

# **CENTROS DE TRANSFORMACIÓN RED SUBTERRÁNEA**

## ÍNDICE

### Contenido

1	OBJETO.....	5
2	EJECUCIÓN DEL TRABAJO.....	5
2.1	LOCALIZACIÓN.....	5
2.2	EXCAVACIÓN.....	5
2.3	PLATAFORMA .....	6
2.4	SUELO .....	6
2.5	CAMARAS DE TRANSFORMACION.....	6
2.6	ACABADOS Y PINTURA .....	6
2.7	EVACUACIÓN Y EXTINCIÓN DEL ACEITE AISLANTE.....	6
2.8	VENTILACIÓN .....	7
3	INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	7
3.1	ALIMENTACION .....	7
3.2	CONEXIONES DE M.T. ....	7
3.3	CONEXIONES DE B.T.....	9
3.4	TRANSFORMADOR.....	14
3.5	SECCIONAMIENTO .....	15
3.6	PUESTA A TIERRA.....	16
3.7	EQUIPO DE MEDIDA .....	17
4	MATERIALES .....	17
4.1	RECONOCIMIENTO Y ADMISIÓN DE MATERIALES .....	17
4.2	HERRAJES .....	17
4.3	CONDUCTORES .....	17
5	RECEPCIÓN EN OBRA.....	18
5.1	REVISION VISUAL .....	18
5.2	PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION .....	19

5.3	PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO .....	19
6	ANEXO 1. MANEJO Y TRANSPORTE DE MATERIALES.....	20
6.1	TRANSFORMADOR.....	21
6.1.1	MANEJO .....	21
6.1.2	ALMACENAMIENTO .....	21
6.2	SECCIONADOR .....	22
6.2.1	MANEJO .....	22
7	ANEXO 2. HERRAMIENTAS Y TECNICAS DE INSTALACION.....	23
7.1	TRANSFORMADOR SUMERGIBLE.....	24
7.1.1	UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR .....	24
7.1.2	CONEXIÓN A TIERRA .....	24
7.1.3	CONEXIÓN EN BAJA TENSION.....	25
7.1.4	CONEXIÓN EN MEDIA TENSION.....	25
7.2	SECCIONADOR SUMERGIBLE .....	26
8	ANEXO 3. CONEXIONES MT Y BT.....	27
8.1	CONECTADORES TIPO CODO MT .....	28
8.2	DESCARGADORES DE SOBRETENSION TIPO CODO MT .....	30
	.....	30
8.3	CONEXIÓN BT.....	30
9	ANEXO 4. PUESTA DE TIERRA.....	31
9.1	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	32
9.1.1	MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD APARENTE DEL SUELO.....	32
9.1.2	INSTALACION.....	34
9.1.3	MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	35
10	ANEXO 5. NORMAS DE REFERENCIA.....	37

## INDICE DE FIGURAS

Figura No. 3.1 Juego de boquilla tipo pozo, boquilla tipo inserto y conector tipo codo .....	8
Figura No. 3.2 Guía maestra de interfases según norma IEEE 386 de 2006. Cooper Power systems. ....	9
Figura No. 3.3 Transformador con conectores múltiples tipo muelle.....	10
Figura No. 3.4 Sellamiento de la unión de conector tipo muelle a la boquilla del transformador, con manga termocontráctil .....	11
Figura No. 3.5 Sellamiento de la unión entre el cable de baja tensión y el conector tipo muelle con manga termocontráctil .....	11
Figura No. 3.6 Conector múltiple tipo muelle para transformador monofásico .....	12
Figura No. 3.7 Conector múltiple tipo muelle para transformador trifásico.....	12
Figura No. 3.8 Componentes y orden de conexión de salidas de un conector tipo muelle de doble columna .....	13
Figura No. 3.9 Instalación de cable al terminal múltiple para evitar daños a la boquilla de baja tensión del transformador.....	13
Figura No. 3.10 Transformador monofásico ocasionalmente sumergible con conectores múltiples aislados .....	14
Figura No. 3.11 Tapa de transformador monofásico ocasionalmente sumergible.....	14
Figura No. 3.12 Tapa de transformador trifásico ocasionalmente sumergible .....	15
Figura No. 3.13 Tapa de transformador trifásico ocasionalmente sumergible .....	15
Figura No. 7.1 Transformador conectado .....	26
Figura No. 7.2 Seccionador conectado .....	26
Figura No. 8.1 Situación, giro y empuje del codo .....	28
Figura No. 8.2 Aplicación de 2 capas de vinilo cubriendo completamente las cintas .....	29
Figura No. 9.1 Telurómetro .....	32
Figura No. 9.2 Método de medición de resistividad aparente.....	33
Figura No. 9.3 Malla de tierra .....	34
Figura No. 9.4 conexión soldadura exotérmica para mallas de tierra.....	35
Figura No. 9.5 Método de medición de resistencia de puesta a tierra .....	36
Figura No. 10.1 Normas de referencia .....	38

## **CENTROS DE TRANSFORMACIÓN RED SUBTERRÁNEA**

### **1 OBJETO**

Este pliego determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de montaje de un Centro de Transformación según el MANUAL CELSIA PARA RED SUBTERRÁNEA MEDIA Y BAJA TENSIÓN.

Estas obras contemplan el suministro y montaje de los materiales necesarios en la construcción del CT, así como la puesta en servicio de estas.

Las situaciones de condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

### **2 EJECUCIÓN DEL TRABAJO**

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme con lo reglamentado por el MANUAL, el RETIE y la NTC 2050.

#### **2.1 LOCALIZACION**

El lugar elegido para la instalación del transformador subterráneo debe permitir la colocación y reposición de todos los elementos de este. Los accesos al CT deben tener las dimensiones adecuadas para permitir el paso de dichos elementos.

El local que contiene el Centro debe estar construido en su totalidad con materiales incombustibles.

#### **2.2 EXCAVACIÓN**

Se efectuará la excavación con arreglo a las dimensiones y características del CT y hasta la cota necesaria indicada en el Proyecto.

La carga y transporte a vertedero de las tierras sobrantes será por cuenta y responsabilidad del Contratista.

### **2.3 PLATAFORMA**

El transformador estará instalado en la cámara de acuerdo con el diseño establecido. Ver normas de construcción SB 853-854-855-856-857.

### **2.4 SUELO**

Para el caso de Centros de interior, los suelos serán de hormigón armado y estarán provistos para cargas fijas y rodantes que implique el material.

El suelo debe cumplir con lo establecido en las normas de construcción de las cámaras.

### **2.5 CAMARAS DE TRANSFORMACION**

Cuando se construyan las cámaras, éstas estarán de acuerdo con las Normas de Construcción de Redes Subterráneas, éstas serán de hormigón o ladrillo dependerá de las condiciones ambientales y lo exigido en cada sitio.

