



La fuerza que transforma

Manual

Proyecto tipo: Centros De Transformación Tipo Poste

Código: **DE.MA.022**

Edición: **01**

Fecha de aprobación: 07/01/2022

Elaborador(es):

ING. JUAN DE DIOS SUAREZ FORERO
Normativas Técnicas

ING. ALBERTO GIRALDO OCAMPO
Normativas Técnicas

Revisor(es):

ING. RAÚL LOBO GUARDIOLA
Normativas Técnicas e Investigación & Desarrollo.

ING. JAVIER MELGAREJO CALDERÓN
Gerencia Gestión Normativa y BDA.

Aprobador(es):

ING. CESAR MONTOYA ROMÁN
Gerencia técnica

ING. SANTIAGO POSSO MARMOLEJO
Gestión de Red.

INDICE DOCUMENTOS

Documento N° 0: **INDICE**

Documento N° 1: **GENERALIDADES**

DOCUMENTO N° 1 GENERALIDADES

GENERALIDADES

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
2. OBJETO	3
3. REGLAMENTACIÓN	3
4. CAMPO DE APLICACION	3
5. CARACTERISTICAS PARTICULARES	4
5.1 MEMORIA	4
5.2. DISEÑO Y CALCULO JUSTIFICATIVO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	4
5.3. PLANOS	4
5.4 PRESUPUESTO	4

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento constituye el PROYECTO TIPO AIR-E DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TIPO POSTE

2. OBJETO

El objeto del presente proyecto es establecer y justificar las condiciones comunes que debe cumplir cualquier obra que corresponda al tipo de instalación definido en el mismo, sin más que aportar en cada proyecto concreto que las particularidades específicas del mismo, tales como plano de situación, potencia, cálculo de tierras y presupuesto.

Por otra parte, el presente documento servirá de base genérica para la tramitación oficial de cada obra, así como norma particular de la empresa para la realización de las instalaciones por parte de terceros.

NOTA: En lo sucesivo, en este documento, al Centro de Transformación se le denominará por las siglas CT.

3. REGLAMENTACIÓN

La reglamentación y documentos técnicos de referencia consisten en el marco normativo e información técnica que se ha utilizado para la elaboración del presente documento del Proyecto Tipo. En el numeral 12, se presenta en detalle las referencias normativas; a continuación, se hace un resumen de las normas nacionales e internacionales utilizadas:

Normas y reglamentos nacionales

- ICONTEC. (2013). Prefabricados en concreto. Postes de concreto para líneas de energía eléctrica y telecomunicaciones (NTC 1329). <https://www.icontec.org/>
- Norma Técnica Colombiana NTC 2050.
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.
- Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP.
- Comité AIS 100. (2010). Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente NSR-10. Asociación Colombiana de Ingeniería Sísmica.

Normas y reglamentos internacionales

- ACI Committee 318. (2019). 318-19: Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary.
- ASCE. (2016). Minimum Design Loads and Associated Criteria for Buildings and Other Structures (ASCE/SEI 7-16). American Society of Civil Engineers.
- National Electrical Safety Code (NESC) - Estados Unidos. Edición 2017.
- Norma IEEE 80 – 2000. Sistemas de Puesta Tierra.
- International Electrotechnical Commission, 2017. IEC 60826: Design criteria of overhead transmission lines. Geneva, Switzerland: IEC.
- CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDES RÉSEAUX ELECTRIQUES (CIGRÉ) – WG 22.06 Technical Brochure 178: Probabilistic Design of Overhead Transmission Lines

- 2001.
- CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDES RÉSEAUX ELECTRIQUES (CIGRÉ) – TF B2.11.04 Technical Brochure 273: Overhead Conductor Safe Design Tension with respect to Aeolian Vibrations – 2005.

Además, como documentación complementaria se han consultado los siguientes, entre otros:

- Criterios de Arquitectura de Red - Área Caribe.
- Decreto 0283 del Ministerio de Minas y Energía del 30 enero de 1.990
- Norma NTC 1914. Dibujo Técnico. Rotulado de planos
- Hardy, C., Krispin, H., Leblond, A., Rawlins, C., Papailiou, K., Cloutier, L., & Dulhunty, P. (2005). Overhead conductor safe design tension with respect to aeolian vibrations (Issue June).
- Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Trentmann, J., & Cremer, R. (2015). Digging the METEOSAT treasure-3 decades of solar surface radiation. Remote Sensing, 7(6), 8067–8101. <https://doi.org/10.3390/rs70608067>
- Rienecker, M. M., Suarez, M. J., Gelaro, R., Todling, R., Bacmeister, J., Liu, E., Bosilovich, M. G., Schubert, S. D., Takacs, L., Kim, G. K., Bloom, S., Chen, J., Collins, D., Conaty, A., Da Silva, A., Gu, W., Joiner, J., Koster, R. D., Lucchesi, R., ... Woollen, J. (2011). MERRA: NASA's modern-era retrospective analysis for research and applications. Journal of Climate, 24(14), 3624–3648. <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-11-00015.1>.
- Kiessling, F., Nefzger, P., Nolasco, J. F., Kaintzyk, U., Overhead Power Lines Planning, Designing and Construction (Springer, Berlin, 2003), pp. 565–570.
- Seiler, P. S. (2013). Hendrix Covered Conductor Manual. Albany, Australia.
- LESKINEN, T., & LOVRENČIĆ, V. (2004). B2-207-Finnish and Slovene Experience of Covered conductors Overhead Lines.

4. CAMPO DE APLICACION

El presente Proyecto Tipo se aplicará en el diseño, cálculo y construcción de los CT sobre apoyos de hormigón u otros, con alimentación aérea y empleando conductores desnudos o forrados

5. CARACTERISTICAS PARTICULARES

Cada proyecto concreto diseñado según el presente Proyecto Tipo deberá aportar los siguientes documentos característicos del mismo.

5.1. MEMORIA

En ella se justifica la finalidad del Centro de Transformación tipo Poste sin neutro, razonando su necesidad o conveniencia. A continuación, se indicará la localización de forma que pueda identificarse con facilidad, (dirección, barrio, vereda, etc.). Se indicará, asimismo la zona y área de emplazamiento del CT en cuanto a velocidades de viento y niveles de contaminación.

Se identificará el punto y la línea aérea a la que se conecta, las características del transformador de potencia, apoyo, dispositivos de maniobra en media tensión, protección contra sobretensiones, sistema de puesta a tierra y medidas adicionales de seguridad.

El alcance y memorias de cálculo requeridas, dependerá de la complejidad del proyecto acorde a los requisitos establecidos por el reglamento RETIE, para mayor detalle ver anexo C1 Proyecto específico.

5.2. DISEÑO Y CALCULO JUSTIFICATIVO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se comprobará que los valores de la puesta a tierra en el punto de instalación del CT aseguran un valor de las tensiones de paso y de contacto por debajo de los máximos admisibles establecidos en el RETIE y la IEEE-80, para la intensidad máxima de falla a tierra presente en el citado punto.

En este documento se determinan los valores de las distintas variables que intervienen en el sistema de puesta a tierra, justificando su validez.

