# NORMATIVA TÉCNICA

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 (EPSA, CETSA).

Contenido


*1 GENERALIDADES ..... 9*

**1.1 Objetivo general ..... 9**

**1.2 Objetivos específicos ..... 9**

**1.3 Aplicación de la Norma. ..... 10**

**1.4 Autorización para la instalación ..... 10**

**1.5 Definiciones. ..... 11**

**1.6 Revisión y aprobación de la Norma ..... 13**

**2. REQUERIMIENTOS GENERALES ..... 14**

***3. ACOMETIDAS ..... 14***

**3.1 Generalidades ..... 15**

**3.2 Partes de una acometida ..... 15**

**3.3 Selección y tipos de acometidas. ..... 16**

**3.4 Distancias máximas y regulación de tensión ..... 17**

**3.5 Alturas mínimas de seguridad. ..... 18**

**3.6 Acometidas aéreas en baja tensión ..... 19**

3.7 Conexión de la acometida ..... 21

3.7.1 En redes abiertas (Existentes). ..... 21

3.7.2 En redes trenzadas. ..... 21

3.7.3 En redes especiales ..... 22

**3.8 Acometidas subterráneas ..... 23**

**3.9 Acometidas en media tensión. ..... 25**

3.9.1 Acometidas Aéreas de Media Tensión. ..... 26

3.9.2 Acometidas Subterráneas. ..... 26

**3.10 Acometidas provisionales. ..... 26**

**3.11 Servicio de suplencia ..... 27**

3.11.1 Medición de circuitos de suplencia ..... 28

3.11.2 Procedimiento para la conexión de suplencias ..... 29

3.11.2.1 Solicitud de factibilidad de suplencia ..... 29

3.11.2.2 Estudio y diseño para la conexión de la suplencia ..... 30

3.11.3 Ejecución y puesta en servicio de la suplencia ..... 30

***4. CAJAS, CELDAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES. ..... 31***

**4.1 Generalidades. ..... 31**

4.1.1 Localización. ..... 32

4.1.2 Materiales y fabricación. ..... 35

4.1.3 Puesta a tierra. ..... 37

**4.2 Selección de las cajas y armarios para medidores ..... 37**

4.2.1 Cajas de derivación de acometida ..... 39

4.2.2. Cajas para medición semi-directa. ..... 40

4.2.3. Armarios para medidores ..... 41

4.2.3.1 Generalidades ..... 41

4.2.3.2 Compartimiento de Medidores: ..... 42

4.2.3.3 Compartimiento de Interruptores Automáticos: ..... 43

4.2.3.4 Dimensiones de los armarios de medidores. ..... 43

4.2.4 Caja de Medida Centralizada (CMC). ..... 47

4.2.4.2 Instalación de cajas de medida centralizada. ..... 48

***5 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MEDIDORES. ..... 49***

**5.1 Generalidades. ..... 49**

**5.2 Medición de energía. ..... 50**

5.2.1 Selección de medidores de energía. ..... 50

5.2.2 Medidores para frontera comercial. ..... 53

5.2.3 Medición de zonas comunes. ..... 53

5.2.4 Medición inteligente AMI ..... 54

5.2.4.2 Medidor de Medida Centralizada. ..... 57

5.2.4.3 Visualizador en el sitio del cliente (display). ..... 57

5.2.4.4 Comunicación entre Cajas esclavas y la caja maestra ..... 58

5.2.4.5 Lectura Remota ..... 58

5.2.4.6 Lectura Local ..... 58

5.2.4.7 Lectura Concentrador Principal ..... 59

5.2.4.8 Lectura concentrador Secundario ..... 59

5.2.4.9 Corte y reconexión remoto ..... 59

5.2.4.10 Corte y reconexión local ..... 59

5.2.4.12 Identificación Elementos del Sistema ..... 60

5.2.4.13 Asociación Display Espejo ..... 61

5.2.4.14 Alarmas Y Eventos ..... 61

5.2.4.15 Last Gasp 63

5.2.4.16 Limitador de corriente ..... 64

5.2.4.17 Display de usuario ..... 64

5.2.5 Medición prepago. ..... 64

5.2.5.2 Medición Doble Canal ..... 67

**5.2.6. Red De Telecomunicaciones** ..... 69

5.2.7. Ciberseguridad ..... 70

5.2.7.1 Requisitos generales de seguridad ..... 71

5.2.7.2 Requisitos generales de seguridad- Requisitos de control de acceso y uso... 71

5.2.7.3 Requisitos de integridad de datos ..... 72

5.2.7.4 Requisitos de control de acceso, integridad y confidencialidad..... 73

5.2.7.5 Requisitos de disponibilidad ..... 74

5.2.7.6 Condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas – CGM..... 74

5.2.7.9 Mecanismos de Vulneración de Contraseñas..... 75

5.2.7.11 Autorización de Control de Acceso basado en Roles (RBAC) ..... 76

5.2.7.12 Visualización de Contraseña ..... 76

5.2.7.13 Acceso de Tiempo de Espera ..... 77

5.2.7.14 Auditorías de Logs e históricos ..... 77

5.2.7.15 Capacidad de almacenamiento..... 77

5.2.7.17.3 Software de configuración..... 79

5.2.7.17.7 Auditorias - Log de eventos ..... 81

5.3 Tipos de Conexión para medida Semi-indirecta e Indirecta ..... 82

5.3.1 Teorema de Blondell y Medición con dos elementos (Método Aron)..... 82

**5.3.3.1 Transformadores de Medida..... 83**

5.3.3.1.1 Generalidades..... 83

5.3.3.1.2 Propiedad de los transformadores de medida..... 84

5.3.3.1.3 Características requeridas. ..... 84

5.3.3.2 Transformador de corriente. ..... 84

5.3.3.2.1 Corriente térmica nominal de corta duración ($I_{th}$)..... 86

5.3.3.2.2 Corriente dinámica nominal (Idyn) ..... 86

5.3.3.3 Transformador de tensión..... 91

5.3.4 Base del bloque de pruebas. ..... 93

5.3.5 Bornes terminales y cuchillas ..... 94

**5.4 Cable multiconductor para señales de medida ..... 94**

**5.5 Sellos de seguridad ..... 95**

5.5.1 Tipos de sellos..... 96

**5.6 Dispositivos de comunicación ..... 97**

**ANEXO 1..... 98**

**ANEXO 2 LISTADO DE FIGURAS NMA ..... 99**

**LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 3 ..... 99**

**LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 4 ..... 99**

**LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 6 ..... 100**

**ANEXO 3 LISTADO DE ESPECIFICACIONES ..... 101**

**ANEXO 5 PROTOCOLO DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES SUMINISTRADOS POR EL CLIENTE EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS PROVISIONALES.....83**