Las cámaras construidas tienen que respetar las medidas de seguridad, disponiendo barreras y letreros de aviso con señal de peligro eléctrico. No es recomendable entrar en una cámara recién abierta, aconsejándose dejar transcurrir 15 minutos después de abierta, con el fin de evitar posibles intoxicaciones de gases.

### **2.6 ACABADOS Y PINTURA**

En las cámaras los orificios para empotramiento se efectuarán antes de dar el acabado de la obra civil.

Si es necesario, los muros interiores recibirán un acabado con mortero de cemento. Se prohíben los acabados en yeso.

Las tapas metálicas estarán protegidas contra la oxidación.

### **2.7 EVACUACIÓN Y EXTINCIÓN DEL ACEITE AISLANTE**

Las paredes y techo de la cámara que han de alojar aparatos en aceite podrán estar construidas con materiales resistentes al fuego, que tengan la resistencia estructural adecuada para las condiciones de empleo.

Con el fin de evitar la evacuación del aceite a otros sitios, se deben sellar todas las entradas de los ductos.

## 2.8 VENTILACIÓN

Los sitios de los Centros de transformación estarán provistos de ventilación para evitar la condensación.

La ventilación se diseñará de tal forma que impida la entrada de agua.

## 3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

### 3.1 ALIMENTACION

Los cables de alimentación al transformador serán subterráneos, alcanzando las bornas de M.T., por medio de una canalización.

Los cables de alimentación llegarán al equipo de maniobra o seccionamiento y luego a las bornas de M.T del transformador.

Los cables subterráneos y canalizaciones deben cumplir con lo establecido en el Manual CELSIA para Red Subterránea de Media y Baja Tensión.

### 3.2 CONEXIONES DE M.T.

Para los transformadores subterráneos las conexiones de MT se realizarán mediante cable monopolar XLPE, con conectores tipo codo para desconexión bajo carga para 200 A, y conectadores atornillables sin carga para 600 A. según las Especificaciones Técnicas de Materiales, ver **figura 3.1**.

El transformador está provisto con boquillas tipo pozo según la especificación el estándar ANSI/IEEE-386 instalados en la tapa del transformador en posición vertical.

La conexión de los transformadores debe realizarse de acuerdo con el MANUAL CELSIA PARA REDES SUBTERRÁNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN, de acuerdo con los siguientes pasos:

1. Conectar boquilla tipo inserto a la boquilla tipo pozo girando en el sentido de las manecillas del reloj hasta que ajuste perfectamente, vigilar que el torque se encuentre entre 729.6 Nm (74.4 kgm) y 875 Nm (89.28 kgm).

2. Instalar el conector tipo codo en la boquilla tipo inserto presionándolo hacia la boquilla hasta escuchar un chasquido.

Limpiar muy bien y lubricar con grasa silicón las boquillas tipo pozo y boquillas tipo inserto, se podrá instalar con el torquímetro adecuado. De no contar con este se podrá atornillar con las manos teniendo cuidado de que entre derecho. Si entrara trasroscado no se debe forzar, es necesario sacarlo y volverlo a introducir hasta que embone perfectamente, evitando con ello que se dañen las cuerdas de la rosca.

Antes de conectar el codo de 200 A por primera vez, estando el transformador y el cable desenergizados, se debe limpiar y lubricar tanto la boquilla inserto como el interior del codo, y conectarlos verificando que el codo avance totalmente en el inserto.

La puesta a tierra de los accesorios premoldeados, así como el adaptador de tierras se hará con THW calibre 10, contactando con la superficie en una longitud para que permita que el codo sea conectado y desconectado con plena libertad.

Deben de conectarse los codos del lado fuente en las terminales HA y los codos del lado carga a las terminales HB, para facilitar la identificación durante la operación, independientemente de la placa de identificación.



