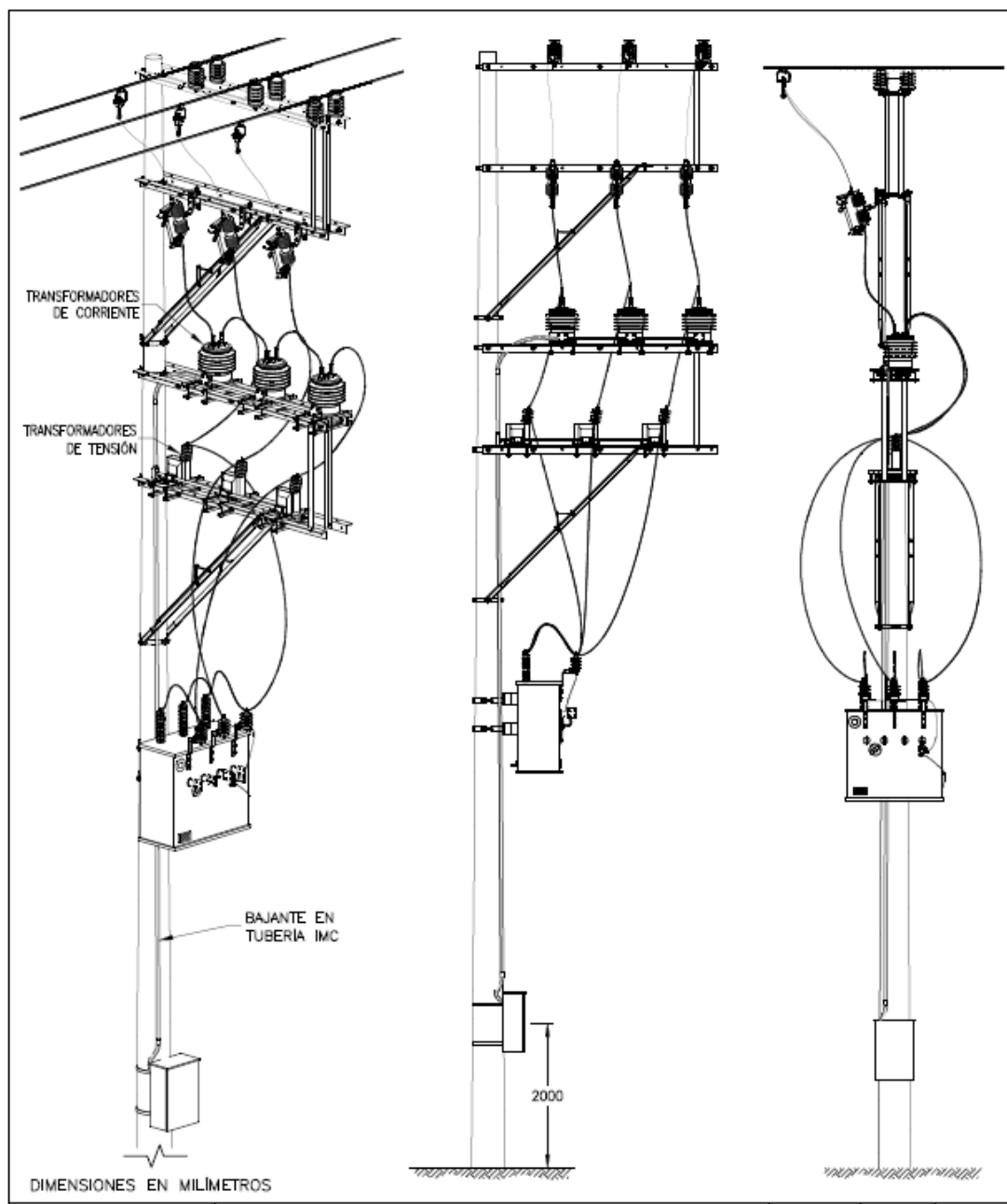


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 119 de 119	11/07/2022

Figura 12. Montaje trifásico disposición bandera. Vista frontal y lateral




	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 100 de 119	11/07/2022

ANEXO 2 LISTADO DE FIGURAS NMA LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 3