5.3. PLANOS

En este documento se incluirá un plano de situación a escala 1:50.000, 1:25.000 ó 1:10.000 para que el emplazamiento del CT sea perfectamente localizable.

El plano de planta será realizado en escala 1/1000, 1/2000 o 1/500 según la necesidad y en el formato que sea más adecuado.

5.4. PRESUPUESTO

El presupuesto de ejecución material se obtendrá, especificando la cantidad de cada una de las distintas Unidades Constructivas y sus correspondientes precios unitarios.

DOCUMENTO N° 2 MEMORIA

ÍNDICE

1.	OBJETO.....	11
2.	GLOSARIO DE TÉRMINOS	11
3.	ELEMENTOS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN AÉREOS	13
3.1.	TRANSFORMADOR	13
3.2.	ESTRUCTURA DE CT.....	13
3.2.1.	Herrajes	14
3.2.2.	Dispositivos de Protección y/o Maniobra	14
3.2.3.	Codificación de estructuras de CT	15
3.3.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	17
3.3.1.	Generalidades	17
3.3.2.	Conductor a tierra.....	17
3.3.3.	Electrodo de Puesta a Tierra.....	18
3.4.	CONEXIONADO	18
3.4.1.	Conexionado de media tensión	18
3.4.2.	Conexionado de baja tensión.....	19
4.	DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.....	20
4.1.	DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE PARTES ENERGIZADAS Y CONSTRUCCIONES.....	21
4.2.	BOSQUES, ÁRBOLES Y MASAS DE ARBOLADO	22
5.	CONDICIONES DE INSTALACIÓN	23
5.1.	UBICACIÓN Y ACCESOS	23
5.2.	SEÑALIZACIÓN	23
6.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	24
6.1.	INTENSIDADES NOMINALES	24
6.1.1.	Intensidad nominal en MT.....	24
6.1.2.	Intensidad nominal en BT	24
6.2.	SELECCIÓN DEL FUSIBLE DE MT.....	25
6.3.	SELECCIÓN DEL CALIBRE DEL BAJANTE DE BAJA TENSIÓN.....	26
6.4.	CALCULO DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	27
7.	CÁLCULOS DE PUESTA A TIERRA (PAT)	28
7.1.	SELECCIÓN DEL CONDUCTOR A TIERRA	28
7.2.	SELECCIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA	28
7.3.	EJECUCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA	30
8.	CÁLCULOS MECÁNICOS.....	31
9.	CRITERIOS DE DISEÑO	33
10.	CRITERIOS CONSTRUCTIVOS.....	34
11.	ANEXOS.....	35
12.	NORMAS	36

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Utilización de Abrazaderas para CT.....	14
Tabla 2 - Características Generales de los conductores a tierra	18
Tabla 3 - Características Generales de los electrodos de PAT.....	18
Tabla 4 - Características Generales de Conductores para Bajantes de BT	20
Tabla 5 - Distancia mínima de conductores o puntos	22
energizados al paso por diferentes zonas**	22
Tabla 6 - Intensidad nominal según transformador	25
Tabla 7 - Fusibles para transformadores convencionales.....	26
Tabla 8 - Selección de conductor bajante según potencia de transformador	27
Tabla 9 - Valores típicos de resistividad del terreno	29
Tabla 10 - Configuraciones PAT de acuerdo con Resistividad.....	29
Aparente del Terreno	29
Tabla 11 - Peso propio CT y carga horizontal EQUIVALENTE	32
por excentricidad del peso propio	32
Tabla 12 - Carga equivalente por viento sobre CT	33

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Salida sencilla de red BT	Figura 2 - Salida doble de red BT	16
Figura 3 - Distancias de seguridad en zonas de construcciones.....		21
Figura 4 - F*TEE.....		32

1. OBJETO

El objeto del presente documento memoria, es establecer las características técnicas que deben cumplir la instalación y montaje de los centros de transformación aéreos en el sistema eléctrico operado por AIR-E S.A.S. E.S.P. en Colombia.

2. GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACEITE MINERAL: Compuesto de hidrocarburos isoparafinicos, obtenidos mediante procesos de destilación y refinación, adquiriendo propiedades como medio aislante, refrigerante y estable ante procesos de oxidación.

ACEITE VEGETAL: Compuesto de aceites vegetales, es biodegradable y tiene alta resistencia de flameo y punto de ignición, por encima de los 320°C mejorando la capacidad de remoción de agua aumentando la vida útil del papel aislante.

ARMADO: Conjunto de materiales cuya función es sostener los conductores en el poste, definiendo la ubicación espacial de los mismos.

ASCE: American Society of Civil Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Civiles).

CANTON: Conjunto de vanos comprendidos entre dos postes con cadenas de amarre, donde se tiende y se regula el conductor.

CIGRE: International Council On Large Electric Systems (Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos).

CIMENTACIÓN: Obra civil cuya función es transmitir las cargas de los postes al suelo, distribuyéndolas de manera que no superen su presión admisible.

CARGABILIDAD: Limite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

CONDUCTOR NEUTRO: Conductor activo conectado intencionalmente al punto neutro de un transformador o instalación y que contribuye a cerrar un circuito de corriente

DPS (DISPOSITIVO DE PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES):

Dispositivo diseñado para limitar las sobretensiones transitorias y conducir las corrientes de impulso. Contiene al menos un elemento no lineal

EOLOVANO: Distancia para determinar la carga transversal debido a la acción del viento sobre los conductores. Se calcula como la semisuma de las longitudes de los vanos anterior y posterior.

GRAVIVANO: Distancia utilizada para determinar la carga vertical debido al peso propio del conductor. Se define como la distancia entre los vértices de las catenarias de dos vanos adyacentes.

HIPOTESIS DE CÁLCULO MECANICO: Conjunto de los casos climáticos más representativos a los que estaría expuesto el conductor de la línea. Corresponden a combinaciones de temperaturas y sobrecargas durante las cuales se espera que el conductor trabaje dentro de unos límites de tensión mecánica específicos.

ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

IEC/CEI: International Electrotechnical Commission
(Comisión Electrotécnica Internacional).

PROYECTO ESPECIFICO: Es un documento que hace parte del proyecto tipo. Establece un modelo para el diseño de una línea que regula: presentación de los cálculos eléctricos y mecánicos, presentación de planos, informe de cruzamientos y paso por zonas, presupuesto de obra, etc.

PUESTA A TIERRA: Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

RACIMO: Conjunto de transformadores y sus redes alimentadoras controlados y protegidos desde un solo punto mediante un juego de cortacircuitos fusibles.

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – Colombia. Fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.

SISTEMA ELECTRICO: Conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte, distribución y uso final de la energía eléctrica.

VANO: Distancia horizontal entre postes contiguos en una línea de distribución.

VIENTO DE RAFAGA: Velocidad de viento que corresponde al promedio de las velocidades observadas durante un período de 3 segundos. Se expresa en km/h.

VIENTO MÁXIMO: Viento máximo de ráfaga, con período de retorno de 50 años, a considerar para calcular la sobrecarga transversal máxima esperada en los elementos de la línea (conductores, postes, etc.).

