

CURSO

DISEÑO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN





Kamal Arreaza

Gerente de Ingeniería
y Construcción

Venezolano



Educación

Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Oriente (UDO), Venezuela. Con una Maestría en Ingeniería Eléctrica en la UNEXPO, Venezuela.

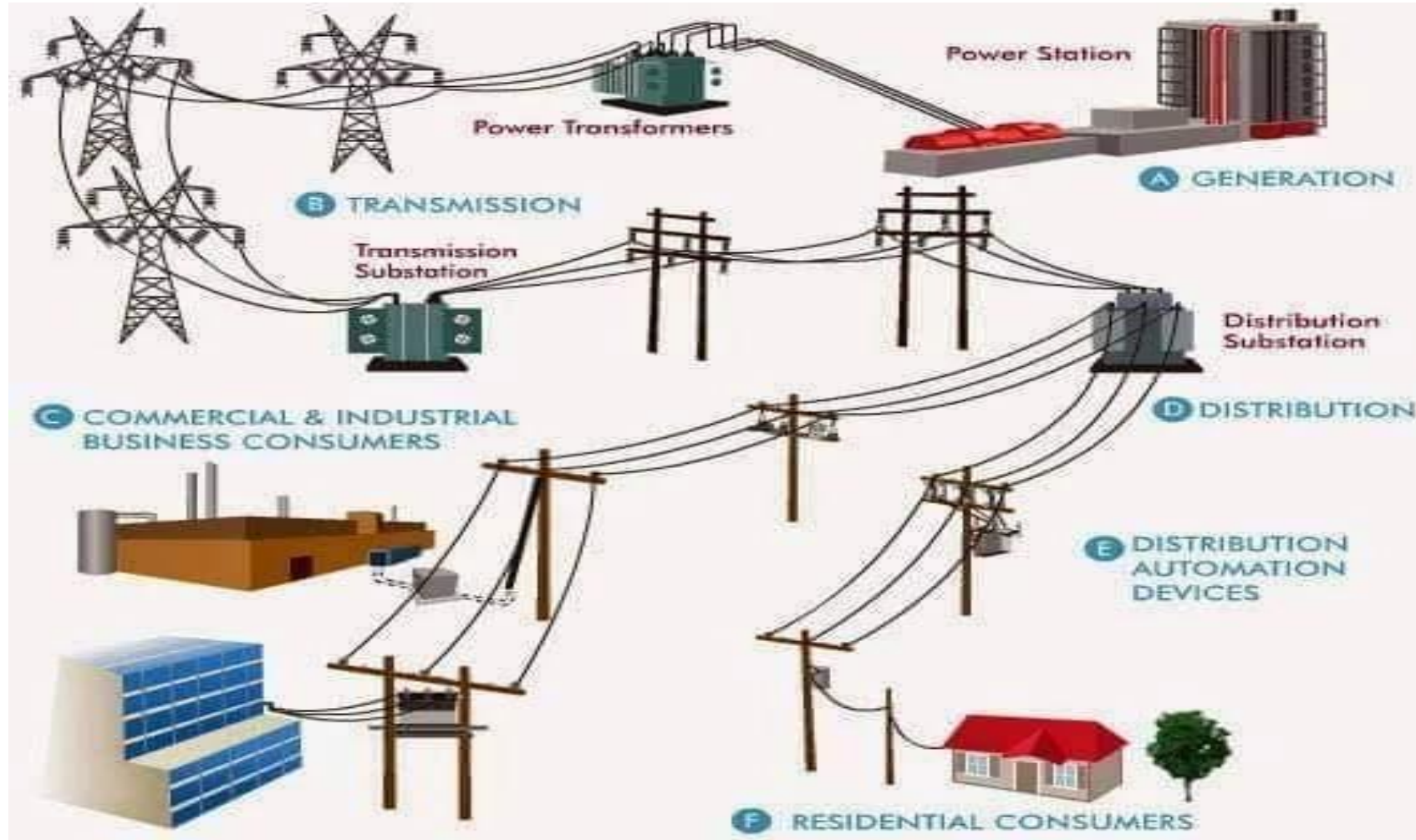
Experiencia



Quince (15) años de experiencia en el diseño y construcción de grandes proyectos de Ingeniería para clientes en varios países de Latinoamérica incluyendo: Venezuela, Chile, Perú, México, Colombia y Ecuador. Ha revisado Ingeniería de líneas y subestaciones eléctricas en calidad de interventor para empresas de Estados Unidos.

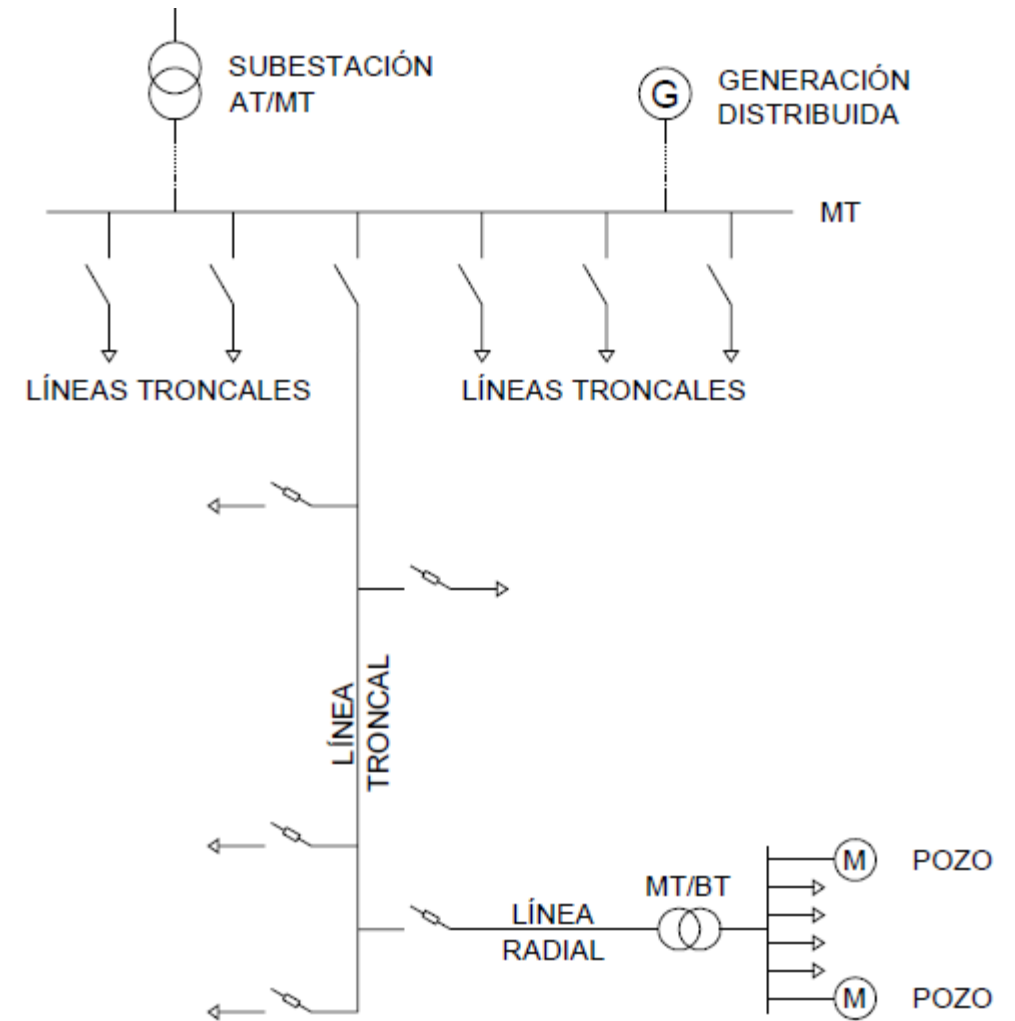
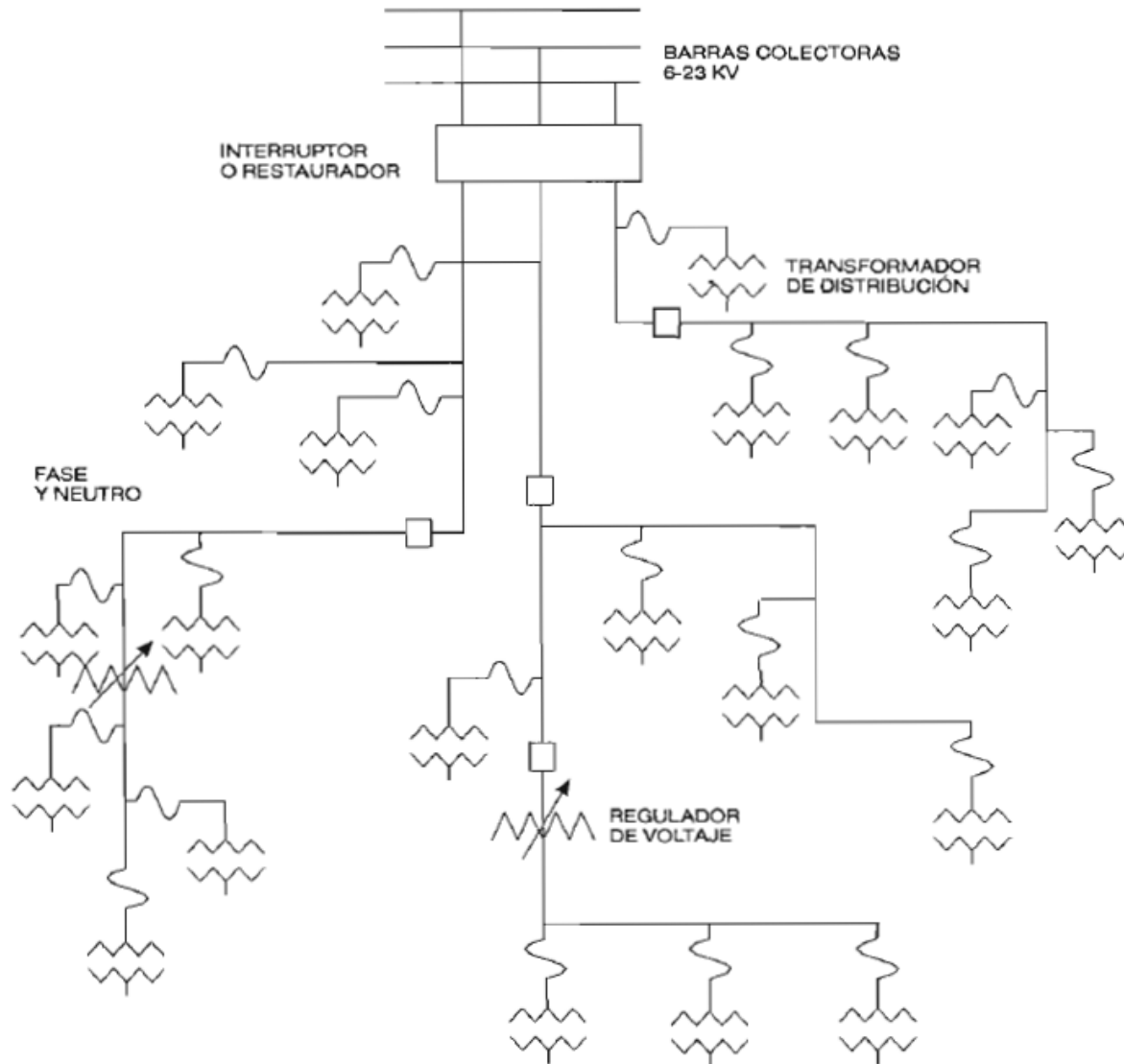
MODULO 1

Configuración – radial

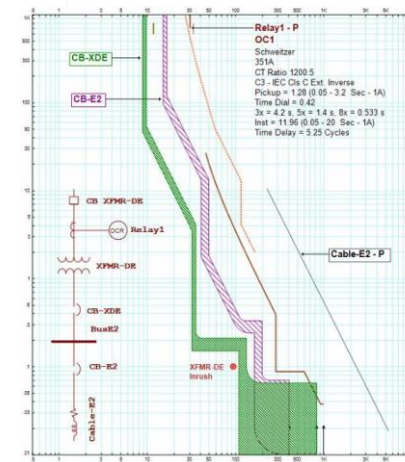
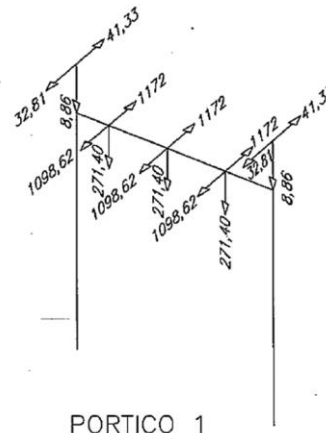
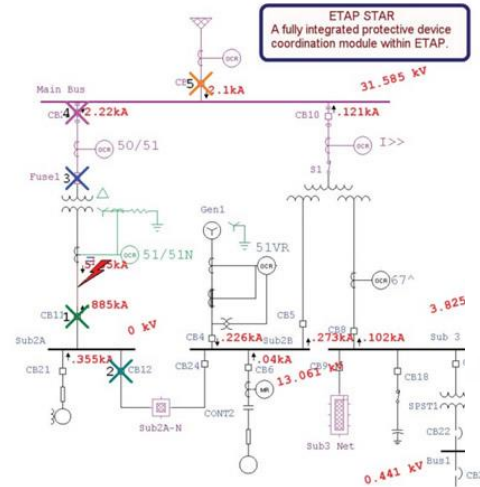
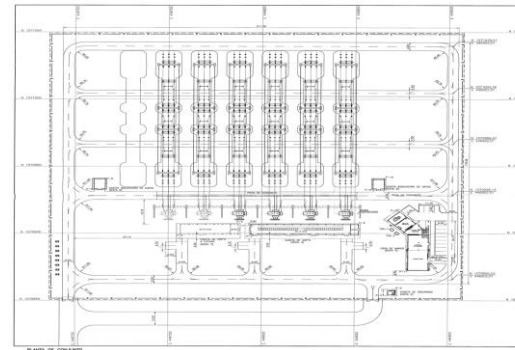


Sistema de Distribución - Configuración

El sistema de distribución



TAREAS INVOLUCRADAS



Centro de Control - SCADA

Nivel de Subestación

Nivel de Paño - IED's

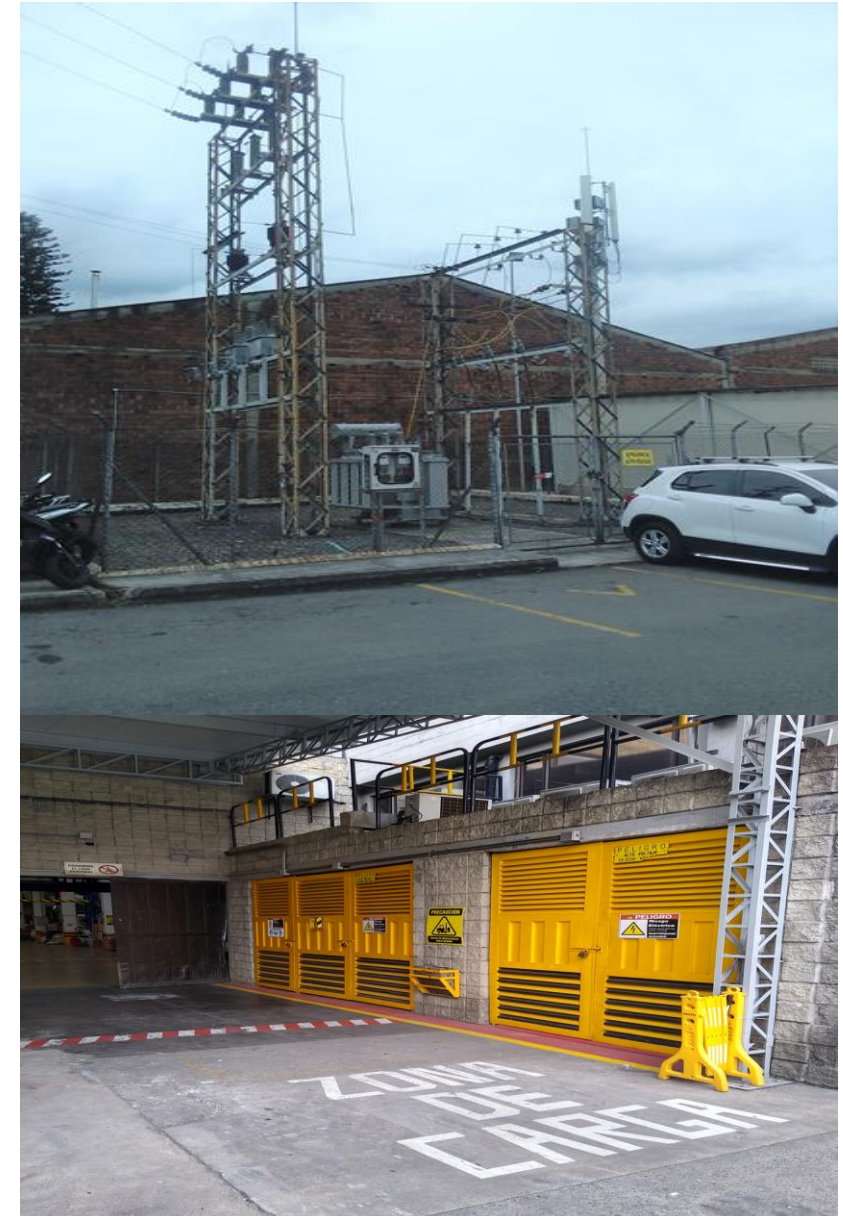
Pátio
Interruptores,
TP's y TC's, etc

CONCEPTOS INTRODUCTORIOS

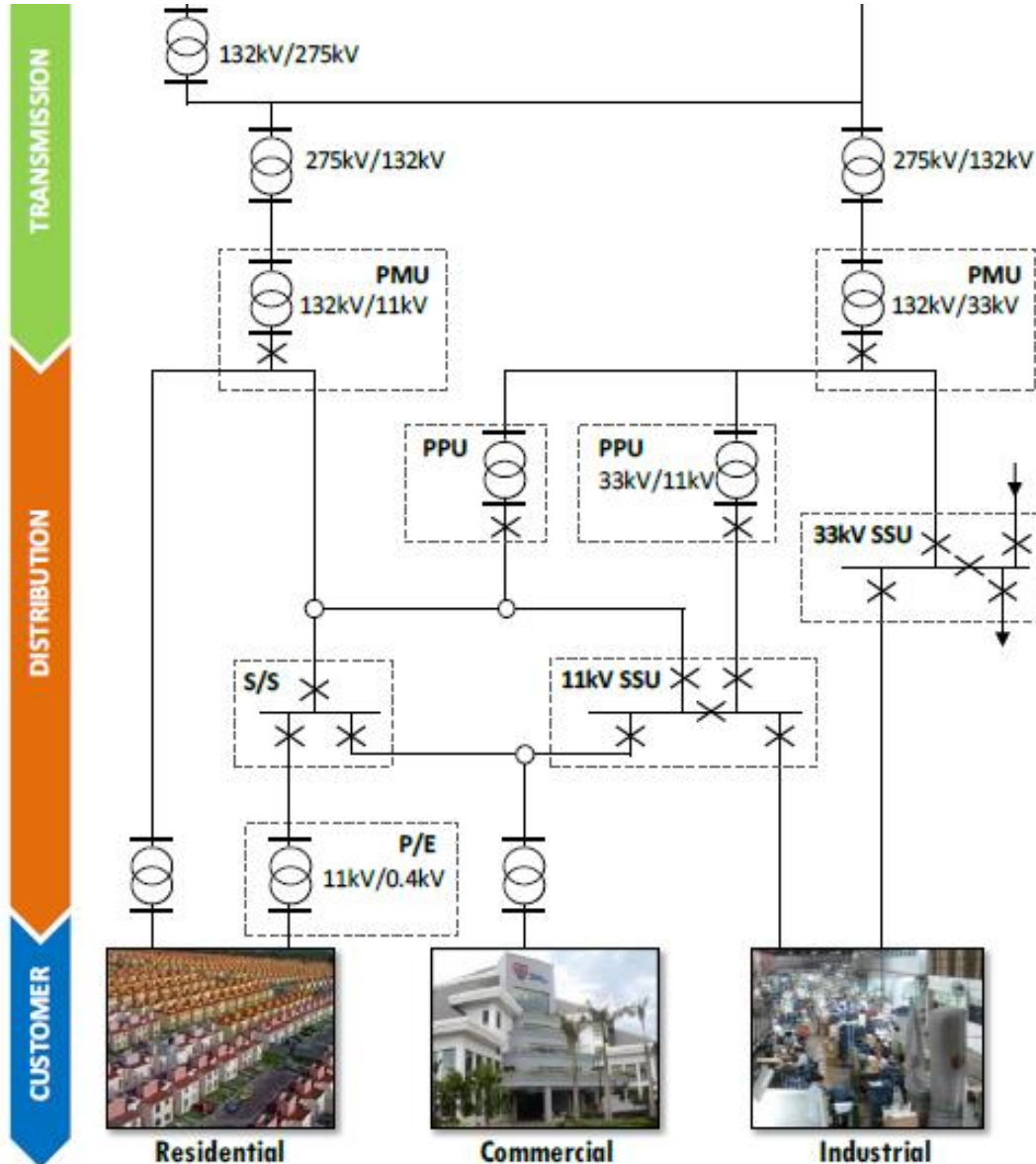
Las **subestaciones eléctricas de Distribución** son instalaciones encargadas de realizar transformaciones de tensión y distribución de conexiones los circuitos de alimentación circuitos. Se ubican cerca de las cargas a alimentar y pueden ser construidas en el exterior e interior de los edificios. Por lo general, las subestaciones de las ciudades están dentro de los edificios para así ahorrar espacio y reducir la contaminación. En cambio, las instalaciones al aire libre se sitúan a las afueras de los núcleos urbanos. Existen dos tipos de subestaciones:

- Subestaciones de transformación.** Transforman la tensión de la energía eléctrica mediante uno o más transformadores. Puede ser elevadoras o reductoras de tensión.
- Subestaciones de maniobra.** Conectan dos o más circuitos y realizan sus maniobras. En este tipo de subestaciones la tensión no se transforma.

Nota: Pueden ser privadas (para Alimentar cargas industriales y Comerciales) o del Utility (Subestaciones de distribución principales)



Niveles de Tensión



NEMA Standards Publication

ANSI C84.1-2016

Electric Power Systems
and Equipment —
Voltage Ratings
(60 Hertz)

National Electrical Manufacturers Association



IEC 60038

Edition 7.0 2009-06

**INTERNATIONAL
STANDARD**

**NORME
INTERNATIONALE**

HORIZONTAL STANDARD
NORME HORIZONTALE

IEC standard voltages

www.inelinc.com

Niveles de Tensión

Tabla 10. Tensiones normalizadas. Servicio de auxiliares. Norma ANSI c84.1 (2001)

SISTEMA TRIFÁSICO TRES O CUATRO HILOS (V)	SISTEMA MONOFÁSICO DOS HILOS (V)
-	120
120/208	-
127/220	120/240
220	-
277/480	-
480	-

Tabla 1. Tensiones para sistemas de menos de 35 kV (Norma IEC 60038)

SERIE I			SERIE II	
TENSIÓN ASIGNADA (kV)		TENSIÓN MÁXIMA (kV)	TENSIÓN ASIGNADA(kV)	TENSIÓN MÁXIMA(kV)
3,3 ^a	3 ^a	3,6 ^a	4,16 ^a	4,4 ^a
6,6 ^a	6 ^a	7,2 ^a	-	-
11	10	12	-	-
-			12,47 ^b	13,2 ^b
-			13,2 ^b	13,97 ^b
-			13,8 ^a	14,52 ^a
-	(15)	(17,5)	-	-
22	20	24	-	-
-	-	-	24,94 ^b	26,4 ^b
33 ^c	-	36	-	-
-	35 ^c	-	34,5 ^b	36,5 ^b
-	35 ^c	40,5 ^c	-	-

Notas: la serie I es para 50 y 60 Hz; la serie II es para 60 Hz; los valores indicados son entre fases y para sistemas de tres hilos; los valores indicados entre paréntesis no son comunes y no deben ser usados en sistemas nuevos.

Niveles de Tensión

VENEZUELA

Tensión nominal	
3 Hilos	4 Hilos
2 400	
4 800	
	8 320 Y/ 4 800
	12 470 Y/ 7 200
13 800	
	24 000 Y/ 13800 (ver nota 3)
	24 940 Y/ 14 400
	34 500 Y/ 19 920
34 500	

PERU

017.A. Niveles de tensión

Podrá continuar utilizándose los niveles de tensión existentes y las tensiones recomendadas siguientes (véase la definición Nivel de Tensión):

Baja Tensión:	Alta Tensión:
380 / 220 V	60 kV
440 / 220 V	138 kV
	220 kV
Media Tensión:	Muy Alta Tensión:
20,0 kV (*)	500 kV
22,9 kV	
33 kV	
22,9 / 13,2 kV	
33 / 19 kV	

(*) Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038: "Tensiones normalizadas IEC".

RECOMENDACIÓN: Para reducir situaciones de riesgo, en el radio de influencia de subestaciones contiguas, no deberá mantenerse sistemas eléctricos de diferentes características para el mismo nivel de tensión, por ejemplo, que subsistan sistemas de 380/220 V con neutro con puesta a tierra múltiple y 220 V sin neutro, esta situación sólo se mantendrá durante el tiempo requerido para su reemplazo dentro del cronograma comprometido con OSINERGMIN.

NOTA: El sistema monofásico con retorno total por tierra de la configuración en media tensión 22,9/ 13,2 kV, es una alternativa de aplicación en los proyectos de Electrificación Rural.

CHILE

- 4.3.1 **Tensión Media.-** En la tabla siguiente se dan los valores normales de tensión máxima de equipo y de tensión nominal del sistema, para sistemas de Tensión media.

TABLA N°2

Tensión Máxima de Equipos (kV)	Tensión Nominal de Sistemas. (kV)
2.75	2.40
3.60	3.30
5.00	4.16
7.20	6.60
15.00	13.20
25.80	23.00
36.00	33.00
48.30	44.00

Niveles de Tensión

ARGENTINA

Tipo	Valor	Uso
Media tensión (MT)	3 kV	Producción y distribución de energía
	6 kV	
	10 kV	
	15 kV	
	20 kV	
Alta tensión (AT)	30 kV	Transporte y distribución de energía
	45 kV	
	66 kV	
Muy alta tensión (MAT)	132 kV	Transporte de energía
	230 kV	
	400 kV	

COLOMBIA

Artículo 9. Clasificación Niveles de Tensión

NIVEL DE TENSIÓN	VOLTAJE
Extra alta tensión (EAT)	$> 230kV$
Alta Tensión (AT)	$\geq 57.5kV \leq 230kV$
Media Tensión (MT)	$> 1000V < 57.5kV$
Baja Tensión (BT)	$\geq 25V \leq 1000V$
Muy Baja Tensión	$< 25V$

BOLIVIA

El sistema eléctrico de distribución, consta de circuitos de transmisión de potencia que llegan hasta los consumidores finales (clientes). Por ejemplo, se tienen los siguientes sistemas:

Red Primaria	6.9 kV	ELFEO
	10.5 kV	ELFEC, CRE
	6.9, 12 kV	ELECTROPAZ
Red Secundaria	220 V	ELFEO
	380/220 V	ELFEC, CRE
	220/110 V	ELECTROPAZ

En el país, en las Redes de Distribución Urbana se utilizan tensiones de 6.9 kV, 10 kV, 12 kV/ 380 V, 220 V, 110 V y en las Redes de Distribución Rural se utilizan tensiones de 24.9 kV, 14.4 kV/ 380 V y 220 V.