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 100 de 119	11/07/2022

NMA3-01	CONEXIÓN ACOMETIDAS EN RED ABIERTA EXISTENTE CON CONDUCTORES DESNUDOS
NMA3-02	CONEXIÓN ACOMETIDAS EN RED ABIERTA EXISTENTE AISLADA
NMA3-03	CONEXIÓN ACOMETIDAS EN RED TRENZADA DETALLE CONEXIÓN PERFORACIÓN TIPO TORNILLO
NMA3-04	TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 1: ACOMETIDA AÉREA SOBRE EDIFICACIÓN
NMA3-05	TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 2: ACOMETIDA EN VOLADIZO
NMA3-06	TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 3: ACOMETIDA EN FACHADA CON SOPORTE EN ÁNGULO (1)
NMA3-07	TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 4: ACOMETIDA EN FACHADA CON SOPORTE EN ÁNGULO (2)
NMA3-08	TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 5: ACOMETIDA EN FACHADA CON SOPORTE CON SEGUNDO PISO CONSTRUIDO
NMA3-09	TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 6: ACOMETIDA EN TECHO CON SOPORTE
NMA3-10	MONTAJE CAJA DE DERIVACIÓN DE ACOMETIDAS EN POSTE
NMA3-11	MONTAJE CAJA DE DERIVACIÓN DE ACOMETIDAS EN VANO
NMA3-12	REDES ESPECIALES ESTRUCTURA RED BAJA TENSION CORRIDO ESTRUCTURA RED BAJA TENSION CORRIDO
NMA3-13	ESTRUCTURA RED BAJA TENSION TERMINAL SENCILLO MONTADA EN EXTREMO DE CRUCETA METÁLICA
NMA3-14	ESTRUCTURA RED BAJA TENSION ANGULO MONTADA EN EXTREMO DE CRUCETA METALICA
NMA3-15	DETALLES TÍPICOS ACOMETIDA SUBTERRANEA BARRAJES PREFORMADOS DE BAJA TENSION CON SALIDAS
NMA3-16	CAJA DE REGISTRO PARA INSTALACIÓN DE BARRAJE PREFORMADO

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 100 de 119	11/07/2022


LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 4

NMA4-01	CAJA MP1 CAJA DE SOBREPONER PARA MEDIDOR MONOFÁSICO BIFILAR O MONOFÁSICO TRIFILAR NEUTRO DIRECTO
NMA4-02	CAJA MP5 CAJA DE SOBREPONER PARA MEDIDOR TRIFASICO O MONOFÁSICO TRIFILAR NEUTRO INCORPORADO
NMA4-03	CAJAS MC1 Y MC2 CAJA DE EMPOTRAR PARA UN MEDIDOR
NMA4-04	CAJA PARA DOS MEDIDORES MONOFÁSICOS DISPOSICIÓN VERTICAL
NMA4-05	CAJAS MC3 Y MC3A CAJA PARA DOS MEDICIONES
NMA4-06	CAJA PARA 4 MEDIDORES
NMA4-07	CAJAS MC5 Y MC5A CAJA PARA 4 MEDIDORES
NMA4-08	CAJAS PARA INSTALACION EN POSTE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN B.T.
NMA4-09	CELDAS DE MEDIDA EN 13,2 kV y 34,5 kV
NMA4-10	MONTAJE ANTIFRAUDE CAJA DE DERIVACIÓN DE ACOMETIDAS ALTERNATIVA 3
NMA4-11	MALLA METÁLICA PARA PROTECCIÓN INTERNA DE VISORES
NMA4-12	DIMENSIONES DE ESPACIO PARA MEDIDORES MONOFASICOS Y TRIFÁSICOS EN ARMARIOS
NMA4-13	ARMARIO PARA MEDIDORES PROPUESTA DE BLINDAJE DEL BARRAJE
NMA4-14	CONJUNTOS MB-01A Y MC-01A MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN MONTAJE EN MURETE
NMA4-15	MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN DOS ELEMENTOS
NMA4-16	CONJUNTOS MB-01B Y MC-01B MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN DOS ELEMENTOS CONFIGURACIÓN EN BANDERA
NMA4-17	MONTAJE EN H MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICION POR MEDIA TENSIÓN

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 101 de 119	11/07/2022


LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 6

NMA6-01	BLOQUE DE CONEXIÓN Y PRUEBA
NMA6-02	CABLE MULTICONDUCTOR PARA EQUIPOS DE MEDIDA


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 102 de 119	11/07/2022

ANEXO 3 LISTADO DE ESPECIFICACIONES

RIA-101 ^a	Cajas para medidores monofásicos
RIA-101B	Cajas de medida centralizada
RIA-103	Transformadores de corriente
RIA-103 ^a	Transformadores de tensión
RIA-104 ^a	Cable siete colores
RIA-105	Medidores Electromecánicos
RIA-105B	Medidores Multifuncionales Estáticos o Electrónicos
RIA-106A	Cajas y armarios para transformadores de corriente y medidor
RIA-106A	Celdas de medida en media tensión
RIA-107	Bloques de pruebas
RIA-109	Sellos de seguridad

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 103 de 119	11/07/2022

ANEXO 4 NORMA TÉCNICA DE INSTALACIONES PROVISIONALES

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 104 de 119	11/07/2022

CONTENIDO

1. GENERALIDADES


- 1.1. Objetivo general.
- 1.2. Alcance de la norma.
- 1.3. Autorización para instalaciones provisionales.