**ANEXO 6 RECONEXIÓN DE CLIENTES CORTADOS EN REDES DE EPSA E.S.P.....86**

## Lista de tablas


Tabla 1 Clasificación de acometidas ..... 17
Tabla 2 Distancias máximas y regulación de acometidas ..... 17
Tabla 3 Resumen de conexiones de las acometidas ..... 22
Tabla 4 Caja para cada tipo de servicio ..... 38
Tabla 5 Dimensiones de armarios para medidores trifásicos. ..... 44
Tabla 6 Dimensiones de armarios para medidores monofásicos. ..... 45
Tabla 7 Clasificación de Puntos de Medición. ..... 50
Tabla 8 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida. ..... 51
Tabla 9 Clases de exactitud normalizadas ..... 87
Tabla 10 Relaciones de transformación exigidas para mediciones semi-directas ..... 88
Tabla 11 Relaciones de transformación exigidas para mediciones indirectas ..... 89
Tabla 12 Niveles de aislamiento para T.P. según la tensión más alta del sistema ..... 92
Tabla 13 Código de colores para el cable multiconductor ..... 94
Tabla 14 Código de colores para el cable multiconductor medición semi directa ..... 95


## Lista de figuras

*Pág.*


Figura 1 Distancias verticales mínimas para acometidas _____ 18
Figura 2 Malla metálica para protección _____ 36
Figura 3 Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición directa _____ 52
Figura 4 Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición semi-directa _____ 52
Figura 5 Acometida de MT con equipo de medida en MT, medición indirecta _____ 53
Figura 6 Medición centralizada. _____ **¡Error! Marcador no definido.**
Figura 7 Medida centralizada con medidor inteligente en la instalación del usuario **¡Error! Marcador no definido.**
Figura 8 Medida centralizada con medidor inteligente comunicación de dos vías en la instalación del usuario _____ 56
Figura 9 Medida centralizada con medidores inteligente ubicados en los postes de distribución y display en el usuario _____ 57
Figura 10 Arquitectura del sistema de medición prepago _____ 67
Figura 11 Esquema de conexión para medicion doble canal _____ 51
Figura 12 T.C. Tipo ventana uso interior y T.C. Tipo exterior media tensión. _____ 54
Figura 13 Transformadores de tensión tipo interior _____ 91

Figura 14 Transformadores de tensión tipo interior _____ 91
Figura 15 Sello tipo roto seal _____ **¡Error! Marcador no definido.**
Figura 16 Sello tipo ancla _____ **¡Error! Marcador no definido.**

# 1 GENERALIDADES

## 1.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer especificaciones técnicas de los equipos de medida para clientes de medición directa, semi-directa 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 de Energía del Pacífico S.A. E.S.P (EPSA) y la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. (CETSA) en adelante la Empresa.

Elaborar especificaciones técnicas del **sistema de medición inteligente** para clientes de medida directa teniendo en cuenta los 3 tipos de medida según aplique (AMI BÁSICO, AMI ROBUSTO Y MEDICIÓN CENTRALIZADA).

A partir de la entrada en vigencia de esta norma, en redes de EPSA/CETSA solo se instalará sistemas de medición inteligente.

## 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 a 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.

| 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. |
| OTRAS JURISDICIONES DONDE EPSA-CELSIA TENGA ACTIVOS | Resto del país donde se tenga operaciones comerciales. |

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 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.

**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 la misma, tales como: bancos de capacitores, reconectadores, etc.

**AMR (Automatic Meter Reading):** Tecnología de medición que consiste en leer e integrar remotamente las mediciones de un determinado número de medidores en una base de datos centralizada de mediciones.

**AMI (Advanced Metering Infrastructure):** La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) involucra comunicación de dos vías y puede ser entendida como una extensión de la AMR. La AMI incluye los equipos de medida, el medio de comunicación y el centro de gestión, el software de administración de las mediciones.

**AMI Robusto:** Sistema de medición inteligente con características de corte, reconexión, perfil de carga 180 días con datos cada 15 minutos en el medidor y el concentrador por intervalos programables, que permite visualizar las variables eléctricas básicas en el Display de forma cíclica (Voltaje, Corriente, Potencia instantánea Activa y Reactiva, Factor de Potencia y Demanda Máxima), control de demanda, Last Gasp en el medidor y concentrador, medición de calidad de energía, bidireccional, además de la lectura

**AMI Básico:** Sistema de Medición Inteligente con funciones de corte, reconexión, perfil de carga 30 días con datos cada 15 minutos en el concentrador por intervalos programables, que permite visualizar las variables eléctricas básicas en el Display de forma cíclica (Voltaje, Corriente, Potencia instantánea Activa y Reactiva, Factor de Potencia y Demanda Máxima), Last Gasp en el concentrador, además de la lectura.

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

**CGM – 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.

**DIBUJO NMA-#-##:** Corresponde a la identificación de los diagramas utilizados en el presente documento. Dónde: NMA se refiere a las iniciales de la noma Norma de Medida y Acometida, # número del capítulo y ## es un consecutivo numérico.

**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 mediante un pequeño puente.

**EQUIPOS DE MEDIDA O 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.

MED**ICIÓN DIRECTA:** sistema de medida en el cual se conectan directamente al medidor los conductores de la acometida.

**MEDICIÓN INDIRECTA:** sistema de medida cuyo medidor de energía está conectado a bornes de equipos auxiliares de medición, tales como transformadores de corriente y de tensión.

**MEDICIÓN SEMI-DIRECTA:** sistema de medida cuyo medidor de energía está conectado a bornes de transformadores de corriente.

**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.

### 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.

Los equipos de medida deben quedar ubicados después del equipo de maniobra; cortacircuito 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.

## 3. 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.

### 3.1 GENERALIDADES.

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 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.

### 3.2 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 pre moldeados en baja tensión (Cuando la acometida se derive de una red secundaria subterránea)
- Anclajes
- 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

### 3.3 SELECCIÓN Y TIPOS DE ACOMETIDAS.

Los tipos de acometidas son los siguientes:

- Acometida 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.

- 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 | 120/240 | 14 | 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 Tetrafilar | 120/208 | Mayores a 30 | Cable aislado subterráneo | De acuerdo a cálculo de regulación de tensión | N/A |

### 3.4 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.

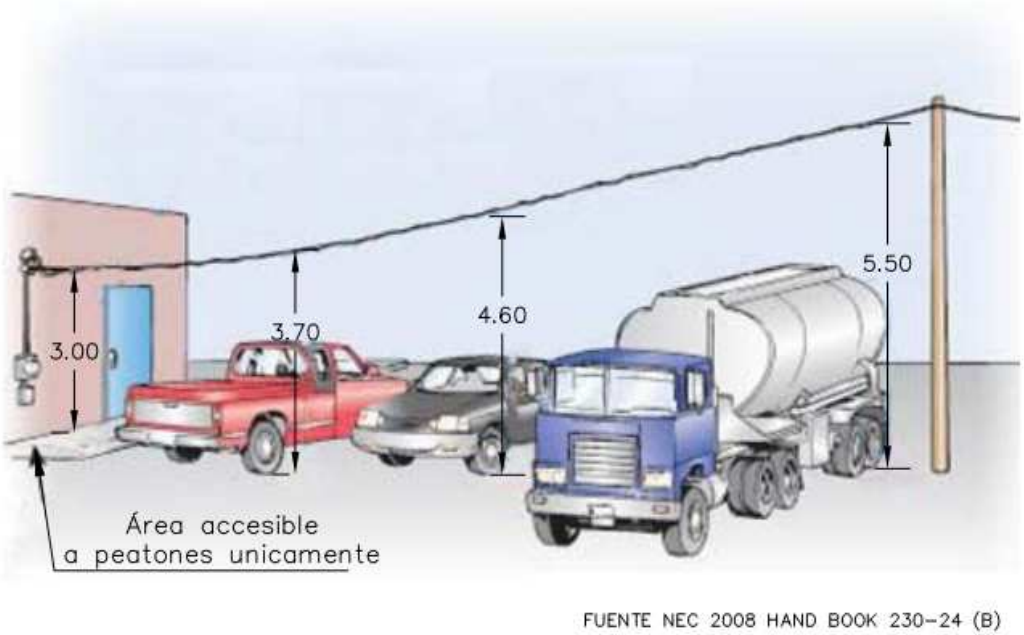
**Tabla 2 Distancias máximas y regulación de acometidas**