NORMAS APLICABLES

NORMA IEC

- IEC 60038 TENSIONES ASIGNADAS
- IEC 60044 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS
- IEC 60071 COORDINACION DE AISLAMIENTO
- IEC 60076 TRANSFORMADORES DE POTENCIA
- IEC 60099 PARARRAYOS
- IEC 60114 BARRAJES DE ALUMINIO
- IEC 60120 AISLADORES DE SUSPENSION (IEC 60305, 60372, 60383, 60672)
- IEC 60137 BUJES PARA TENSIONES MAYORES DE 1000 V
- IEC 60143 CONDENSADORES EN SERIE
- IEC 60168 AISLADORES DE POSTE (IEC 60273)
- IEC 60227 CABLES DE CONTROL (IEC 60228)
- IEC 60255 RELES DE PROTECCION
- IEC 60289 REACTORES
- IEC 60296 ACEITE MINERAL
- IEC 60297 DIMENSIONES DE TABLEROS Y BASTIDORES
- IEC 60298 TABLEROS METAL ENCLOSED
- IEC 60353 BOBINAS DE BLOQUEO
- IEC 60376 ESPECIFICACIONES Y ACEPTACION DEL HEXAFLORURO DE AZUFRE
- IEC 60481 EQUIPOS DE COMUNICACIONES PLP
- IEC 60502 CABLES DE POTENCIA XLPE (IEC 60840)
- IEC 60815 SELECCION DE AISLADORES CON RESPECTO CONTAMINADAS
- IEC 60865 CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO
- IEC 60870 EQUIPOS DE SISTEMAS DE TELECONTROL
- IEC 60871 CONDESADORES EN DERIVACION
- IEC 60896 BATERIAS DE PLOMO ACIDO
- IEC 60947 EQUIPO DE MANIOBRA DE BAJA TENSION
- IEC 61000 COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNETICA
- IEC 61089 CONDUCTORES
- IEC 61109 AISLADORES COMPUESTOS
- IEC 62271 - 100 INTERRUPTORES
- IEC 62271 - 102 SECCIONADORES
- IEC 61850 - TELECOMUNICACIONES

IEEE STD 450 BATERIAS

IEEE STD 693 DISEÑO SISMO-RESISTENTE

IEEE STD 80 MALLA A TIERRA

IEEE STD 979 DISEÑO DE SISTEMA CONTRA INCENDIO

IEEE Std 485-1997. IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications

IEEE 1115-2000 Sizing Nickel-Cadmium Batteries

IEEE 946-2005 Recommended practice for the design of DC auxiliary power systems for generating stations



MODULO 2

CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES

De forma General las subestaciones de distribución se clasificarán en:

- a. Subestaciones tipo exterior de distribución de media tensión.
- b. Subestaciones tipo exterior híbridas de media y alta tensión, conformadas por bahías encapsuladas o compactas más equipos de patio con aislamiento en aire. Las bahías compactas incluyen todas las funciones necesarias para un campo de conexión, mediante operación de los equipos que la conforman como el interruptor, seccionador de barras, seccionador de línea, seccionador de puesta a tierra, transformadores de corriente y transformadores de potencial.
- c. Subestaciones de distribución en media tensión, localizadas en interiores de edificaciones y bajo control y operación del operador de red.
- d. Subestaciones en interiores de edificaciones (de propiedad y operación del usuario).
- e. Subestaciones tipo pedestal.
- f. Subestaciones sumergibles (tanto el transformador como los equipos asociados de maniobra deben ser este tipo) IP X8.
- g. Subestaciones semisumergibles o a prueba de inundación (el equipo debe estar protegido a una inmersión temporal IP X7 y la bóveda o cámara debe garantizar el drenaje en un tiempo menor al soportado por el equipo).
- h. Subestaciones de distribución tipo poste.

Clasificación de subestaciones de distribución



Clasificación de subestaciones de distribución



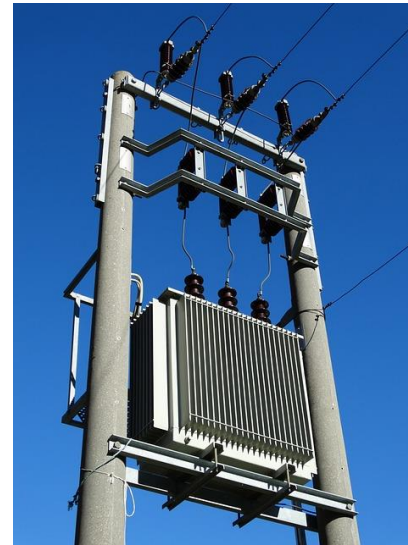
Clasificación de subestaciones de distribución



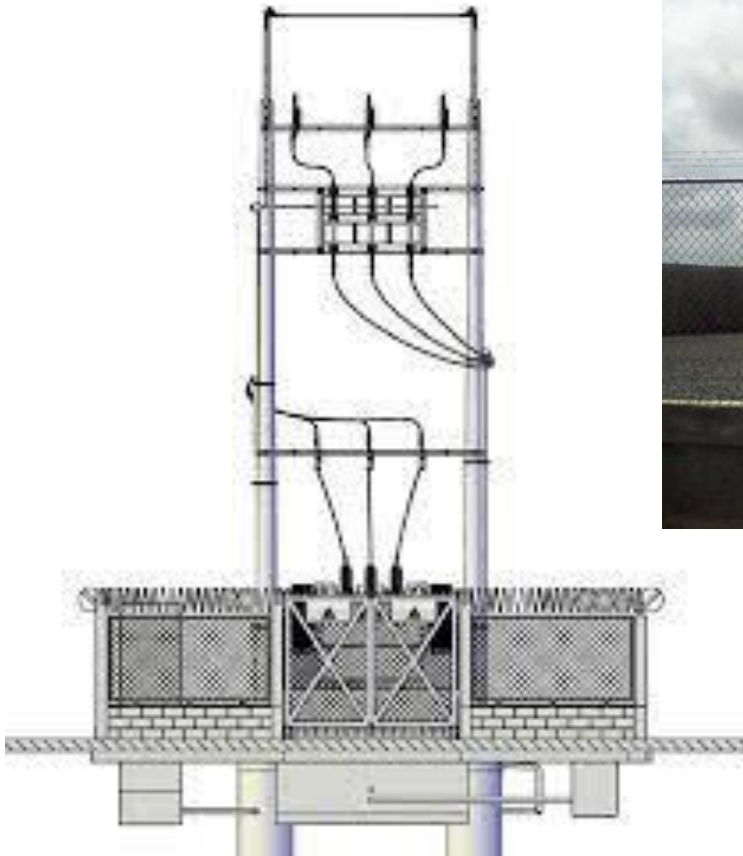
Clasificación de subestaciones de distribución



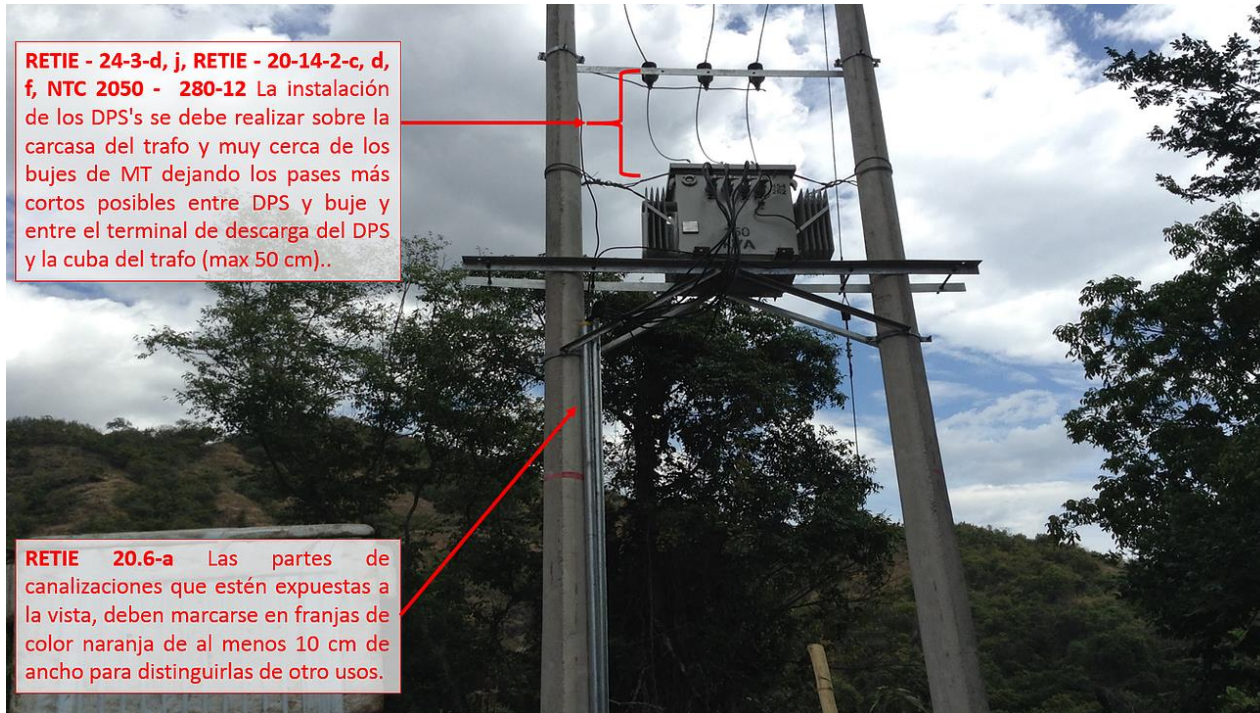
Clasificación de subestaciones de distribución



Clasificación de subestaciones de distribución



Clasificación de subestaciones de distribución



Clasificación de subestaciones de distribución

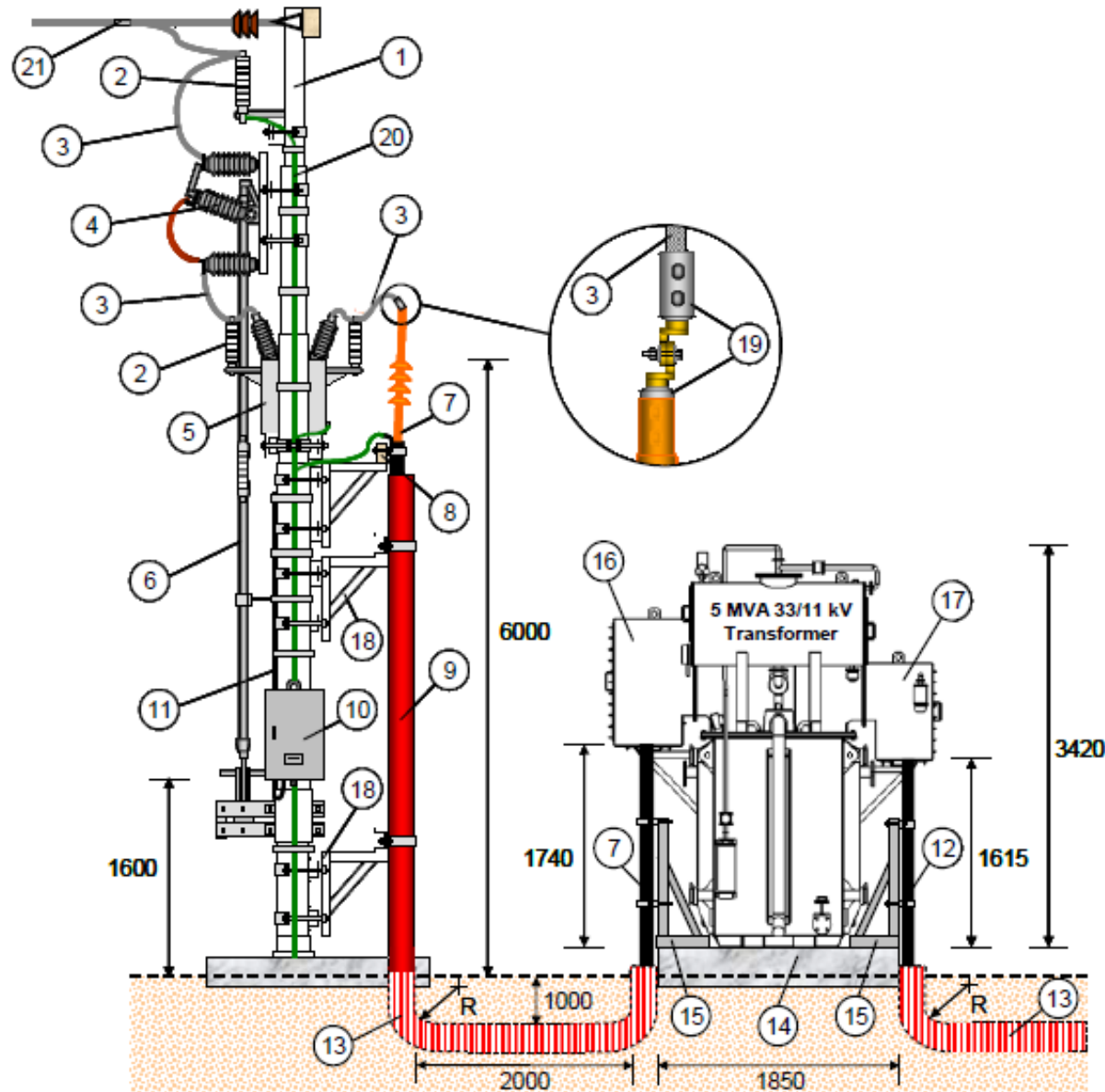


Clasificación de subestaciones de distribución



Figure 3-14: Outdoor PPU

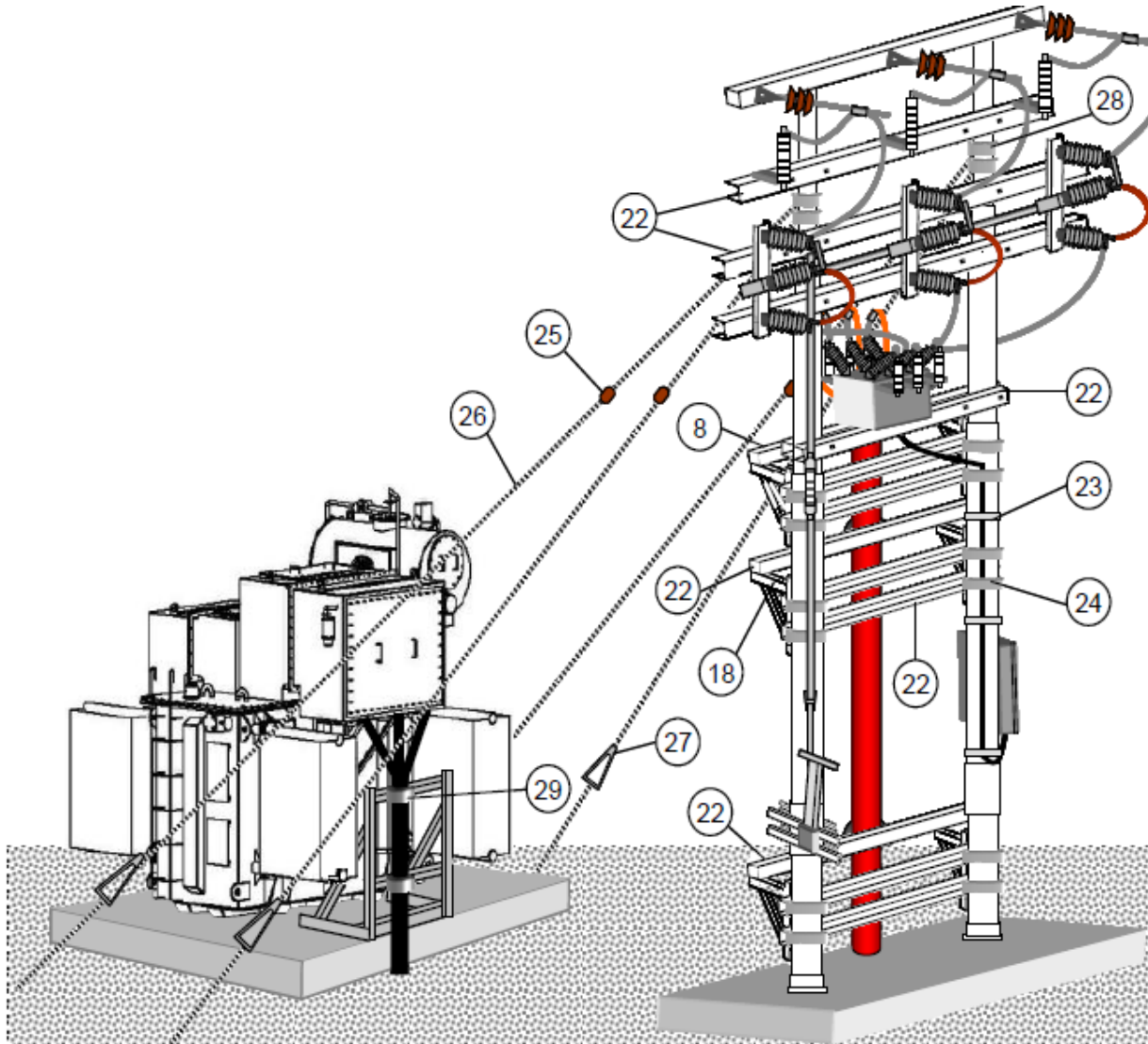
Clasificación de subestaciones de distribución



No	Description
1	Tubular steel pole 15 m or Spun pole 10 m, 5 kN
2	Lightning arrester 36 kV, 10 kA
3	Bare aluminium conductor 150 mm sq. (Silmalec) with insulating cover
4	3-pole switch 36 kV, 400 Amps
5	Pole top circuit breaker 36 kV, 630 Amps (Auto-recloser)
6	3-pole switch operating rod
7	ABC, 33 kV, 3 x 150 mm sq. + 50 mm sq. aluminium
8	Wooden peg 6" x 6"
9	PVC pipe 150 mm class B with UV protection
10	Pole top circuit breaker control box
11	Pole top circuit breaker control wire
12	3-core XLPE insulated aluminium cable with MDPE outer sheath 11 kV, 240 mm sq.
13	Single wall HDPE corrugated pipe 150 mm
14	Transformer plinth 2700 x 1850 mm (length x width)
15	Angle iron bracket 50 x 50 x 5 mm
16	HV cable box, air type, 33 kV
17	LV cable box, air type 11 kV
18	Angle iron bracket 50 x 50 x 5 mm
19	Bimetal lugs 150 mm sq. (See Detail A)
20	Copper strip 25 x 3 mm with black coating
21	Parallel grooved clamp 150 mm sq.

Figure 3-19: Mini PPU 5 MVA 33/11kV design configuration

Clasificación de subestaciones de distribución



No	Description
8	Wooden peg 6" x 6"
18	Angle iron bracket 50 x 50 x 5 mm
22	C-channel iron cross arm min. dimensions 50 x 50 x 100 mm with 5 mm thickness
23	Flexible steel strap
24	Half stay clip
25	Stay insulator (big)
26	Stay wire 7/8 swg
27	Stay bow and thimble
28	Universal band
29	Aluminium cleats

Figure 3-20: Mini PPU 5 MVA 33/11 kV design configuration (isometric view)

Clasificación de subestaciones de distribución



Clasificación de subestaciones de distribución



Clasificación de subestaciones de distribución



CONFIGURACIÓN Y ESQUEMAS DE BARRAS SUBESTACIONES

4.1 Single bus single breaker arrangement (SBSB)

The single bus single breaker arrangement shown in Figure 1 consists of one main bus that contains positions for several circuits. The circuits are normally connected via circuit breakers but can be connected via circuit switchers, which are motor or manually operated switches. The single bus single breaker arrangement is generally applied in substations from distribution voltage through 121 kV to 161 kV and in locations where system reliability is not critical.

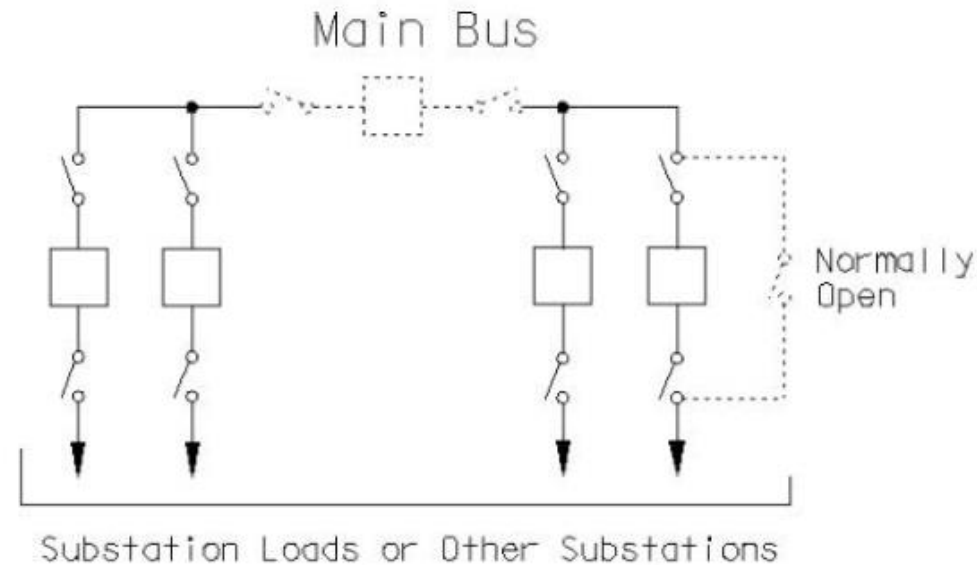
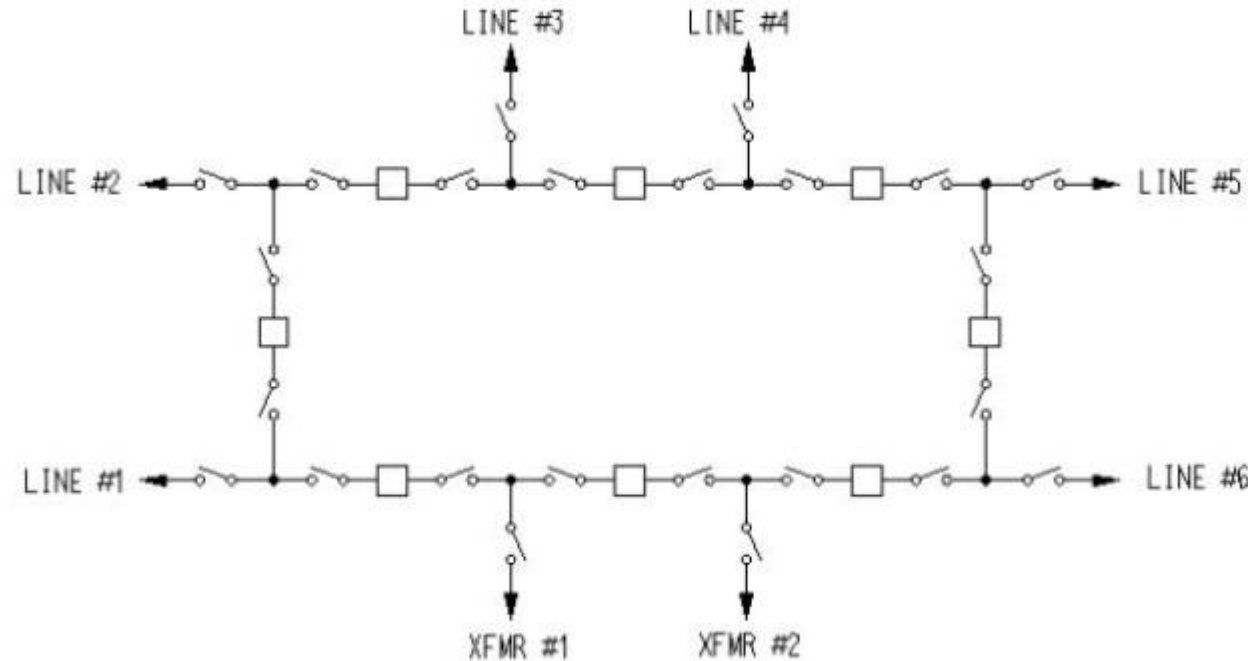


Figure 1—Single bus breaker

4.4 Ring bus arrangements (RB)

In the ring bus arrangement, each circuit is connected between two breakers. The breakers are arranged in a series connection to form the “ring.” In the ring bus arrangement, one breaker per circuit is possible as shown in Figure 4. The switchyard is normally operated with all breakers in the closed position. Power flow is evenly distributed because the ring bus operates as a single node.



IEEE 605-2008

Figure 4—Ring bus arrangement (eight breakers—eight circuits¹³)

4.5 Breaker and half bus arrangement (B-1/2)

The breaker and half bus arrangement shown in Figure 5 consists of two main buses that are normally energized. Three breakers are required to serve two circuits. The middle breaker is common between two circuits and, hence, the name breaker and half bus arrangement. Any breaker or bus can be taken out of service without interruption of service. Faults on one circuit do not affect the other circuit unless the associated breaker fails to trip.

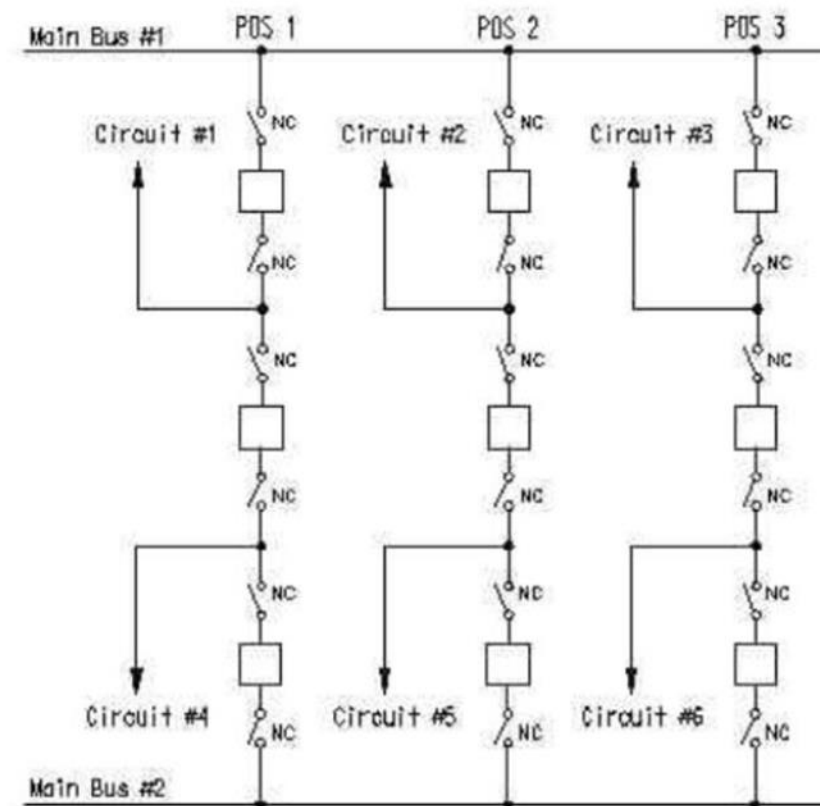
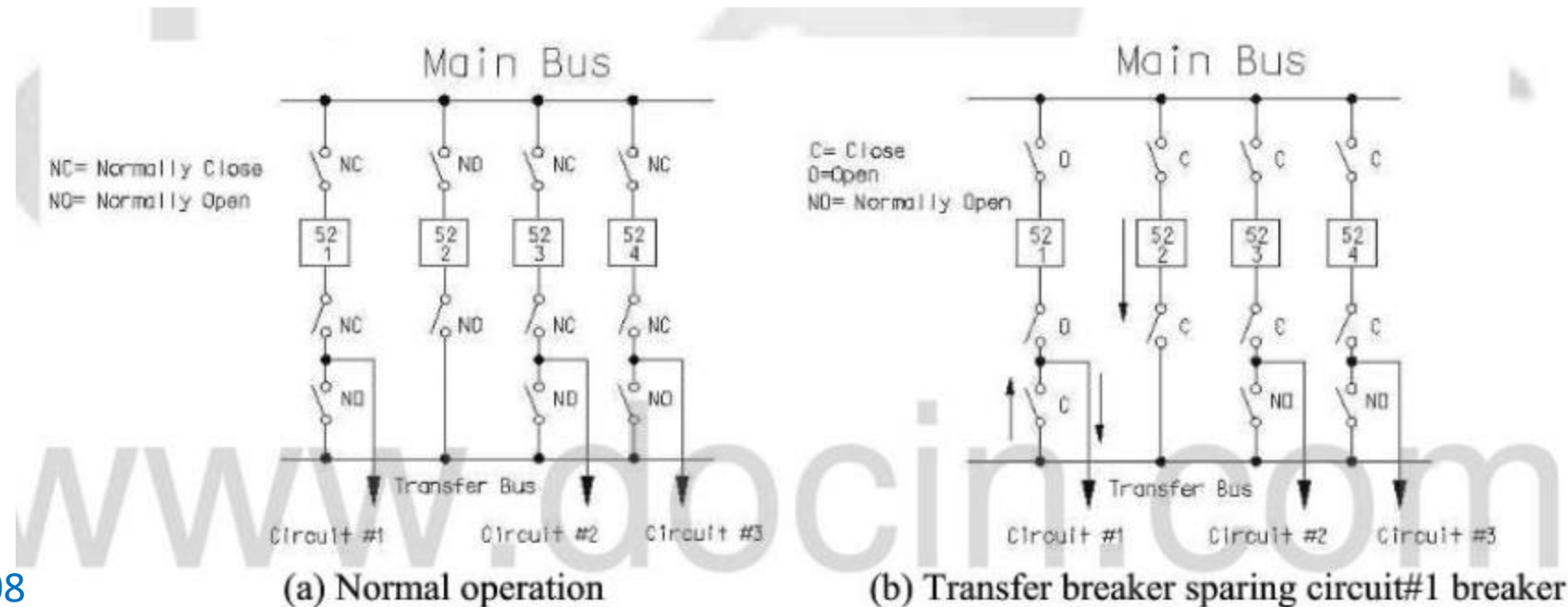


Figure 5—Breaker and half bus arrangement

4.2 Main and transfer bus arrangement (MTB)

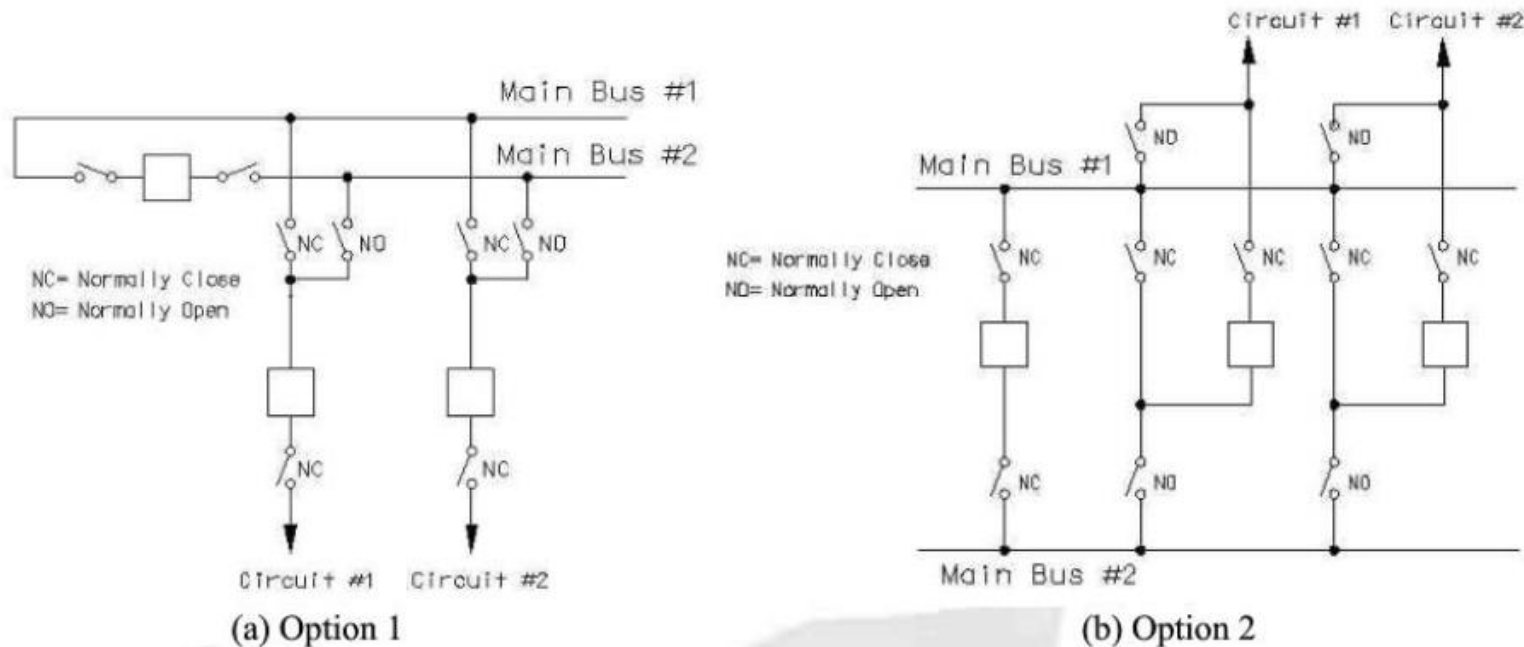
The main and transfer bus arrangement is a modification to the single bus arrangement as shown in Figure 2. This arrangement consists of two buses, a main and a transfer. Each circuit bay consists of one breaker and three switches, except the transfer breaker bay, which requires only two switches. The main bus is normally energized, and all circuits are serviced from the main bus as shown in Figure 2(a).