**Figura No. 3.1 Juego de boquilla tipo pozo, boquilla tipo inserto y conector tipo codo**



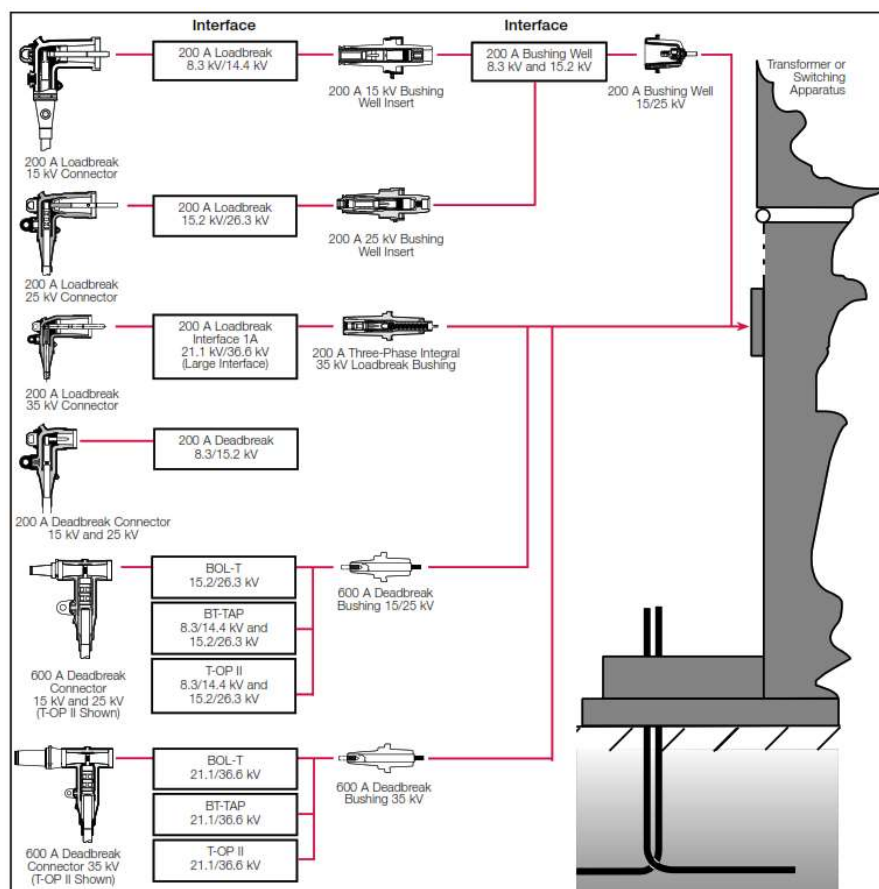
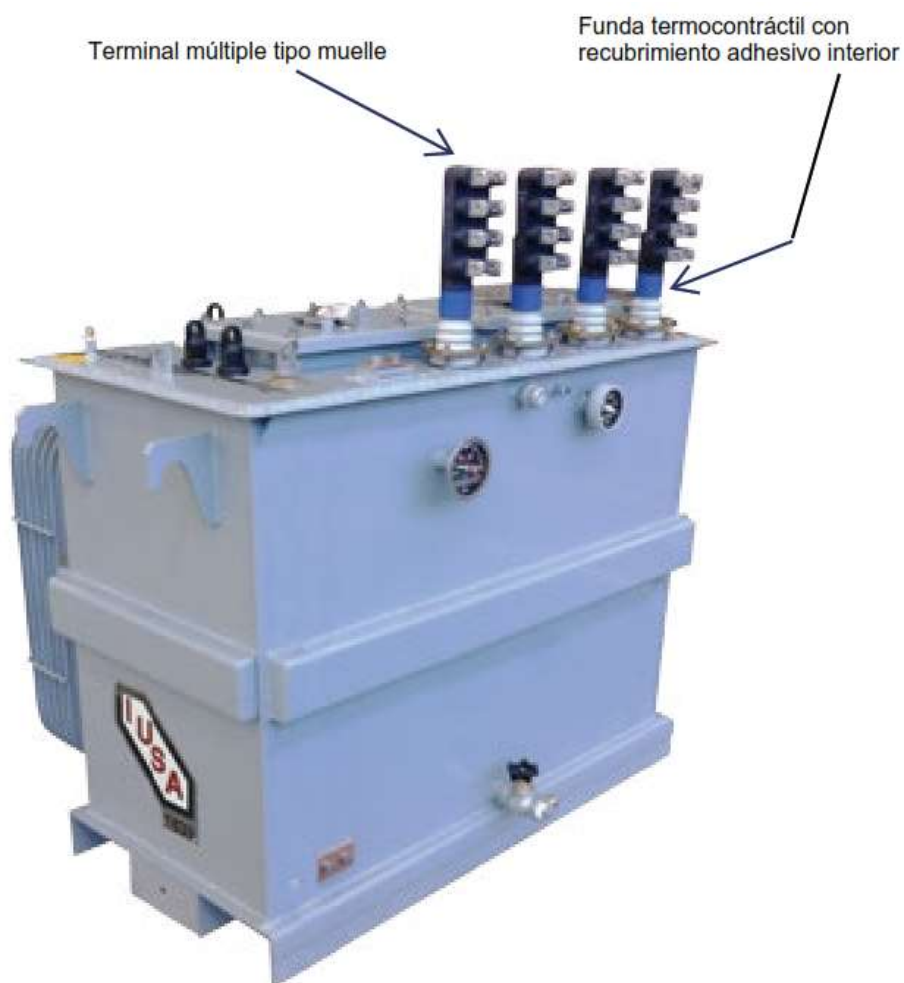


Figura No. 3.2 Guía maestra de interfases según norma IEEE 386 de 2006. Cooper Power systems.

### 3.3 CONEXIONES DE B.T.

El transformador tipo sumergible tiene la posibilidad de operar en condiciones de inundación temporal y está preparado para ello, ya que durante su operación normal estará instalado en una cámara subterránea. Por esta razón, su conexión en baja tensión se debe hacer con conectores de múltiples salidas, tipo muelle, **figura 3.3**, aislados, herméticos, removibles y roscados a las boquillas (bushings) de baja tensión que permitan su operación continua estando completamente sumergidos en agua.



**Figura No. 3.3 Transformador con conectores múltiples tipo muelle.**

Estos conectores requieren un tratamiento adicional al momento de ser instalados en campo, de tal forma que se asegure que no quedará expuesta ninguna parte energizada al momento de la inundación. Para ello será necesario atender lo siguiente:

1. Sellar la unión de conector-boquilla con manga termocontráctil con recubrimiento adhesivo interior, como se muestra en la figura 3.4.
2. Sellar las uniones con manga termocontráctil, entre el conductor de baja tensión y el conector múltiple tipo muelle como se muestra en la Figura 3.5.

Las puntas deben ser lo suficientemente largas para permitir su expansión y contracción. Es importante verificar que las conexiones queden bien apretadas para evitar que se generen puntos calientes, o que por efectos de las vibraciones propias del transformador las terminales puedan desconectarse del mismo con repercusiones peligrosas. Por otro lado, se deberá cuidar que el peso y alineación de los cables no genere mayores esfuerzos a la boquilla. De no ser así puede quebrarse o generar fugas.



**Figura No. 3.4 Sellamiento de la unión de conector tipo muelle a la boquilla del transformador, con manga termocontráctil**



**Figura No. 3.5 Sellamiento de la unión entre el cable de baja tensión y el conector tipo muelle con manga termocontráctil**

Los conectores a montar en el transformador serán de aluminio con un recubrimiento aislante y en cada terminal de salida (circuito) y deben llevar un protector desmontable de material aislante, **figuras 3.6 y 3.7**. Los materiales aislantes deben cumplir con los requisitos eléctricos y de resistencia a los ambientes húmedos necesarios para la correcta operación del aparato.



**Figura No. 3.6 Conector múltiple tipo muelle para transformador monofásico**



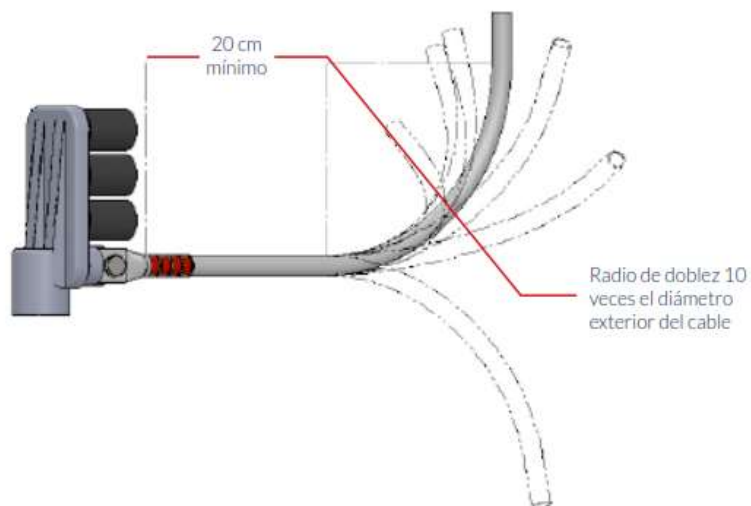
**Figura No. 3.7 Conector múltiple tipo muelle para transformador trifásico**

La conexión de las salidas en los conectores múltiples de doble columna de salidas se debe hacer alternadamente como muestra la figura 3.8.