3. ELEMENTOS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN AÉREOS

Los elementos constitutivos del Centro de Transformación (CT) serán:

- Transformador
- Estructura de CT
- Sistema de Puesta a Tierra
- Conexionado

Se deberá tener en cuenta la necesidad o no de instalación del equipo de medida según la normativa vigente de AIR-E S.A.S. E.S.

3.1. TRANSFORMADOR

Los transformadores a utilizar para el CT tipo poste, serán autoprotegidos y convencionales, del tipo monofásico de dos bornas y trifásico.

Los autoprotegidos incorporan las protecciones contra cortocircuitos internos y sobretensiones en MT y protección contra sobrecargas y cortocircuitos en BT. Los convencionales solo poseen elemento de protección contra sobretensiones en MT.

Las capacidades nominales normalizadas en kVA son:

- Transformadores Monofásicos de 5, 10, 15, 25, 37,5, 50 y 75 kVA para 13,2 kV. Los transformadores de 5 kVA serán para uso exclusivo en redes rurales alejadas.
- Transformadores Trifásicos de 30, 45, 75, 112,5 kVA para 13,2 y 34,5 kV.

3.2. ESTRUCTURA DE CT

La estructura es el conjunto de herrajes (crucetas, soportes, flejes y abrazaderas de sujeción del transformador al poste, etc.), el aislamiento y sus accesorios (aisladores, grapas, etc.) y dispositivos de protección y maniobra.

Atendiendo a las configuraciones de MT se han definido las siguientes configuraciones de CT:

- Transformador monofásico en red MT Horizontal
- Transformador trifásico en red MT Horizontal
- Transformador monofásico en red MT Bandera
- Transformador trifásico en red MT Bandera
- Transformador monofásico en red MT Compacta

- Transformador trifásico en red MT Compacta

3.2.1. Herrajes

Los herrajes son los elementos encargados de fijar al poste: el transformador, los equipos de protección y/o maniobra y el aislamiento. Incluyen: cruceta, abrazaderas, pernos, arandelas, flejes, hebilla, amarres. Sus características están consignadas en las especificaciones técnicas correspondientes ET. En todo caso, los elementos de soporte del transformador deben tener un factor de seguridad de 5, según lo requerido por el RETIE.

Para el amarre y soporte del transformador al poste se utilizarán abrazaderas galvanizadas de 50.8 mm (2") x 6.4 mm (1/4") y de 200, 220 o 250 mm de diámetro, dependiendo del tipo de poste y según la correspondiente Especificación Técnica.

En la Tabla 1 se muestran las abrazaderas a utilizar de acuerdo con la altura de instalación sobre cada tipo de poste.

Tabla 1 - Utilización de Abrazaderas para CT.

Altura de instalación de la abrazadera (distancia desde la cima en metros)	TIPO DE POSTE					
	12-735	12-1030	12-1324	14-735	14-1030	14-1324
2,5	C 200 mm	C 220 mm	C 220 mm	C 200 mm	C 220 mm	C 220 mm
3	C 200 mm	C 220 mm	C 220 mm	C 220 mm	C 220 mm	C 220 mm
3,5	C 200 mm	C 220 mm	C 250 mm	C 220 mm	C 220 mm	C 250 mm
4	C 200 mm	C 220 mm	C 250 mm	C 220 mm	C 220 mm	C 250 mm

3.2.2. Dispositivos de Protección y/o Maniobra

Son los dispositivos diseñados para la protección del CT contra sobretensiones y/o sobre corrientes permitiendo, asimismo, su operación y control.

a) Para Transformadores Convencionales

Los dispositivos de protección de los transformadores convencionales serán instalados en el mismo poste y en el lado de M.T. Estos dispositivos son los seccionadores fusibles de expulsión o cortacircuitos, fusibles y descargadores de sobretensiones (DPS) en la parte superior de la cuba. El cortacircuito debe actuar ante sobrecargas, fallas en los bobinados o cortocircuitos en la red de BT.

b) Para Transformadores Autoprotegidos

Incorporan la protección en MT mediante fusibles internos de expulsión y en BT con un interruptor termo magnético. Al igual que los convencionales, tienen descargadores de sobretensión instalados en la parte superior de la cuba. El fusible interno debe actuar ante fallas en los bobinados. El interruptor termo magnético actuará en caso de sobrecargas o cortocircuitos en la red de BT.

El interruptor termo magnético también puede actuar en casos de grandes desbalances de carga, si la temperatura del aceite alcanza el valor límite de actuación de la protección térmica.

Vienen provistos con una bombilla la cual se activa de acuerdo con las siguientes condiciones:

- Actuación del interruptor termo magnético.
- Por condiciones anormales de sobrecarga que han provocado que el interruptor termo magnético haya estado muy cerca de actuar.

Finalmente, estos transformadores tienen un modo de operación llamado "de emergencia" el cual posibilita, si el interruptor ha actuado por sobrecarga, ponerlo otra vez en servicio. En este modo el transformador está operando con una consigna de protección térmica más alta. Esto conlleva a la necesidad de tomar acciones correctivas urgentes porque en esta situación el transformador está degradándose a una tasa mayor a la especificada.

Estos transformadores se deberán conectar en la red de media tensión por medio de seccionadores o cortacircuitos con tubo removible. Si esto no se cumple en un caso particular, las operaciones que involucren la media tensión de estos transformadores se deberán desarrollar con las técnicas de trabajo en tensión, siempre considerando que el desconectar una fase, ésta aún está energizada mientras no se desconecte la otra fase.

3.2.3. Codificación de estructuras de CT

Los centros de transformación tipo poste se codificarán según la siguiente regla nemotécnica:

CT ABC – D

A = Código de la configuración

1. Tipo Bandera
3. Tipo Horizontal
5. Tipo Compacta
6. Configuración especial.

7. Red auto soportada forrada.

B = Numero fases.

1. Dos Fases – Bifásico
2. Tres Fases - Trifásico

C = Tipo de transformador

1. Convencional
2. Autoprotegido

D = Tipo de Bajante BT

S. Salida Sencilla BT: La red de BT consta de un sólo ramal conectado mediante puente a los bujes del transformador (ver Figura 1).

D. Salida Doble BT: La red de BT se divide en dos ramales y cada uno de ellos se conecta directamente al buje del transformador

Ejemplo:

CT 522 - d: Centro de Transformación en red compacta, bifásico, con transformador autoprotegido con salida doble BT.