| Calibre Cobre (AWG) | Calibre Aluminio (AWG) | Distancia Máxima (m) | Regulación Máxima permitida (%) |
|---|---|---|---|
| 4 | 2 | 70 | 3 |
| 6 | 4 | 45 | 3 |
| 8 | 6 | 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.

### 3.5 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.




FUENTE NEC 2008 HAND BOOK 230-24 (B)

**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.

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.

### 3.6 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 pre moldeada 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:

a) Ser hermético.

b) Debe ser continuo sin derivaciones ni perforaciones desde el inicio hasta la caja o armario de medidores.

c) Deberá tener máximo dos curvas eléctricas de amplio radio de curvatura de acuerdo con el calibre del tubo.

d) Solo se emplearán curvas eléctricas.

e) El ducto deberá ser provisto de un alambre galvanizado (sonda) que facilite la instalación de la acometida.

f) Los ductos que entran a la caja para el medidor tendrán adaptadores terminales (Bushings).

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.

### 3.7 Conexión de la acometida

3.7.1 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 neutro desnudos, se realiza conectándolas a estribos de cable de aluminio desnudo 4 AWG, adosados al conductor de distribución mediante conectores de compresión (tipo 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.

3.7.2 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.

### 3.7.3 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 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 |

### 3.8 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 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 la 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 pre moldeados 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 interdistancia máxima de 40 metros, las cuales se deben construir siempre que hayan 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 mayor 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 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 90º 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) metro entre sí.

### 3.9 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.

### 3.9.1 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.

### 3.9.2 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 sobrecorrientes y el sistema de puesta a tierra.

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

## 3.10 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 ambulantes.

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

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

### 3.11 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 principal 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 deberíamos especificarla y citarla como referencia.

Validar…

Consideraciones para los servicios de suplencia:

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

### 3.11.1 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 a 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.

### 3.11.2 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.

#### 3.11.2.1 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.

3.11.2.2 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.

### 3.11.3 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.

# 4. CAJAS, CELDAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES.

## 4.1 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 anti vandálica 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.

### 4.1.1 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 intemperie con una cubierta protectora. Los armarios deberán tener una protección anti vandálica 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 una altura de 1.60 metros, se montarán 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 semi-directa 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 EPSA.

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 puertas mínimo de 135° 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 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 lámina galvanizada o "Cold Rolled" resistente a la intemperie o en fibra de vidrio.

### 4.1.2 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 y constituirán una estructura rígida. Deberán tener adherido al fondo interno una bandeja en lámina de acero cold rolled No. 18 BWG 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 centralizada
- 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.

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.

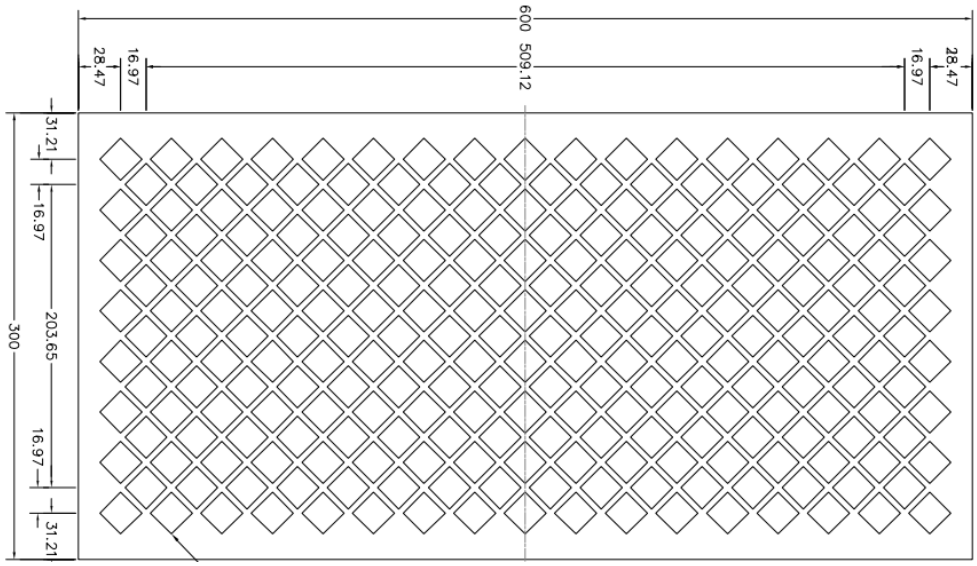



**Figura 2 Malla metálica para protección**

No se admitirán cajas, armarios, ni celdas construidos 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.

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.

#### 4.1.3 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 metalizas 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.

### 4.2 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 a 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.

**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 Metalica | NMA4-09 |

### 4.2.1 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 la misma. En este caso se colocarán mantas termo contráctil 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)

### 4.2.2. Cajas para medición semi-directa.

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

La ubicación de los equipos de medida para la medición semi-directa se puede realizar de la siguiente manera:

- Instalación de T.C's, bloque de prueba, medidor e interruptor en armario (cajas ensambladas entre sí), con divisiones.
- Instalación de T.C. en una caja al lado del transformador, bloque de prueba y medidor e interruptor en otra caja unidas por un tubo de 1".

La medición semi-directa en edificaciones, se podrá instalar bajo los siguientes esquemas:

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

### 4.2.3. Armarios para medidores

#### 4.2.3.1 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 a 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 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 anti vandálicas, 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.

| |
|---|
| TOTALIZADOR Y BARRAJE.<br>USO EXCLUSIVO DE LA EMPRESA. |

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.

4.2.3.2 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 anti vandálica, 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 anti vandálicas, chapa anti vandálica y pin porta sellos.

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

| |
|---|
| MEDIDORES DE ENERGÍA<br>USO EXCLUSIVO DE EPSA |

4.2.3.3 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.

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:

| |
|---|
| INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS<br>USO DEL CLIENTE |

4.2.3.4 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 dibujoNMA4-12 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.