2. REQUERIMIENTOS GENERALES

- 2.1. Tensiones de Suministro en instalaciones provisionales.
 - 2.1.1. Desde las redes de distribución secundaria y Transformadores de Distribución.
 - 2.1.2. Desde redes de uso general de media tensión.
- 2.2. Regulación de Tensión para instalaciones provisionales.
- 2.3. Prohibición de Acceso a Cajas de Medida.

3. ACOMETIDAS ELECTRICAS PARA INSTALACIONES PROVISIONALES

- 3.1. Continuidad de la Acometida.
- 3.2. Número de Acometidas.
- 3.3. Distancias de Seguridad.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 105 de 119	11/07/2022

1. GENERALIDADES

Estas normas se emplean en el sistema aéreo y subterráneo de Media y Baja Tensión del área de cobertura de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. (en adelante EPSA E.S.P.), y de los municipios donde la misma tenga jurisdicción.

a.1. Objetivo general

Establecer las condiciones sobre instalaciones de acometidas eléctricas provisionales que son derivadas de la red de Media y Baja Tensión de tipo aéreo y subterráneo y desde transformadores en centros de transformación de distribución pertenecientes a EPSA E.S.P.

Las acometidas de Media y Baja Tensión que se alimentarán de la red aérea o subterránea se especifican en las Normas Técnica de Medición y Acometida de EPSA E.S.P., al igual que lo referente a la instalación de medidores.


a.2. Alcance de la norma

Estas normas deberán ser cumplidas por ingenieros electricistas, técnicos electricistas, revisores de instalaciones, y por los técnicos instaladores de equipos de medición autorizados por la Empresa, quienes también deben cumplir RETIE y el Reglamento de Conexión de EPSA como Operador de Red.

Esta Norma será de estricto cumplimiento para todas las personas o entidades que intervengan en las redes del área de jurisdicción de la Empresa la cual comprende los municipios donde tiene jurisdicción EPSA S.A. E.S.P.

a.3. Autorización para instalaciones provisionales

La instalación de las acometidas desde el punto de conexión en la red y el sistema de

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 106 de 119	11/07/2022

medida será realizada únicamente por personal autorizado por la Empresa, una vez se haya presentado por el usuario la Certificación de Conformidad de las Instalaciones, expedida por una entidad acreditada.

b) REQUERIMIENTOS GENERALES


Toda persona o empresa que desarrolle actividades relacionadas con la presente Norma debe cumplir con lo establecido en el RETIE y las Normas de seguridad y salud ocupacional vigente en Colombia.

Los materiales y equipos objeto de la presente Norma deben poseer Certificado de Conformidad de Producto en Colombia. Los requisitos de instalación se verifican en el proceso de certificación de la instalación, según lo establecido en el RETIE vigente.

Para efectos del RETIE, se entenderá como instalación provisional aquella que se hace para suministrar el servicio de energía a un proyecto en construcción, con un tiempo de vigencia hasta la energización definitiva de la construcción o la terminación de la misma, o para el suministro de energía en instalaciones transitorias a ferias o espectáculos, la cual tendrá una utilización no mayor a seis meses (prorrogables según el criterio de EPSA E.S.P.), la cual deberá cumplir con lo especificado en la Sección 05 del Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050 Primera Actualización).

Estas instalaciones deberán tener un tablero o sistema de distribución provisional con protección de falla a tierra, además, los tomacorrientes utilizados deberán estar protegidos adecuadamente contra contacto directo de personas. Los circuitos que estén expuestos a zonas húmedas deben tener protección diferencial a tierra, de acuerdo con el RETIE.