**Figura No. 3.8 Componentes y orden de conexión de salidas de un conector tipo muelle de doble columna**

Las conexiones se deben hacer evitando que el peso y la tensión mecánica de los cable causen esfuerzos que dañen las boquillas de baja tensión del transformador. Es importante dejar una holgura en los cables, como se muestra en la **figura 3.9**.



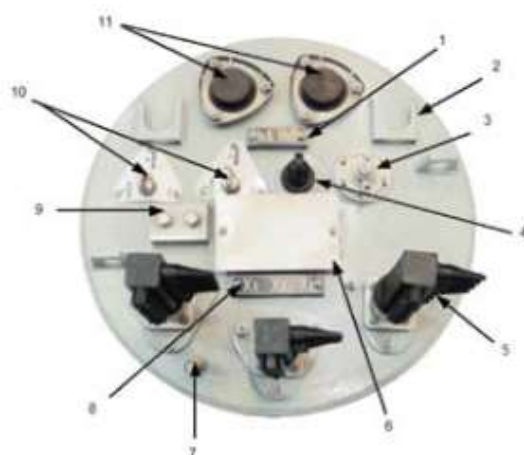
**Figura No. 3.9 Instalación de cable al terminal múltiple para evitar daños a la boquilla de baja tensión del transformador**

### 3.4 TRANSFORMADOR

El Transformador será de tipo ocasionalmente sumergible, con todos los bujes de conexión en la tapa superior. Deben estar capacitados para soportar hasta 24 horas sumergidos en agua, incluyendo las conexiones de los cables, fusibles internos y todos los accesorios externos.



**Figura No. 3.10 Transformador monofásico ocasionalmente sumergible con conectores múltiples aislados**



1. Identificador de boquillas de A.T.
2. Soporte para codos
3. Cambiador de derivaciones
4. Portafusible tipo bayoneta
5. Boquilla de BT con conector tipo muelle
6. Placa de características
7. Válvula de sobrepresión
8. Identificación de boquillas de B.T.
9. Placa de tierra
10. Seccionadores
11. Boquillas de A.T.

**Figura No. 3.11 Tapa de transformador monofásico ocasionalmente sumergible**



**Figura No. 3.12 Tapa de transformador trifásico ocasionalmente sumergible**



**Figura No. 3.13 Tapa de transformador trifásico ocasionalmente sumergible**

### 3.5 SECCIONAMIENTO

Los seccionadores de maniobra deben ser aptos para ser instaladas debajo del terreno natural en zonas de utilidad pública previstas para la ubicación de infraestructura de servicios públicos domiciliarios, expuestos a inundaciones, grado de protección IP67.

Deben cumplir con las especificaciones técnicas de CELSIA.

### 3.6 PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra consistirá en una malla de tierra que se calculará de acuerdo con lo especificado en el documento de Memorias del Proyecto Tipo Centro de Transformación Tipo Subterránea.

Las condiciones de los circuitos de puesta a tierra son:

- a) En ninguno de los circuitos de puesta a tierra se colocarán elementos de seccionamiento.
- b) Cada circuito de puesta a tierra llevará un borne para la medida de la resistencia de tierra, situado en un punto fácilmente accesible.
- c) Los circuitos de tierra se establecerán de manera que se eviten los deterioros debidos a acciones mecánicas, químicas o de otra índole.
- d) La conexión del conductor de tierra con la toma de tierra se efectuará de manera que no haya peligro de aflojarse o soltarse.
- e) Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea continua en la que no podrán incluirse en serie las masas del CT. Siempre la conexión de las masas se efectuará por derivación.
- f) Los conductores de tierra enterrados serán de cobre.
- g) Se utilizarán uniones de soldadura exotérmica o conectores certificados para enterramiento directo con el fin de asegurar la instalación de la malla.
- h) Para acometidas con cables subterráneos provistos de cubierta metálica que hace las veces de neutro, se asegurará la continuidad de ésta. La cubierta metálica se unirá al circuito de puesta a tierra.
- i) La continuidad eléctrica entre un punto cualquiera de la masa y el conductor de puesta a tierra, en el punto de penetración en el suelo, satisfará la condición de que la resistencia eléctrica correspondiente sea inferior a 0,4 ohmios.

La puesta a tierra será única y a ella se unirán:

- Neutro del transformador.



- Todas las partes metálicas del CT
- Pantalla metálica de los conductores subterráneos MT
- DPS

### **3.7 EQUIPO DE MEDIDA**

El equipo de medida para cargas mayores de 150 kVA se instalará de acuerdo a la Norma de Mediciones y Acometidas **CELSIA**.

La medida podrá ser de dos o tres elementos y consta de los siguientes equipos:

- Transformadores de corriente TC's
- Transformadores de potencial TP's.
- 1 Medidor electrónico con modem
- Bloque de pruebas

## **4 MATERIALES**

### **4.1 RECONOCIMIENTO Y ADMISIÓN DE MATERIALES**

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

Se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra aunque no estén indicados en este Pliego de Condiciones.

### **4.2 HERRAJES**

Los herrajes que sirvan de sujeción a los elementos y aparatos del CT, estarán constituidos por perfiles de acero inoxidable. Su forma, dimensiones, modo de sujeción, etc., se determinarán en función de los esfuerzos a los que deban estar sometidos.

### **4.3 CONDUCTORES**

El tipo de sección y aislamiento de los cables será el indicado en el documento de Especificaciones Técnicas de Materiales.

## 5 RECEPCIÓN EN OBRA

Antes de energizar y de la puesta en servicio el contratista deberá presentar ante **CELSIA** la respectiva certificación de RETIE emitida por un ente acreditado. Adicionalmente, se deberán entregar los protocolos originales de prueba del transformador con fecha de emisión menor de 6 meses.

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

El director de obra contestará por escrito al contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.

En la recepción de la instalación se incluirán los siguientes conceptos:

### 5.1 REVISION VISUAL

El transformador debe cumplir la siguiente prueba visual:

- Fuga de aceite : No tiene
- Cuba de transformador : No deformada
- Codos de MT : Sin perforación. – hermético
- Aterrizamiento de neutro : Conectado
- Aterrizamiento de transformador : Conectado
- Aterrizamiento pantalla de cables M. T : Conectado

Los siguientes datos del protocolo del transformador deben coincidir con la placa característica de éste:

- No. De serie
- Capacidad
- Tensión primaria
- Tensión secundaria
- No. De fases
- Conexión

## 5.2 PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

El objetivo es verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador están dentro de la tolerancia de medición.

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o % de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los tap's y para todo el devanado.

El criterio de aprobación es:

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de  $\pm 0.5\%$  en todas sus derivaciones.