IEEE 605-2008

4.3 Double bus single breaker arrangement (DBSB)

The double bus single breaker arrangement shown in Figure 3 is a modification of the sectionalized radial single bus. This arrangement consists of two main buses connected together through a circuit breaker. Each circuit uses a circuit breaker and three disconnect switches and can be connected to either bus through disconnect switches. This arrangement allows all circuits to be connected to one bus in case of an outage on the other bus.



IEEE 605-2008



Figure 3—Double bus single breaker arrangement

ESQUEMAS DE BARRAS

4.6 Double bus double breaker arrangement (DBDB)

This bus arrangement, shown in Figure 6, consists of two main buses with two breakers and four switches per circuit. Any breaker or bus can be taken out of service for maintenance without an interruption to service. Split bus operation is possible. This bus arrangement is considered to be the most reliable.

This arrangement requires a large ground area. It is the most expensive one because it requires the most equipment per circuit. This bus arrangement requires a considerable amount of material for mounting structures.

This bus arrangement is rarely used at this time due to its cost and the space required.

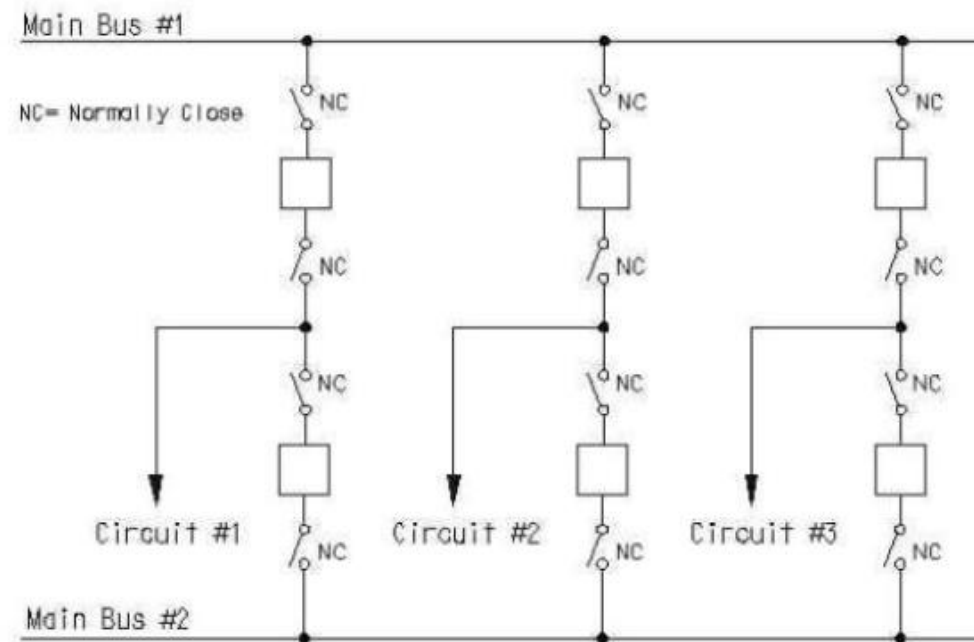


Figure 6—Double bus double breaker arrangement

COMPONENTES Y EQUIPOS PRINCIPALES ELECTROMECAÓNICOS

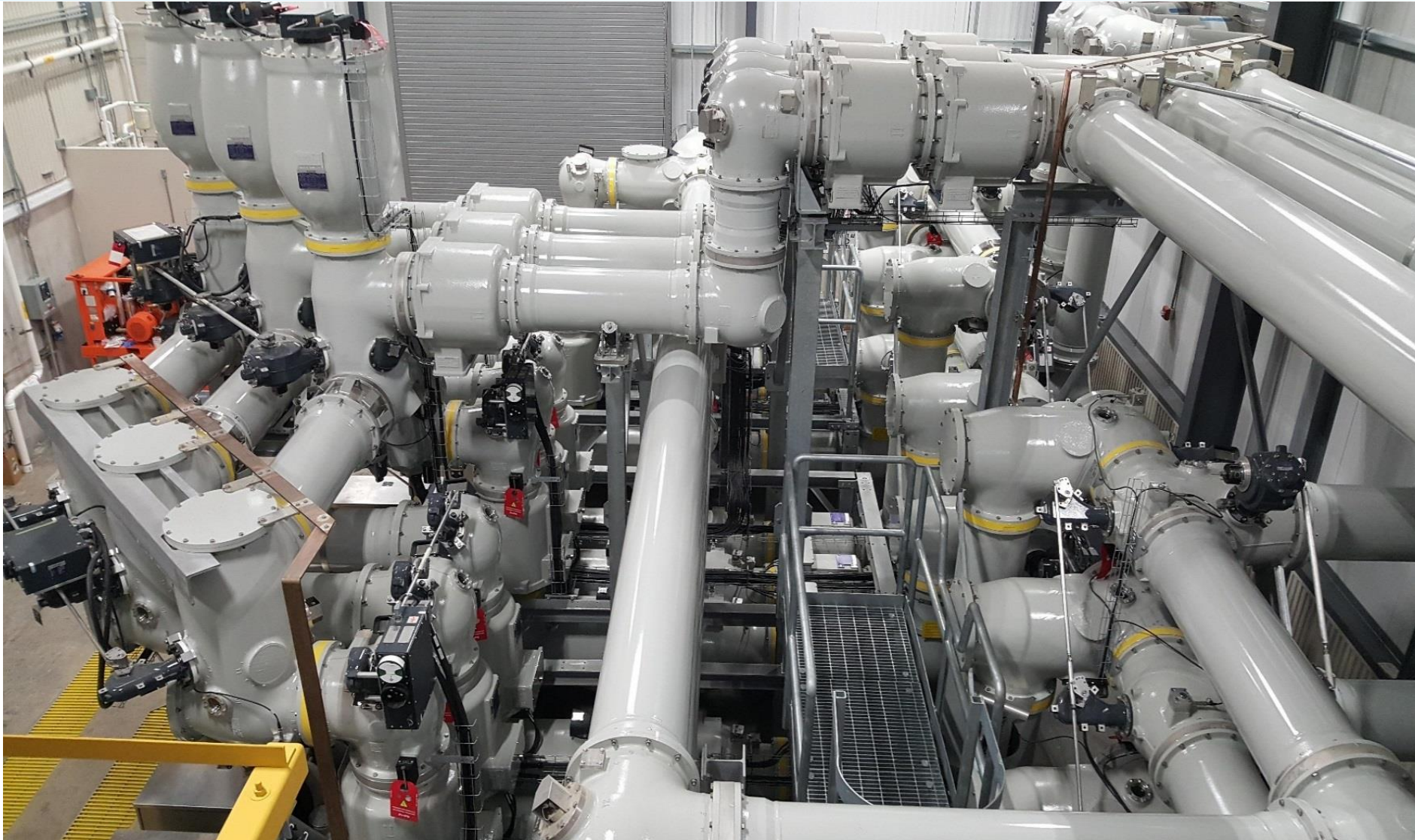
Componentes – Subestaciones

Aisladas en aire



Coordinación de Aislamiento

Componentes – Subestaciones



Aisladas en SF6

Componentes – Subestaciones

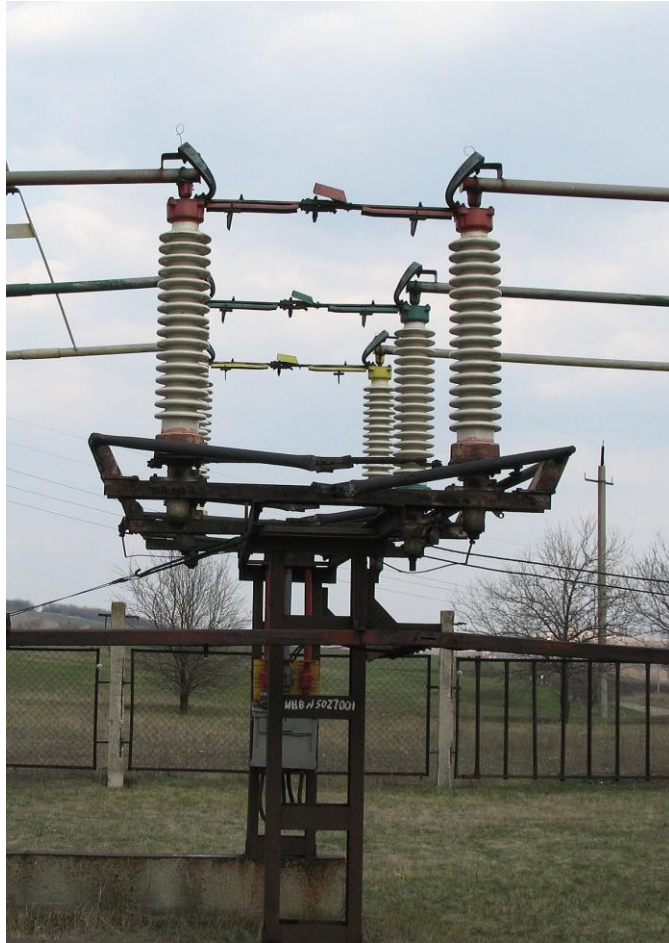


Compactas en SF6



Interruptor de Potencia

Equipamiento primario de las subestaciones de Distribución



Seccionador de Potencia

CRH-52

46 kV CURRENT TRANSFORMER



OUTDOOR
60 Hertz

ARTECHE CR series are dry type outdoor service current transformers. The core is encapsulated with Type B epoxy resin which provides excellent internal dielectric properties and mechanical strength. The external layer of Cycloaliphatic Epoxy Resin (CEP) provides resistance to ultraviolet rays and the effects of tracking and erosion on the exterior of the transformer ensuring a long mechanical and electrical life. The transformer is maintenance free.

The external layer can be manufactured with Hydrophobic Cycloaliphatic Epoxy Resin (HCEP) which improves service life expectancy due to its improved tracking and erosion resistance. HCEP additionally increases the transformer's weatherability and offers better performance in heavily polluted environments.

The core is built with high permeability grain oriented silicon steel laminations for low losses. The windings are copper wire with copper plate double isolation. The concentric distribution of the coils prevents magnetic flux leakage, achieving greater accuracy and higher capacity to withstand mechanical stresses in adverse operating conditions.

Partial Discharge measurements exceed the IEEE, CAN/CSA and IEC requirements.

Transformador de corriente



TRANSFORMADOR DE TENSIÓN



Descripcion General / General Description



APLICACION/APPLICATION

Transformador de tensión para conexión entre fases (2 polos aislados), tipo soporte, diseñado para servicio intemperie. Encapsulado en resina con envoltorio exterior en resina cicloalifática de gran línea de fuga para medida y/o protección. Construido bajo normas UNE, CEI, VDE, IEEE.

Otras normas o características especiales bajo consulta.

Two poles insulated voltage transformer (connection phase-phase), support type, valid for outdoor service. Cast resin with cycloaliphatic resin casing with a large leakage line. Designed for measurement and/or protection. High security. Manufactured as per standards UNE, IEC, VDE, IEEE.

Other standards or special technical specifications on request.

AISLAMIENTO/ INSULATION.

Vn: 52kV ; BIL: 250kV (IEC)

Vn:46kV ; BIL: 250kV (IEEE)

DIMENSIONES/DIMENSIONS

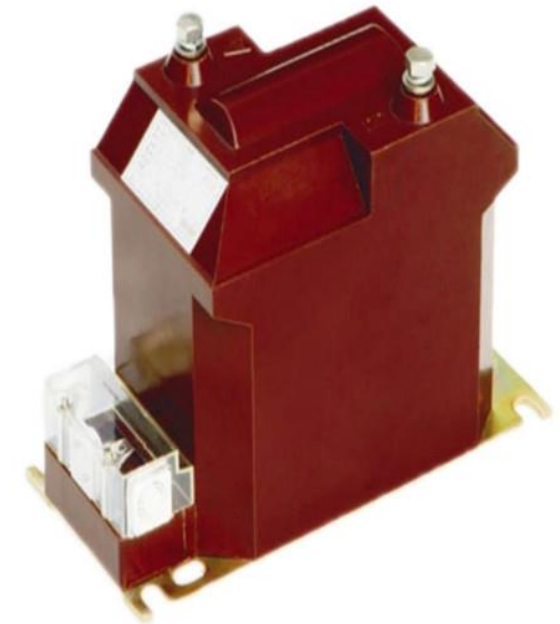
Altura/Height: 986mm/38,82"

Ancho/Width: 435mm/17,12"

Profundidad/Depth: 693mm/ 27,28"

PESO/WEIGHT

178 Kg/396 Lbs



Equipamiento primario de las S/Es



Transformador de
Distribucion

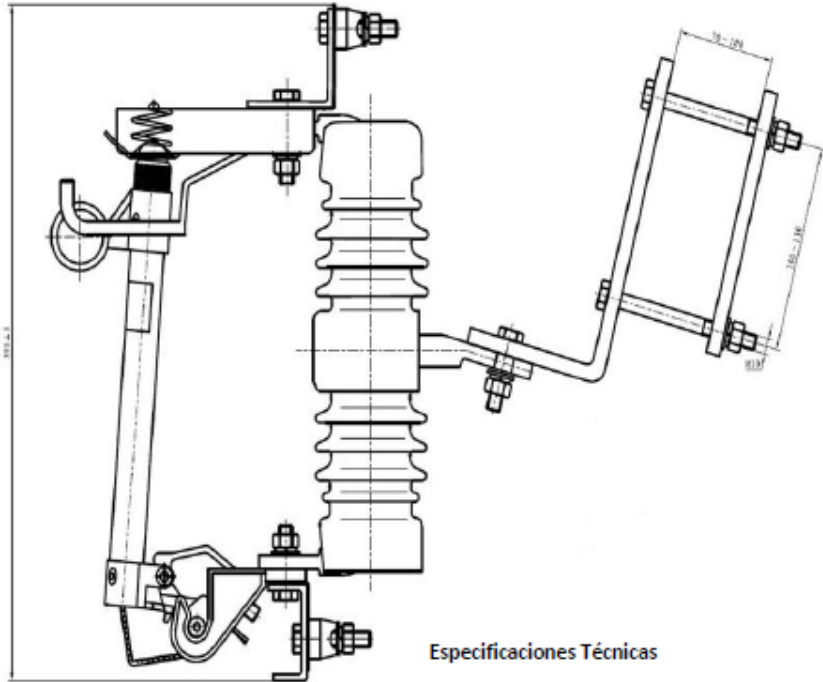
Componentes – Líneas de Distribución



Componentes – Reconectadores

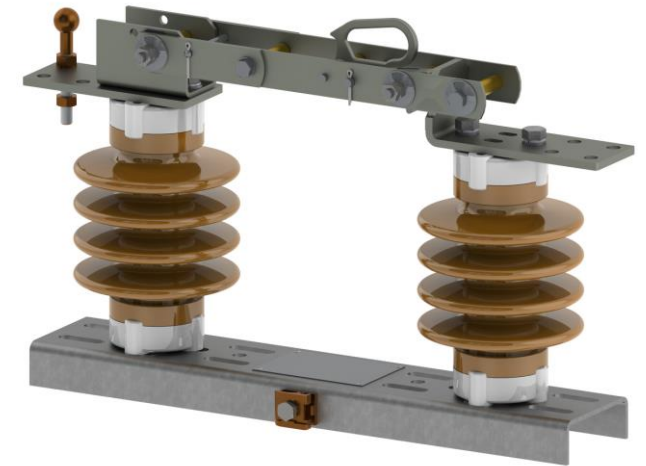


Componentes – Cortacorrientes y Seccionadores



Especificaciones Técnicas

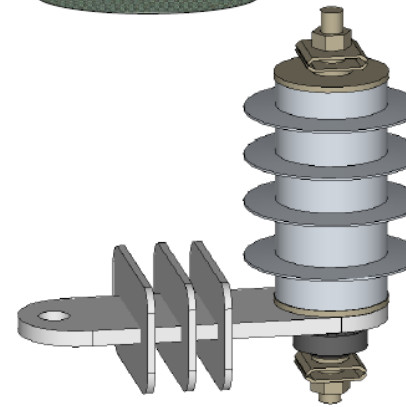
1. Tensión nominal: 15kV
2. Corriente nominal: 100A
3. Corriente de interrupción simétrica: 8kA
4. Corriente de interrupción asimétrica: 12kA
5. Nivel básico de aislamiento (BIL) : 110kV
6. Distancia de fuga : 250mm



Componentes – Descargadores de Sobretensión

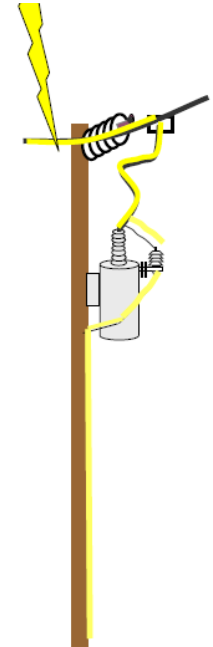
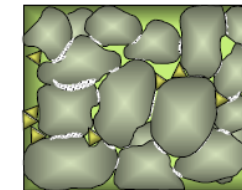


Video Version



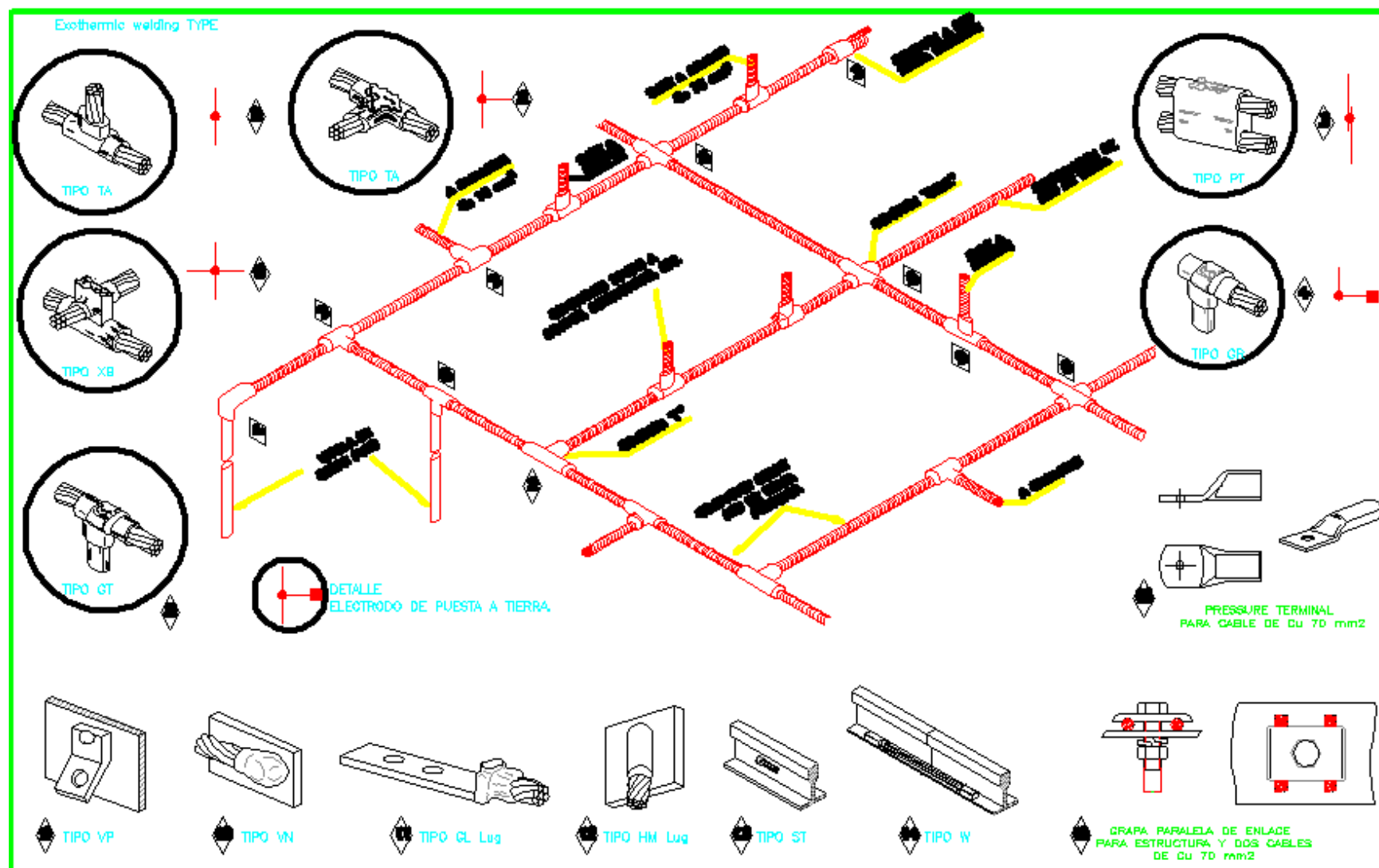
www.ArresterWorks.com

What is a Lightning Arrester?

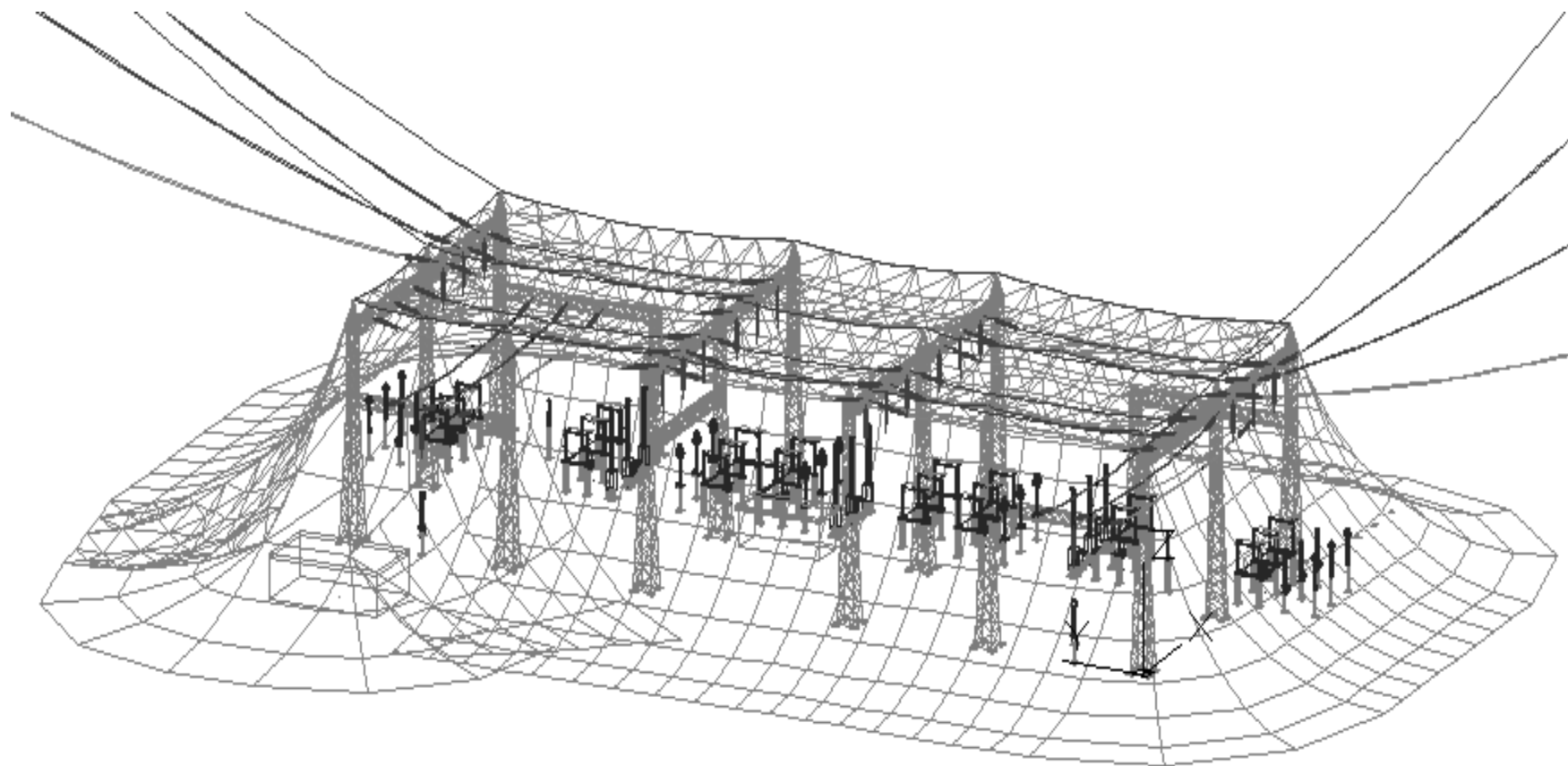


<https://www.youtube.com/watch?v=yFCWzQxT3nE>

Componentes – Sistema Puesta a Tierra



APANTALLAMIENTO



CENTRO DE DISTRIBUCION DE POTENCIA (CDP)



COMPONENTES Y EQUIPOS



**TABLEROS DE
PROTECCION
MEDICIÓN Y CONTROL**



BANCO DE BATERIAS TABLERO CARGADOR RECTIFICADOR



COMPONENTES Y EQUIPOS



COMPONENTES Y EQUIPOS



COMPONENTES Y EQUIPOS



TABLERO DE BAJA TENSION





AUTOMATIZACIÓN Y SCADA



CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Procedimiento general para el diseño de una subestación eléctrica

La base para el desarrollo de un proyecto de diseño de una subestación eléctrica es la normatividad vigente, junto con las nuevas tecnologías, los requerimientos que establecen las compañías operadoras del sector eléctrico y las necesidades de demanda de energía de los usuarios de un sistema eléctrico.