Figura 1 – Salida sencilla de red BT

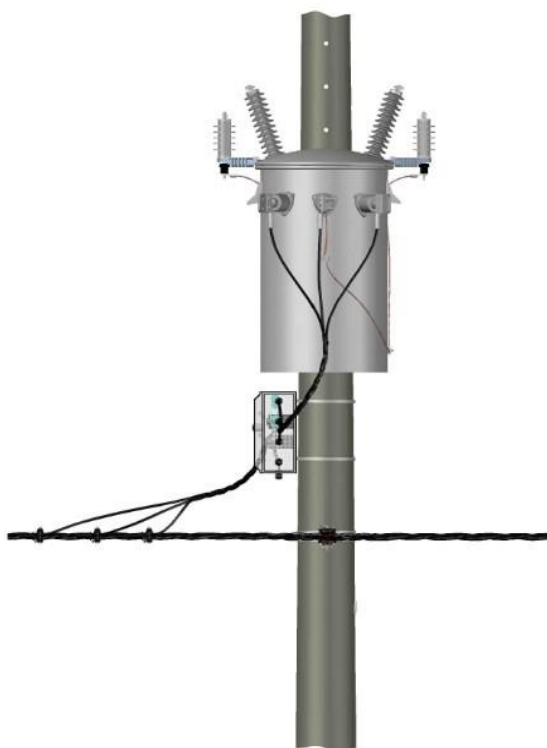
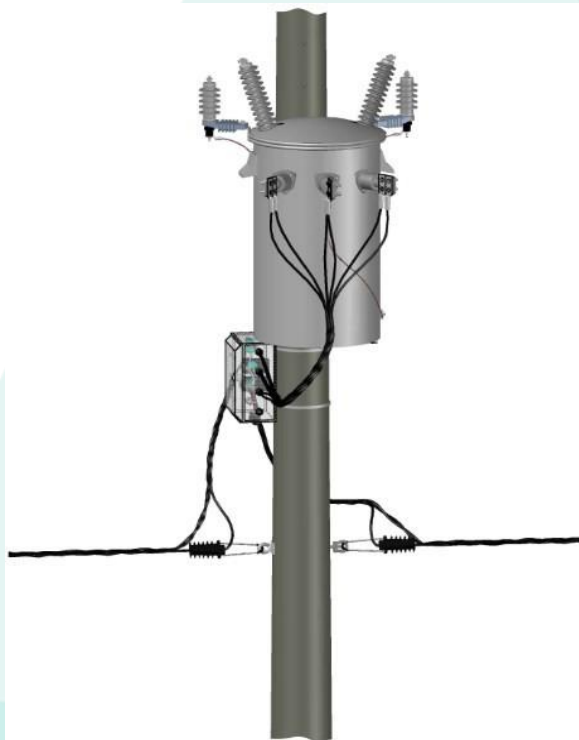


Figura 2 – Salida doble de red BT



La salida doble de red de BT se utilizará a partir de transformadores de 50 kVA.

3.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

3.3.1. Generalidades

Se conectarán a tierra todos los transformadores de distribución y sus equipos de protección y/o maniobra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que se pueden originar en la propia instalación. El conexionado debe realizarse según el plano constructivo correspondiente.

Los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra son el conductor a tierra, conectores y el electrodo de Puesta a Tierra.

La puesta a tierra debe instalarse a una distancia mínima de 1 m del borde del poste o de la cimentación si está hormigonado. La profundidad mínima será de 0,5 m del nivel del suelo.

Para el caso del bajante de acero austenítico, que desciende por fuera del poste, se protegerá en la zona inferior la cual es accesible a contacto accidental, el bajante incluirá un recubrimiento en PVC, XLPE o similar con aislamiento mínimo de 600 V. El bajante se sujetará al poste con flejes de acero colocados aproximadamente a 0,6 m entre sí los primeros 2,4 m a partir de la línea de empotramiento del poste y a partir de los 3m de altura sobre el suelo los flejes se colocarán cada 1 m hasta la cima del poste. En el caso de Copper Clad el bajante se instalará por dentro del poste.

3.3.2. Conductor a tierra

Es el conductor que conecta el equipo al electrodo de puesta a tierra. Los tipos de conductores empleados son: Acero Austenítico, Cable Copper-clad Steel 3/8" y en caso excepcional cable de cobre de acuerdo con la especificación técnica de conductores desnudos de cobre de Air-e. A modo de referencia, en la Tabla 2, se indican las principales características de Cable Copper-clad Steel 3/8", Cable de cobre y Acero Austenítico.

Tabla 2 - Características Generales de los conductores a tierra

Denominación	Copper - Clad Steel	Cable de cobre	Fleje Acero Austenítico
	7 x No.8 AWG	2 AWG	22,22x1.2mm
Sección Transversal Total (mm²)	58, 56	33,6	26,66
Dimensiones (mm)	Ø = 9,8	Ø = 6,5	1,2 x 22,22
Conductividad (%) *	30	97	2,4
Temperatura de Fusión (°C)*	1.084	250	1.400
Constante K _F *	14,64	11,78	30,05
Intensidad de Cortocircuito Max. Admisible (kA)	20,38	14,53**	4,52

* Fuente RETIE

** 25 kA con soldadura exotérmica.

3.3.3. Electrodo de Puesta a Tierra

Dependiendo de la resistividad del terreno, se utilizará una de las siguientes configuraciones del electrodo de puesta a tierra: electrodos de difusión vertical, anillo cerrado alrededor del poste de cable Copper Clad Steel o cobre o combinación de ambas (cuadrada con varios electrodos de difusión vertical). Cuando se utilice electrodo de acero austenítico el conductor a tierra debe ser del mismo material.

En la Tabla 3 se indican las principales características de la varilla utilizada como electrodo de difusión vertical.

Tabla 3 - Características Generales de los electrodos de PAT.

Denominación	Varilla Tipo Copper Clad Steel	Varilla de Acero Austenítico
Diámetro (mm)	16,0	16,0
Longitud (mm)	2.400	2.400

3.4. CONEXIONADO

3.4.1. Conexionado de media tensión

La conexión entre la línea de alimentación en MT y el CT se realizará mediante un cable desnudo de cobre de sección No. 2 AWG. Dicho conductor se conectará a la línea de alimentación mediante un estribo y un conector amovible.

El orden de conexión de los elementos será:

- Para transformadores
Convencionales:
 - 1.- Línea de MT
 - 2.- Borna del cortacircuito fusible
 - 3.- Borna del descargador de sobretensión o dispositivo de protección de sobretensión (DPS).
 - 4.- Borna buje de MT del transformador.
- Para transformadores
autoprotegidos:
 - 1.- Línea de MT
 - 2.- Borna de seccionador o del cortacircuito con tubo intercambiable
 - 3.- Borna del descargador de sobretensión o dispositivo de protección de sobretensión (DPS).
 - 4.- Borna buje de MT del transformador.

Se intentará reducir la longitud de la conexión de MT al mínimo posible.

3.4.2. Conexionado de baja tensión

Se considerarán conexiones de baja tensión o bajantes a los conductores conectados desde las bornas de BT del transformador hasta la red de BT. La selección de estos conductores dependerá de las características nominales del transformador y se adecuarán a las intensidades máximas admisibles permanentes y de cortocircuito.

En caso de transformadores particulares esta conexión irá hasta el punto de instalación de la medida.

El bajante de conexión será en cables de aluminio instalados desde las bornas de BT del transformador hasta la red de distribución de baja tensión en red trenzada o caja de derivación monofásica o trifásica para la red tipo acometidas.