**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.

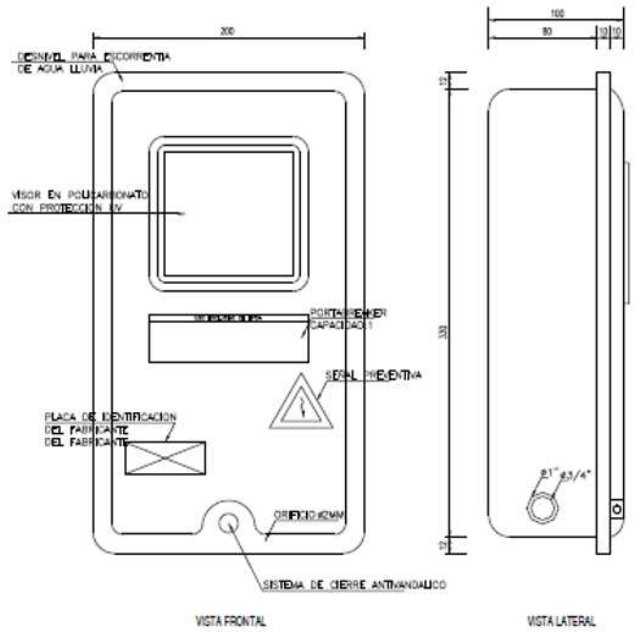
Las bandejas trifásicas tendrán una altura de 36 cm y las monofásicas tendrán una altura de 25 cm.

Para el caso de nuevas urbanizaciones, se deben instalar cajas de medidor sin portabreaker, ya que los medidores inteligentes poseen un sistema de protección para corte y reconexión automático.

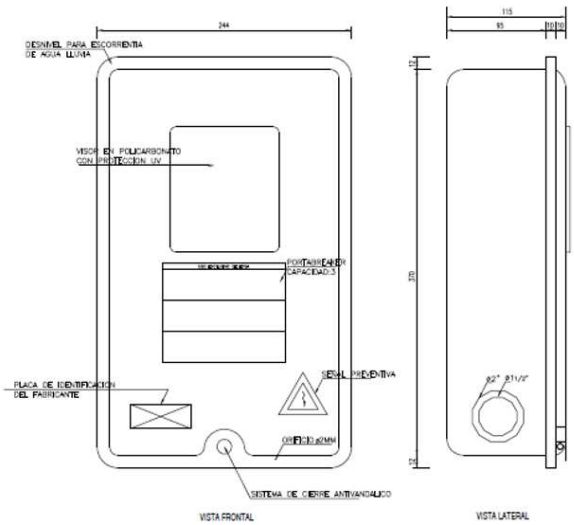
Se anexan planos con las dimensiones de cajas para medidores monofásicos y trifásicos para el sistema de medición inteligente:

Norma Técnica de Medición y Acometidas – EPSA-CETSA-CELSIA

Dimensiones de cajas con porta breaker – medidores monofásicos




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



4.2.3.5 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.

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.

### 4.2.4 Caja de Medida Centralizada (CMC).

Caja para alojar generalmente 12 medidores inteligentes tipo Medición centralizada 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.

COMPONENTES:

- concentradores.
- medidores

- sensores para alarmas de apertura
- Modem para la comunicación.
- Regletas para la conexión
- Display

4.2.4.1 Características funcionales de la caja de medida centralizada (CMC):

La caja de medida centralizada 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 envían mensajes al centro de gestión de la medida, informando la apertura de la caja con la fecha, hora y duración de la intervención.

- Aislamiento dieléctrico: 2.5 kV, 60 Hz, 1 minuto.
- Rango de temperatura de operación: 0ºC a 55ºC.
- Rango de temperatura de almacenamiento: -25ºC a + 70ºC.
- 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 con protocolos estándar de comunicaciones).

**4.2.4.2 Instalación de cajas de medida centralizada.**

La instalación de las cajas de medida centralizada deberá realizarse de acuerdo con el documento de la empresa: INSTRUCTIVO MONTAJE DE LAS REDES INTELIGENTES EN PROYECTOS DE REMODELACIÓN DE REDES, Ed. 1 v.0.

## 5 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MEDIDORES.

### 5.1 GENERALIDADES.

De acuerdo al 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 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 a la Norma de instalación de armarios de medidores.

Se debe de instalar medidores respaldos de acuerdo a la resolución CREG 038 Articulo 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.

## 5.2 MEDICIÓN DE ENERGÍA.

### 5.2.1 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 ≥ 15.000 | CI ≥ 30 |
| 2 | 15.000 > C ≥ 500 | 30 > CI ≥ 1 |
| 3 | 500 > C ≥ 50 | 1 > CI ≥ 0,1 |
| 4 | 50 > C ≥ 5 | 0,1 > CI ≥ 0,01 |
| 5 | C < 5 | CI < 0,01 |

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

| TIPO DE PUNTOS DE MEDICIÓN | ÍNDICE DE CLASE PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ACTIVA | ÍNDICE DE CLASE PARA MEDIDORES DE ENERGÍA REACTIVA | CLASE DE EXACTITUD PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE | CLASE DE EXACTITUD PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 0,2 S | 2 | 0,2 S | 0,2 |
| 2 y 3 | 0,5 S | 2 | 0,5 S | 0,5 |
| 4 | 1 | 2 | 0,5 | 0,5 |
| 5 | 1 ó 2 | 2 ó 3 | -- | -- |

Todos los equipos del sistema de medición deberán contar con el certificado de producto de acuerdo a la resolución Creg 038 Articulo 10 2014.

1. Para la instalación de medidores que midan la energía Reactiva se deberá cumplir la resolución Creg 038
2. Los índices de clase especificados se deben tener en cuenta según la tabla No 2 de la resolución Creg 038, Articulo No 9

Para la medición de energía en clientes de medición directa únicamente se deberá instalar medición inteligente en sus tres tipos; (AMI ROBUSTO, AMI BASICO Y/O -Medición Centralizada) 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.

En las figuras a continuación se muestran los esquemas generales de medición directa, semi-directa e indirecta de acuerdo con la capacidad instalada en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