La normativa internacional más considerada es la elaborada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC); le sigue en importancia la normativa estadounidense (ANSI). Para cada proyecto de diseño se debe tener en cuenta igualmente la normativa interna de las empresas del sector eléctrico de cada país, En consecuencia todas servirán de soporte como documentos de consulta.

Procedimiento de Diseño

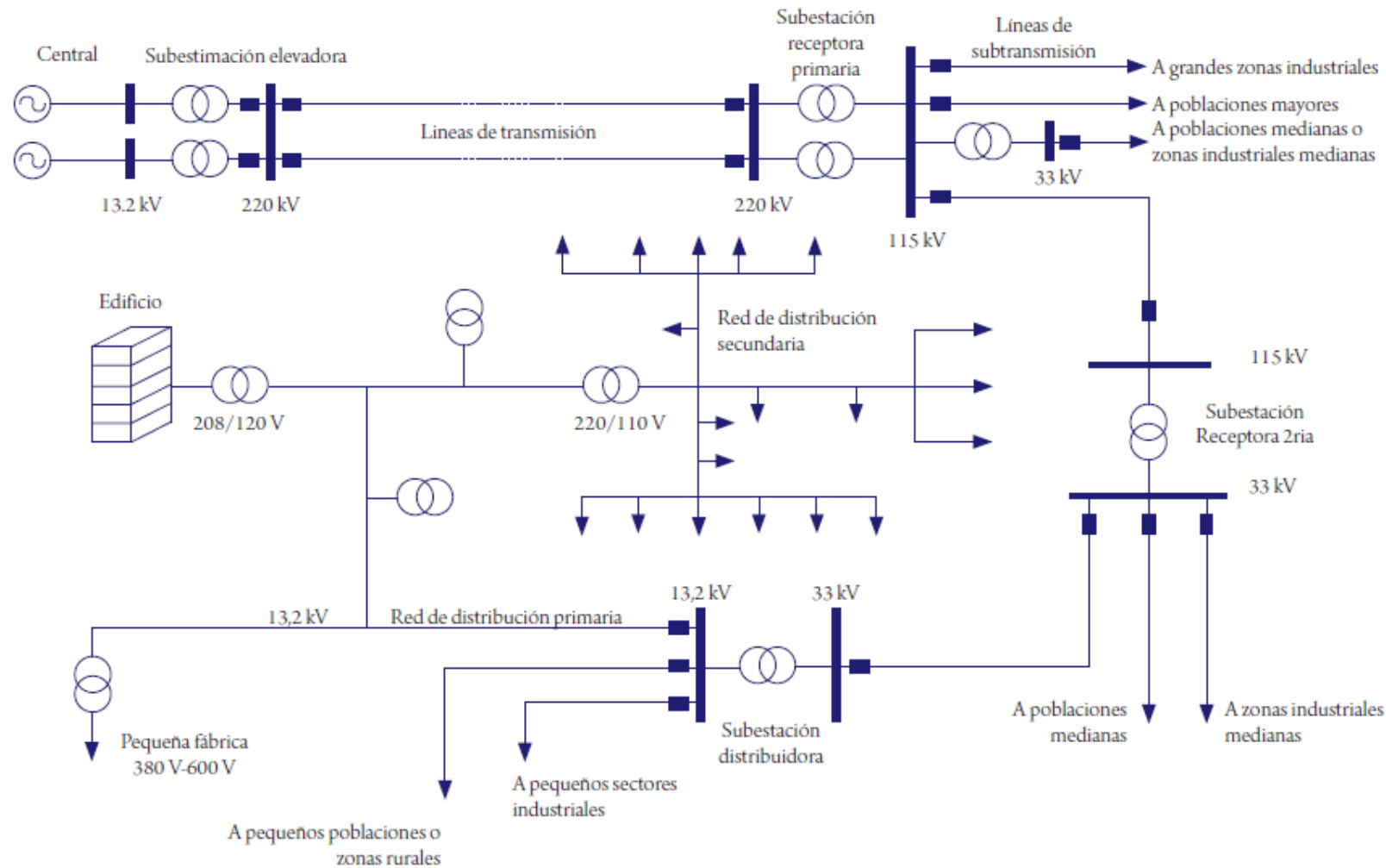


Figura 1. Sistema eléctrico

DIAGRAMAS UNIFILARES

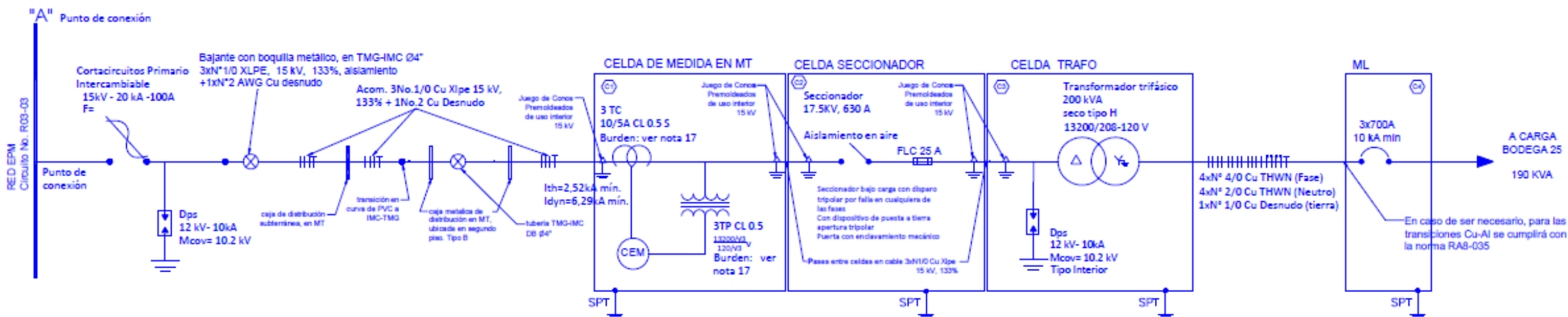


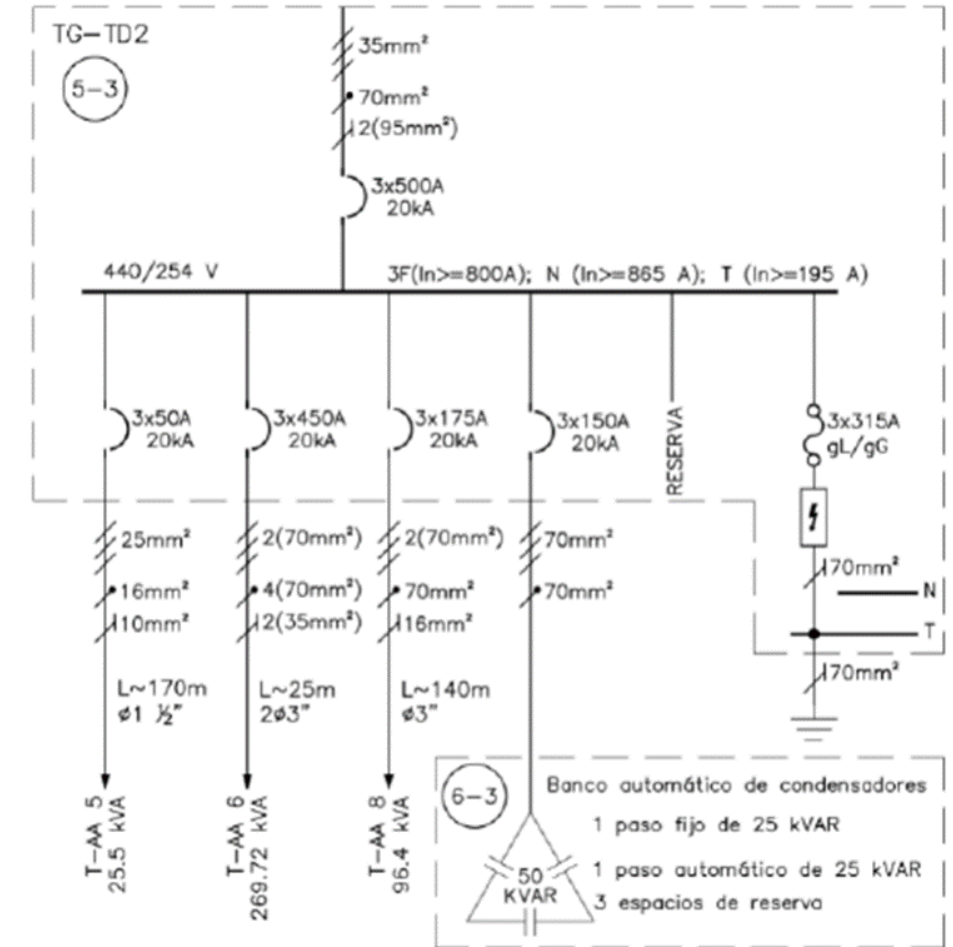
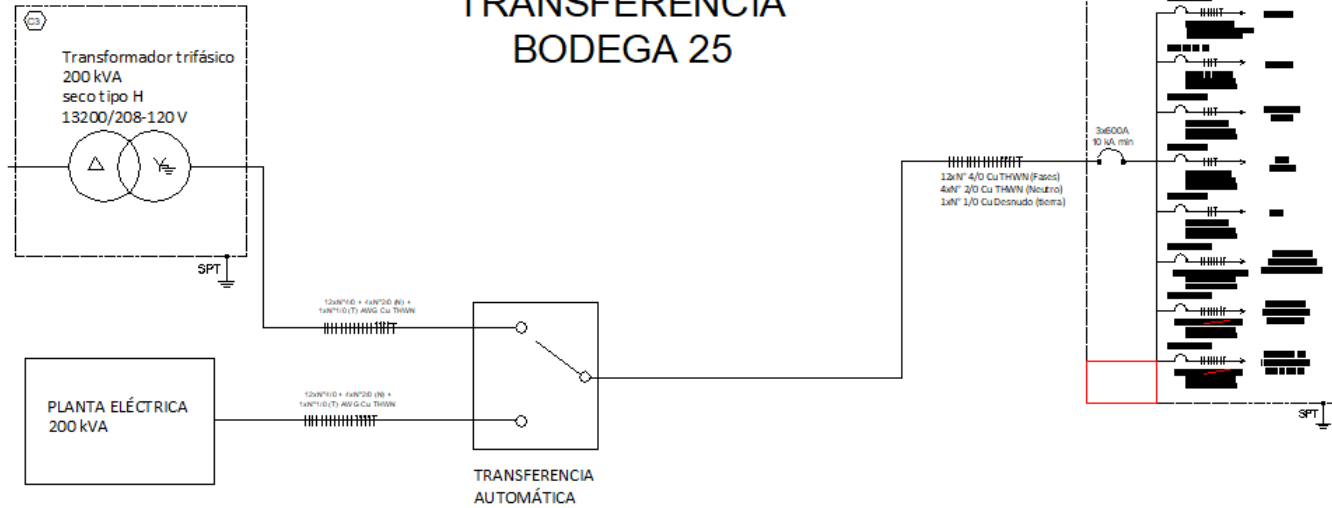
DIAGRAMA UNIFILAR

CONVENCIONES

EXISTENTE	PROYECTADO	DESCRIPCION
		POSTE DE CONCRETO REFORZADO DE 12m.
		TRANSFORMADOR 3ø
		CONTADOR TRIFÁSICO ELECTRÓNICO, MULTIENERGIA, ACTIVA CLASE 0,5S, Y REACTIVA CLASE 2, DE 5(10)A, 3X57.77/100V – 3X277/480V, 3F, 4H.
		CABLE CUBIERTO PRIMARIO
		CAJA DE DISTRIBUCIÓN MARCADA Y SELLADA
		CABLE PRIMARIO SUBTERRANEO

DIAGRAMAS UNIFILARES

DIAGRAMA UNIFILAR
TRANSFERENCIA
BODEGA 25



- ✓ Distancias mínimas
- ✓ Paredes
- ✓ Puertas
- ✓ Sistemas de recolección y contención de derrames de aceite
- ✓ Tanquillas
- ✓ Ventanas
- ✓ Ductos de aire acondicionado
- ✓ Calefacción y control de humedad
- ✓ Ventilación y presurización
- ✓ Canales y trincheras
- ✓ Fundaciones de tableros
- ✓ Vías de escape
- ✓ Cuartos de baterías
- ✓ Sótano de cables
- ✓ Alumbrado
- ✓ Piedras para el suelo
- ✓ Cercas
- ✓ Áreas clasificadas
- ✓ Entrada de cables

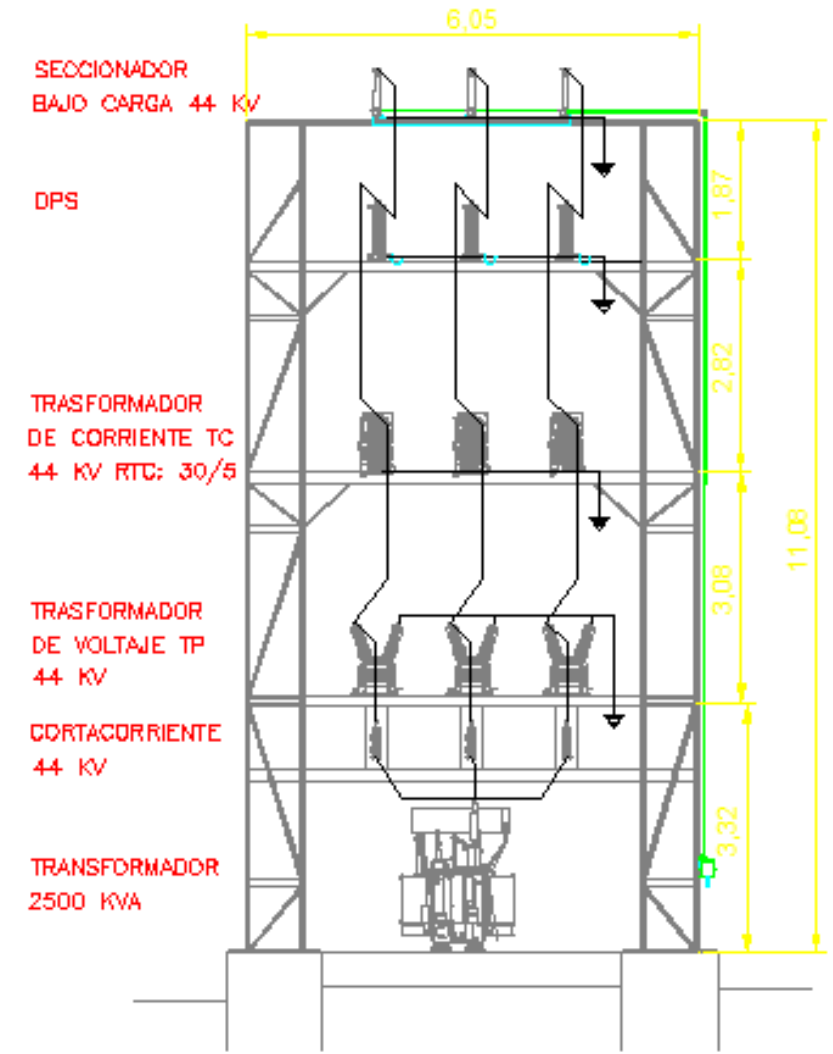
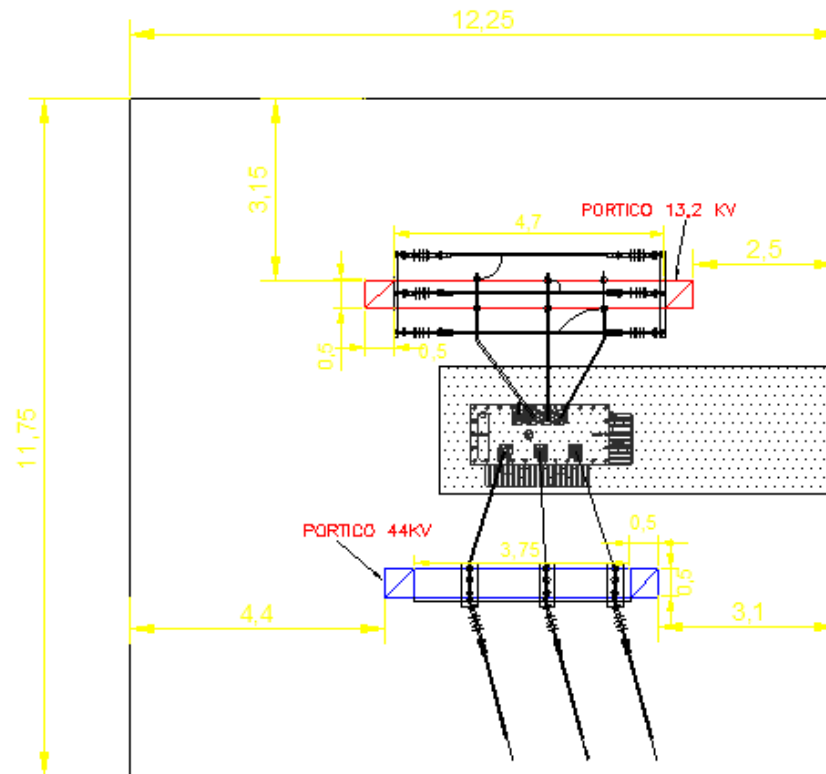
- Datos del sitio seleccionado
 - Altura sobre el nivel del mar.
 - Temperatura minima, media y maxima anual y mensual.
 - Humedad relativa.
 - Viento maximo.
 - Grado de contaminacion ambiental.
 - Nivel ceraunico o de descargas atmosfericas.
 - Estudio de suelos.
 - Levantamiento topografico.
 - Plano general de ubicacion mediante la identificacion de las vias de acceso y lineas de Distribucion.
 - Resistividad del terreno.

ESTUDIOS	INFORMACION OBTENIDA	USO DE LA INFORMACION
ANALISIS DE CARGA	- Potencia Requerida - Caída de tensión - Corriente requerida	-Dimensionamiento de Equipos y conductores
CORTOCIRCUITO	- Corrientes de cortocircuito trifásica. - Corriente de cortocircuito monofásica. - Factor X/R.	- Selección y coordinación de protecciones. - Diseño de la malla de puesta a tierra. - Dimensionamiento de equipos y conductores.
Coordinación de aislamiento	- Voltaje a frecuencia industrial y BIL - Sobretensiones - Distancias mínimas	- Requerimiento de aislamiento y Descargadores de sobretensión. - Plano de planta y perfil
ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA	-Factor K. - THDV, THDI, TDD - FP	-Dimensionamiento de Equipos. -Dimensionamiento de Filtros. -Dimensionamiento de compensación reactiva.
ESTUDIOS DE RESISTIVIDAD	- Resistividad del suelo (Modelo Estratificado)	- Dimensionamiento del sistema de puesta a tierra.
ESTUDIO GEOTECNICO	- Capacidad portante del suelo. - Nivel Freático	- Dimensionamiento de obras Civiles. - Selección de canalizaciones
ANALISIS DE RIESGO POR DESCARGAS ATMOSFERICAS	- Nivel de riesgo por descargas	- Diseño del sistema de apantallamiento
ANALISIS DE RIESGOS ELECTRICOS	- Nivel de riesgo eléctrico de la instalación	- Medidas de control de Riesgo

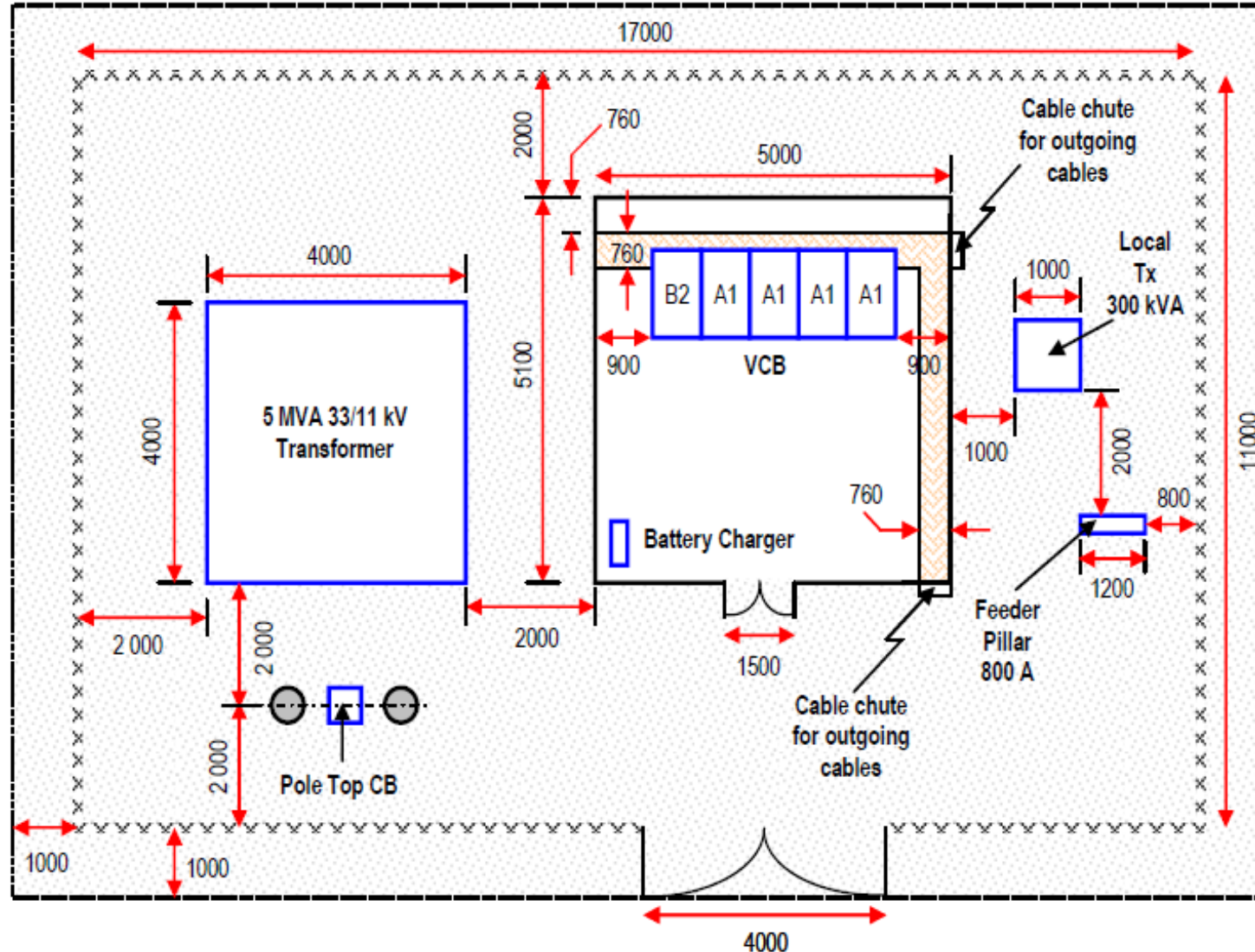
- **Plano de implantación y perfil.**
- **Diagrama unifilar.**
- **Diagramas trifilares de tableros.**
- **Esquemas funcionales de mando, control, medición, indicación, protección, señalización, enclavamientos, comunicación, disparos transferidos, etc.**
- **Telemando, telemetría, teleseñalización, esquemas funcionales de servicios auxiliares.**
- **Cableado interno de equipos y tableros.**
- **Cableado de interconexión entre equipos y/o tableros.**
- **Lista de cables, equipos, materiales y planos.**

Selección de configuración y disposición física

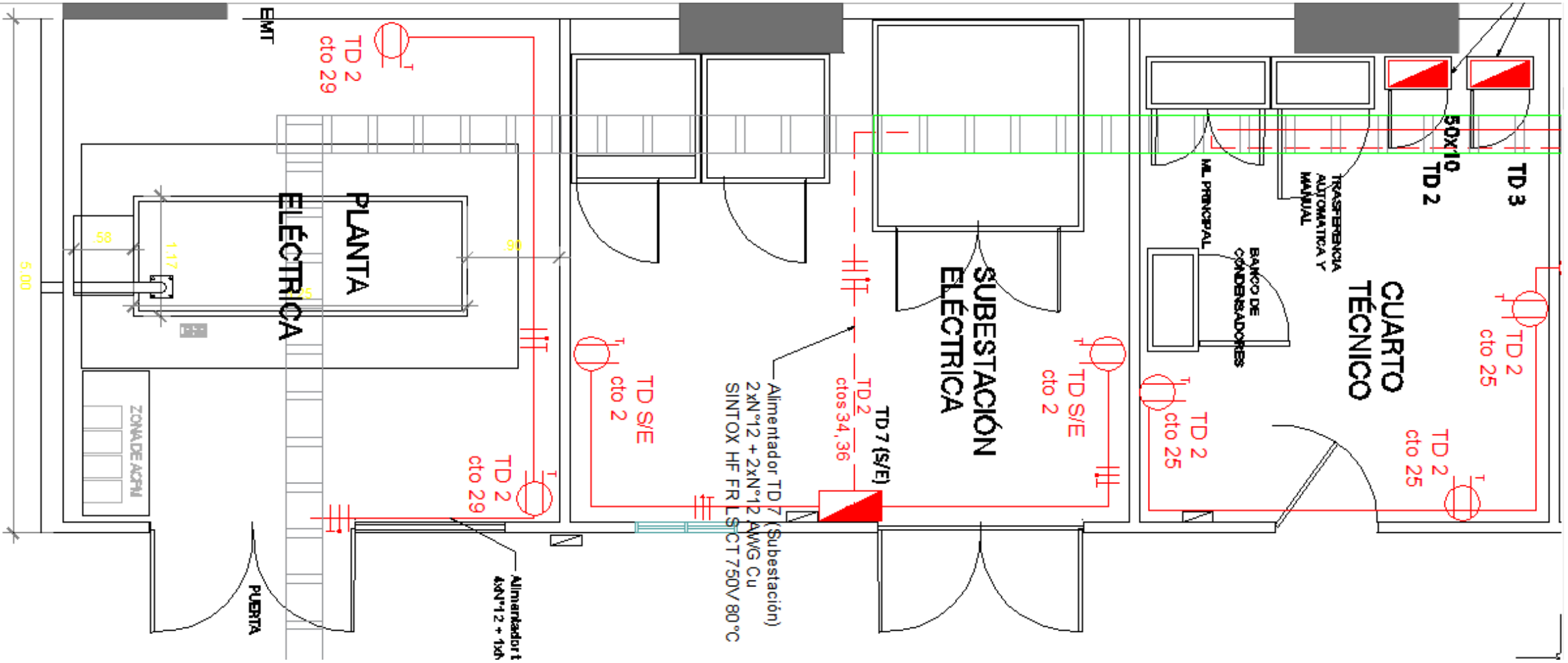
Se establece como configuración en una subestacion electrica al arreglo de los equipos electromecanicos que conforman un patio de conexiones pertenecientes a un mismo nivel de tension, de tal forma que su operacion permita establecer en la subestacion diferentes grados de confiabilidad y seguridad para el manejo, transformacion y distribucion de la energía.