La conexión del cable bajante a la red de BT será con conectores de perforación. En los bujes de BT y para el transformador tipo convencional, la conexión del bajante será cubierta con cinta auto fundente, cuando así sea especificado por AIR-E.

En la Tabla 4 se indican las características de los conductores normalizados para bajantes de baja tensión.

Tabla 4 - Características Generales de Conductores para Bajantes de BT

Conductores		2 AWG	1/0 AWG	4/0 AWG
Conductores Fase	Calibre	2 AWG	1/0 AWG	4/0 AWG
	Tipo	Aluminio AAC	Aluminio AAC	Aluminio AAC
	Nº alambres	7	7	13+6
	Aislamiento	XLPE	XLPE	XLPE
Neutro	Calibre	2 AWG	1/0 AWG	4/0 AWG
	Tipo	Aluminio AAAC	Aluminio AAAC	Aluminio AAAC
	Nº alambres	7	7	7
	Aislamiento	XLPE	XLPE	XLPE
Intensidad máxima admisible*		A = 150 D = 100	A = 205 D = 135	A = 300 D = 205

(*) Valores calculados en las siguientes condiciones y con aislamiento de polietileno reticulado, T. Ambiente: 25 °C, T. Conductor: 75 °C, velocidad del viento: 0,6 m/s y sin radiación solar.
A = Al aire. D = 3 conductores en ducto.

Para los transformadores de uso particular los conductores serán continuos desde los bornes de baja tensión del transformador hasta el equipo de medida. La conexión se hará utilizando el mismo calibre de conductor hasta los bornes del equipo de protección general de la instalación del usuario. Esta acometida se realizará teniendo en cuenta lo estipulado en la Norma de Medidas correspondiente.

El bajante para alimentación de las cajas de derivación en el caso de red tipo acometidas será concéntrico de cobre (2 AWG) o aluminio (1/0 AWG).

4. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

Las distancias horizontales y verticales se tomarán siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto tal como lo establece el artículo 13 del RETIE.

Las distancias de seguridad establecidas en este documento aplican solo para conductores desnudos y están diseñadas para cumplir lo siguiente:

- Limitar la posibilidad de contacto de personas y animales con las redes y equipos eléctricos.
- Impedir que las líneas eléctricas entren en contacto entre sí y generen cortocircuito.
- Impedir que las redes eléctricas entren en contacto con una propiedad pública o privada.

En la medición de distancias los herrajes y accesorios que están utilizados en la estructura se deben considerar como parte integral de los conductores. Además, las partes metálicas de los descargadores y equipos similares deben considerarse como parte de la estructura de soporte.

Las distancias de seguridad para tener en cuenta son las siguientes.

4.1. DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE PARTES ENERGIZADAS Y CONSTRUCCIONES

En la Figura 3 y Tabla 5 se detalla gráficamente las distancias a considerar cuando la red de MT pasa por zonas de construcciones.

Figura 3 - Distancias de seguridad en zonas de construcciones

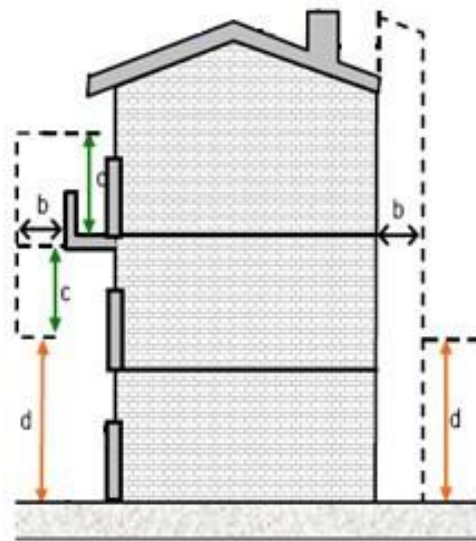


Tabla 5 - Distancia mínima de conductores o puntos energizados al paso por diferentes zonas**

Naturaleza de la superficie		Distancia de Seguridad mínima (m)	
		13,2 kV	34,5 kV
Horizontal	Muros, proyecciones, ventanas, independientes de la facilidad de acceso a las personas Distancia b	2,3	
Vertical	Zonas accesibles a personas y de tránsito de vehículos de menos de 2,45 m de altura Distancia c	4,1	
	Carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular Distancia d	5,6	

(*) Las distancias verticales se respetarán tanto por encima como por debajo de la superficie de referencia en las condiciones indicadas en este apartado.

** **Nota 10 (Tomada de RETIE Art 13):** Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 13.1 para redes de media tensión, tales como edificaciones con fachadas o terrazas cercanas, la separación se puede reducir hasta en un 30%, siempre y cuando, los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, tal como la de los cables cubiertos con tres capas para red compacta. Adicionalmente, deben tener espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado. En zonas arborizadas urbanas se recomienda usar esta tecnología para disminuir las podas.

En campos deportivos abiertos los conductores deben estar separados a una distancia horizontal no menor a 7 m sobre cualquier parte de estos. Esta distancia mínima también aplica para la instalación de transformadores, sin embargo, se evitará en lo posible su instalación frente a campos deportivos abiertos.

4.2.BOSQUES, ÁRBOLES Y MASAS DE ARBOLADO

Aunque debe evitarse la instalación de CT en sitios arbolados, si se requiriese se mantendrá una distancia mínima de 2,3 m respecto a la proyección de las ramas de los árboles aledaños.

5. CONDICIONES DE INSTALACIÓN

5.1. UBICACIÓN Y ACCESOS

La ubicación del CT se determinará considerando los siguientes aspectos:

- Situación de los puntos de suministro.
- Ubicación de los postes ya existentes y sus correspondientes vanos.
- Características del terreno, referidas a cimentaciones y red de tierras.
- Accesibilidad del poste.
- Normas locales de los Municipios sobre el uso de espacio público

Como norma general se podrá acceder al CT desde la vía pública, o desde una vía privada siendo ésta accesible con su correspondiente servidumbre de paso.

La ubicación y los accesos deberán permitir:

- El movimiento y colocación de los elementos y maquinaria necesarios para la realización adecuada de la instalación con los medios disponibles.
- Ejecutar las maniobras en condiciones óptimas de seguridad para las personas que lo realicen.
- Cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad previstas en el RETIE para redes aéreas desnudas.
- El mantenimiento y sustitución del material que compone el CT.

5.2. SEÑALIZACIÓN

En el poste del CT se dispondrá de forma muy visible carteles indicadores de riesgo eléctrico.

Así mismo, el CT llevará su correspondiente placa identificadora. Cada transformador de distribución propio de la empresa estará identificado con el logotipo de la empresa en un lugar visible y el correspondiente código de identificación (CT).

6. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

6.1. INTENSIDADES NOMINALES

Las configuraciones empleadas para el cálculo de las intensidades nominales son las indicadas en el documento "Criterios de Arquitectura de Red Área Caribe".