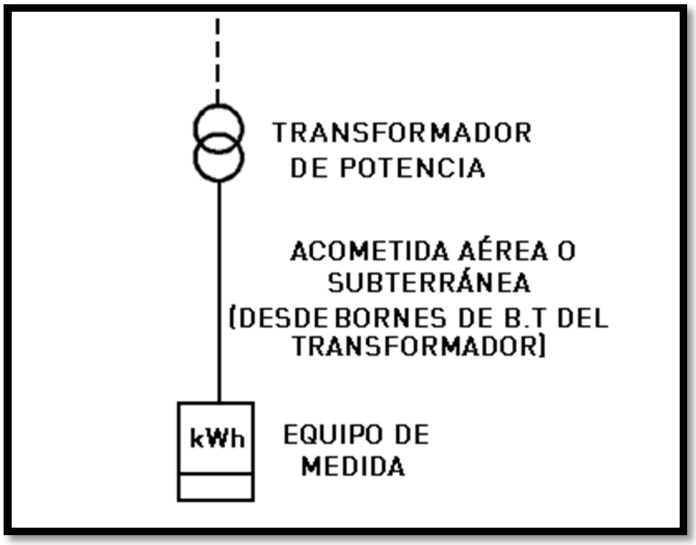



**Figura 3 Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición directa**

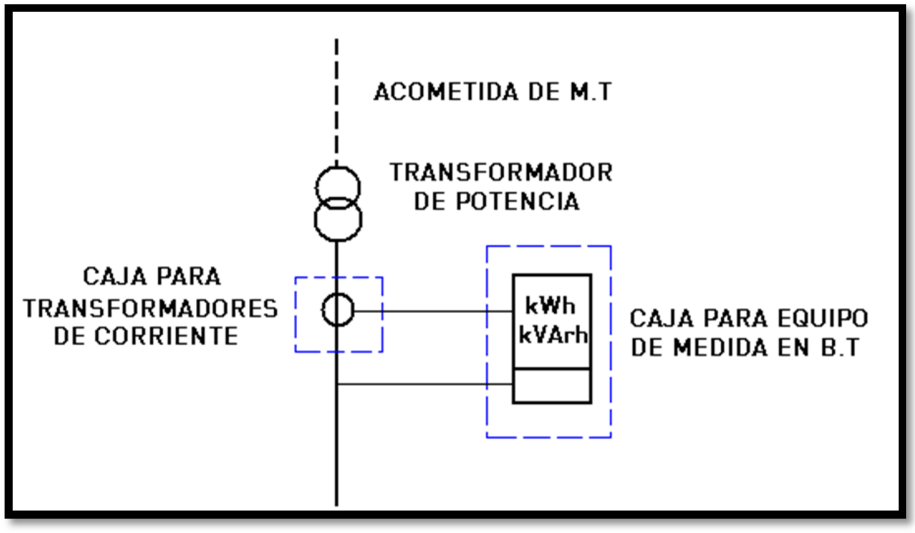



**Figura 4 Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición semi-directa**

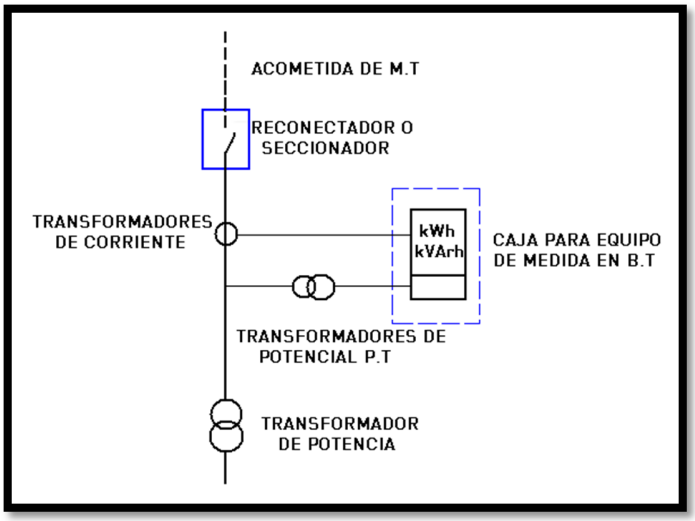



**Figura 5 Acometida de MT con equipo de medida en MT, medición indirecta**

En el anexo 1, se incluye el formato de configuración de las medidas semidirecta e indirecta utilizadas por la Empresa.

### 5.2.2 Medidores para frontera comercial.

La 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.

### 5.2.3 Medición de zonas comunes.

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

- Instalando una alimentación exclusiva para zonas comunes y con equipo de medición inteligente que registre la energía suministrada.
- Para el caso que no exista acometida 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.

### 5.2.4 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 telegestion, 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, 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.

5.2.4.1 Ffuncionalidades 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).

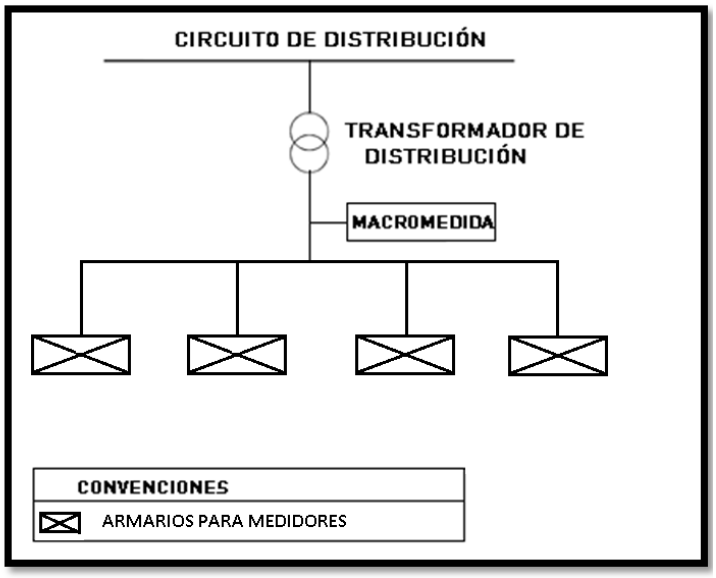



**Figura 6 Medida centralizada con medidor inteligente comunicación armarios de edificios**

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.

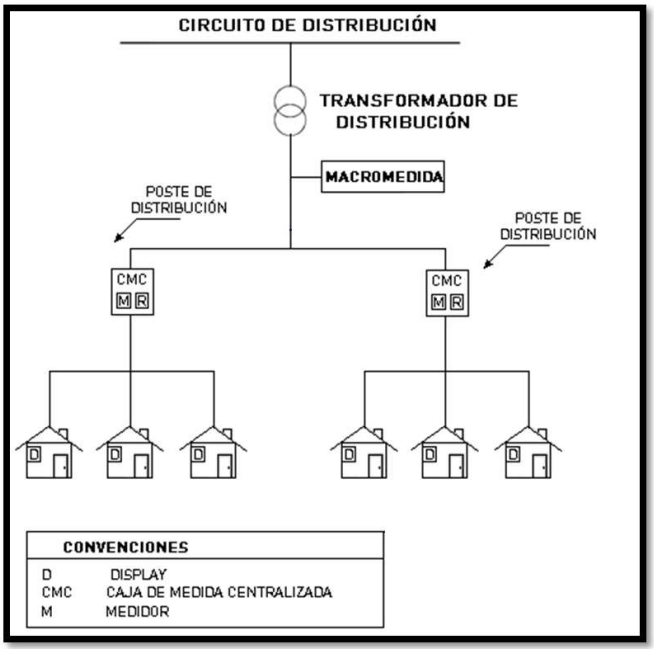



Figura 7 Medida centralizada ubicados en los postes de distribución y display en el usuario

5.2.4.2 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.

5.2.4.3 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.

5.2.4.4 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 alambrada (RS 485) entre éstas debido a la vulnerabilidad de las mismas.

5.2.4.5 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.

5.2.4.6 Lectura Local

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

#### 5.2.4.7 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.

#### 5.2.4.8 Lectura concentrador Secundario

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

#### 5.2.4.9 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.

#### 5.2.4.10 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.

#### 5.2.4.11 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 a la corriente nominal del medidor ofertado.

- Frecuencia: 60 Hz
- Tiempo máximo de operación: 1000 mili-segundos
- Humedad relativa: 90 %
- Temperatura máxima: 40 º C
- Temperatura mínima: -2 º C
- Temperatura ambiente promedio: 14 º C
- Ambiente: Tropical

5.2.4.12 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 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.