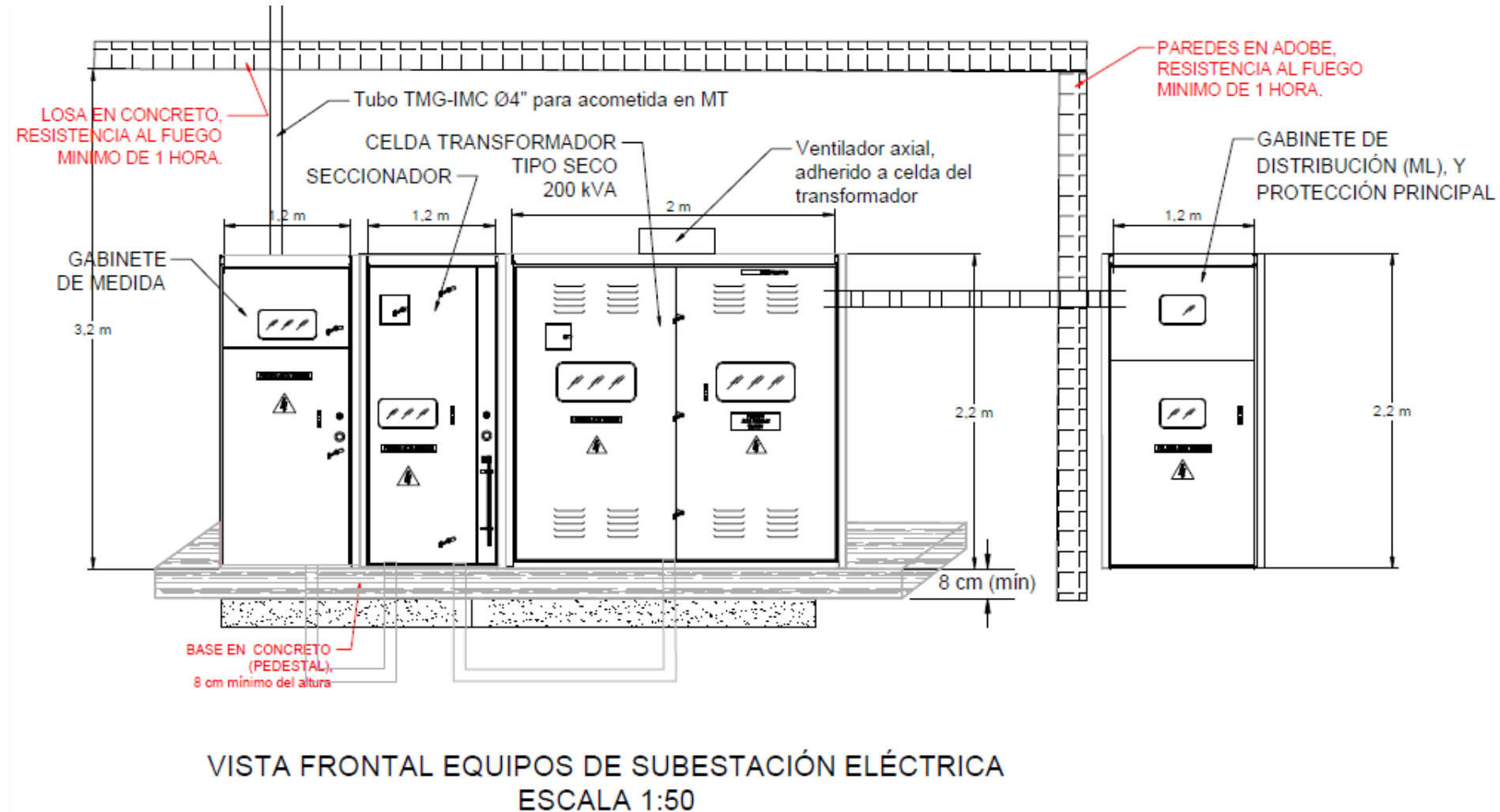
Clasificación de subestaciones de distribución



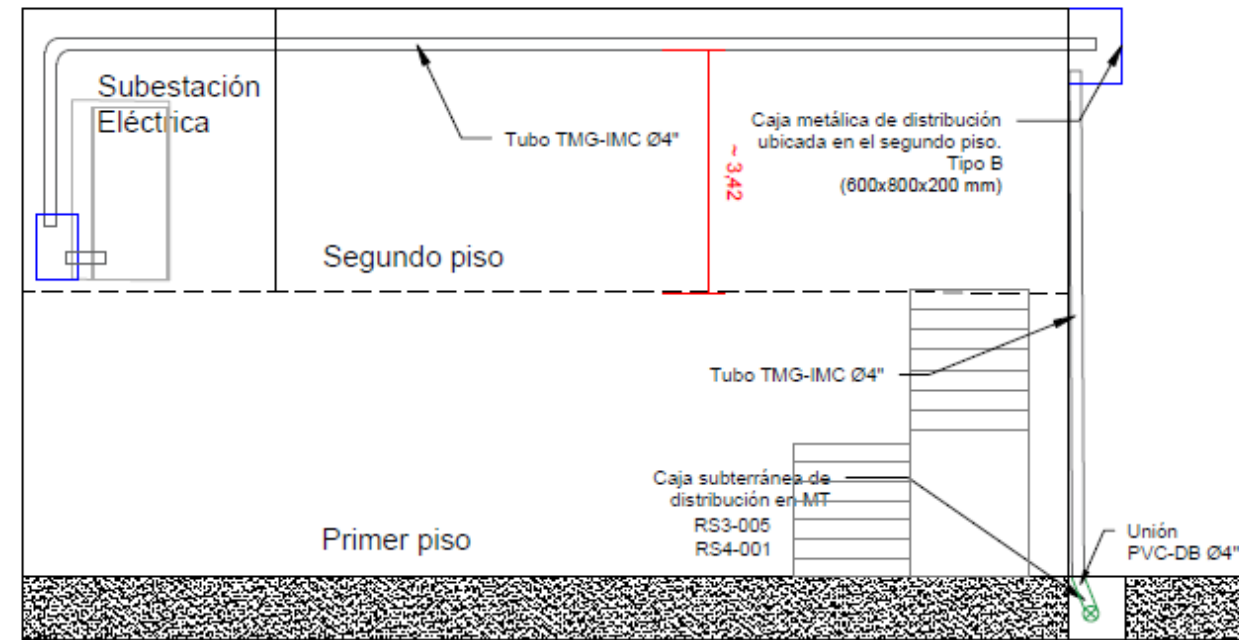
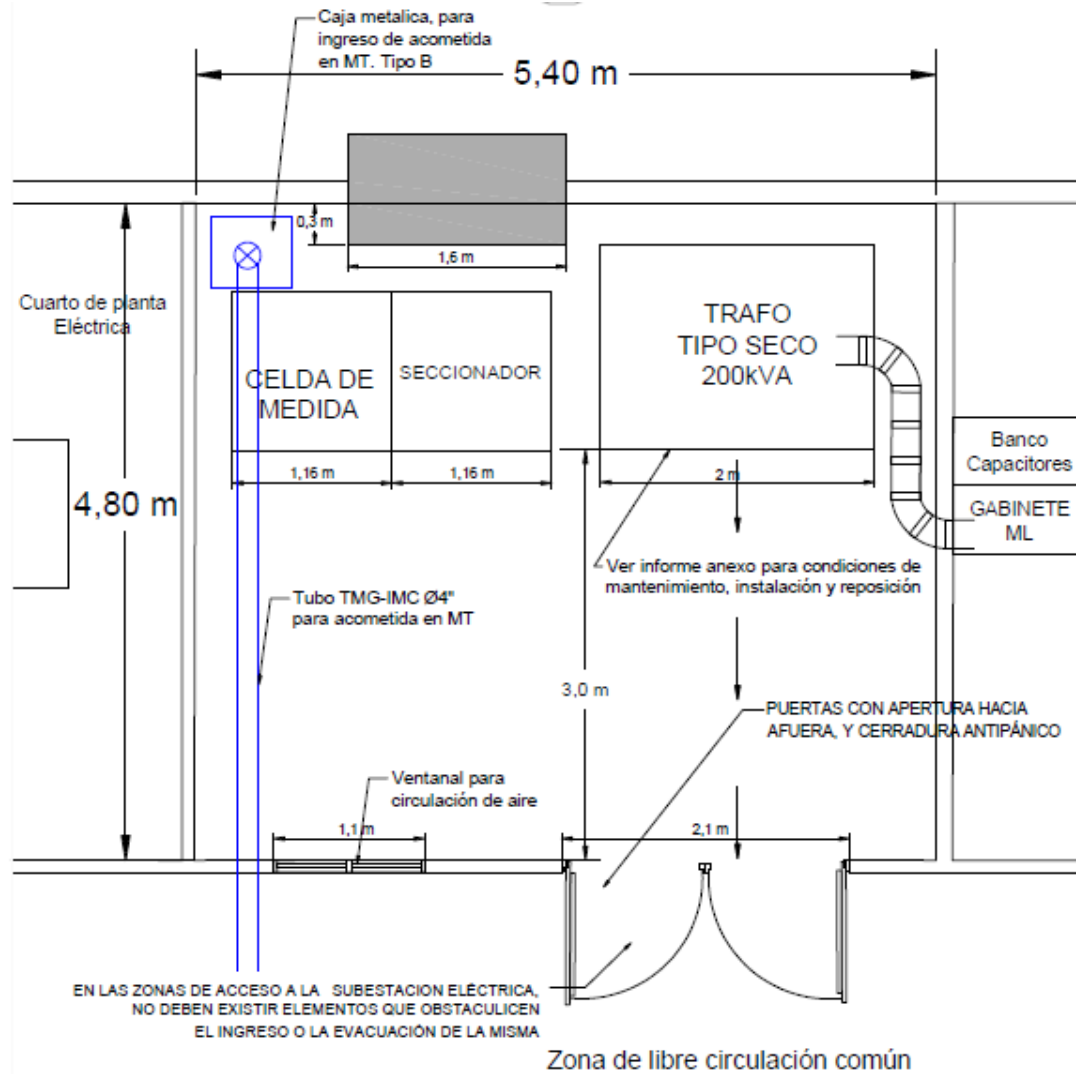
Clasificación de subestaciones de distribución



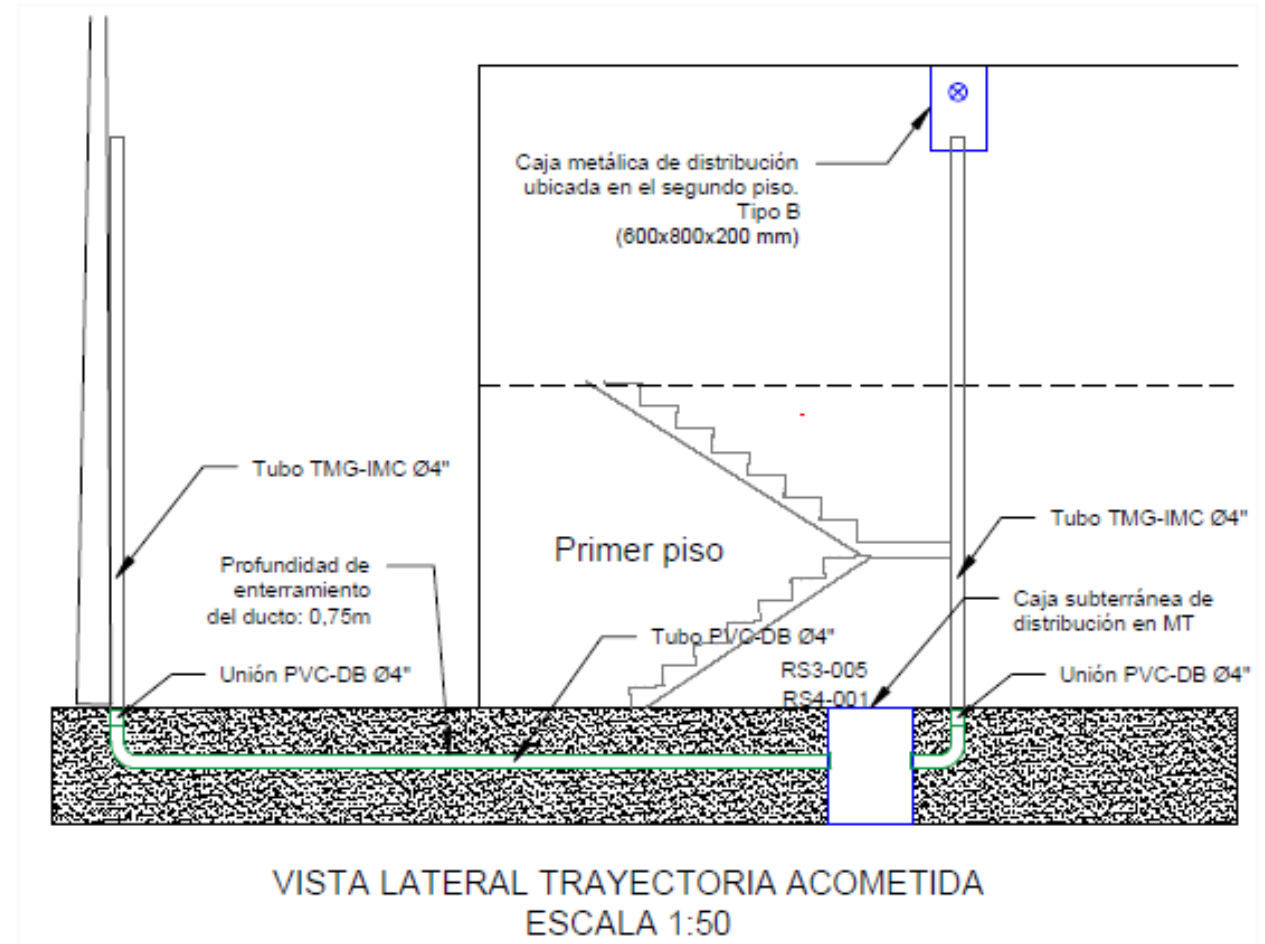
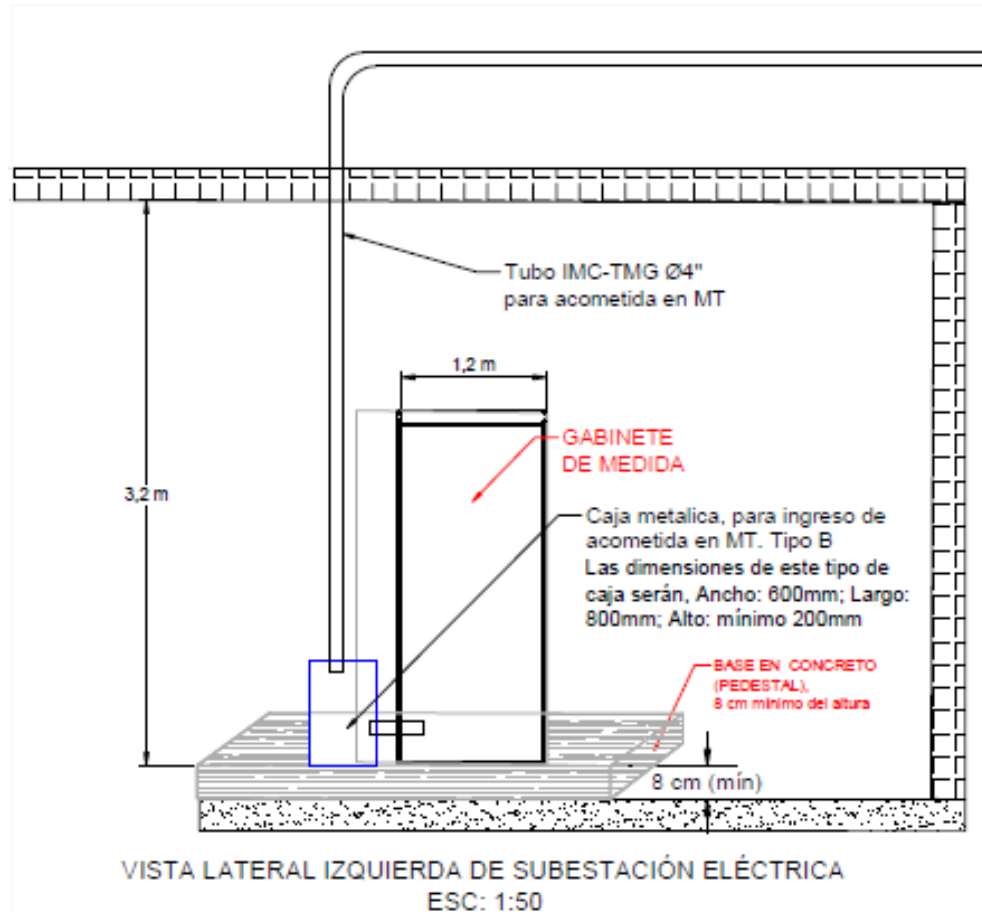
Clasificación de subestaciones de distribución



Clasificación de subestaciones de distribución



VISTA FRONTAL TRAYECTORIA ACOMETIDA
ESCALA 1:50



Procedimiento de Diseño

GABINETE DE POTENCIA (ML)																			ML		
LOCALIZACION: SUBESTACIÓN ELECTRICA									ESPECIFICACIONES: 24 CTOS MONOFÁSICOS (8 CTOS TRIFÁSICOS). 3 FASES 4 HILOS + T												
Capacidad Barras: 1200 A Voltaje: 208 V																					
DESCRIPCION	Proteccion [A]	Conductor (FASE, NEUT) AWG	Conductor TIERRA AWG	Longitud [m]	DUCTO (INCH)	% OCUPACION DUCTO	Potencia [VA]	In [A]	No. Cto	DIAGRAMA L1 L2 L3	No. Cto	In [A]	Potencia [VA]	% OCUPACION DUCTO	DUCTO (INCH)	Longitud [m]	Conductor TIERRA AWG	Conductor (FASE, NEUT) AWG	Proteccion [A]	DESCRIPCION	
RACK frio	3x500	2xN°2/0	1xN°2	20	canastilla 50x10 cm	8%	56666	472	1		2	48	5000	6%	1 de 1"	15	1xN°8	1xN°6	2x50	UPS	
		2xN°2/0	1xN°2	20			56666	472	3	4	48	5000	15			1xN°8	1xN°6				
		2xN°2/0	1xN°2	20			56666	472	5	6	195	23333	22			1xN°2	2xN°1/0				
UMA Aire	3x40	1xN°8	1xN°10	35	canastilla 50x10 cm	2%	3333	28	7		8	195	23333	15%	1 de 2"	22	1xN°2	2xN°1/0	3x250	TABLERO EVAPORADORES (TD 1)	
		1xN°8	1xN°10	35			3333	28	9	10	195	23333	22			1xN°2	2xN°1/0				
		1xN°8	1xN°10	35			3333	28	11	12	83	10000	5			1xN°8	1xN°2				
EMPACADORA AL VACIO	3x50	1xN°6	1xN°8	40	1 de 1"	8%	5333	44	13		14	83	10000	8%	1 de 1 1/2"	5	1xN°8	1xN°2	3x100	TABLERO PISO 2 (TD 2)	
		1xN°6	1xN°8	40			5333	44	15	16	83	10000	5			1xN°8	1xN°2				
		1xN°6	1xN°8	40			5333	44	17	18	83	10000	7			1xN°8	1xN°2				
LAVA CANASTAS	3x40	1xN°8	1xN°10	42	1 de 3/4"	10%	4000	33	19		20	83	10000	8%	1 de 1 1/2"	7	1xN°8	1xN°2	3x100	TABLERO PISO 1 (TD 3)	
		1xN°8	1xN°10	42			4000	33	21	22	83	10000	7			1xN°8	1xN°2				
		1xN°8	1xN°10	42			4000	33	23	24											
																				RESERVA	
Potencias Parciales por Fase [VA]		L1 [VA]: 84333		L2 [VA]: 84333		L3 [VA]: 79333				Potencia total [VA]		248000						Potencia Demandada [kVA]:		218240	
ALIMENTADOR. Fases: 12xN°4/0 AWG Cu-SINTOX HF				Neutro: 4xN°2/0 AWG Cu-SINTOX HF				Tierra: 1xN°2/0 AWG-SINTOX HF								PROTECCIÓN GRAL: 3x600 A					
		CORRIENTE [A]:		710				TENSION (V):		208/120											

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

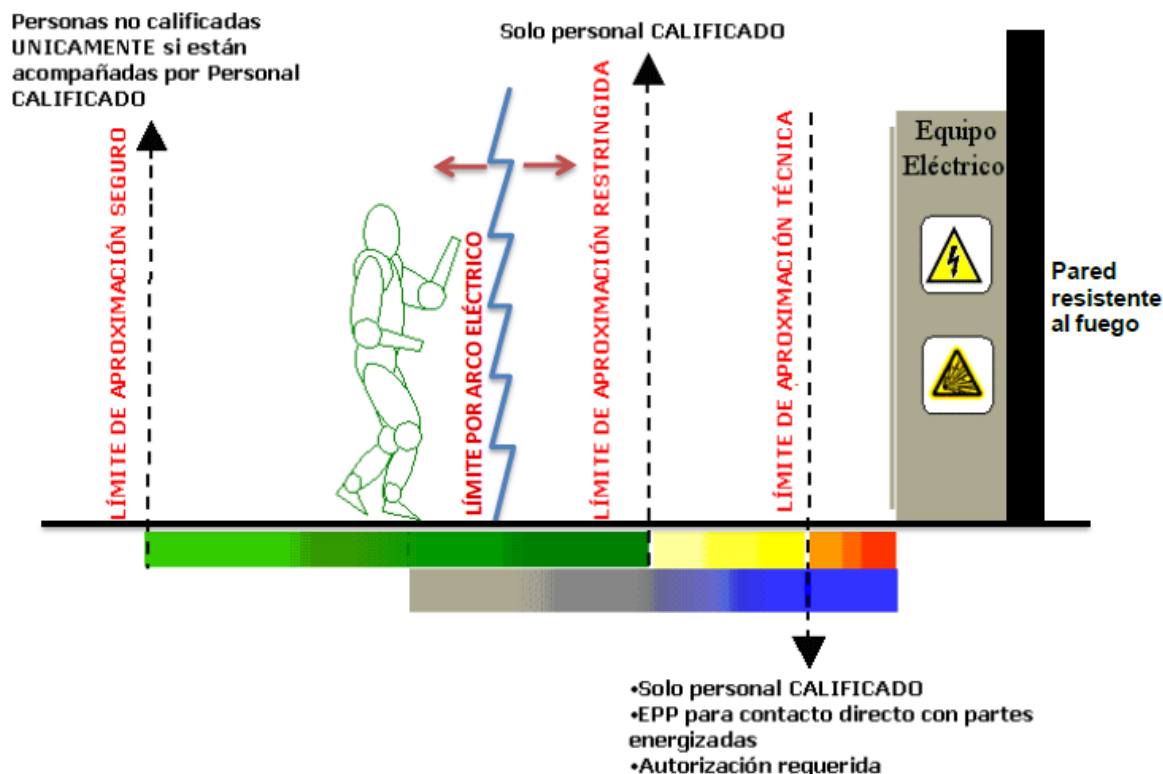


Figura 13.4. Límites de aproximación

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV – 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV – 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV – 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV – 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV – 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

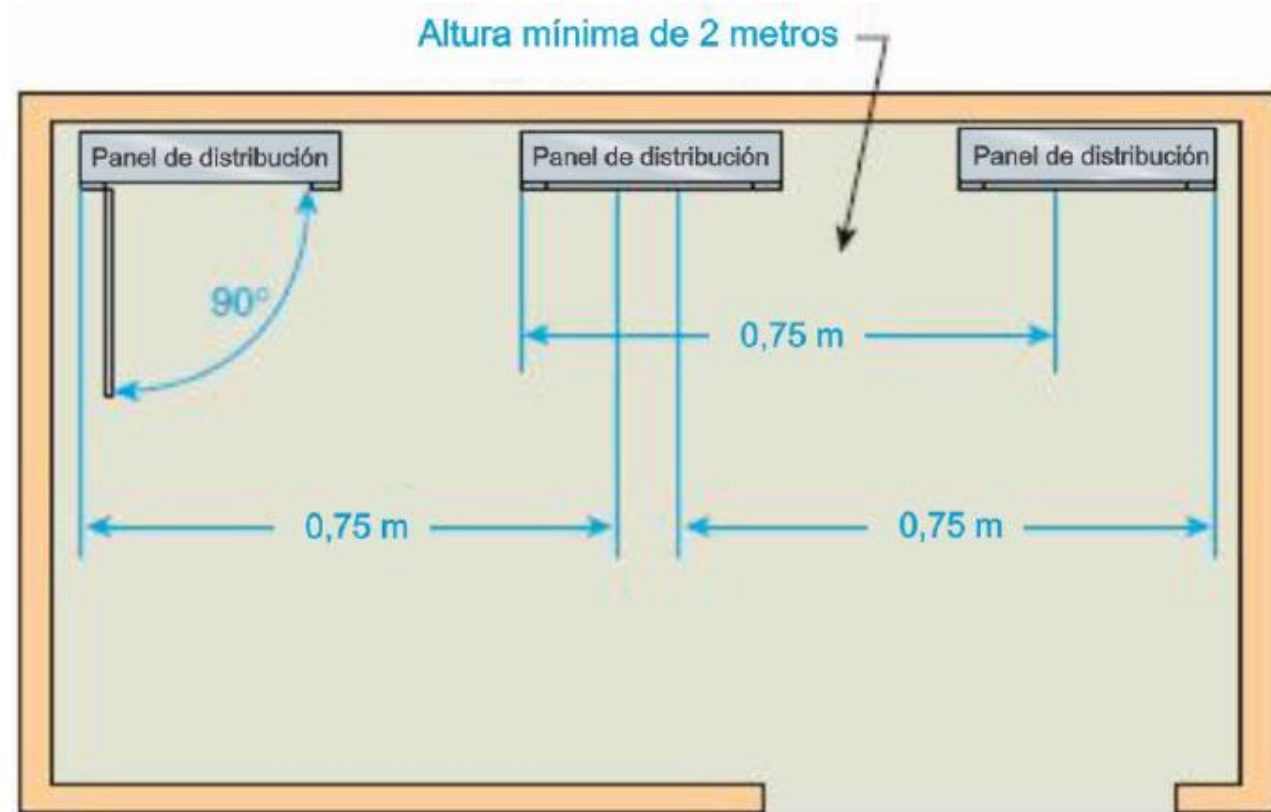
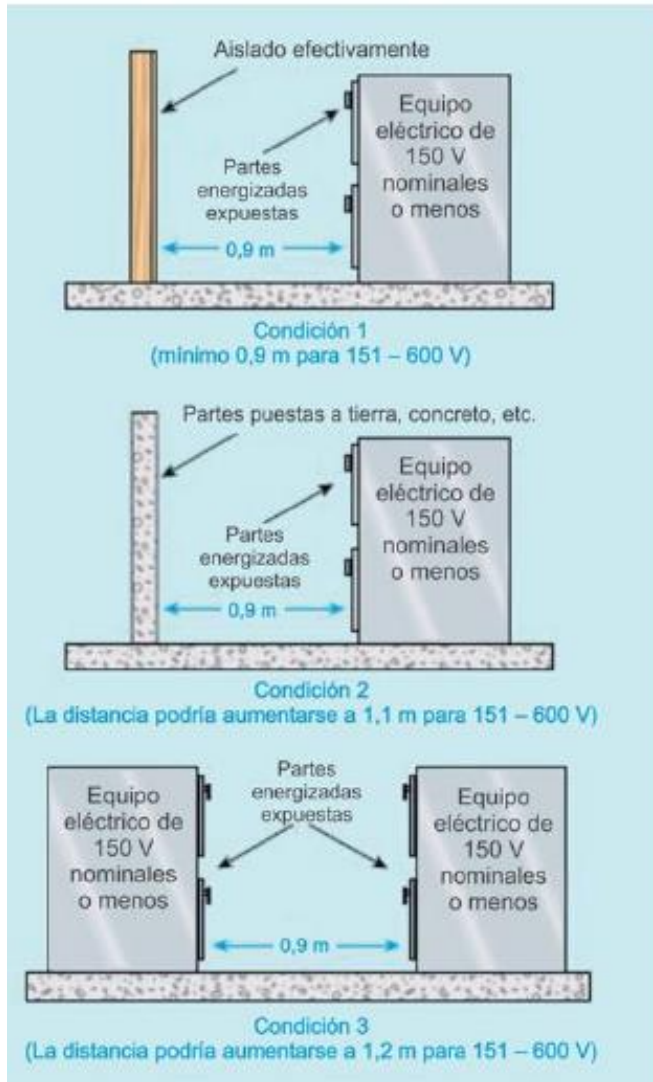
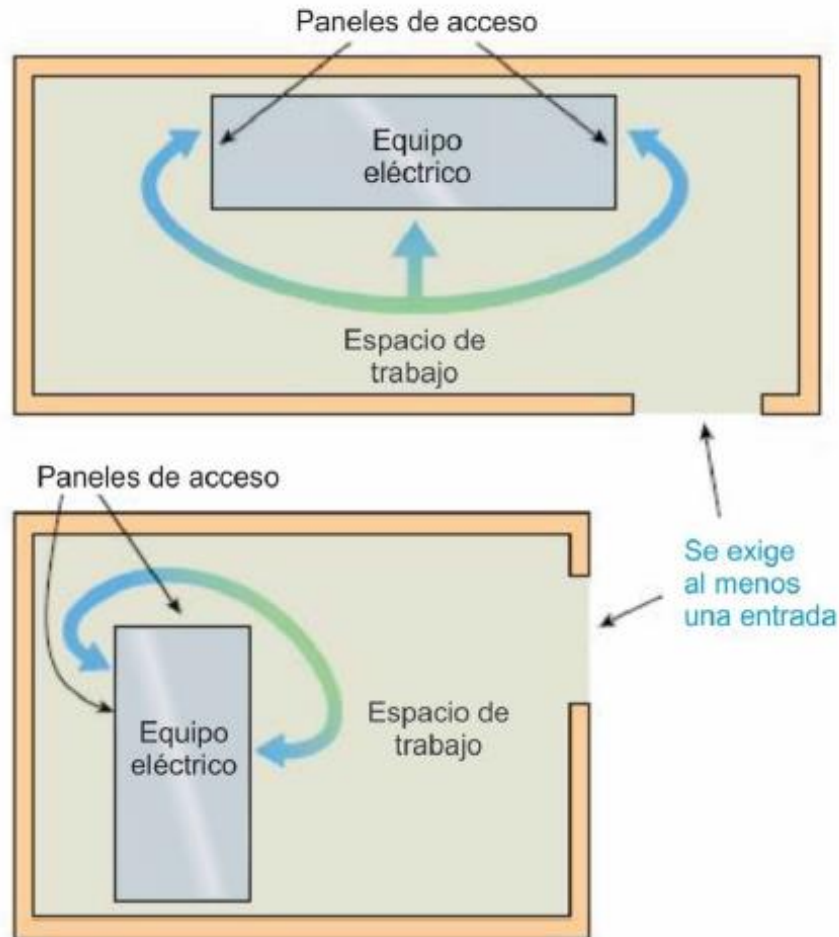


Figura 8: *Espacio de trabajo frontal de tableros eléctricos de BT*

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD



Se requiere al menos de una entrada para permitir acceso al espacio de trabajo alrededor del equipo eléctrico. La instalación mostrada en la parte inferior no sería aceptable si el equipo eléctrico fuera un tablero de distribución de más de 1,80 metros de ancho, clasificado para 1200 A nominales o más.