El cálculo de las intensidades en el primario es simple ya que cada devanado primario se conecta entre fase y fase, tanto en los transformadores monofásicos de dos bornas como los trifásicos. Las intensidades nominales en MT se calculan mediante las siguientes expresiones:

6.1.1. Intensidad nominal en MT

Para transformadores monofásicos de dos bornas:

$$I_{MT} = \frac{P_N}{U_{MT}}$$

Para transformadores trifásicos de dos bornas:

$$I_{MT} = \frac{P_N}{\sqrt{3} U_{MT}}$$

Donde:

I_{MT} : Intensidad nominal que circula por el devanado primario

(A) P_N : Potencia nominal aparente del transformador (kVA)

U_{MT} : Tensión nominal entre fases del transformador (kV)

6.1.2. Intensidad nominal en BT

Para transformadores monofásicos de dos bornas

$$I_{BT} = \frac{P_N * 1\,000}{U_{BT}}$$

Para transformadores trifásicos de dos bornas

$$I_{BT} = \frac{P_N * 1\,000}{\sqrt{3} U_{BT}}$$

Siendo:

I_{BT} : Intensidad nominal del transformador en BT. (A).

P_N : Potencia aparente nominal del transformador (kVA).

U_{BT} : Tensión nominal secundaria entre fases del transformador (V).

De acuerdo con lo anterior se tiene el resumen de las intensidades nominales de media y bajatensión para los diferentes tipos de transformadores en la Tabla 6.

Tabla 6 - Intensidad nominal según transformador

Tipo Transformador	Potencia (KVA)	Tensión MT (kV)	Intensidad Nominal en MT (A)	Tensión BT (V)	Intensidad Nominal en BT (A)
Monofásico	5	13,2	0,4	240/120	20,8
	10		0,8		41,7
	15		1,1		62,5
	25		1,9		104,2
	37,5		2,8		156,3
	50		3,8		208,3
	75		5,7		312,5
Trifásico	30	13,2	1,3	208/120	83,4
	45		2,0		125,1
	75		3,3		208,4
	112,5		4,9		312,6
	30	34,5	0,5	208/120	83,4
	45		0,8		125,1
	75		1,3		208,4
	112,5		1,9		312,6

6.2.SELECCIÓN DEL FUSIBLE DE MT

Las características de los fusibles internos de expulsión de los transformadores autoprotegidos deben ser ofrecidos por los propios fabricantes, ya que se requiere la adecuada coordinación con el interruptor termo magnético.

La Tabla 7 indica los fusibles que se instalarán en los transformadores convencionales.

Tabla 7 – Fusibles para transformadores convencionales.

TIPO DE TRAFO	Potencia (KVA)	13,2 Kv			34,5 kV		
		Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)	Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)
Monofásico	5	0,4	-	0,4	-	-	-
	10	0,8	-	0,4	-	-	-
	15	1,1	-	0,4	-	-	-
	25	1,9	2		-	-	-
	37,5	2,8	2		-	-	-
	50	3,8	3		-	-	-
	75	5,7	5		-	-	-
Trifásico	30	1,3	2		0,5	-	0,4
	45	2,0	2		0,8	-	0,4
	75	3,3	3		1,3	2,0	
	112,5	4,9	5		1,9	2,0	

*Fusibles D (VS): Rango de disparo de 200%

*Fusibles D (SR): Rango de disparo de 300%

6.3. SELECCIÓN DEL CALIBRE DEL BAJANTE DE BAJA TENSIÓN

El criterio de selección (considerando una sobrecarga máxima en el CT del 25%) es el siguiente:

$$I_{\text{cable}} = I_{\text{BT}} * 1,25 \text{ (A)}$$

Donde:

I_{BT}: Intensidad nominal del transformador en baja tensión (A)

La selección de los conductores y de los bajantes empleados en baja tensión, según la potencia de los transformadores y el tipo de conexión se muestra en la Tabla 8:

Tabla 8 - Selección de conductor bajante según potencia de transformador

Transformadores	Capacidad (kVA)	Puente	Tipo de Conductor Aluminio	
			Aéreo	Ducto
Monofásicos	5, 10, 15 y 25	Simple	1 x (3 x 1/0 AWG)	1 x (3 x 1/0 AWG)
	37,5 y 50	Simple	1 x (3 x 4/0 AWG)	-
		Doble (50 kVA)	2 x (3 x 1/0 AWG)	2 x (3 x 1/0 AWG)
	75	Doble	2 x (3 x 4/0 AWG)	2 x (3 x 4/0 AWG)
Trifásicos	30 y 45	Simple	1 x (4 x 1/0 AWG)	1 x (4 x 4/0 AWG)
	75	Simple	1 x (4 x 4/0 AWG)	-
		Doble	-	2 x (4 x 1/0 AWG)
	112,5	Doble	2 x (4 x 1/0 AWG)	2 x (4 x 4/0 AWG)

Para la configuración "Salida doble BT" se deben colocar los bajantes de baja tensión de la misma sección que las salidas, asegurando que se cumplan los límites de regulación e intensidad máxima admisible.

6.4.CALCULO DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR

La potencia del transformador a seleccionar depende del número y tipo de clientes alimentados por el mismo. Para su dimensionamiento, se utilizarán los valores de las potencias de diseño por tipo de cliente (calculadas a 15 años, en función de una demanda máxima inicial y una tasa anual de crecimiento de dicha demanda) y los coeficientes de simultaneidad que se encuentran en el capítulo 6 del Proyecto Tipo de Redes Aéreas Trenzadas de BT.

De igual manera, se tendrán en cuenta otras cargas tales como las debidas al alumbrado público, cargas no residenciales, cargas por servicios comunes en edificios, etc.

Admitiendo una sobrecarga máxima en el año 15 del 15% y con factor de potencia medio de 0,9; el transformador seleccionado debe ser el menor, cuya capacidad nominal cumpla:

$$KVA_{CT} \geq \frac{\alpha \cdot N \cdot P_D + P_{AP}}{0,9 \cdot A}$$

Donde:

α : Coeficiente de simultaneidad según el número de clientes alimentados por el CT.

- N : Número de clientes considerando los criterios de previsión de cargas y/o futura expansión de la red de BT que alimenta (ver apartado 6.1 del Proyecto Tipo de Líneas Eléctricas Aéreas Trenzadas de BT).
- P_D : Potencia de diseño por cliente (según apartado 6.1 del Proyecto Tipo de Líneas Eléctricas Aéreas Trenzadas de BT). (kW)
- P_{AP} : Potencia total por alumbrado público y otras cargas considerando los criterios de previsión de cargas y/o futura expansión de la red de BT que alimenta (según apartado del Proyecto Tipo de Líneas Eléctricas Aéreas Trenzadas de BT).
- A : 1,30 si el transformador es autoprotegido
1,15 si es convencional
(Estos valores se han obtenido aplicando la GTC148 y GTC50, corresponden con las sobrecargas máximas permitidas antes de la actuación de la protección térmica, con el objetivo de no sobrepasar una pérdida de vida útil del 0,0137% diario)

7. CÁLCULOS DE PUESTA A TIERRA (PAT)

7.1. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR A TIERRA

La selección del conductor a tierra depende del valor de la corriente de cortocircuito de régimen transitorio a 150 ms, en el punto de instalación de la puesta a tierra. Este valor será suministrado por AIR-E S.A.S. E.S.P.