Todo circuito debe tener una protección de sobrecorriente, con el encerramiento apropiado contra contacto directo e indirecto de personas, como lo muestra la figura 1. Para más información sobre Las especificaciones técnicas de la caja de medida y protección, ver Norma Técnica de Medición y Acometida EPSA E.S.P. (Planos NMA4)

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 107 de 119	11/07/2022

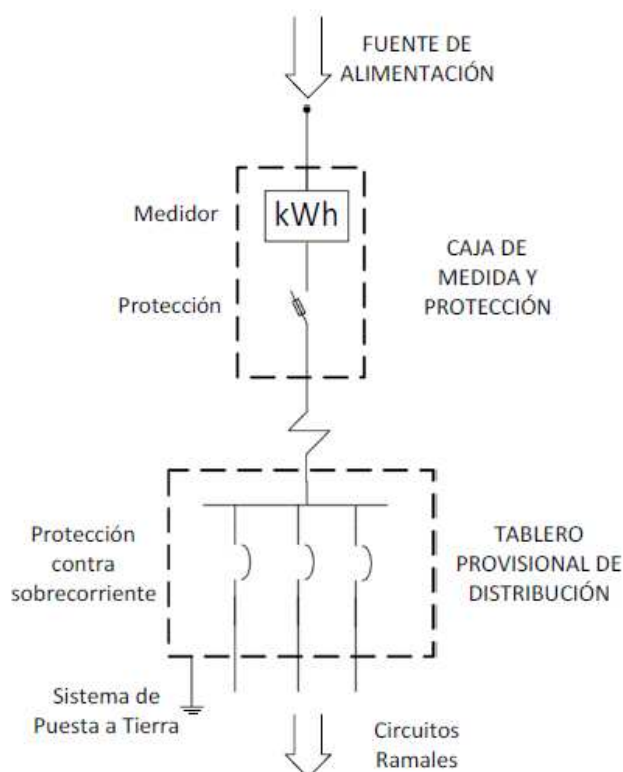


Figura 1. Diagrama de conexión de distribución.

No se podrá instalar cables en el piso que puedan ser pisados por personas o vehículos (Ver Figura 2), al menos que estén certificados para esta aplicación.


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 108 de 119	11/07/2022




Figura 2. Fuente: www.tecnologiapyme.com y <http://www.eldia.com.bo>

Los conductores que estén en constante movimiento, deben ser diseñados para ese tipo de uso. Todo tomacorriente instalado debe contar con un encerramiento adecuado.

Los transformadores, nuevos o usados, suministrados por el cliente para instalación en media o baja tensión, deben ser sometidos a pruebas de rutina especificadas en la NTC 380 y los resultados serán consignados en el protocolo de pruebas del anexo 5, de acuerdo con la NTC 1358. Todo transformador, suministrado por el cliente, se entregará con el protocolo de pruebas, la carta de garantía y la factura de compra (si aplica), como requisitos de instalación. Además, deberán poseer el Certificado de Conformidad con norma técnica y RETIE emitido por un ente avalado por la ONAC– Organización Nacional de Acreditación y Certificación.


El servicio de energía a instalaciones provisionales quedará condicionado a que una persona calificada, asociada al proyecto en construcción, establezca un procedimiento escrito de control de los riesgos eléctricos de esta instalación y se responsabilice del cumplimiento del mismo. El procedimiento, así como el nombre y número de matrícula profesional del responsable, deberá estar a disposición de EPSA E.S.P. y de cualquier autoridad competente.

Por su carácter transitorio y las continuas modificaciones que presentan este tipo de instalaciones, no se requiere la certificación, la cual se reemplaza por el documento del procedimiento establecido para el control de la instalación suscrito por la persona calificada responsable del cumplimiento, durante el tiempo de existencia de este tipo de

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 109 de 119	11/07/2022

instalación.

Para las instalaciones provisionales en media y baja tensión se deberá cumplir, además del RETIE, las Normas y Especificaciones Técnicas EPSA E.S.P. que apliquen.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 110 de 119	11/07/2022

2.1. Tensiones de Suministro en instalaciones provisionales

b.1.1. Desde las redes de distribución secundaria y Transformadores de Distribución

Tabla 2.

Carga a Instalar (kW)	Tipo de acometida	Tensión de suministro (V)
1 a 8	Monofásico bifilar	120
5 a 25 en zonas donde se tengan transformadores de distribución monofásica	Monofásico trifilar	120/240
5 a 25, en zonas urbanas	Bifásico trifilar	120/208
9 a 35, en zonas urbanas	Trifásico Trifilar o Tetrafilar	120/208

Para cargas contratadas mayores a 35 kW y menores o iguales a 112,5 kW, con valores de alimentación de 120/208 Voltios, EPSA E.S.P. suministrará el servicio desde un transformador existente o instalando un transformador nuevo, previo estudio técnico-financiero.