## 5.3 PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

El objetivo es verificar que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la adecuada conexión entre sus devanados y tierra para avalar un buen diseño del producto y que no exista defectos en el mismo.

El método de prueba de la resistencia de aislamiento de un transformador es el de medición directa con el instrumento de medición (Megger).

## **6 ANEXO 1. MANEJO Y TRANSPORTE DE MATERIALES**

## **6.1 TRANSFORMADOR**

### **6.1.1 MANEJO**

El transformador nunca se debe levantar o mover sujetándolo por los terminales de media y baja tensión o cualquier otro accesorio que no sea las orejas para izar el transformador, debido a que son piezas altamente frágiles.

La base de madera sobre la cual se despacha el transformador puede utilizarse para moverlo con montacargas. Es recomendable conservar el transformador en ella hasta el sitio donde será instalado, ya que le brinda mayor protección.

Por ningún motivo permita que el transformador sea directamente arrastrado sobre el piso ya que la caja podría sufrir deformaciones o la pintura podría deteriorarse dando lugar a la corrosión de la lámina.

Se debe tener mucho cuidado en no golpear el transformador ya que puede ocasionar daños internos en las parte activa de éste.

Por ninguna razón haga palanca apoyándose de la caja para intentar deslizarlo o levantarlo ya que esta estructura no está diseñada para ser sometidas a este tipo de esfuerzos y pueden presentarse fugas de aceite o deformaciones.

### **6.1.2 ALMACENAMIENTO**

El transformador, si no va a ser puesto en servicio inmediatamente, debe ser almacenado teniendo en cuenta las recomendaciones siguientes:

- El lugar de almacenaje deberá estar limpio y seco y si es posible sin grandes cambios de temperatura, dejando el transformador en un lugar resguardado con objeto de que no sufra daño alguno.
- No se presionará sobre los elementos de refrigeración, ni sobre los pasatapas y se evitará dañar la pintura.
- Los accesorios que acompañan al transformador se almacenarán en el interior, protegiéndolos del polvo, de la humedad y de otras condiciones.
- Los transformadores no deben ser colocados uno encima del otro a no ser que se encuentren totalmente enguacaladas y deben almacenarse en un cimiento sólido y nivelado.

## **6.2 SECCIONADOR**

### **6.2.1 MANEJO**

Cada seccionador deberá entregarse dentro de una estructura de madera de forma tal que el material resista sin daño alguno las solicitudes a las que será sometido durante su transporte o movimiento. Estas estructuras deberán confeccionarse de forma tal que no se desarmen o deformen por las solicitudes mencionadas y que permitan el apilamiento de tres estructuras conteniendo el respectivo material.

Las instrucciones de operación y mantenimiento deberán acompañar a cada seccionador dentro de su embalaje y deberán estar debidamente resguardadas de ser dañadas por la humedad o extraviadas en los transportes.

## **7 ANEXO 2. HERRAMIENTAS Y TECNICAS DE INSTALACION**

## 7.1 TRANSFORMADOR SUMERGIBLE

El transformador se conectará siguiendo la siguiente secuencia:

- Ubicación del transformador.
- Conectar todos los puntos a tierra.
- Realizar las conexiones de baja tensión.
- Finalmente, las conexiones de media tensión.

El transformador debe ser almacenado en posición vertical y permanecer esencialmente en esa posición todo el tiempo, tanto cuando es transportado como durante su instalación.

### 7.1.1 UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR

La única estructura necesaria para la instalación del transformador sumergible es una cámara de concreto, para alojarlo. El transformador de tendrá sus soportes para facilitar la maniobra dentro de la cámara del transformador.

Levante el transformador, utilizando sus orejas de izaje. Nunca mueva o trate de levantar al transformador utilizando las cabezas de los radiadores, los compartimentos de alta y baja tensión, u otros accesorios.

Evitar una inclinación mayor a 2 grados, ya que es posible modificar el nivel de aceite para los dispositivos de seguridad.

No olvide eliminar cualquier suciedad o agente extraño que se haya adherido a sus conexiones o boquillas, recuerde seguir paso a paso las recomendaciones dadas por el fabricante de los conectores de alta tensión.

### 7.1.2 CONEXIÓN A TIERRA

Es necesario hacer una conexión a tierra firme, permanente y de una resistencia máxima de  $10 \Omega$  en el neutro de la acometida de baja tensión, esto en base en los valores máximos de acuerdo al RETIE.

De la borna del neutro del transformador se conectará un conductor, en el mismo calibre del conductor del neutro, hacia el sistema de puesta a tierra. El tanque o chasis del transformador se conectará también al sistema de puesta a tierra. A esta



tierra se deben conectar sólidamente todas las partes metálicas que no transporten corriente y estén descubiertas.

### **7.1.3 CONEXIÓN EN BAJA TENSION**

Realice y opere a los voltajes autorizados por los diagramas y la información dada en la placa de características del transformador.

Opere el Cambiador de derivaciones solamente cuando el transformador este desenergizada, de otra forma, podría causar serios daños al personal o dañar el transformador.

Asegurar que todas las terminales estén aisladas o evite contacto accidental.

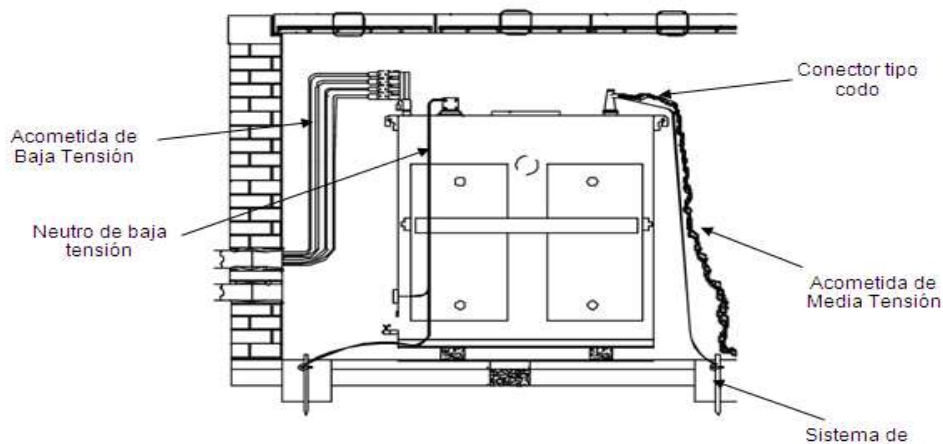
Cuando un Transformador está diseñado especialmente para utilizarlo en un sistema que posee un neutro sólidamente aterrizado, asegúrese que la terminal del neutro sea permanente y sólidamente aterrizada sin resistencia.