#### 5.2.4.13 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.

#### 5.2.4.14 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 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 |

| Evento | Descripción |
|---|---|
| | debe estar en capacidad de suspender el suministro a todos los equipos asociados a la caja intervenida. |
| **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. |
| **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 |

| Evento | Descripción |
|---|---|
| | 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. |

5.2.4.15 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 la mantenga operativa durante todo el corte de energía."

5.2.4.16 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.

5.2.4.17 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

**5.2.5 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 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).

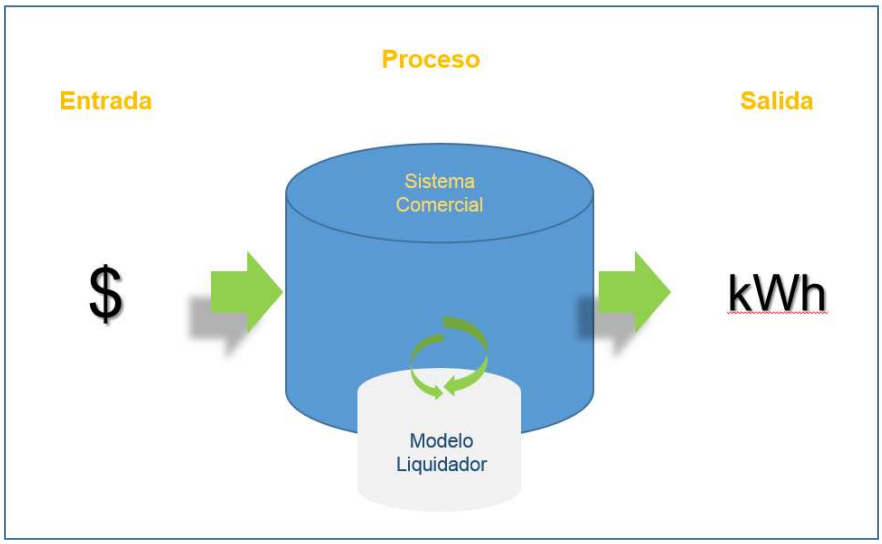
Para casos especiales donde no se tiene infraestructura de telecomunicaciones se determinara si se instalara la medición prepago Off Line.

5.2.5.1 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.




- 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 realiza mediante comunicación web service.

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

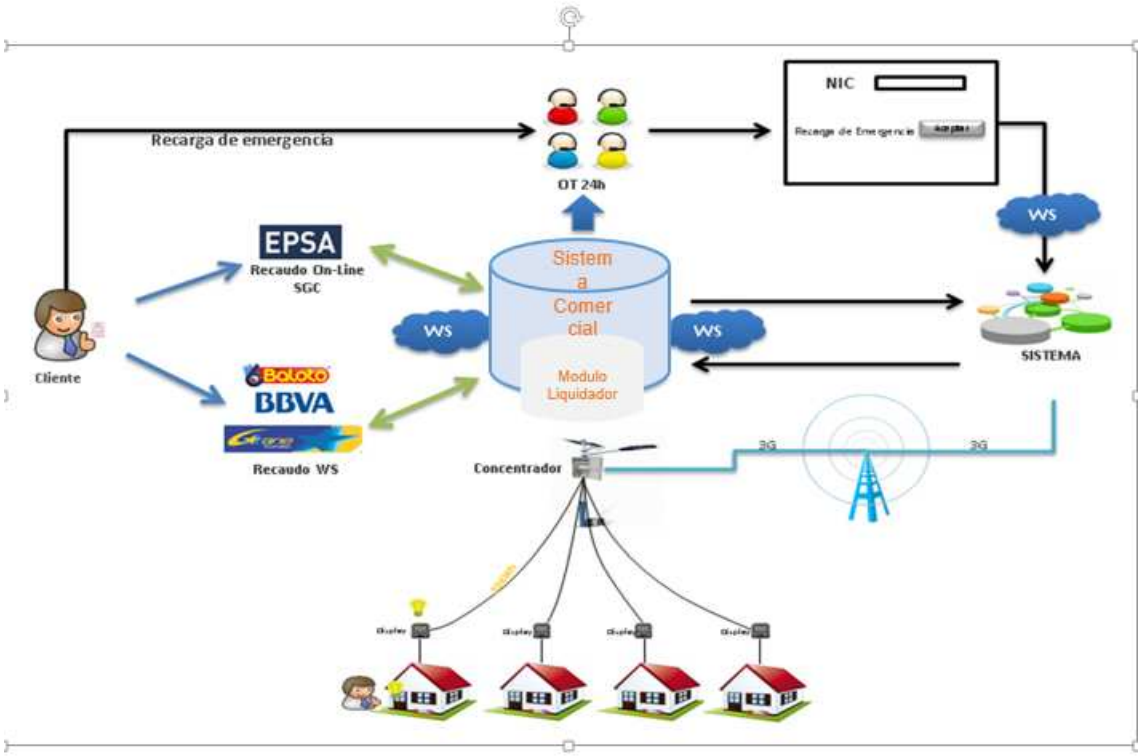



**Figura 6 Arquitectura del sistema de medición prepago**

5.2.5.2 Medición Doble Canal

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 que la señal de transferencia a los medidores de energía se efectué de manera alámbrica, se debe utilizar tubería metálica de ½"

El medidor tipo doble canal debe registrar la energía activa y reactiva, tanto la suministrada por la red como la del sistema alterno 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.

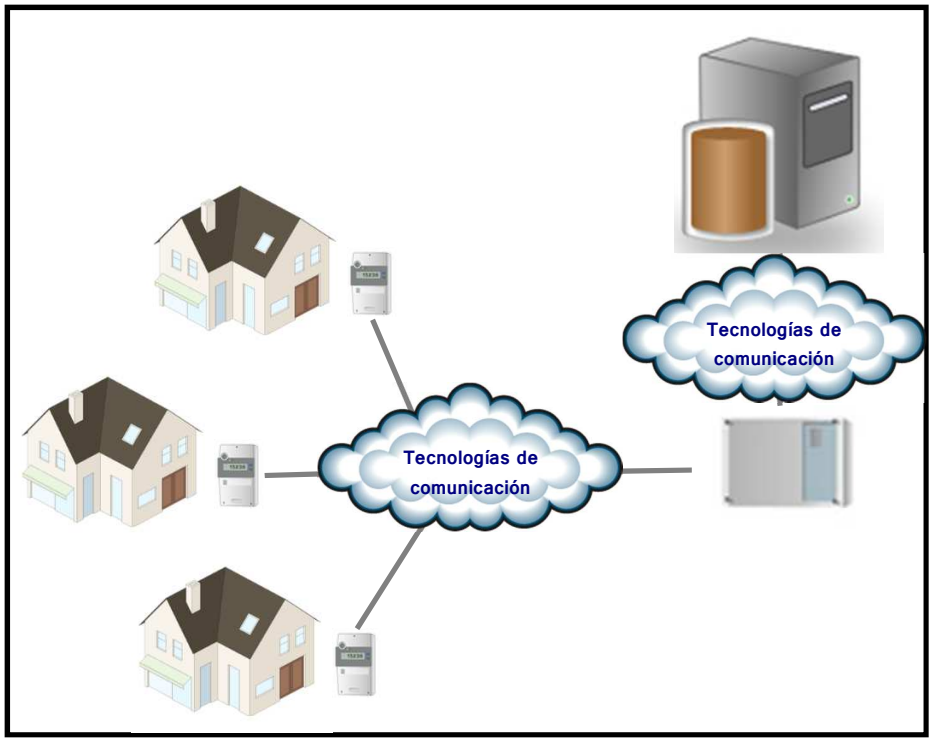



**Figura 11 Esquema de conexión para medición doble canal**

### 5.2.6. 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 con el MDC-MDM de EPSA.

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.