El conductor para seleccionar debe cumplir la siguiente ecuación:

$$I_{cc} \leq I_{cc_adm}$$

Donde:

I_{cc} = corriente de cortocircuito en el punto de instalación de la puesta a tierra (kA)

I_{cc_adm} = Intensidad de cortocircuito máxima admisible del conductor (kA)

7.2. SELECCIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas. El máximo valor establecido para protección contra rayos y que determina la selección del electrodo es de 10 Ω .

Se deberá medir la resistividad aparente del terreno, siguiendo los métodos establecidos en el RETIE. En la Tabla 9 se presentan valores típicos de resistividad del terreno.

Tabla 9 - Valores típicos de resistividad del terreno



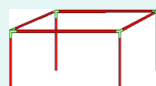

Descripción de suelo	Símbolodel Grupo	Resistividad Media ($\Omega \times m$)
Arcillas inorgánicas de alta plasticidad	CH	10-55*
Arcillas inorgánicas de plasticidad baja a media, arcillas gravosas, arcillas arenosas, arcillas limosas, arcillas magras (pulpa)	CL	25-60*
Limos inorgánicos y arenas muy finas, polvo de roca, limo arcilloso, poco plástico, arenas finas limosas, arenas finas arcillosas	ML	30-80
Arenas arcillosas, mezclas mal graduadas de arena y arcilla	SC	50-200
Arenas limosas, mezclas de arena y limo mal graduados	SM	100-500

*La terminología utilizada en esta tabla corresponde a la "United Soil Classification" y es un método estándar de describir los suelos en un informe geotécnico y geofísico.

*Estos resultados de clasificación de resistividad son altamente influenciados por la presencia de humedad.

La selección del tipo de configuración del electrodo de puesta a tierra se hará de la siguiente manera: partiendo del valor medido de resistividad aparente del terreno, se selecciona la configuración y tipo de electrodo en la Tabla 10 cuya columna A (resistividad aparente) sea mayoro igual a la medida en campo.

Tabla 10 - Configuraciones PAT de acuerdo con Resistividad Aparente del Terreno

Tipo de electrodo	Configuración		Columna A
	Nombre	Diagrama	Valores máximos de resistividad aparente del terreno ($\rho = \Omega m$)
CopperCladSteel	Electrodo de Difusión Vertical		28
	Anillo (r=1,0m)		58,6
	Cuadrada con 4 electrodos de difusión (lado d = 3m)		84
Acero Austenítico	Electrodo de Difusión Vertical		28

Los valores de la Tabla 10, se calcularon siguiendo la metodología establecida en el anexo B5 del Proyecto tipo de líneas aéreas de MT sin neutro, con las siguientes premisas:

- El valor máximo de la resistencia de puesta a tierra es menor o igual a 10Ω .
- Los valores máximos de resistividad aparente del terreno se obtuvieron considerando un electrodo de difusión vertical de 2,4 m y un diámetro de 16mm.
- Para calcular la configuración cuadrada se tomó $n=4$ y $F=1,36$ (según tabla B5.1 del anexo B5 mencionado)
- Para calcular el anillo se consideró un cable de acero recubierto de cobre (copper-clad steel) de diámetro 9,52 mm ($3/8''$) formando una circunferencia alrededor del poste de 1 m de radio.

Si la resistividad aparente del terreno supera el valor establecido en la Tabla 10 remítase al anexo B5 del Proyecto Tipo de Línea aérea MT sin neutro, donde se desarrolla el método de cálculo de la puesta a tierra y se dan recomendaciones para mejorar la resistencia de puesta a tierra mediante el tratamiento del terreno. El sistema de puesta a tierra debe garantizar que los valores de las tensiones de paso y de contacto sean menores a los máximos admisibles indicados en el RETIE.

7.3.EJECUCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

En la instalación de puesta a tierra de masas y elementos a ella conectados se cumplirán las siguientes condiciones:

- Será accesible en un punto para la medida de la resistencia de tierra.
- Todos los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra estarán protegidos, adecuadamente, contra deterioros por acciones mecánicas o de cualquier otra índole.
- Los elementos conectados a tierra no estarán intercalados en el circuito como elementos eléctricos en serie, sino que su conexión al mismo se efectuará mediante derivaciones individuales.
- Para asegurar el correcto contacto eléctrico de todas las masas y la línea de tierra, se verificará que la resistencia eléctrica entre cualquier punto de la masa o cualquier elemento metálico unido a ella y el conductor de la línea de tierra, en el punto de penetración en el terreno, será tal que el producto de esta por la intensidad de defecto máxima sea igual o inferior a 50 V.

8. CÁLCULOS MECÁNICOS

Las cargas para considerar son las debidas al peso propio y al viento sobre el propio CT. El primero origina una carga vertical y simultáneamente un esfuerzo por excentricidad. En la Tabla 11 se muestran los pesos propios de los transformadores más comunes. Esta carga vertical se requiere para el dimensionamiento del poste según el apartado 9.2.1 del Proyecto Tipo de Líneas Aéreas de MT sin neutro.

La fuerza horizontal por excentricidad del peso propio puede ser transversal (F_{TEE}^*) o longitudinal (F_{LEE}^*), dependiendo de la ubicación del CT en el poste ver Figura 21 - apartado 9.1 del Proyecto Tipo de Líneas Aéreas de MT – eje de coordenadas de esfuerzos). Normalmente longitudinal en postes AL y ANG y transversal en FL. En la Tabla 11 se encuentran los valores de este esfuerzo, calculado (para el caso más desfavorable – poste 11 m) mediante la siguiente expresión (ver Figura 4):

$$F_{TEE}^* = F_{LEE}^* = L_E * P_E * \frac{1}{h_N}$$

Donde:

F_{TEE}^* : Carga transversal equivalente por excentricidad del peso propio del CT (daN)

F_{LEE}^* : Carga longitudinal equivalente por excentricidad del peso propio del CT (daN)

P_E : Peso propio del CT (daN)

L_E : Distancia horizontal del centro de gravedad del equipo al eje del poste (m).

h_N : Altura donde está referido el esfuerzo nominal del poste (Altura libre menos 0,2 m)

Figura 4 - F*TEE

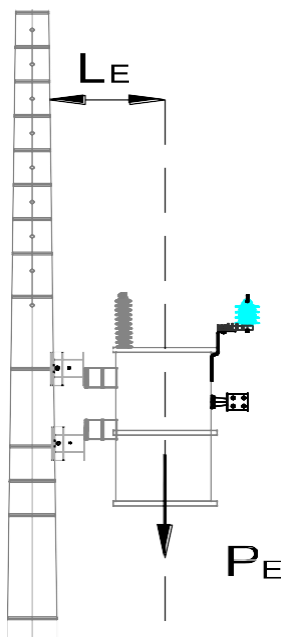


Tabla 11 - Peso propio CT y carga horizontal EQUIVALENTE por excentricidad del peso propio

Tipo de CT	Peso propio (daN)	F^*_{TEE} ó F^*_{LEE} (daN)
Monofásico 10 kVA y 13,2 kV	88,29	3,21
Monofásico 25 kVA y 13,2 kV	147,15	5,36
Monofásico 50 kVA y 13,2 kV	255,06	11,03
Monofásico 75 kVA y 13,2 kV	367,88	18,91
Trifásico 75 kVA y 13,2 kV	426,74	23,88
Trifásico 112,5 kVA y 13,2 kV	564,08	31,57

**Los pesos de los transformadores se estimaron para efectos de cálculo.*

Los valores de la Fuerza horizontal transversal por viento en CT se encuentran en la Tabla 12.