Se exige al menos una entrada

Figura 9: Regla 1 de acceso y entrada al espacio de trabajo

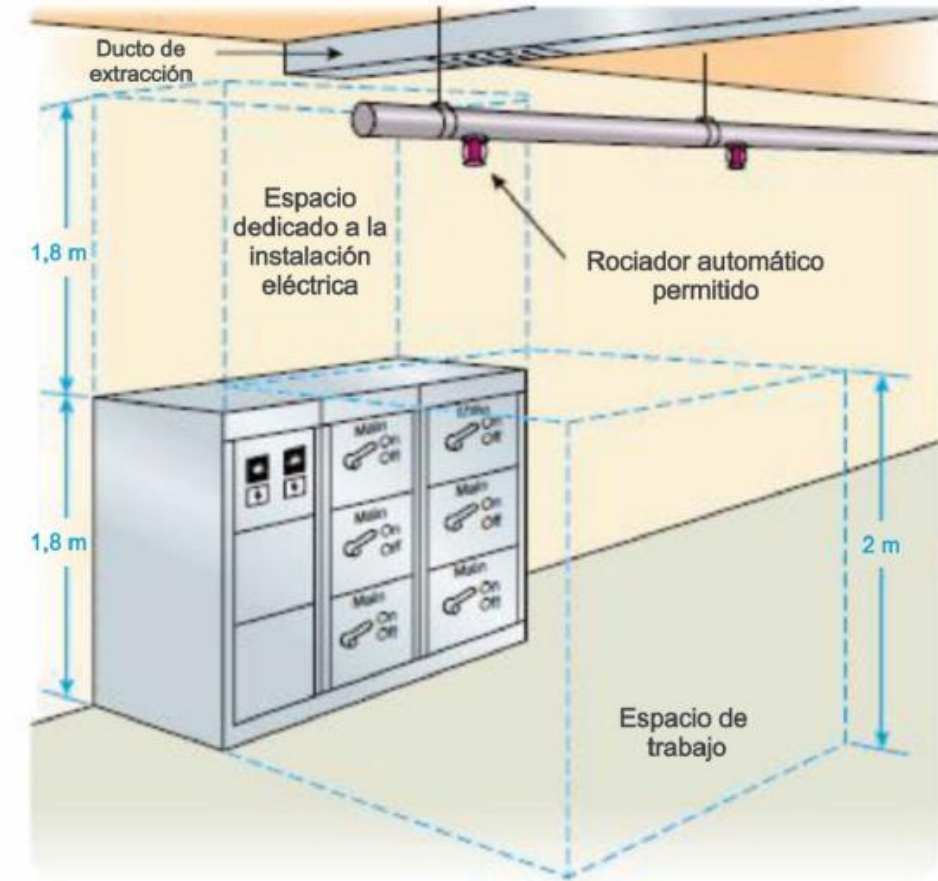


Figura 14: Espacios alrededor de un equipo de distribución eléctrica

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

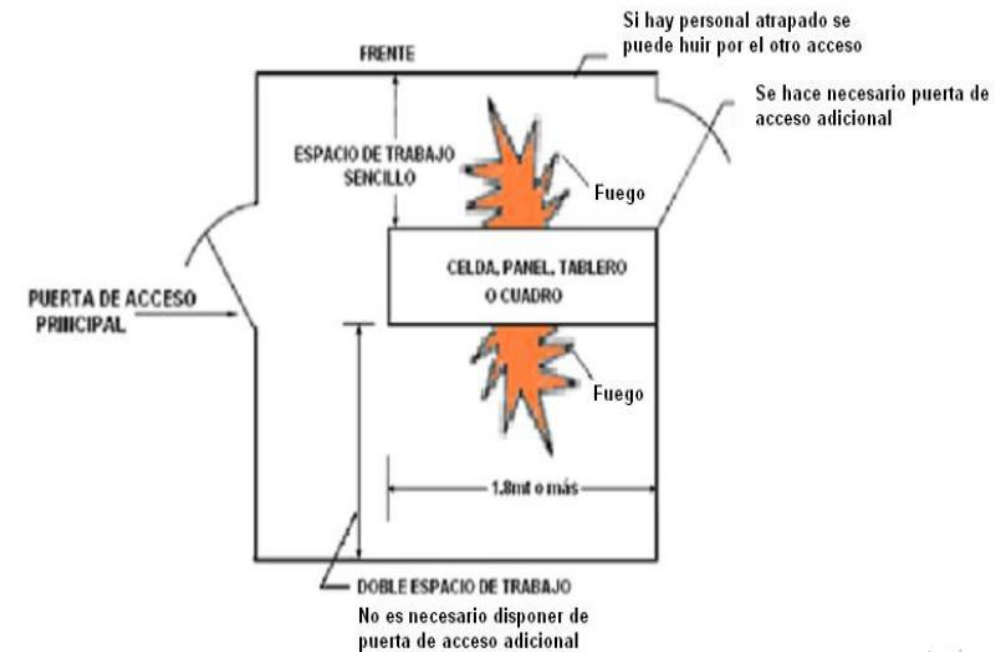
La altura mínima de los locales de subestación cubiertos en sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV., será de 2.10 m.

La altura mínima hasta el techo de los espacios de trabajo alrededor de los equipos de acometida, cuadros de distribución, paneles de distribución o de los centros de control motores debe ser de 1,90 m. Cuando el equipo eléctrico tenga más de 1,90 m de altura, el espacio mínimo hasta el techo no debe ser inferior a la altura del equipo.

Accesos: Toda subestación debe tener por lo menos una entrada de ancho no menor a 1 m, y de altura no menor de 1.90 m para proporcionar acceso al espacio de trabajo alrededor del equipo eléctrico.

En el diseño de los accesos a la subestación se tendrán en cuenta las dimensiones del mayor de los equipos a albergar, de tal forma que no se presenten dificultades en la entrada o eventual retiro del mismo.

Si en el local de la subestación, existen equipos como celdas, tableros, paneles o gabinetes con más de 1.80 m de ancho, o si al colocarlos juntos se obtiene un ancho mayor a éste, se deberá contar con una entrada a cada extremo a menos que su ubicación permita una vía de salida continua y sin obstrucciones o que el espacio de trabajo sea el doble al requerido en la tabla de distancias mínima según la condición.



DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

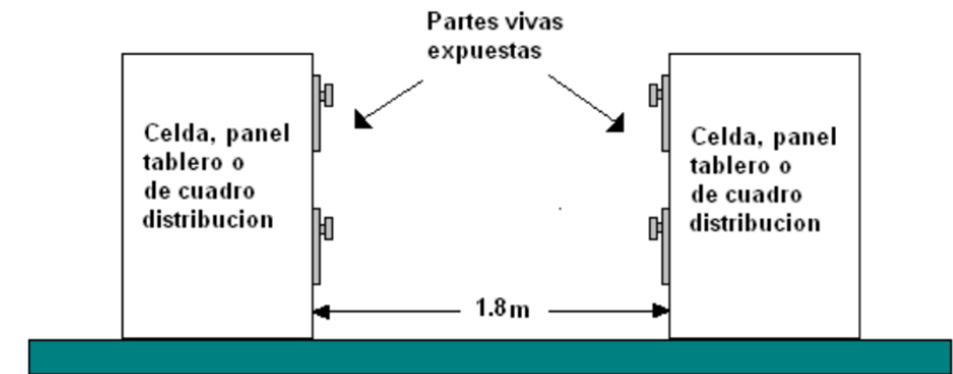
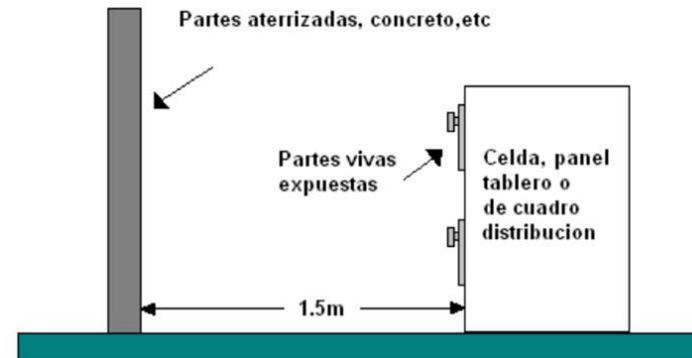
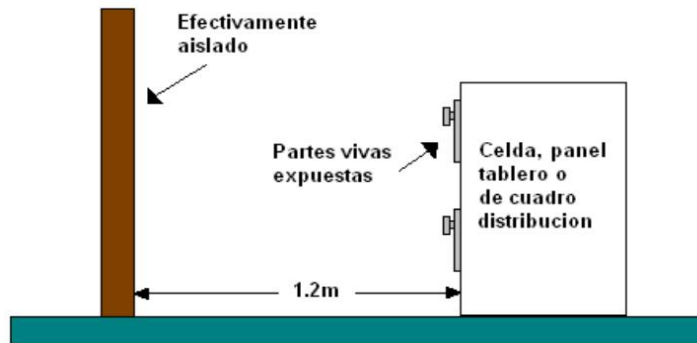
Tabla 110.34(A) Profundidad mínima del espacio libre de trabajo al equipo eléctrico

Tensión nominal a tierra	Distancia libre mínima		
	Condición 1	Condición 2	Condición 3
1 001 - 2 500 V	0,9 m	1,2 m	1,5 m
2 501 - 9 000 V	1,2 m	1,5 m	1,8 m
9 001 - 25 000 V	1,5 m	1,8 m	2,8 m
25 001 V - 75 kV	1,8 m	2,5 m	3,0 m
Más de 75 kV	2,5 m	3,0 m	3,7 m

(1) **Condición 1** Partes vivas expuestas en un lado del espacio de trabajo y ninguna parte viva o puesta a tierra en el otro lado, o partes vivas expuestas a ambos lados del espacio de trabajo que están resguardadas eficazmente por materiales aislantes.

(2) **Condición 2** Partes vivas expuestas en un lado del espacio de trabajo y partes puestas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo. Las paredes de concreto, ladrillo o baldosa se deben considerar como puestas a tierra.

(3) **Condición 3** Partes vivas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo.



DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

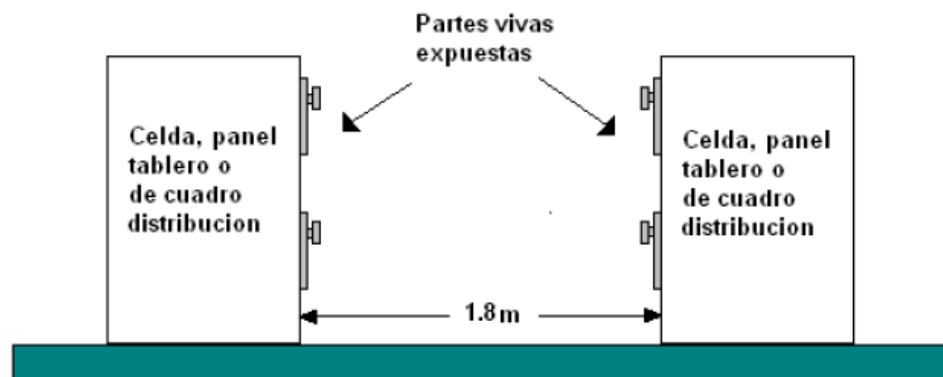


Figura 3. 1.8m para tension entre 2501- 9000V

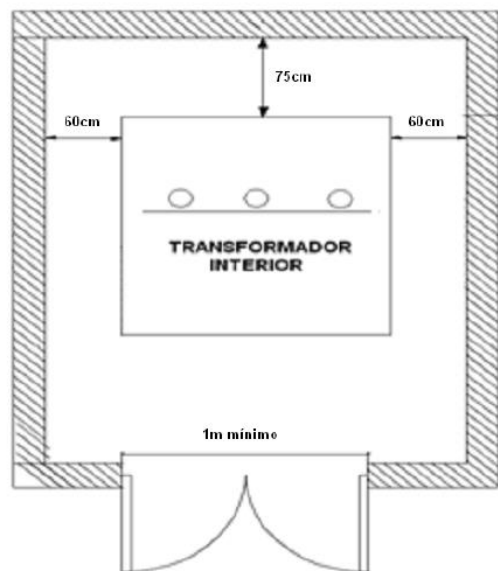
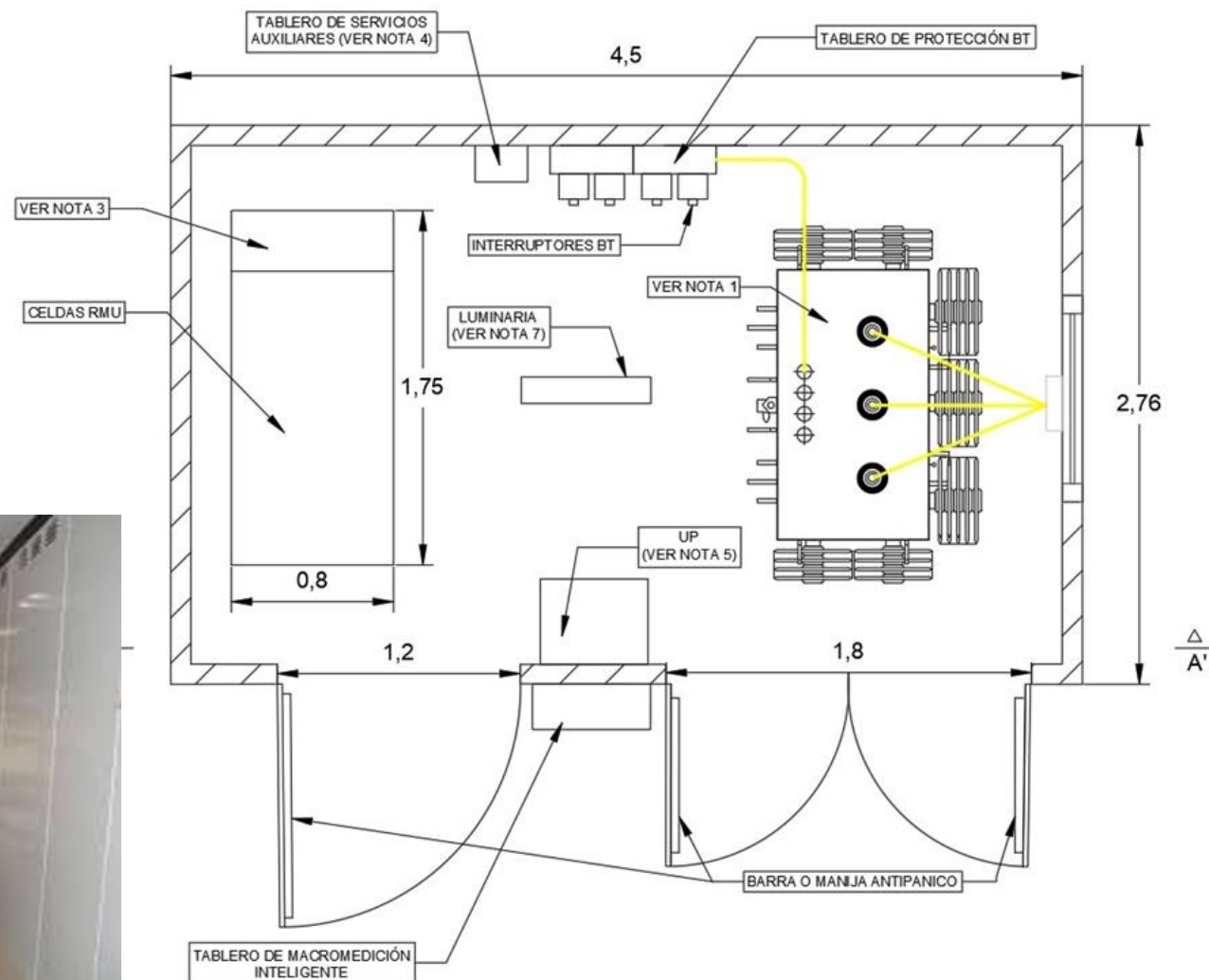


Figura 3b. Espacios minimos en subestación interior.



DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

Los conductores sobre apoyos fijos, deben tener distancias horizontales y verticales entre cada uno, no menores que el valor requerido en las Tablas 13.4 y 13.5.

Cuando se tienen conductores de diferentes circuitos, la tensión considerada debe ser la de fase-tierra del circuito de más alta tensión o la diferencia fasorial entre los conductores considerados.

Cuando se utilicen aisladores de suspensión y su movimiento no esté limitado, la distancia horizontal de seguridad entre los conductores debe incrementarse de tal forma que la cadena de aisladores pueda moverse transversalmente hasta su máximo ángulo de balanceo de diseño, sin reducir los valores indicados en la Tabla 13.4. El desplazamiento de los conductores debe incluir la deflexión de estructuras flexibles y accesorios, cuando dicha deflexión pueda reducir la distancia horizontal de seguridad entre los conductores.

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
Conductores de comunicación expuestos	15 ⁽¹⁾ 7,5 ⁽²⁾
Alimentadores de vías férreas 0 a 750 V (4/0 AWG o mayor calibre). 0 a 750 V (calibre menor de 4/0 AWG). Entre 750 V y 8,7 kV.	15 30 30
Conductores de suministro del mismo circuito. 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Más de 50 kV	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV Debe atender normas internacionales
Conductores de suministro de diferente circuito ⁽³⁾ 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Entre 50 kV y 814 kV	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV 71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV

Tabla 13.4. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo

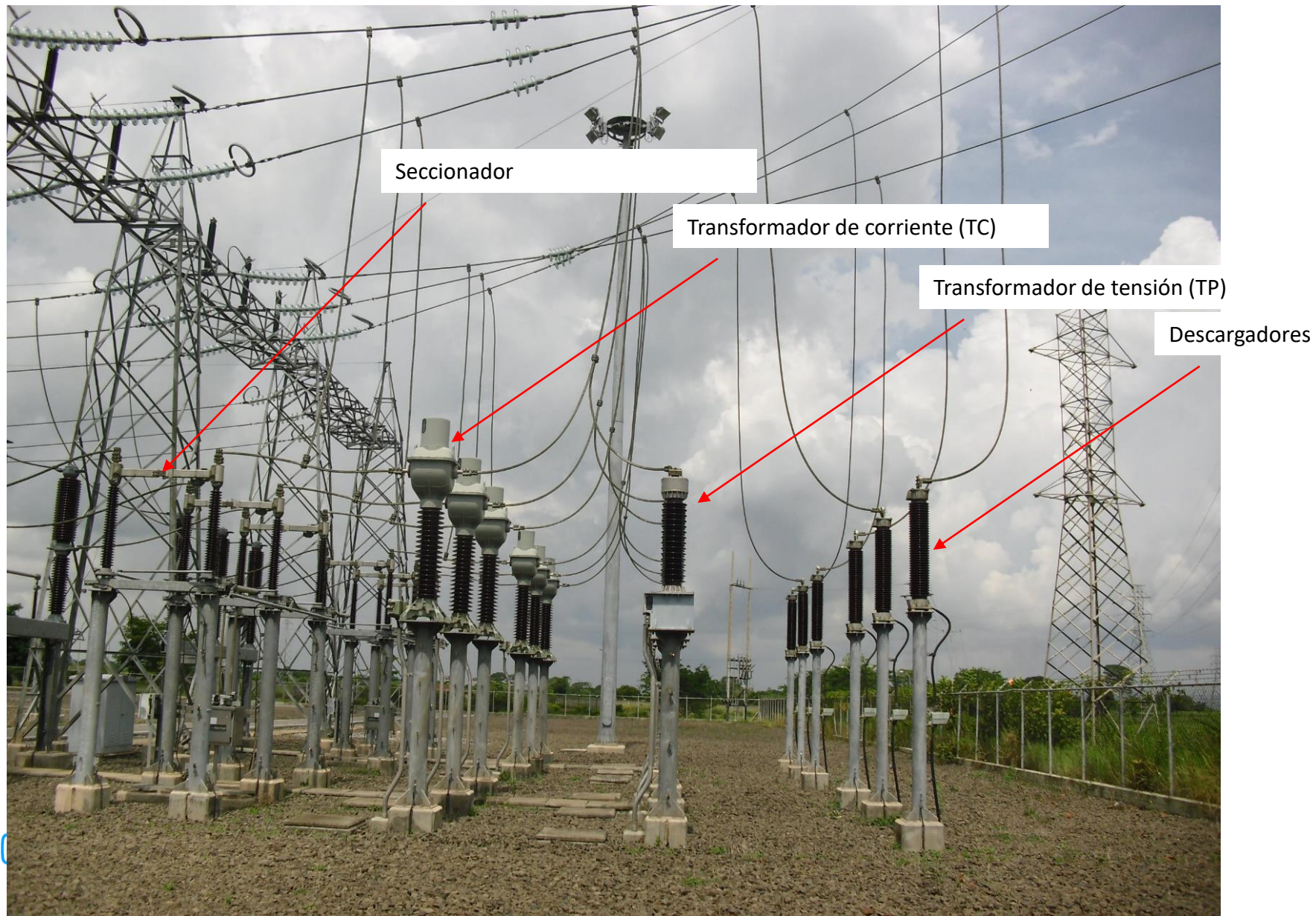
Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE

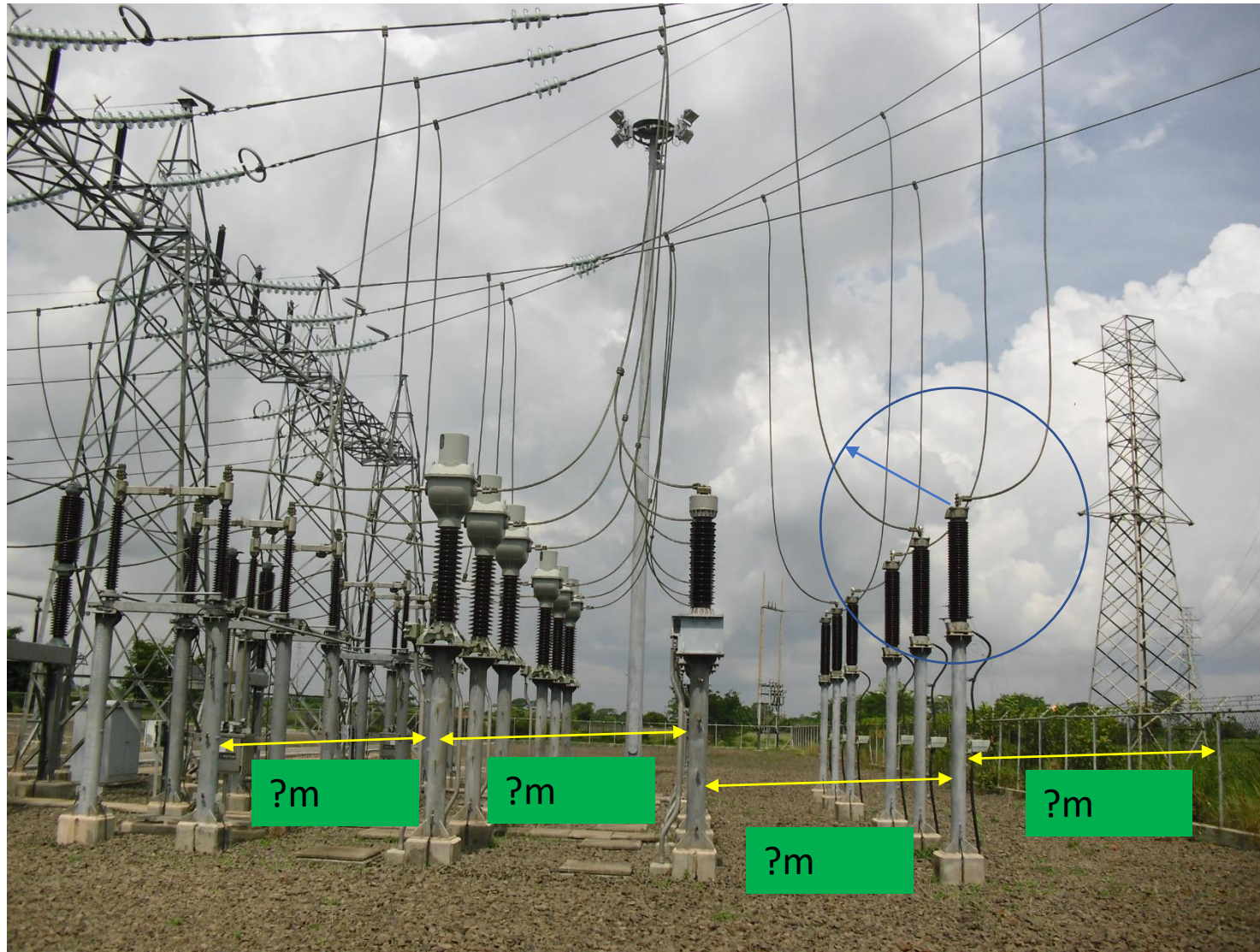
		CONDUCTORES A MAYOR ALTURA CONDUCTORES DE SUMINISTRO A LA INTEMPERIE (TENSIÓN EN kV)	
		HASTA 1 kV	ENTRE 7,6 Y 66 kV
		0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
CONDUCTORES A MENOR ALTURA	Conductores y cables de comunicación, localizados en el apoyo de empresa de energía, o de empresas comunicaciones.		
	Conductores de suministro eléctrico a la intemperie	Hasta 1 kV	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 1 kV y 7,6 kV	No permitido
		Entre 11,4 kV y 34,5 kV	No permitido
		Entre 44 kV y 66 kV	No permitido

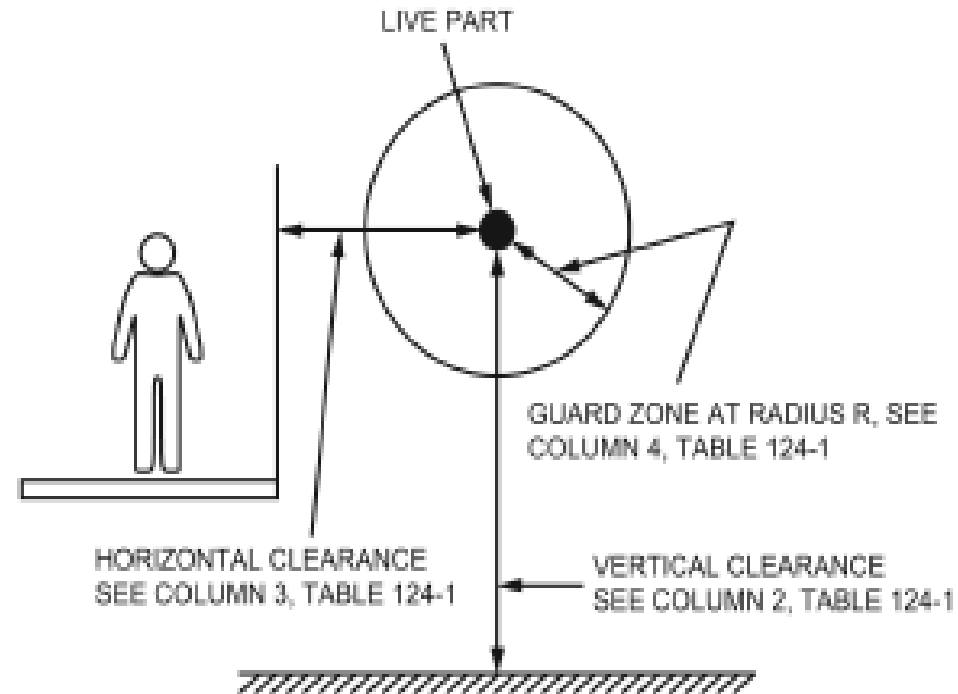
Tabla 13.5. Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura

Nota 1: Estas distancias son para circuitos de una misma empresa operadora. Para circuitos de diferentes empresas la distancia se debe aumentar en 0,6 m.