### 5.2.7. 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.

#### 5.2.7.1 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.

#### 5.2.7.2 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.
- 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.

#### 5.2.7.3 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 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 aplicaran 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.

#### 5.2.7.4 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 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 implementaran 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.

5.2.7.5 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.

5.2.7.6 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 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.

5.2.7.7 Control de Acceso Electrónico

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

5.2.7.8 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 apropiado, no será posible tener acceso al dispositivo sin una la combinación del ID/contraseña generado 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).

5.2.7.9 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:

- 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.

#### 5.2.7.10 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.

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

#### 5.2.7.12 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.

5.2.7.13 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.

5.2.7.14 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 auditoria y comprobación.

5.2.7.15 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 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.

5.2.7.16 Registro de Almacenamiento

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

- Número de registro de Evento: El número de secuencia del el 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.

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

5.2.7.17.1 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 orientado a texto usando una conexión de terminal virtual sobre 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))

#### 5.2.7.17.2 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 delos 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 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.

#### 5.2.7.17.3 Software de configuración

##### 5.2.7.17.3.1 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.

5.2.7.17.3.2 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.

5.2.7.17.3.3 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. Bajo ninguna circunstancia debe el software de configuración permitir que las contraseñas del software o del concentrador sean legibles como texto.

5.2.7.17.4 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.

5.2.7.17.5 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.

5.2.7.17.6 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.

5.2.7.17.7 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 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.

## 5.3 Tipos de Conexión para medida Semi-indirecta e Indirecta

### 5.3.1 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 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 cre 038 art 6.

### 5.3.2 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.

### 5.3.3 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

#### 5.3.3.1 Transformadores de Medida

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

##### 5.3.3.1.1 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.

5.3.3.1.2 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.

5.3.3.1.3 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)

5.3.3.2 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 12 a) T.C. Tipo ventana uso interior**



**Figura 12 b) T.C. Núcleo partido uso interior**




**Figura 12 c) T.C. 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 mejor manipulación tanto para el mantenimiento como instalación de la medida, estos elementos deben cumplir con la normativa exigida por EPSA E.S.P.

5.3.3.2.1 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.

5.3.3.2.2 Corriente dinámica nominal (Idyn)

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".

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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

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.

a. 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 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.

**Tabla 11 Relaciones de transformación exigidas para mediciones indirectas**

| Circuitos 13,2 kV | | Circuitos a 34,5 kV | |
|---|---|---|---|
| Capacidad Instalada (kVA) | Relación de los T.C. | Capacidad instalada (kVA) | Relación de los T.C. |
| 91 a 137 | 5/5 | 239 a 358 | 5/5 |
| 183 a 274 | 10/5 | 478 a 717 | 10/5 |
| 275 a 411 | 15/5 | 718 a 1075 | 15/5 |
| 412 a 503 | 20/5 | 1076 a 1314 | 20/5 |
| 504 a 617 | 25/5 | 1315 a 1613 | 25/5 |
| 618 a 823 | 30/5 | 1614 a 2151 | 30/5 |
| 824 a 1029 | 40/5 | 2152 a 2689 | 40/5 |
| 1030 a 1234 | 50/5 | 2690 a 3226 | 50/5 |
| 1235 a 1554 | 60/5 | 3227 a 4063 | 60/5 |
| 1555 a 1829 | 75/5 | 4064 a 4780 | 75/5 |
| 1830 a 2743 | 100/5 | 4781 a 7170 | 100/5 |
| 2744 a 4115 | 150/5 | 7171 a 10756 | 150/5 |
| 4116 a 5144 | 200/5 | 10757 a 13445 | 200/5 |

b. 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.

5.3.3.3 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.



**Figura 7 Transformadores de tensión tipo interior**



**Figura 8 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/√3/120/√3.
- Para el sistema a 34.5 kV. se podrá utilizar la siguiente relación: 34500/115, 34500/√3/115/√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.

**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.

5.3.3.4 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 bloques de pruebas deben 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 principal.

**5.3.4 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.

### 5.3.5 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.

## 5.4 CABLE MULTICONDUCTOR PARA SEÑALES DE MEDIDA

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 3.31mm$^2$ ( ), 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 |
| 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 carcaza metálica flexible tipo intemperie.

### 5.5 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.
- 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 los mismos será causa para sanción del cliente e inclusive para la suspensión del servicio y anulación del contrato de conexión.

### 5.5.1 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).

### 5.6 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

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.

## ANEXO 1

## PROTOCOLO DE INTERVENCIÓN DE LA MEDIDA

## ANEXO 2 LISTADO DE FIGURAS NMA

## LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 3

| | |
|---|---|
| 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 TENSIÓN CORRIDO ESTRUCTURA RED BAJA TENSIÓN CORRIDO |
| NMA3-13 | ESTRUCTURA RED BAJA TENSIÓN TERMINAL SENCILLO MONTADA EN EXTREMO DE CRUCETA METÁLICA |
| NMA3-14 | ESTRUCTURA RED BAJA TENSIÓN ANGULO MONTADA EN EXTREMO DE CRUCETA METALICA |
| NMA3-15 | DETALLES TÍPICOS ACOMETIDA SUBTERRANEA BARRAJES PREFORMADOS DE BAJA TENSIÓN CON SALIDAS |
| NMA3-16 | CAJA DE REGISTRO PARA INSTALACIÓN DE BARRAJE PREFORMADO |

## 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 TRIFÁSICO 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 INSTALACIÓN 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 MONOFÁSICOS 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 MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN |

## LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 6

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

## ANEXO 3 LISTADO DE ESPECIFICACIONES

| | |
|---|---|
| RIA-101ª | Cajas para medidores monofásicos |
| RIA-101B | Cajas de medida centralizada |
| RIA-103 | Transformadores de corriente |
| RIA-103ª | Transformadores de tensión |
| RIA-104ª | 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 |

## ANEXO 4 NORMA TÉCNICA DE INSTALACIONES PROVISIONALES

**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

## 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 Pacifico S.A. E.S.P. (en adelante EPSA E.S.P.), y de los municipios donde la misma tenga jurisdicción.