Las conexiones se realizarán con los conectadores tipo codo de 200 A

Las conexiones flojas o inadecuadas pueden producir calentamientos en el transformador o pérdidas eléctricas en la red.

### **7.1.4 CONEXIÓN EN MEDIA TENSION**

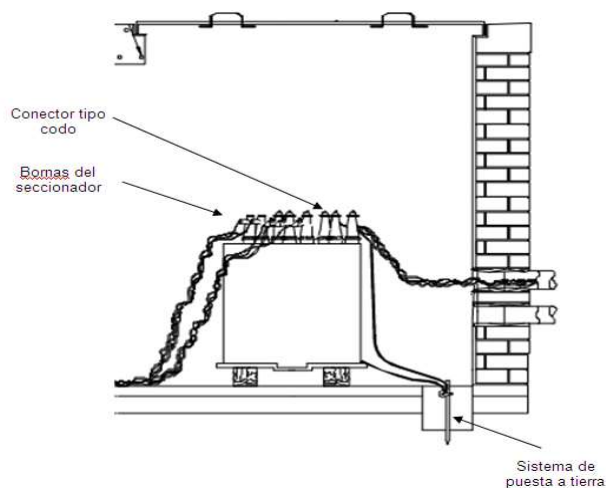
- Verificar que la selección del fusible es la adecuada, que cumple con todas especificaciones mínimas para proteger el equipo.
- Verificar que el descargador de sobretensión es el adecuado para la protección del transformador.
- Conectar los descargadores tipo codo.
- Después de tener la red ya unida con los dispositivos de seguridad, proceda a energizar del seccionador principal del circuito.



**Figura No. 7.1 Transformador conectado**

## 7.2 SECCIONADOR SUMERGIBLE

Los seccionadores deben ser aptos para ser instalados debajo del terreno natural en zonas de utilidad pública previstas para la ubicación de infraestructura de servicios públicos domiciliarios, expuestos a inundaciones su grado de protección debe ser IP67. Las conexiones y los mecanismos de operación e indicación de apertura ó cierre deben estar localizados en la parte superior del tanque, el seccionador se bajará a la cámara con cadenas soportadas de las orejas de izaje.



**Figura No. 7.2 Seccionador conectado**

## **8 ANEXO 3. CONEXIONES MT Y BT**

## 8.1 CONECTADORES TIPO CODO MT

Se recomienda el uso de herramientas apropiadas para el corte y manejo del cable (disponibles de varios fabricantes) para la instalación de los codos de operación con carga.

- Para la instalación de los conectores tipo codo se debe limpiar el conductor y retirar las partes semiconductoras.
- Se poncha el conector.
- Aplique una capa delgada de lubricante de silicona sobre el aislamiento del cable y sobre la entrada del codo,
- Sitúe el codo en el cable y con un giro suave empujelo sobre el cable hasta que el extremo del conector toque la pared del codo (Ver fig. 8.1).

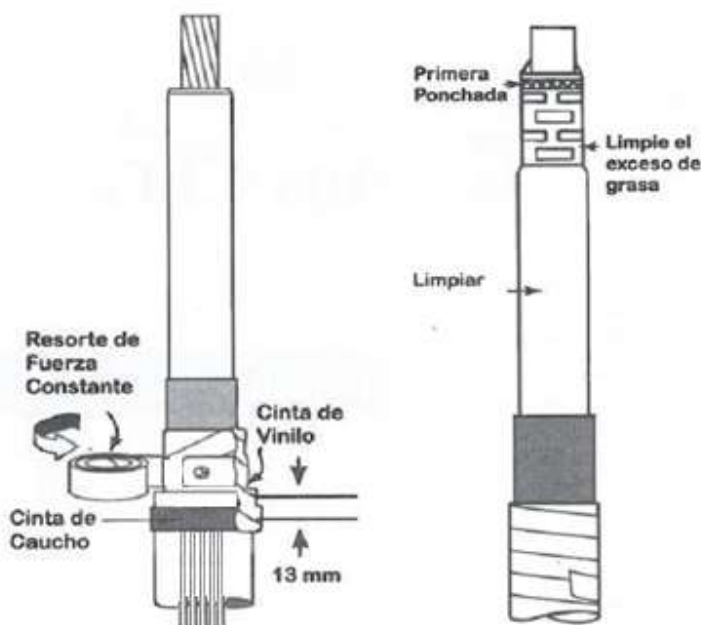
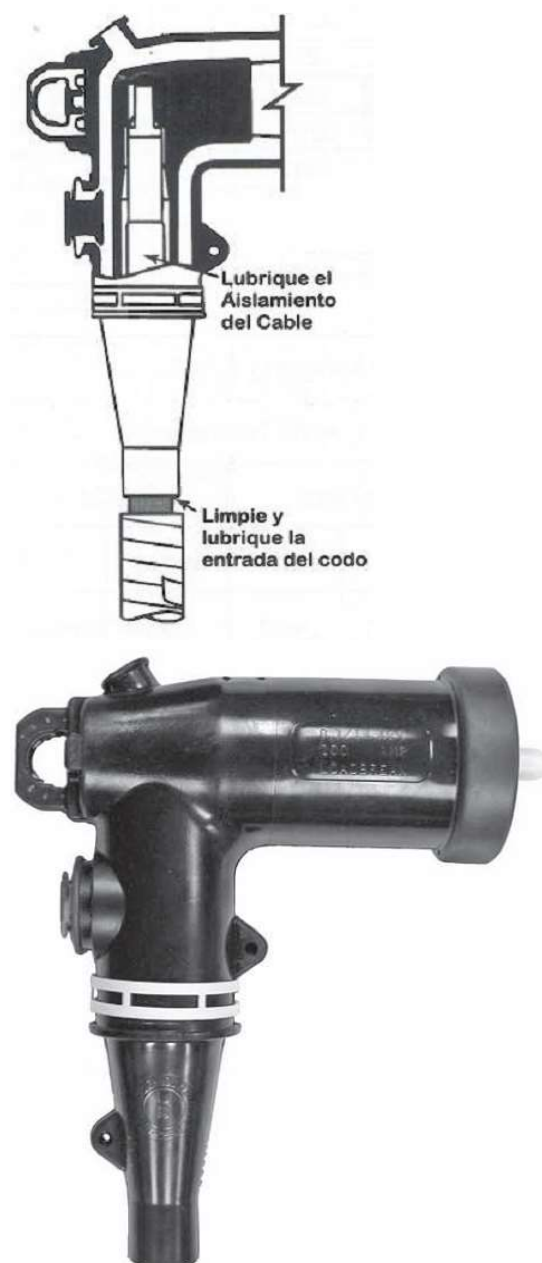


Figura No. 8.1 Situación, giro y empuje del codo

- Rosque el electrodo en el conector con la herramienta adecuada.
- Se aplican dos capas de cintas de caucho desde 13 mm sobre el codo y hasta 51 mm después del borde de la chaqueta hasta la cinta de marca de pantalla de hilos.