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD







124-1—Clearance from live parts

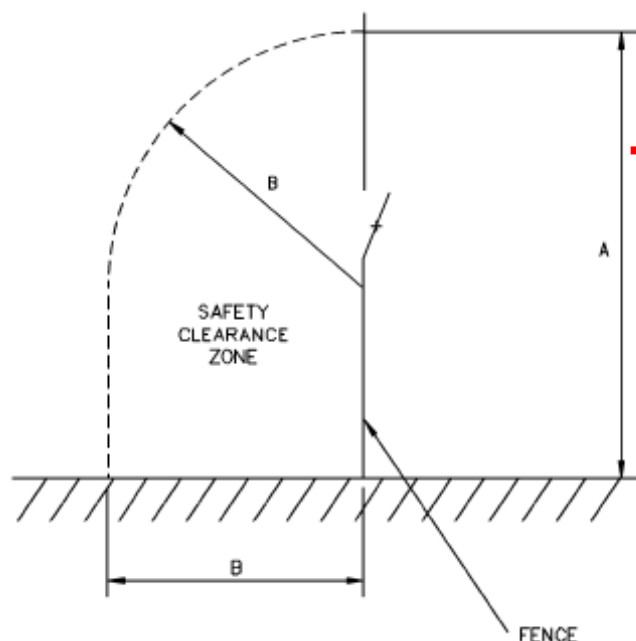
Distancias Dieléctricas (Distancias de seguridad NESC C2)

Table 124-1—
Clearances from live parts
PART A—Low, medium, and high voltages (based on BIL factors) **III**

Column 1	Column C	Column 2	Column 3	Column 4
Maximum design voltage between phases	Basic impulse insulation level (BIL) ^①	Vertical clearance of unguarded parts ^①	Horizontal clearance of unguarded parts ^①	Clearance guard to live parts ^①
kV	kV	m	m	mm
0.3	—	Not specified	Not specified	Not specified
0.6	—	2.64	1.02	50
2.4	—	2.67	1.02	76
7.2	95	2.69	1.02	101
15	95	2.69	1.02	101
15	110	2.74	1.07	152
25	125	2.77	1.09	177
25	150	2.82	1.14	228
35	200	2.90	1.22	304
48	250	3.00	1.32	406
72.5	250	3.00	1.32	406
72.5	350	3.18	1.50	584
121	350	3.18	1.50	584
121	550	3.53	1.85	939
145	350	3.18	1.50	584
145	550	3.53	1.85	939
145	650	3.71	2.03	1117
169	550	3.53	1.85	939
169	650	3.71	2.03	1117
169	750	3.91	2.24	1320
242	550	3.53	1.85	939
242	650	3.71	2.03	1117
242	750	3.91	2.24	1320
242	900	4.19	2.51	1600
242	1050	4.52	2.84	1930

Safety Clearance Fences (RUS BULLETIN 1724E-300)

Bulletin 1724E-300
Page 158



Dimensions for use with Figure 4-21, Fence Safety Clearance

Nominal Voltage
Between Phases

151-34,500
46,000-69,000
115,000
138,000
161,000
230,000
345,000
500,000
765,000

Dimension A

Ft	M
15.0	4.6
16.0	4.9
16.7	5.1
17.1	5.2
17.6	5.4
19.0	5.8
21.3	6.5
24.9	7.6
29.7	9.1

Dimension B

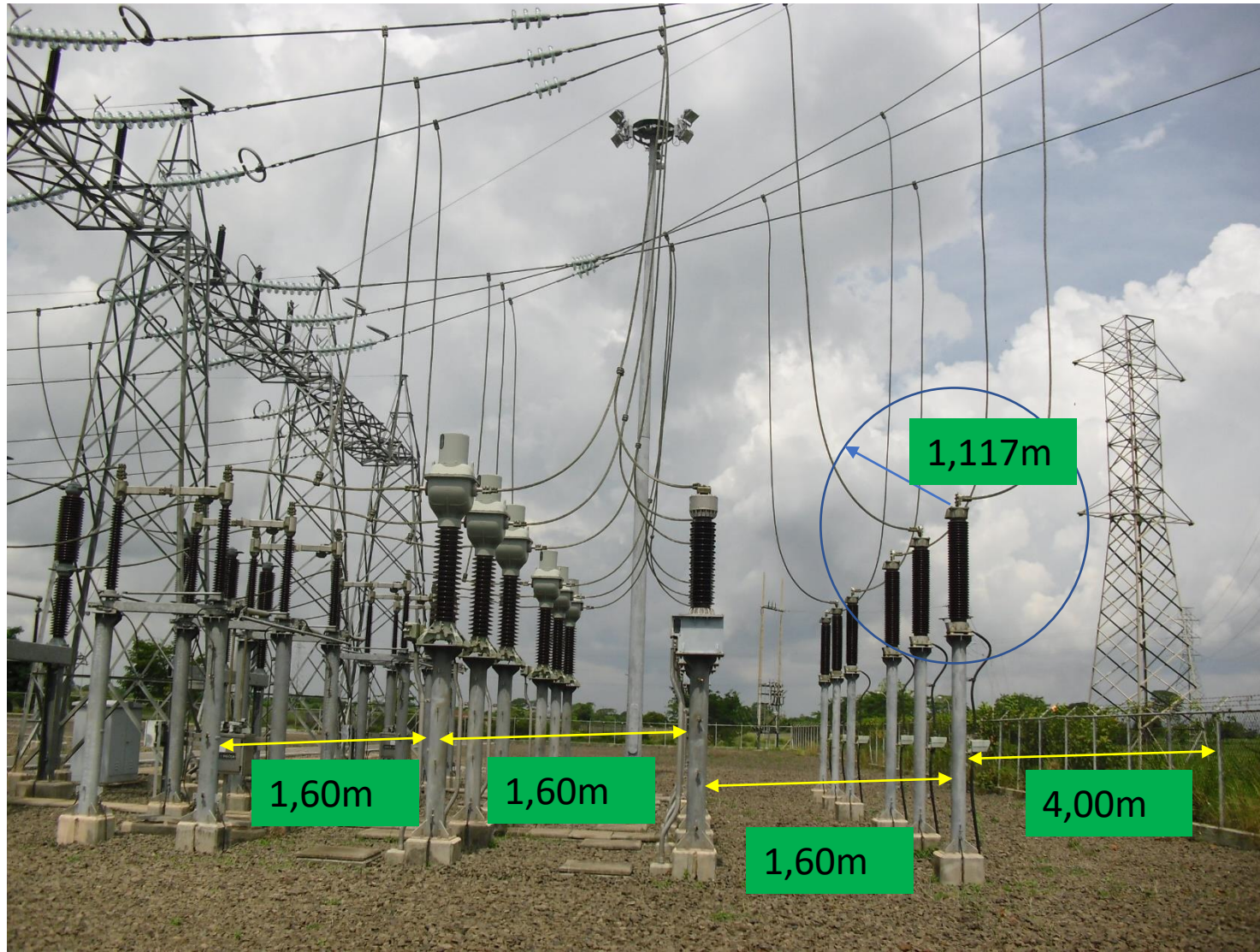
Ft	M
10.0	3.1
12.0	3.7
13.0	4.0
14.0	4.3
14.0	4.3
16.0	4.9
18.0	5.5
21.0	6.4
23.0	7.0

NOTES:

1. Dimension A is equal to the vertical clearance of wires, conductors, and cables above spaces and ways subject to pedestrians or restricted traffic only (ANSI C2-1987 [1], Rules 232A and 232B, and Table 232-1, 5) for the voltage considered.
2. The B Dimension was established after considering the horizontal clearance of unguarded live parts in electric supply stations (ANSI C2-1987 [1], Rule 124 A, and Table 124-1), plus the effective length of a rod or pole that could be inserted through the electric supply station fence. The horizontal factors (ANSI C2-1987 [1], Table 124-1, Part C).
3. The values shown for Dimension A for nominal voltages between phases of 115,000 and above should be increased 3 percent for each 1000 ft (300 m) in excess of 3300 ft (1000 m) above mean sea level.

Figure 4-21: Safety Clearance to Electric Supply Station Fences.
Ref. IEEE Std. 119-1988, Fig. 1. Copyright © 1988. IEEE. All rights reserved.

Figure 4-21





Bulletin 1724E-300
Page 154

Table 4-7: Outdoor Electrical Substation Clearances. Ref. ANSI C37.32-1996, Table 5; NEMA SG-6-1995, Table 32-1.
Reproduced with permission of the National Electrical Manufacturers Association.

Nominal Phase- to- Phase Voltage kV	Maximum Phase- to- Phase Voltage kV	BIL kV	Minimum Metal - to- Metal for Rigid Conductors meters (inches)	Centerline-to- Centerline Phase Spacing for Rigid Buses meters (inches)	Minimum to Grounded Parts for Rigid Conductors meters (inches)	Minimum Between Bare Overhead Conductors and Ground for Personal Safety meters (feet) (3)	Minimum Between Bare Overhead Conductors and Roadways Inside Substation Enclosure meters (feet) (4)
7.5	8.3	95	0.178 (7)	0.457 (18)	0.152 (6)	2.44 (8)	6.10 (20)
14.4	15.5	110	0.305 (12)	0.610 (24)	0.178 (7)	2.74 (9)	6.40 (21)
23	25.8	150	0.381 (15)	0.762 (30)	0.254 (10)	3.05 (10)	6.71 (22)
34.5	38	200	0.457 (18)	0.914 (36)	0.330 (13)	3.05 (10)	6.71 (22)
46	48.3	250	0.533 (21)	1.22 (48)	0.432 (17)	3.05 (10)	6.71 (22)
69	72.5	350	0.787 (31)	1.52 (60)	0.635 (25)	3.35 (11)	7.01 (23)
115	121	550	1.35 (53)	2.13 (84)	1.07 (42)	3.66 (12)	7.62 (25)
138	145	650	1.60 (63)	2.44 (96)	1.27 (50)	3.96 (13)	7.62 (25)
161	169	750	1.83 (72)	2.74 (108)	1.47 (58)	4.27 (14)	7.92 (26)
230	242	900	2.26 (89)	3.35 (132)	1.80 (71)	4.57 (15)	8.23 (27)
230	242	1050	2.67 (105)	3.96 (156)	2.11 (83)	4.88 (16)	8.53 (28)
345	362	1050	2.67 (105)	3.96 (156)	2.13 (84)*	4.88 (16)	8.53 (28)
345	362	1300	3.02 (119)	4.43 (174)	2.64 (104)*	5.49 (18)	9.14 (30)

- Notes: (1) Values listed are for altitudes of 1000 meters (3300 feet) or less. For higher altitudes, the altitude correction factors listed in Table 4-3 should be applied.
- (2) This is the minimum clearance from the top of structure, equipment, or apparatus foundation to energized conductors.
- (3) In no cases should the clearance from the top of a foundation to the bottom of equipment bushings or insulators of energized equipment or apparatus be less than 2.44 meters (8 feet).
- (4) This dimension indicates the clearance required for truck traffic under the overhead line while maintaining ground clearance.
- * Ground clearance for voltages 362 kV and above is selected on the premise that, at this level, selection of the insulation depends on switching surge levels of the system. The values were selected from Table 1 of IEEE Transaction Paper T-72-131-6 (Vol. 5, page 1924), which is a report of the Transmission Substations Subcommittee. For additional switching surge values and ground clearances, refer to ANSI Std. C2.



En subestaciones de media tensión, con encerramiento en pared, la distancia horizontal entre la pared y elementos energizados podrá reducirse al valor del espacio libre de trabajo dado en la columna dos Tabla 110-34a de la **NTC 2050**, siempre y cuando, la pared tenga mínimo 2,5 m de altura y no tenga orificios por donde se puedan introducir elementos conductores que se acerquen a partes energizadas. En todos los casos se debe asegurar que se cumplen los espacios mínimos para la ventilación y acceso de los equipos, así como los de trabajo definidos en la sección 110 de la **NTC 2050 (NEC 70)**.

Las subestaciones exteriores deben cumplir las distancias de seguridad y lineamientos expresados en las Figuras 23.1, 23.2 y 23.3 y las Tablas 23.1 y 23.2, relacionadas con la coordinación de aislamiento y el Comité 23 del CIGRE y la norma **IEC 60071-2**.

Los cercos en mallas que son instalados como barreras para el personal no autorizado, deben colocarse de tal manera que las partes expuestas energizadas queden por fuera de la zona de distancia de seguridad, tal como se ilustra en la Figura 23.1 y las distancias mínimas a cumplir son las de la Tabla 23.1.

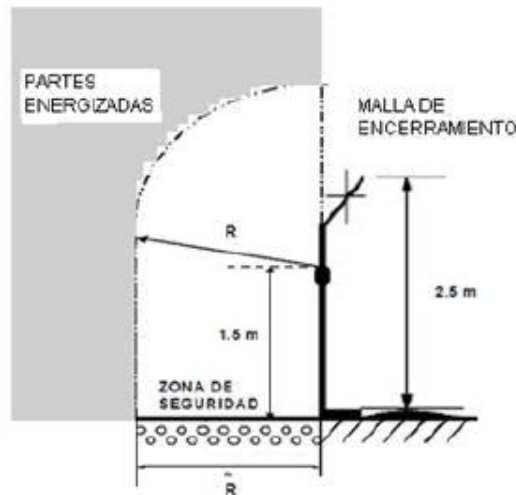


Figura 23.1. Distancias de seguridad para prevenir contactos directos en subestaciones exteriores

Tensión nominal entre fases (kV)	Dimensión "R" (m)
0,151-7.2	3,0
13,8/13,2/11,4	3,1
34,5/44	3,2
66/57,5	3,5
115/110	4,0
230/220	4,7
500	5,3

Tabla 23.1. Distancias de seguridad para la Figura 23.1

Distancias Dieléctricas Cigre e IEC

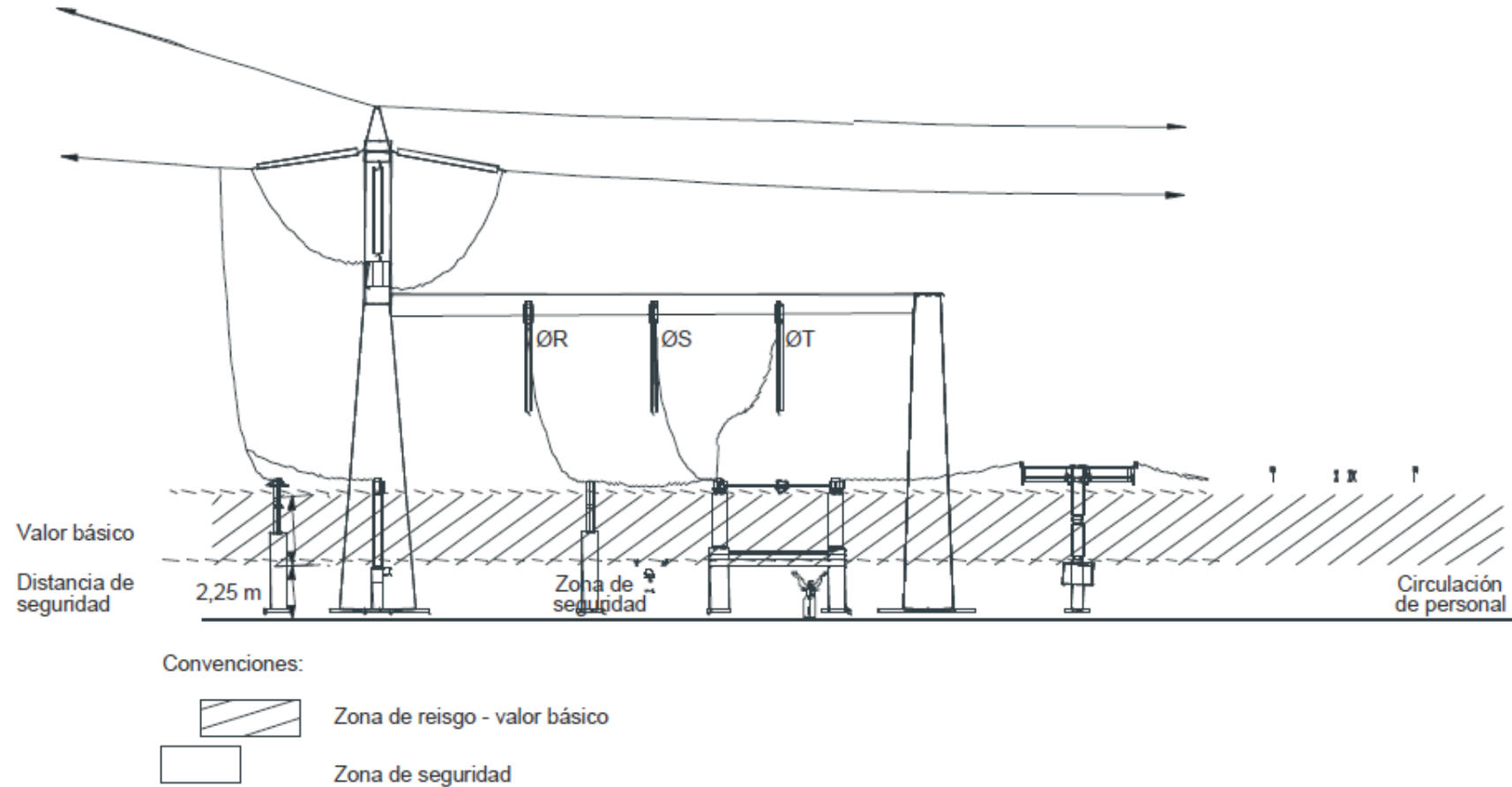


Figura 23.2 Zona de seguridad para circulación de personal

Distancias Dieléctricas Cigre e IEC

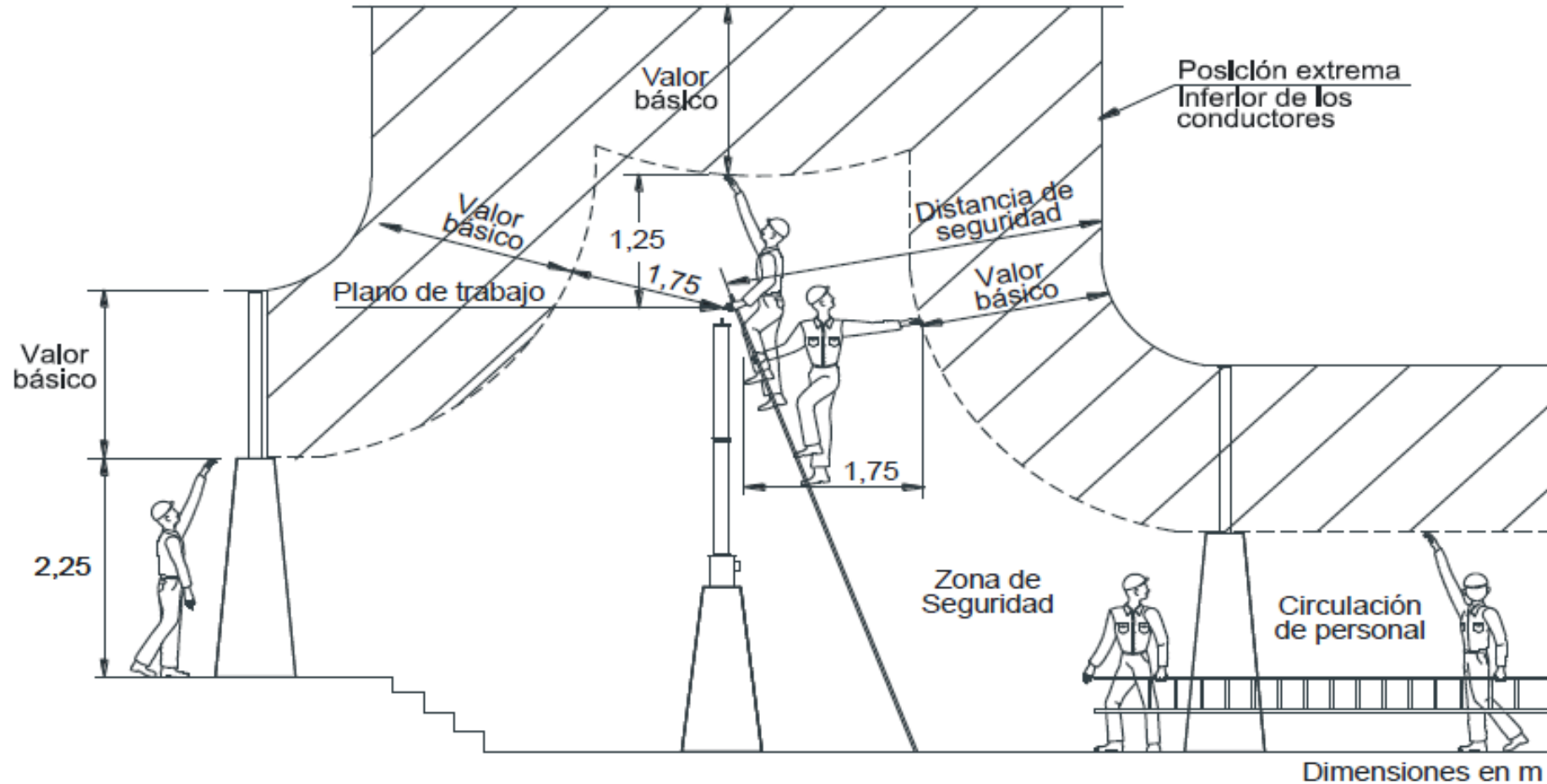


Figura 23.3. Zonas de seguridad

U_p [kV] (valor pico)	Distancia a mínima según IEC [m]	Distancias de seguridad												
		Valor básico			Circulación de personal			Zona de trabajo en ausencia de maquinaria pesada				Circulación de vehículos		
		Cantidad que se adiciona		Valor básico [m]	Bajo conexiones			Horizontal		Vertical		Zona de seguridad		Valor total [m]
		%	[m]		Zona de segurida d [m]	Valor total [m]		Zona de seguridad [m]	Valor total [m]	Zona de segurida d [m]	Valor total [m]	Gálibo [m]	Tolerancia [m]	Valor total [m]
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(2)+(4)	(6)	(7)=(5)+(6)	(8)	(9)	(10)=(5)+(9)	(11)	(12)=(5)+(11)	(13)	(14)	(15)=(5)+(13) +(14)
60	0,09	10	0,01	0,10	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
75	0,12	10	0,01	0,13	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
95	0,16	10	0,02	0,18	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
125	0,22	10	0,02	0,24	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
170	0,32	10	0,03	0,35	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
200	0,38	10	0,04	0,42	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
250	0,48	10	0,05	0,53	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
325	0,63	10	0,07	0,70	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
380	0,75	10	0,08	0,83	2,25	3,08	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
450	0,90	10	0,10	1,00	2,25	3,25	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
550	1,10	10	0,11	1,21	2,25	3,46	2,25	1,75	2,96	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
650	1,30	10	0,13	1,43	2,25	3,68	2,25	1,75	3,18	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
750	1,50	10	0,15	1,65	2,25	3,90	2,25	1,75	3,40	1,25	2,90	(**)	0,70	(**)
850	1,70	10	0,17	1,87	2,25	4,12	2,25	1,75	3,62	1,25	3,12	(**)	0,70	(**)
950	1,90	10	0,19	2,09	2,25	4,34	2,25	1,75	3,84	1,25	3,34	(**)	0,70	(**)
1050	2,10	10	0,21	2,31	2,25	4,56	2,25	1,75	4,06	1,25	3,56	(**)	0,70	(**)
1175	2,35	10	0,24	2,59	2,25	4,84	2,25	1,75	4,34	1,25	3,84	(**)	0,70	(**)
1300	2,60	10	0,26	2,86	2,25	5,11	2,25	1,75	4,61	1,25	4,11	(**)	0,70	(**)
1425	2,85	6	0,17	3,02	2,25	5,27	2,25	1,75	4,77	1,25	4,27	(**)	0,70	(**)
1550	3,10	6	0,19	3,29	2,25	5,54	2,25	1,75	5,04	1,25	4,54	(**)	0,70	(**)

Tabla 23.2. Distancias de seguridad en el aire, para las Figuras 23.1 y 23.2

(*) El valor mínimo recomendado es 3 m, pero puede ser un poco menor según las condiciones locales, procedimientos estandarizados de trabajo.

(**) Se determina en cada caso.

- Las puertas de acceso deberán abrir hacia afuera de la subestación. Si por razones de espacio no se pueden colocar este tipo de puertas, se usarán de tipo corredizo.
- Las puertas de acceso no deberán abrir hacia el interior de otros cuartos o zonas de parqueo de vehículos. En el acceso se deben instalar barreras que impidan el parqueo de vehículos.
- Las puertas tendrán una cerradura que haga necesario el uso de llaves para abrirlas desde afuera. Desde adentro no se requerirá llave y deben permitir una fácil salida. Por ningún motivo se usarán candados o aldabas. Las puertas deben contar con una chapa o cerradura que les permitan abrirse desde el interior por simple presión y con un dispositivo o placa de presión que las mantengan normalmente cerradas, permitiendo el cierre de la puerta al ajustarse sin necesidad de usar llave para cerrarlas.
- Todos los accesos a las puertas deberán estar libres de cualquier obstrucción que pueda evitar la salida del personal en caso de emergencia.
- Las subestaciones se localizarán preferiblemente en un sitio donde sea posible el acceso vehicular (llegada de montacargas) hasta su puerta de acceso. En ningún caso la ruta de entrada y salida de equipos será a lo largo de escalas, terrazas o pisos elevados o espacios que impidan el arrastre o el uso de instrumentos de alce.



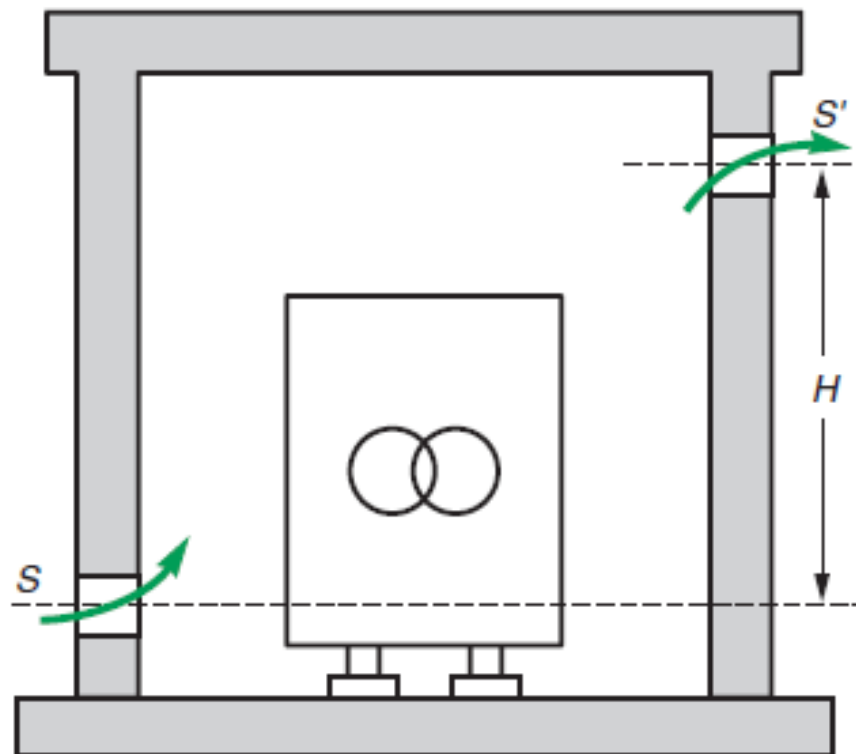


Fig. B27: Ventilación natural.

Ventilación del transformador

En el caso general de refrigeración por circulación de aire natural (AN), la ventilación del local o compartimento donde se ubique el transformador se dispone de forma que se elimine el calor (producido por las pérdidas del transformador) por convección natural.

Un buen sistema de ventilación permite que el aire fresco entre a través de un orificio de sección S al nivel del suelo y salga del local a través de un orificio de sección S' en la pared opuesta a la de la entrada de aire y a una altura H por encima del orificio de entrada de aire, tal y como se muestra en la **Figura B27**. Es importante observar que cualquier restricción del flujo libre de aire causará la reducción de la potencia disponible en el transformador, si no se supera el límite previsto de temperatura.

Ventilación natural

La fórmula para calcular el área de sección de los orificios de ventilación es la siguiente:

$$S = \frac{0,18 P}{\sqrt{H}} \text{ y } S' = 1,1 S$$

Donde

P = suma de las pérdidas en vacío y por carga expresadas en kW.

S = sección del orificio de entrada de aire (deducida el área que ocupan las pantallas o rejillas) expresada en mm².

S' = sección del orificio de salida de aire (deducida el área que ocupan las pantallas o rejillas) expresada en mm².

H = altura (de centro a centro) del orificio de salida del aire sobre el orificio de entrada de aire, expresada en metros.