### 1.1 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.

### 1.2 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.

### 1.3 Autorización para instalaciones provisionales

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

## 2. 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 al 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 mayor 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)

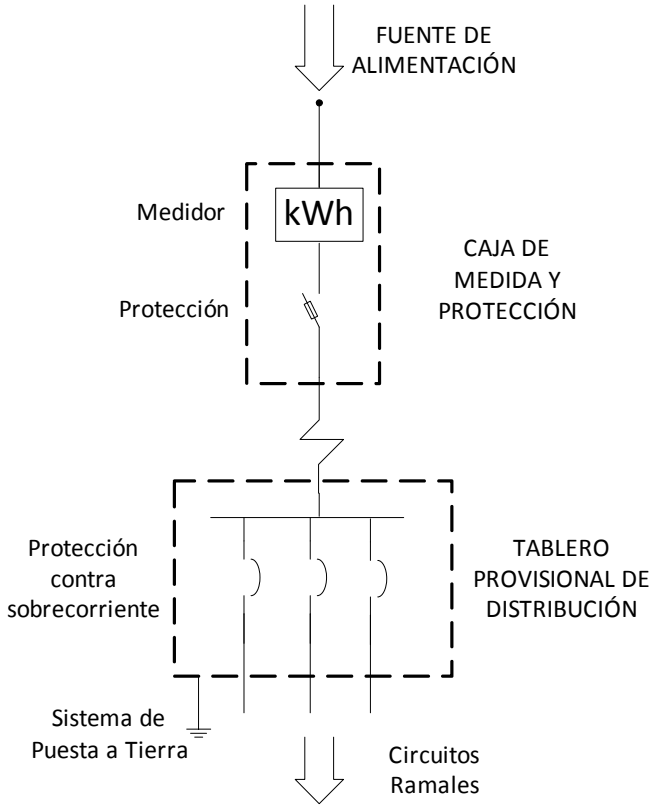



Figura 1. Diagrama de Conexión de Distribución

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.

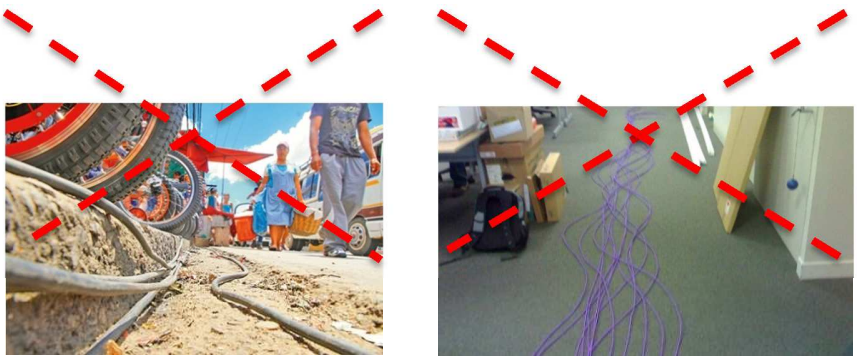


Figura 2.

Fuente: www.tecnologiapyme.com y http://www.eldia.com.bo

Los conductores que estén en constante movimiento, deber 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 a la NTC 1358. Todo transformador, suministrado por el cliente, se entregara 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 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.

## 2.1 Tensiones de Suministro en instalaciones provisionales

*2.1.1 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.

*2.1.2 Desde redes de uso general de media tensión*

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

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:

- 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 aplicaran las distancias especificadas en la Norma Técnica EPSA de Medición y Acometida, y RETIE.

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

Nombre del fabricante (o logotipo)_____ Norma aplicada: _____ Protocolo: _____

Cliente: _____ Pedido No. _____ Diseño No. (1) _____
Oferta No. _____ Transformador (2): _____ Fabricante: _____ No. Serie: _____

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Potencia: ___ kVA<br>Fases: _____ | Frecuencia: _____Hz<br>Refrigeración: (3)__ | Tensión Serie: __kV<br>NBA AT/BT: ___kV | Calent. dev. _____ °C<br>Clase de aisl.: (4) _____ | Alt. Diseño: _____ (m)<br>Fecha de fabricación: (5) _____ |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Valores nominales | Derivados primario secundario | Tensión (V) | Despacho (V) | Derivaciones | Corriente (A) | Despacho (V) |

Resultado de ensayos a _____ °C - Posición conmutador _____

1) Líquido aislante: _____ Referencia: (6) _____ Tensión ruptura: _____kV Método: _____

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 2) Resistencia de aislamiento<br>Tiempo de lectura ____s | Tensión de prueba<br>_____kV | AT contra tierra<br>_____ MΩ | BT contra tierra<br>_____ MΩ | AT, BT y tierra<br>_____ MΩ |

3) Relación de transformación (7): _____ Fase - fase: _____ Fase neutro: _____ Polaridad: _____ Grupo de conexión: _____

| Posición | Tensión derivación | Fase U | Fase V | Fase W | Nominal | Mínima | Máxima |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | |
| 4 | | | | | | | |
| 5 | | | | | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 4) Resistencia entre terminales | Derivado | U - V | V - W | W - V | Promedio | Material de fabricación |
| | Primario | | | | _____ Ω | |
| | Secundario | | | | _____mΩ | |

| | | |
|---|---|---|
| 5) Ensayo de aislamiento | Tensión aplicada durante 60 s<br>BT contra AT y tierra _____ kV<br>AT contra BT y tierra _____ kV | Tensión inducida<br>Tensión: _____ V Tiempo: _____ s<br>Frecuencia: _____ Hz |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 6) Ensayo sin carga | Tensión (V) | $I_X$ (A) | $I_Y$ (A) | $I_Z$ (A) | Promedio % | Garantía % | Po Medido (W) | Po Garantizado (W) |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 7) Ensayo de cortocircuito<br>Icc = _____(A)<br>Ucc = _____(V) | Pérdidas (W)<br>$I^2R$ (W)<br>Impedancia (%) | Medidas | Referenciadas a 85 °C | Garantizadas a ____ °C |

8) Regulación a plena carga y F. P = _____ , _____ % 9) Eficiencia a plena carga y F. P = _____ , _____ %

10) Características mecánicas Masa total: _____ kg Volumen de líquido aislante: _____ l

| | |
|---|---|
| 11) Dimensiones externas del transformador (m)<br>Frente: _____ Profundidad: _____ Altura: _____ | 12) Pintura:<br>Color: _____ Espesor: (8)_____µm |

13) Refrigeración Número de elementos: (9) _____ Largo: _____ m Ancho: _____ m

Observaciones: _____

| | | |
|---|---|---|
| Cliente / interventor: _____<br>Matrícula No. : _____<br>Firma : _____<br>(10) | Proveedor / control de calidad: _____<br>Matrícula No. : _____<br>Firma: _____ | Fecha: _____ |

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 la pruebas se haga 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.

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

**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:

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 <u>No</u> cumple con condiciones de funcionamiento y /o las Normas de Instalación y Regulatorias vigentes para su entrada en operación:**

a. <u>El servicio está cortado por un lapso igual o menor a un año:</u>

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

b. <u>El servicio está cortado por un lapso mayor a un año:</u>

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.