Tabla 12 - Carga equivalente por viento sobre CT

Tipo CT	Esfuerzo EQUIVALENTE por viento sobre CT (daN)					
	Zona I		Zona II		Zona III	
	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
Monofásico hasta 75 kVA y 13,2 kV	48,96	31,53	28,97	17,72	18,55	12,32
Trifásico 112,5 kVA y 13,2 kV	100,45	64,69	59,44	36,36	38,06	25,28

Nota: Se ha considerado el caso más desfavorable (poste de 14 m) y un valor de h_E de 10,30 m (según B2.5 del Proyecto Tipo de Líneas aéreas de MT)

En los Anexos A1 y A2 se muestran las tablas de vanos máximos admisibles y cálculo mecánico de postes con CT para los casos monofásico y trifásico. Se han realizado teniendo en cuenta un transformador de 75 kVA y 112,5 kVA respectivamente, ambos para el nivel de 13,2 kV.

9. CRITERIOS DE DISEÑO

- El CT será ubicado lo más cerca posible al centro de carga del área a la cual alimenta.
- Así mismo, la ubicación del CT será tal que se asegure que todas las partes en tensión cumplan las distancias mínimas de seguridad especificadas en el RETIE para redes con conductores desnudos.
- Los CT particulares deben estar ubicados preferentemente en el límite de propiedad.
- En el cálculo del CT para la estimación de la potencia total por alumbrado público, se considerará cuando, no exista, una luminaria de 70 W en cada poste.

10. CRITERIOS CONSTRUCTIVOS

- Se debe evitar conectar el transformador de distribución sobre redes aéreas en estructuras con elementos de corte eléctrico para seccionamiento de la red, sin importar la naturaleza de este corte (por ejemplo, cortacircuitos, reconectores, interruptores-seccionadores, puentes removibles, etc.). En todo caso, está prohibido conectar el transformador en el lado de la fuente o con fases intercaladas entre el lado de la fuente y el lado de la carga de la media tensión.
- En aquellos casos en los que ya exista un transformador de distribución sobre redes aéreas conectado a una estructura con elementos de corte eléctrico para seccionamiento de la red, se debe verificar que todas las fases que alimentan el transformador estén conectadas en el lado de la carga de la red de media tensión. Si el transformador no está conectado en estas condiciones, se debe cambiar el conexionado de forma urgente o en lo posible, reubicar el transformador.

11. ANEXOS.

A continuación, se relacionan los anexos asociados al presente proyecto tipo, los cuales deben ser considerados por el diseñador. Esta información podrá ser consultada en el siguiente link: <https://www.air-e.com/proyectos-tipo>.

Título del Anexo
ANEXO A: Generalidades
DE.MA.020-AX01: ANEXO A1: Características generales zonas de influencia
ANEXO B: Fundamentos para diseñar
DE.MA.020-AX06: ANEXO B2: Aplicación del IEC 60826
DE.MA.020-AX09: ANEXO B5: Metodología para el cálculo de sistema de puesta a tierra
DE.MA.020-AX10: ANEXO B6: Teoría complementaria para el cálculo mecánico de postes
ANEXO C: Documentos para presentación de proyectos
DE.MA.020-AX14: ANEXO C1: Proyecto específico
DE.MA.022-AX01: ANEXO C4: Pliego de condiciones – técnicas de montaje centros de transformación tipo poste
ANEXO D: Planos de montaje
DE.MA.022-AX02: ANEXO D3: Planos de montaje centros de transformación tipo poste
<i>D.3.1. Generalidades para instalación de centros de transformación.</i>
<i>D.3.2. Centros de transformación para montaje de red MT en configuración tipo bandera.</i>
<i>D.3.3. Centros de transformación para montaje de red MT en configuración tipo horizontal.</i>
<i>D.3.4. Centros de transformación para montaje de red MT en configuración tipo compacta.</i>
<i>D.3.5. Centros de transformación para montaje de red MT en configuración tipo especial.</i>
<i>D.3.6. Centros de transformación para montaje de red MT en configuración tipo auto soportada.</i>
<i>D.3.7. Puesta a tierra.</i>

12. NORMAS

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / STRUCTURAL ENGINEERING INSTITUTE (SEI) – MERP No. 91: Design of Guyed Electrical Transmission Structures – 1997.

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / PRECAST-PRESTRESSED CONCRETE INSTITUTE (PCI) – W1814-JR412: Guide for the Design of Prestressed Concrete Poles – 1997.

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / STRUCTURAL ENGINEERING INSTITUTE (SEI) – MOP No. 111: Reliability-Based Design of Utility Pole Structures – 2006.

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / STRUCTURAL ENGINEERING INSTITUTE (SEI) – MOP No. 74 3rd Ed.: Guidelines for Electrical Transmission Structural Loading – 2010.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIERÍA SISMICA (AIS) – Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente (NSR-10) – 2010.

CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDES RÉSEAUX ELECTRIQUES (CIGRÉ) – WG 22.06 Technical Brochure 178: Probabilistic Design of Overhead Transmission Lines – 2001.

CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDES RÉSEAUX ELECTRIQUES (CIGRÉ) – TF B2.11.04 Technical Brochure 273: Overhead Conductor Safe Design Tension with respect to Aeolian Vibrations– 2005.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI) – Transmission Line Reference Book: Wind-Induced Conductor Motion (The Orange Book) 2ndEd. – 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS (ICONTEC) - NTC 3524: Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica - Guía para la selección y localización de amortiguadores tipo Stockbridge – 1993.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC) – Technical Report IEC TR 61774 1st Ed.: Overhead Lines - Meteorological data for assessing climatic loads – 1997.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC) – International Standard IEC 60826 4 Ed.: Design Criteria of Overhead Transmission Lines – 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC) – International Standard IEC 60815- 1: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions– 1986.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA – REPUBLICA DE COLOMBIA (MINMINAS) Resolución No. 90708: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) – 2013
THE CANADIAN STANDARDS ASSOCIATION (CSA) – CSA International A14-00: Concrete poles– 2000.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. (IEEE) Standard 142: Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems – 1991

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. (IEEE) Standard 738:

Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors – 2006

Control de cambios

Edición	Fecha de aprobación	Motivo de la edición y/o resumen de cambios
01	07/01/2022	<p>Documento de primera edición que reemplaza el proyecto tipo relacionado a Centros De Transformación Tipo Poste de fecha 3 de noviembre del 2020. En relación con este; se realizan los siguientes ajustes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Se actualiza el numeral 8; correspondiente al cálculo mecánico de postes