La fórmula es válida para una temperatura ambiente media de 20 °C y hasta una altura de 1.000 m.

Ventilación forzada

La ventilación forzada (p. ej., asistida por ventilador eléctrico) del local puede ser necesaria para las temperaturas ambientes que superen los 20 °C, o si el local no está correctamente ventilado, si existe sobrecarga frecuente del transformador, etc. El ventilador se puede controlar con un termostato.

Flujo de aire recomendado, en metros cúbicos por segundo a 20 °C:

■ Transformador de llenado integral: $0,081 P$.

■ Transformador de tipo seco y clase F: $0,05 P$.

Donde P = pérdidas totales en kW.

Tabla 2. Áreas de ventilación para bóveda de transformadores*

TRANSFORMADOR (kVA)	ÁREA NETA MÍNIMA (SUMA) DE ABERTURAS DE VENTILACIÓN (cm²)
150	2904
225	4356
300	5808
400	7744
500	9680
630	12197
750	14520
800	15488
1000	19360

*Para transformadores secos con capacidad superior a 112.5KVA instalados en bóveda, de acuerdo a numeral 7.3, la ventilación mínima en la bóveda y en la celda es la indicada en la tabla 2.

CONTROL DE RIESGOS

1. La energía eléctrica es considerada una energía peligrosa.

OSHA 29 CFR

(código de reglamentos federales)

PARTE 1910.147



FACTOR DE RIESGO ARCO ELECTRICO

	ARCOS ELÉCTRICOS. POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.
---	---

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO			FUENTE			
	ELECTROCUCION O QUEMADURA			ARCOS ELECTRICOS			RED SECUNDARIA 208/120V			
POTENCIAL		REAL		FRECUENCIA						
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA	E	D	C	B	A	
					NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDEN VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDEN VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA	
	UNA O MAS MUERTES	DAÑO GRAVE EN INFRAESTRUCTURA INTERRUPTOR REGIONAL	CONTAMINACION IRREPARABLE	INTERNACIONAL	5	MEDIO	BAJO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	INCAPACIDAD PARCIAL PERMANENTE	DAÑOS MAYORES SALUD DE SUBESTACION	CONTAMINACION MAYOR	NACIONAL	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	INCAPACIDAD TEMPORAL (<1 DIA)	DAÑOS SEVEROS INTERRUPTOR TEMPORAL	CONTAMINACION LOCALIZADA	REGIONAL	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	LESION MENOR (SIN INCAPACIDAD)	DAÑOS IMPORTANTES INTERRUPTOR BREVE	EFEECTO MENOR	LOCAL	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
MOLESTIA FUNCIONAL (AFECTA RENDIMIENTO LABORAL)	DAÑO LEVES NO INTERRUPTOR	SIN EFECTO	INTERNACIONAL	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	
EVALUADOR LUIS RICARDO GRANADOS ALARCON					MAT PROF CN205-6576		FECHA abr-17			

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABAL No 9,3RETIE 2013



MARCO NORMATIVO REFERENTES INTERNACIONALES



International
Organization for
Standardization

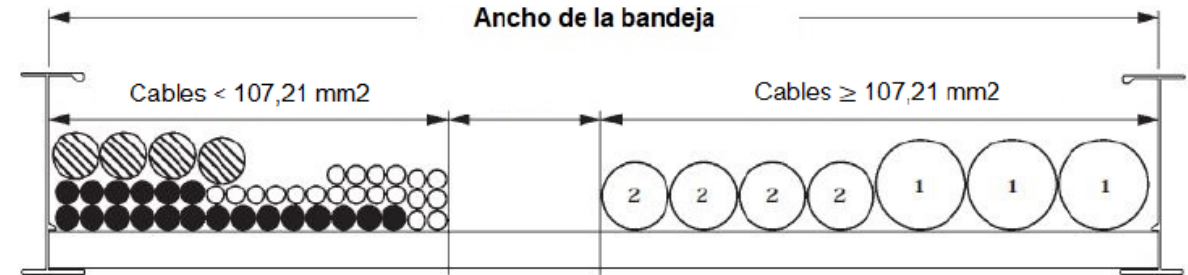


MEMORIA DE CALCULOS

Ocupacion de ductos

Cable Monopolar

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diametro* mm	Area por cable mm2	Total Grupo mm2
1	250	THW 600 V	3	19,42	296,20	888,61
2	250	THW 600 V	1	19,42	296,20	296,20
3	1/0	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	1	14,53	165,81	165,81
4	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
5	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
Area Total						1350,62 mm2
Tipo de Ducto:						
Tubo de PVC, Tipo EB						
Diametro:						
4 Pulgadas						
Diámetro mínimo recomendado				Diametro**		108,9 mm
3 "				Area Total		9314,20 mm2
Max. Ocupacion				40,00%		Ocupación
						14,50%

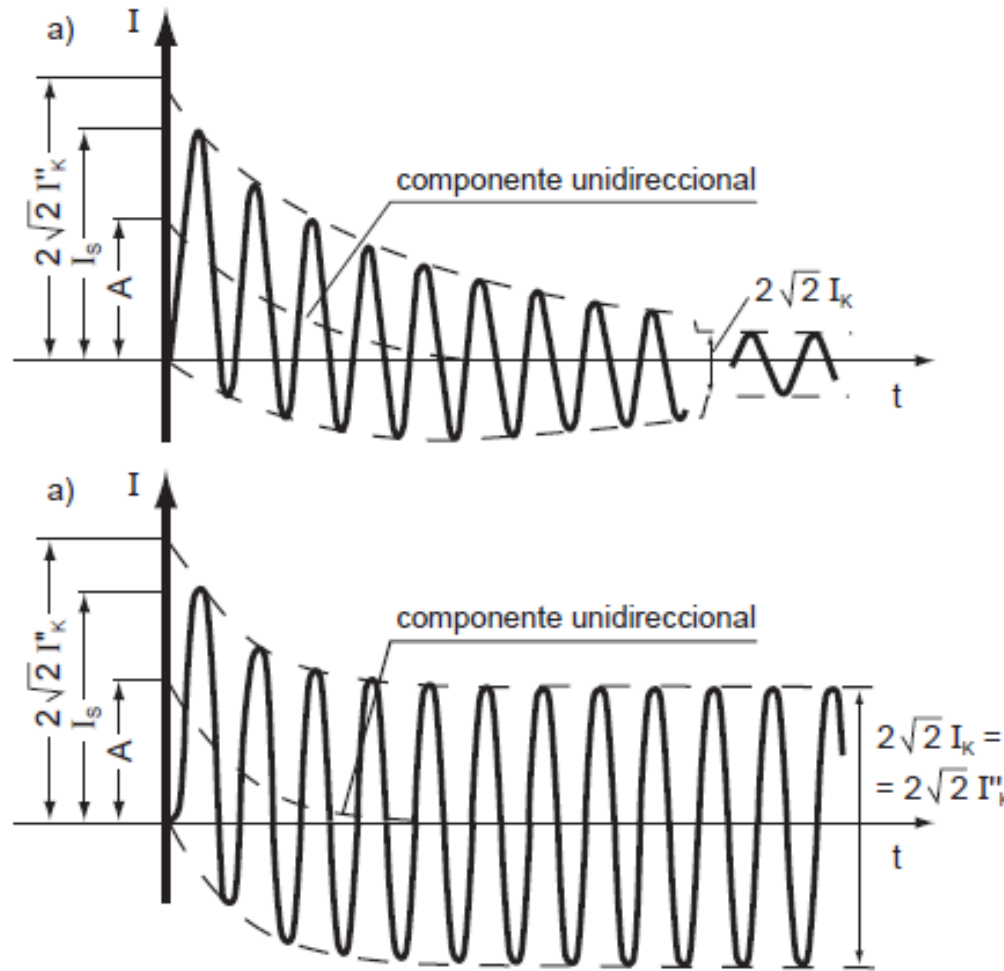


MEMORIA DE CALCULOS

ANEXO 1 UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA EDIFICIO DE BELLAS ARTES 301 CUADROS DE CARGA

CUADRO DE CARGAS TABLERO TI-2 ILUMINACION										PROYECTO: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA EDIFICIO DE BELLAS ARTES 301									
CIRCUITO	TOMAS			UBICACIÓN	LUMINARIAS					CARGA TOTAL INSTALADA (VA) F.P.=0,9	CARGA TOTAL INSTALADA (VA)	PERDIDAS POR ARMONICOS 15% ILUMINACION SEGUN FABRICANTE	CARGA TOTAL + PERDIDAS ARMONICOS (VA)	CARGA FASE R (VA)	CARGA FASE S (VA)	CARGA FASE T (VA)	CORRIENTE (A)	PROTECCION (A)	CABLEADO
	MONOFASICA (180VA)	BIFASICA	TRIFASICA		LUMINARIA DE EVACUACION DE EMERGENCIA LED (10W/A)	LUMINARIA LED HERMETICA 54W (80VA)	BALA DE INCrustAR LED 30W (28VA)	LUMINARIA LED DE SOPORTE 1,2m 73W (80VA)	LUMINARIA LED TIPO ALUMBRADO PUBLICO 35W (40VA)										
1					7					63	70	11	81	81			0,67	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
3					6					54	60	9	69		69		0,58	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
5					10					90	100	15	115			115	0,96	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
7					6					54	60	9	69	69			0,58	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
9										0	0	0	0		0		0,00	RESERVA	RESERVA
11										0	0	0	0		0		0,00	RESERVA	RESERVA
13										0	0	0	0	0			0,00	RESERVA	RESERVA
15										0	0	0	0		0		0,00	RESERVA	RESERVA
17										0	0	0	0		0		0,00	RESERVA	RESERVA
2								7		504	560	84	644	644			5,37	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
4								7		504	560	84	644		644		5,37	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
6								7		504	560	84	644			644	5,37	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
8								8		576	640	96	736	736			6,13	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
10								8		576	640	96	736		736		6,13	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
12								8		576	640	96	736			736	6,13	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
14								15		1080	1200	180	1380	1380			11,50	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
16						8	2			495	550	83	633		633		5,27	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
18						6	2			387	430	65	495			495	4,12	1X20A	1No12+1No12 N+1No12T THHN TC LS-ZH
CARGA TOTAL INSTALADA (KVA):											6,07	0,91	6,98	2,91	2,08	1,99			
CARGA TOTAL INSTALADA (KW):										5,46									
CORRIENTE (A):											16,86			24,25	17,35	16,58			

CARGA TOTAL INSTALADA (KW): 5,46
 FACTOR DE POTENCIA 0,9
 CARGA TOTAL INSTALADA (KVA): 6,07
 FACTOR DE DEMANDA: 1,00
 CARGA TOTAL DEMANDADA (KVA): 6,07
 CARGA TOTAL DEMANDADA + ARMONICOS (KVA): 6,98
 CORRIENTE(A): 16,86
 CORRIENTE DE CONDUCTOR FASE (A): 21,08
 CORRIENTE NEUTRO(A): 19,39
 CORRIENTE DE CONDUCTOR NEUTRO(A): 24,24
 PROTECCION (A): 3X40
 ACOMETIDA: 3No8+1No4+1No8T AWG THHN TC LS-ZH @1½ EMT
 TODOS LOS CONDUCTORES ELECTRICOS SERAN DE COBRE
 EL CONDUCTOR DE NEUTRO SE DIMENSIONA 1,73 VECES EL CONDUCTOR DE FASE SEGUN RETIE 2013



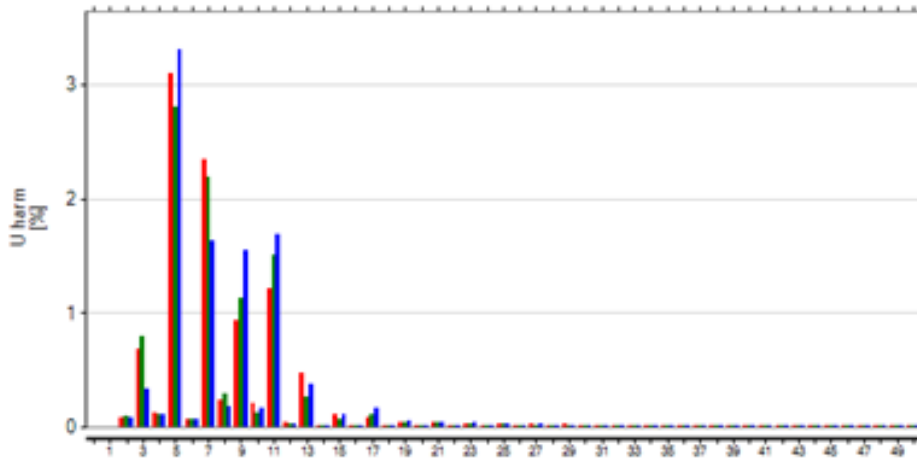
A = Valor inicial de la componente unidireccional

I_S = Corriente de choque de cortocircuito

I''_K = Corriente alterna subtransitoria de cortocircuito.

Fig. 1: a) Cortocircuito amortiguado (cortocircuito cercano al generador). b) Cortocircuito no amortiguado (cortocircuito lejano del generador).

FACTOR K DEL TRANSFORMADOR



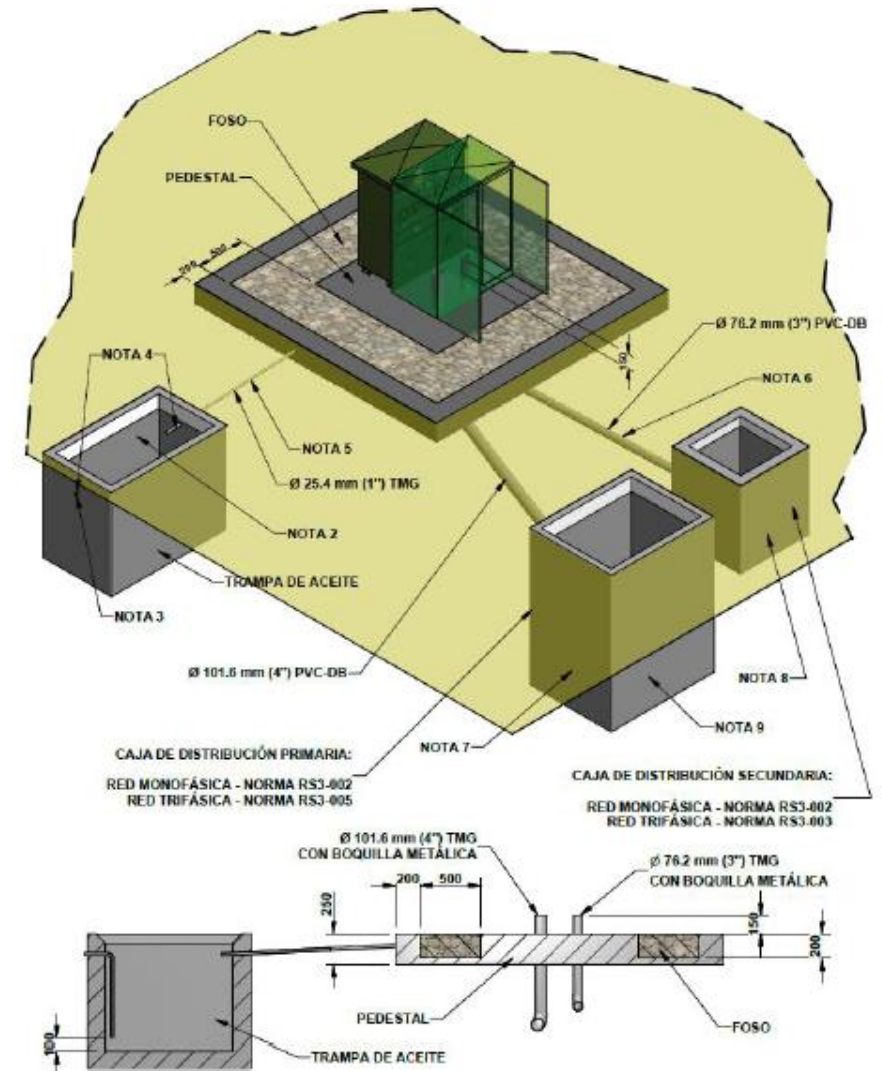
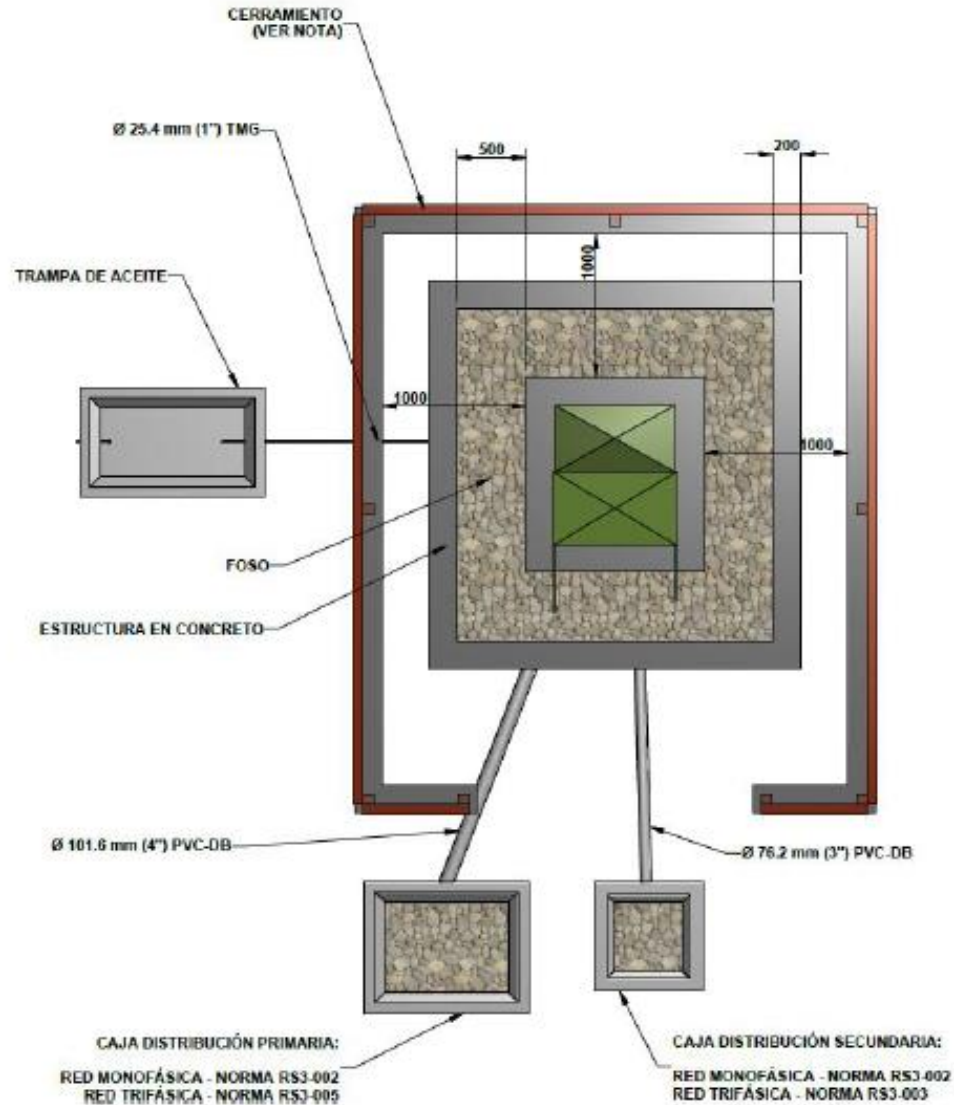
Periodo de medicion 18/05/2021 11:11:02 - 26/05/2021 14:25:14
Periodo de visualización 18/05/2021 11:01:02 - 26/05/2021 14:25:14
Intervalo 10min

Order	U1		U2		U3	
	AVG	MAX	AVG	MAX	AVG	MAX
THD	3.44%		3.22%		3.56%	
2	0.08%		0.10%		0.08%	
3	0.68%		0.79%		0.33%	
4	0.13%		0.12%		0.11%	
5	3.10%		2.81%		3.31%	
6	0.08%		0.07%		0.06%	
7	2.34%		2.19%		1.63%	
8	0.24%		0.30%		0.18%	
9	0.93%		1.13%		1.55%	
10	0.21%		0.13%		0.17%	
11	1.22%		1.51%		1.69%	
12	0.04%		0.03%		0.03%	
13	0.48%		0.26%		0.38%	
14	0.02%		0.02%		0.02%	

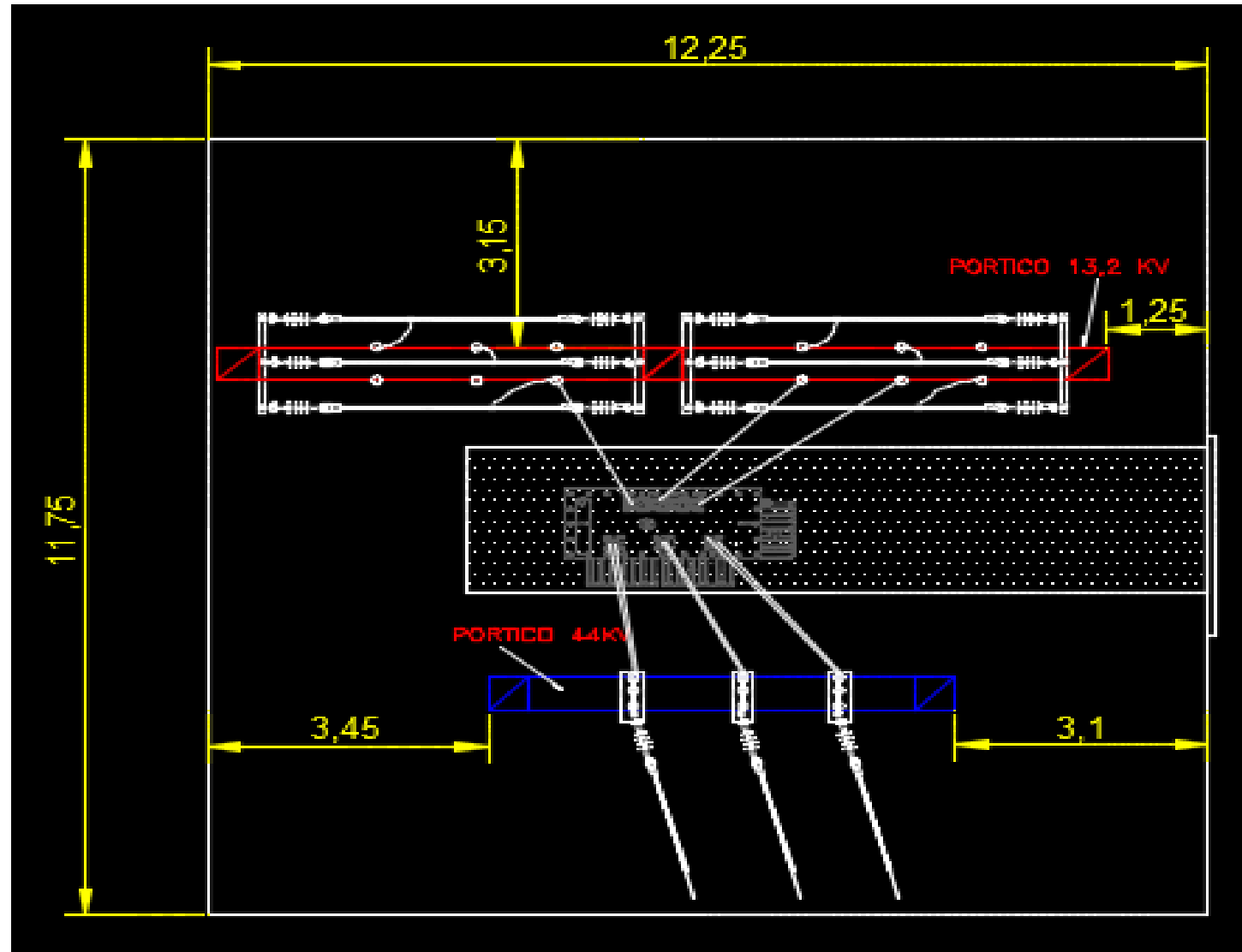


Tipo de Carga	Factor K
Lámpara incandescente, calefactores eléctricos, motores, transformadores de control, dispositivos electromagnéticos de control, motor generador.	k-1
Lámpara de descarga, UPS con filtros de entrada opcional, equipos de calefacción inductivos, PLC y controladores de estado sólido.	k-4
Equipos de telecomunicaciones, UPS sin filtros de entrada.	k-13
Servicios de computadores, controladores de estado sólido (variadores de Frecuencia), conectores multiconductores para instalación de salud, escuela, etc, conectores multiconductores para alimentadores en equipos de inspección o prueba para líneas de producción.	k-20
Conectores multiconductores para circuitos industriales, médicos y laboratorios educaciones, conectores multiconductor para circuitos comerciales en oficinas, pequeños servicios.	k-30
Otras cargas identificadas como productos de grandes cantidades de armónicos.	k-40

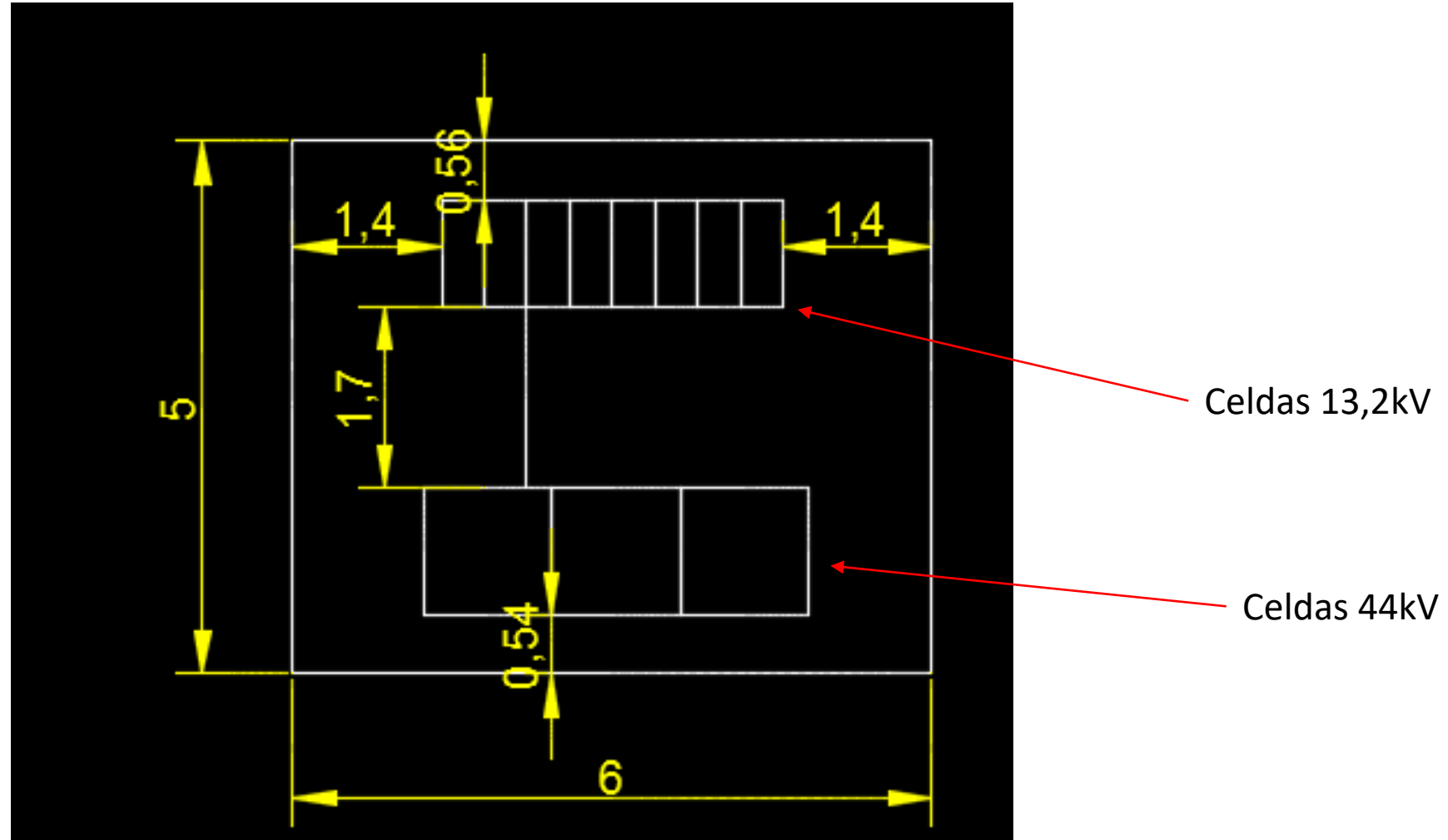
DRENAJES



Ejemplo Plano de Planta – Subestación Exterior



Ejemplo Plano de Planta – Subestación Interior



GRACIAS