- Se aplican dos capas de cinta de vinilo cubriendo completamente las cintas aplicadas (Ver fig. 8.2).



**Figura No. 8.2 Aplicación de 2 capas de vinilo cubriendo completamente las cintas**

## 8.2 DESCARGADORES DE SOBRETENSION TIPO CODO MT

Los descargadores pueden ser instalados o retirados de los bujes energizados con una pértiga, no se requieren herramientas especiales, una vez se ha instalado el pararrayos en los bujes de media tensión del transformador el cable se aterriza a la malla de tierra.



**Figura No. 0.3 Descargadores de sobretensión tipo codo MT**

## 8.3 CONEXIÓN BT

Las conexiones de baja tensión se realizarán de acuerdo con el numeral 3.3 de este documento.

## **9 ANEXO 4. PUESTA DE TIERRA**

## 9.1 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

### 9.1.1 MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD APARENTE DEL SUELO

El perfil de la resistividad del suelo determinará el valor de la resistencia a tierra y la profundidad de la malla de tierra. La medición de la resistividad del suelo se realiza con un telurómetro o Megger de tierras o telurómetro de cuatro terminales.

Se debe tener cuidado cuando se hace la medición de resistividad con los telurómetros para evitar se midan voltajes y corrientes que no se deban al aparato, es decir si la medición se realiza cerca de subestaciones o de una líneas en servicio sistemas van a inducir corrientes por el suelo debido a los campos electromagnéticos de 60 Hz y darán una lectura errónea.

Como la medición obtenida es puntual, se deben hacer mediciones en un sentido, en otro a 90 grados del primero. En la medición de resistividad de un terreno, es común encontrar valores muy dispares, causados por la geología del terreno, por lo que es una práctica común de una tabla con lecturas, el eliminar los valores que estén 50% arriba o abajo del promedio aritmético de todos los valores medidos.



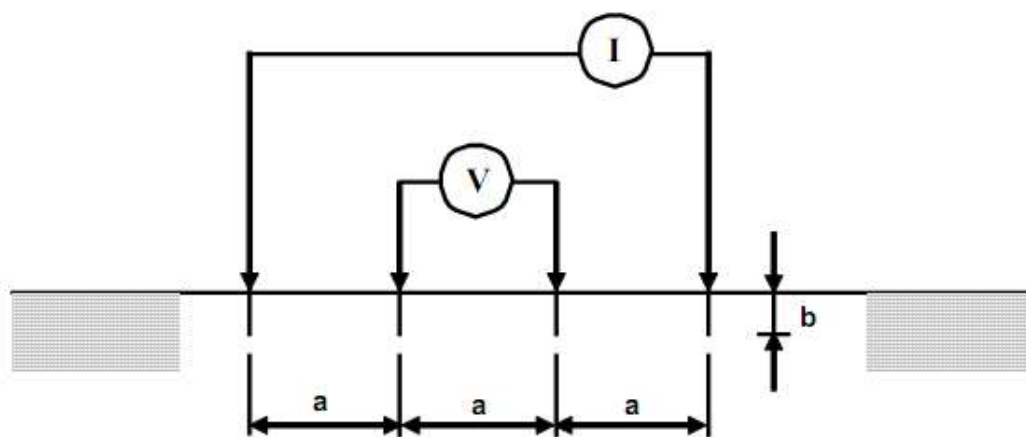
**Figura No. 9.1 Telurómetro**

Existen diversas técnicas para medir la resistividad aparente del terreno, pero el método más adecuado y preciso es el de tetraelectródico de Wenner, dicho método obtiene la resistividad del suelo para capas profundas sin enterrar los electrodos a dichas profundidades.



Con objeto de medir la resistividad del suelo se hace necesario insertar los 4 electrodos en el suelo. Los cuatro electrodos se colocan en línea recta y a una misma profundidad de penetración, las mediciones de resistividad dependerán de la distancia entre electrodos y de la resistividad del terreno, y por el contrario no dependen en forma apreciable del tamaño y del material de los electrodos, aunque sí dependen de la clase de contacto que se haga con la tierra.

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos C1 y C2 mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos P1 y P2. Estos electrodos están enterrados en línea recta y a igual separación entre ellos. La relación  $V/I$  es conocida como la resistencia aparente. La resistividad aparente del terreno es una función de esta resistencia y de la geometría del electrodo. En la siguiente figura se expone la disposición del montaje para su medición. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.



**Figura No. 9.2 Método de medición de resistividad aparente**

La expresión para el cálculo de la resistividad está dada por:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)}$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad aparente del suelo ( $\Omega$ -m)

$a$  = Distancia entre electrodos adyacentes (m)

$b$  = Profundidad de enterramiento de los electrodos (m)

$R$  = Resistencia eléctrica medida calculada como  $V/I$  ( $\Omega$ )

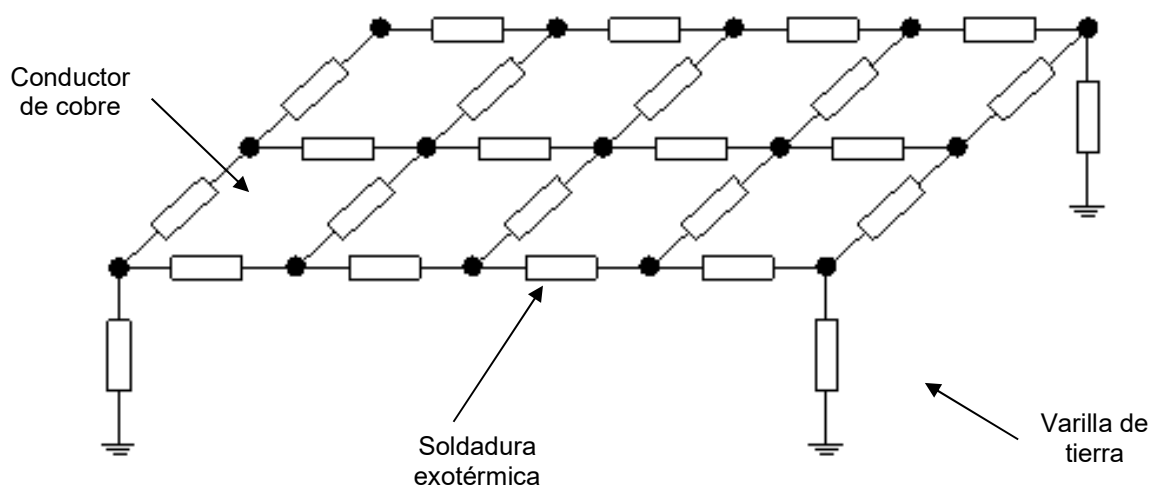
Cuando  $b$  es muy pequeño comparado con  $a$ , se tiene la siguiente expresión:

$$\rho = 2\pi aR$$

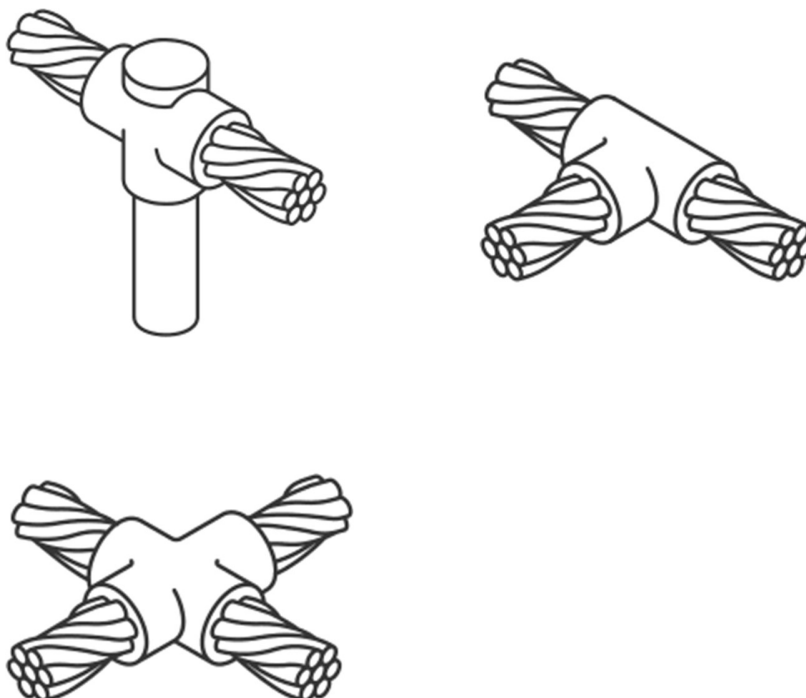
### 9.1.2 INSTALACION

Al sistema de puesta a tierra se conectarán los siguientes elementos:

- La borna del neutro del transformador, se conectará un conductor en el mismo calibre del conductor del neutro, hacia el sistema de puesta a tierra.
- El tanque o chasis del transformador.
- Todas las partes metálicas que no transporten corriente y estén descubiertas.
- El número de varillas dependerá de la resistividad del terreno y de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
- El tipo de configuración del sistema de puesta a tierra será definido por el área, resistividad del terreno y el valor de resistencia mínimo a cumplir.
- Las conexiones de puesta a tierra se harán con soldadura exotérmica.



**Figura No. 9.3 Malla de tierra**

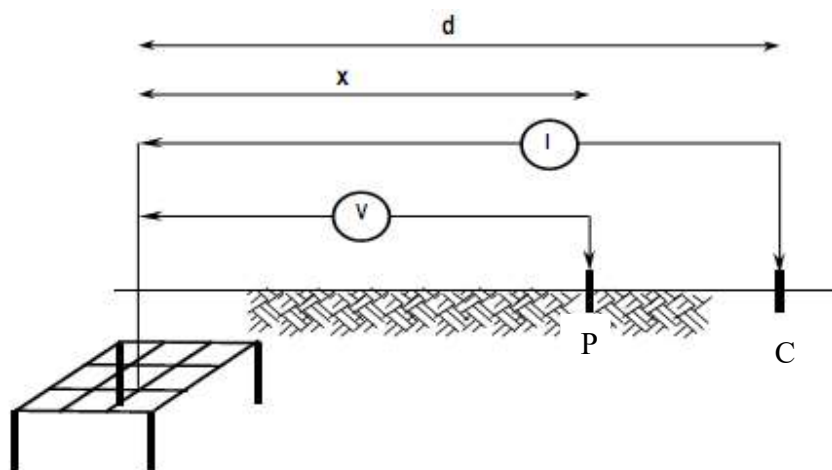


**Figura No. 9.4 conexión soldadura exotérmica para mallas de tierra**

### 9.1.3 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra según RETIE para los sistemas de distribución debe ser de máximo  $10\Omega$ , en algunos casos donde la resistividad del suelo es muy alta y no se pueda lograr la resistencia máxima permitida por el RETIE se procederá a mejorar las condiciones del terreno mediante productos químicos.

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en marcha de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar la técnica de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la siguiente Figura 9.5.



**Figura No. 9.5 Método de medición de resistencia de puesta a tierra**

- d: Distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6.5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).
- X: Distancia del electrodo auxiliar de tensión.
- $R_{PT}$  : Resistencia de puesta a tierra en ohmios ( $\Omega$ ) calculada como  $V/I$

Este método consiste en pasar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir y un electrodo de corriente auxiliar punto (C) y medir la tensión entre la puesta a tierra bajo prueba y un electrodo de potencial auxiliar (P). Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente se coloca generalmente a una distancia como mínimo de 6.5 veces superior a la dimensión más grande de la puesta a tierra bajo estudio.

El electrodo de potencial debe ser colocado en la misma dirección del electrodo de corriente, pero también puede ser colocado en la dirección opuesta. Para medir una resistencia exacta la distancia "d" para el electrodo auxiliar de potencial debe estar al 61.8% de la distancia del electrodo auxiliar de corriente para un suelo de resistividad homogénea.

## 10 ANEXO 5. NORMAS DE REFERENCIA

Norma	Fecha	Título
RETIE	2013	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
NTC 4406	2004	Transformadores trifásicos de distribución tipo ocasionalmente sumergibles, de potencia menor o igual a 2.500 kVA con alta tensión menor o igual que 34.500 V y baja tensión menor o igual que 480 V.
NTC 3582	1994	Electrotecnia. Guía para la puesta a tierra de transformadores con tensión de serie de 15 kV.
ANSI C57.12.00	2000	IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers
IEEE Std 80-2000	2000	Guide for safety in AC substation grounding
IEEE 60071-2	1996	IEEE Standard Insulation coordination
IEEE 386	1995	IEEE Standard for Separable Insulated Connector Systems for Power Distribution Systems Above 600 V.
CEI 298	1995	A paramenta bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 KV e inferiores o iguales a 52 KV.

**Figura No. 10.1 Normas de referencia**

En todo lo que no esté expresamente indicado en estas especificaciones, rige lo establecido en las normas ANSI y ASTM correspondientes.