Para tensiones diferentes a las normalizadas, se requiere la aceptación de los protocolos de prueba de los transformadores de distribución de uso dedicado, previa notificación a la Empresa sobre la tensión a utilizar y el suministro del equipo de medida certificado y calibrado, en caso de que ésta no disponga de él.

Para la instalación en baja tensión se deberá cumplir, además del RETIE, las Normas Técnicas EPSA E.S.P. que apliquen.

b.1.2. Desde redes de uso general de media tensión


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 111 de 119	11/07/2022

Tabla 3.

Carga a Instalar (kVA)	Tipo de acometida	Tensión de suministro (kV)
Mayores a 112,5	Trifásico trifilar	13,2
	Trifásico trifilar	34,5

Para instalaciones provisionales con carga mayor a 112,5 kVA, el área de planeación de EPSA E.S.P. debe realizar un estudio previo de factibilidad para la aceptación del uso de las Redes.

2.2. Regulación de Tensión para instalaciones provisionales


Los límites de regulación de tensión entre el punto de conexión y la carga son presentados en la Tabla 4:

Tabla 4.

Tensión Suministro (kV)	Regulación Máxima permitida (%)
Menor a 13,2	3
13,2 / 34,5	5

Para casos especiales que no figuren en la tabla 4 se deberá calcular la acometida con base en la regulación permitida, la potencia demandada por la carga, el factor de potencia y el tipo de acometida aérea o subterránea.

2.3. Prohibición de Acceso a Cajas de Medida

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 112 de 119	11/07/2022

La caja para el medidor para servicio provisional debe ubicarse en el exterior del inmueble, en un lugar de libre y fácil acceso.

Se entiende por libre y fácil acceso, la posibilidad de llegar a la caja del medidor o tablero sin necesidad de traspasar ningún tipo de local o recinto privado.

Se prohíbe el acceso y la manipulación de los aparatos y elementos eléctricos contenidos en la caja, armario o celda de medida. Cualquier operación y/o arreglo, deberá hacerlo personal autorizado de EPSA E.S.P.

El incumplimiento a lo anterior ocasiona sanciones y suspensiones del servicio, de acuerdo con los decretos del Ministerio de Minas y Energía, y las resoluciones de CREG vigentes.


3. ACOMETIDAS ELECTRICAS PARA INSTALACIONES PROVISIONALES

La instalación provisional debe contar como mínimo con los siguientes elementos:

- El conductor de la acometida general.
- Caja para instalar medidores o equipo de medición.
- Tubería metálica para la acometida.
- Caja para interruptores automáticos de protecciones.
- Línea y electrodo de puesta a tierra.
- Presentar análisis de riesgos eléctrico.

Para el caso de cargas mayores a 150kVA debe instalarse subestación, para este tipo de instalaciones debe presentarse un proyecto para su revisión y aprobación.

Las instalaciones provisionales de obra deben cumplir la Norma Técnica EPSA de Medición y Acometida según las siguientes opciones:

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 113 de 119	11/07/2022

- Para medida directa
 - Montaje de caja para equipo de medida en muro.
- Para medida semidirecta
 - Montaje de armario para equipo de medida y transformadores de corriente.
- Para medida indirecta
 - Montaje de armario para equipo de medida y transformadores de corriente en muro o poste.

3.1. Continuidad de la Acometida


Los conductores de la acometida deberán ser continuos y del mismo calibre desde el punto de conexión del suministro hasta los bornes de entrada del equipo de medida y estar identificados en sus extremos mediante marquillas indelebles.

3.2. Número de Acometidas


Un Cliente deberá ser servido por una (1) sola acometida.

3.3. Distancias de Seguridad

Se aplicarán las distancias especificadas en la Norma Técnica EPSA de Medición y Acometida, y RETIE.


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 114 de 119	11/07/2022

**ANEXO 5 PROTOCOLO DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES
SUMINISTRADOS POR EL CLIENTE EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS
PROVISIONALES**


	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 116 de 119	11/07/2022

Notas aclaratorias del anexo 5:

- (1) Codificación Interna del fabricante.
- (2) Se tienen las siguientes alternativas: Nuevo, Conmutado, Reparado, en Mantenimiento o Reconstruido.
- (3) Según NTC 800, Transformadores. Designación.
- (4) Según NTC 317, Transformadores. Definiciones. Tabla 1.
- (5) Se debe consignar primero el año y luego el mes.
- (6) Identificación del fabricante para efectos de mantenimiento.
- (7) Cuando las pruebas se hagan por el método del voltímetro, se debe dejar constancia en las observaciones.
- (8) Se mide según la norma vigente.
- (9) Se refiere al total de los elementos designados en la forma a x b (a=Número de Grupos, b=Número de Elementos por Grupo).
- (10) Este espacio se diligencia con datos del fabricante tales como el nombre, dirección, teléfono, etc.

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 117 de 119	11/07/2022

ANEXO 6. RECONEXIÓN DE CLIENTES CORTADOS EN REDES DE EPSA E.S.P

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 118 de 119	11/07/2022

OBJETIVO:

Establecer el proceso a seguir cuando un cliente este con servicio cortado y se requiera reactivarlo. Aplica solo para el procedimiento de Obras de Extensión.

PROCEDIMIENTO A SEGUIR:


Se deben aplicar las siguientes consideraciones generales para cualquiera de los casos:

1. Se debe crear expediente, con el soporte por escrito de la solicitud del cliente, validando según el procedimiento que él este a paz y salvo.
2. Se generará o/s de inspección para verificar factibilidad técnica de reconexión, dicha inspección será cobrada por el valor correspondiente a una factibilidad del servicio.
3. Validar con el técnico o Ejecutivo de Cuenta la tarifa que se le aplicará al cliente.
4. En caso de ser cliente No Regulado coordinar con el ing. De Acceso, Ejecutivo de Cuenta y Mediciones antes de generar la O/S de reconexión y/o instalación.

Una vez se obtenga la información de los sistemas y de la inspección en sitio se definirá:

1. Si el estado técnico de las instalaciones cumple con condiciones de funcionamiento y a su vez cumple las Normas de Instalación y Regulatorias vigentes para su entrada en operación:

- a. El servicio está cortado por un lapso menor o igual a un año:

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 119 de 119	11/07/2022

El cliente debe de entregar solicitud del nuevo servicio anexando Carta en donde asuma la responsabilidad atribuible a la energización del transformador.

Se debe generar orden de reinstalación y verificación del equipo de medida en sitio definiendo su permanencia o cambio del mismo.

b. El servicio está cortado por un lapso mayor a un año:

El cliente debe de entregar solicitud del nuevo servicio anexando:


- Carta en donde asuma la responsabilidad atribuible a la energización del transformador.
- Protocolo de pruebas eléctricas de laboratorio reconocido y debe realizarse el mantenimiento en caso de requerirse.
- Certificación RETIE.

Posteriormente se debe contratar el nuevo servicio y generar orden de instalación y verificación del equipo de medida en sitio definiendo su permanencia o cambio del mismo.

2. Si el estado técnico de las instalaciones No cumple con condiciones de funcionamiento y /o las Normas de Instalación y Regulatorias vigentes para su entrada en operación:

a. El servicio está cortado por un lapso igual o menor a un año:

Para proceder a energizar deberá cumplir las recomendaciones, que por escrito le enviará el Ingeniero de Obras del sector y una vez corregida la anomalía a satisfacción de EPSA/CETSA se procederá a contratar y generar orden de instalación y verificación del

	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN		Revisión: 1.1
	NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDAS		Versión: 11
	NORMAS TÉCNICAS	Página: 120 de 119	11/07/2022

equipo de medida en sitio definiendo su permanencia o cambio del mismo.

El cliente debe de entregar solicitud del nuevo servicio anexando Carta en donde asuma la responsabilidad atribuible a la energización del transformador.

b. El servicio está cortado por un lapso mayor a un año:

Para proceder a energizar deberá cumplir las recomendaciones, que por escrito le enviará el Ingeniero de Obras del sector y una vez corregida la anomalía a satisfacción de EPSA/CETSA se procederá a contratar y generar orden de instalación y verificación del equipo de medida en sitio definiendo su permanencia o cambio del mismo.

El cliente debe de anexar la siguiente documentación:

- Carta en donde asuma la responsabilidad atribuible a la energización del transformador.
- Protocolo de pruebas eléctricas de laboratorio reconocido y el respectivo mantenimiento en caso de requerirse.
- Certificación RETIE.

Nota 1: Para todos los anteriores casos en que la instalación no está actualizada en BDI se solicitará al cliente diseño de detalle para efectos de actualización.

Nota 2: En caso de existir diferencia de las instalaciones eléctricas a reconectar y el proyecto original aprobado, se entiende que es un proyecto nuevo y se solicitará la presentación de un nuevo proyecto, independiente al tiempo que lleve el cliente cortado.