

TABLA DE CONTENIDO

APUNTES DE LA ASIGNATURA: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	1
PRÓLOGO	5
UNIDAD 1. EQUIPOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.	5
1.1 Definición, clasificación y elementos constitutivos de una subestación.	6
Definición de subestación eléctrica	6
Clasificación de las subestaciones eléctricas	6
Elementos constitutivos de una subestación	9
1.2 Transformadores de potencia.	16
1.2.1 Clasificación de transformadores.	16
1.2.2 Tipos de enfriamiento en Transformadores.	17
1.3 Interruptores de potencia.	18
1.3.1 Definición y tipos de Interruptores.	18
1.3.2 Interruptores de gran volumen de aceite.	19
1.3.3 Interruptores en aire.	19
1.3.4 Interruptores al vacío.	21
1.3.5 Interruptores en hexafloruro de Azufre.	21
1.3.6 Especificación de Interruptores de Potencia.	24
1.3.7 Selección de Interruptores de Potencia.	26
1.4 Cuchillas y Fusibles.	28
1.4.1 Definición y operación de cuchillas conectoras.	28
1.4.2 Fusibles de potencia y sus curvas de operación.	29
1.4.3 Especificaciones de Cuchillas y Fusibles.	29
1.5 Apartarrayos.	31
1.5.1 Naturaleza de las sobretensiones y sus efectos en los sistemas eléctricos de potencia	31
1.5.2 Definición y operación de apartarrayos	32
1.5.2.1. Nivel básico al impulso maniobra	35
1.5.2.2. Nivel básico al impulso de descargas	36
1.5.2.3. Distancia de no flameo	38
1.5.2.4. Coordinación de Aislamiento	38

TABLA DE ILUSTRACIONES

Figura 1 Sistema de generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica.....	7
Figura 2 Subestación eléctrica elevadora.....	7
Figura 3 Subestación eléctrica reductora.....	7
Figura 4 Subestación eléctrica de switcheo.....	8
Figura 5 Elementos de una Subestación eléctrica reductora.....	9
Figura 6 Transformador de Potencia.....	10
Figura 7 Cortacircuitos de potencia en SF ₆	10
Figura 8 Interruptor con cámara de arqueo.....	10
Figura 9 Interruptor de desconexión.....	10
Figura 10 Interruptor de doble acción lateral con puesta a tierra.	11
Figura 11 Relé de protección de control para subestación eléctrica, Mca. INGESAS Modelos IS & P+C.....	11
Figura 12 Relé Subestación/sobre voltaje, secuencia fase, retardo desconexión, mod. GKRC, Mca. NDU.....	11
Figura 13 Reactor limitador de corriente.....	11
Figura 14 Transformadores de potencial y de corriente.....	12
Figura 15 Descargadores atmosféricos (surge arresters).....	12
Figura 16 Diagrama unifilar de una subestación eléctrica reductora con arreglo de barra simple.....	12
Figura 17 Simbología de los elementos constitutivos de una subestación.	14
Figura 18: 1er dígito, Tensión de Operación de la Nomenclatura de las Reglas del Despacho.....	14
Figura 19: 2° dígito, Tipo de Equipo, de la Nomenclatura de las Reglas del Despacho.....	15
Figura 20: 5° dígito, Tipo de dispositivo.....	15
Figura 21. Componentes de un Transformador de Potencia.....	16
Figura 22 Símbolos de interruptores.....	18
Figura 23 Interruptor de tanque muerto.....	18
Figura 24 Interruptor de tanque vivo.....	18
Figura 25 Interruptor de gran volumen de aceite.....	19
Figura 26 Interruptor en aceite para 66 kV.....	19
Figura 27 Ref. ANSI Std. C37.32 - 1996, Annex B, Figure B-1. Reproduced with permission of the National Electrical Manufacturers Association.	20
Figura 28 Interruptor en vacío.....	21
Figura 29 Interruptor en vacío, servicio interior, 12 kV, 40 kA... ..	21
Figura 30, Molécula de gas de Hexafluoruro de Azufre.....	21
Figura 31 Esquema del interior de un interruptor al vacío.....	23
Figura 32 Interruptor al vacío.....	23

TABLA DE ILUSTRACIONES

Figura 33 Restaurador de mando a distancia, operación en grupo y contactos al vacío.....	28
Figura 34 Seccionador, COG, SF ₆ y control electrónico.	29
Figura 35 Fusibles.....	30
Figura 36 Curvas características de fusibles gl y aM, coordinadas para protección de equipo eléctrico.....	30
Figura 37: Fusible gl, APR, 0.5 kV, 120 kA.....	31
Figura 38: CCF, Corta circuito fusible.....	31
Figura 39 Apartarrayos.....	31
Figura 40 Apartarrayo Autovalvular.....	34
Figura 41 ADOM: Apartarrayo de óxidos metálicos.....	35
Figura 42 Representación esquemática de impulsos de corriente.....	37
Figura 43 Esquema de las tensiones transitorias.....	38
Figura 44 Typical volt-time curve for coordination of arrester-protective levels with insulation withstand strength for liquid filled transformers, (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)	41

PRÓLOGO

The subject of electrical substations, is inserted at the end of the reticular plan and is required to address this subject, previous knowledge such as: transformers, electrical measurements, electrical codes, polyphase circuits, industrial installations, parameters of overhead transmission lines and electrical protection among others. In particular, what is worked on this subject is applied in the study of the subjects: Primary and secondary Equipment of an electrical substation, structures, grounding and One line diagrams, routine tests on transformers, culminating with the contribution of the knowledge acquired with an elaboration of a project of an electrical substation.

La asignatura de Subestaciones Eléctricas, se inserta al final del plan reticular y se requiere para abordar esta asignatura, conocimientos anteriores como: Transformadores, Mediciones eléctricas, Normas Eléctricas, Circuitos Polifásicos, Instalaciones Eléctricas Industriales, Parámetros de líneas aéreas de transmisión y protecciones eléctricas entre otros. De manera particular, lo trabajado en esta asignatura se aplica en el estudio de los temas: Equipos Primarios y Secundarios de una Subestación Eléctrica, Estructuras, Tierras y Diagramas Unificares, Pruebas de Rutinas en Transformadores, culminando con la aportación de los conocimientos adquiridos con un elaboración de un Proyecto de una Subestación Eléctrica.

Los conocimientos adquiridos en esta asignatura, capacitan al alumno para el análisis e interpretación de planos, diagramas e instalación de equipo de acuerdo a las normas, especificaciones, códigos y manuales para el diseño, selección, operación y mantenimiento de una subestación eléctrica.

El temario de la presente asignatura está conformado por cinco unidades. En la Primera Unidad se abordan los temas relacionados con los componentes principales que forman una subestación eléctrica con la finalidad de que el alumno los conozca y los clasifique. En la Segunda Unidad conocerá los equipos eléctricos de los sistemas de control y de respaldo de energía. En la Tercera se estudia y clasifica a los diferentes tipos de estructuras, tierras y diagramas unifilares, también en esta Unidad se calculará y medirá redes de tierras. En la unidad cuatro se abordarán las pruebas de rutina para los transformadores y los procedimientos para llevarlas a cabo. En la unidad cinco aplicando los conocimientos previos, se elaborará un proyecto de diseño de una subestación eléctrica de un tipo específico. Se sugiere que para esta asignatura, las actividades de aprendizaje que el alumno desarrolle promuevan la investigación documental y de campo, el análisis y discusión de la información. Es importante que el alumno aprenda a valorar las actividades programadas y que aprecie la importancia del conocimiento y los hábitos de trabajo tanto personal como grupal.

UNIDAD 1. EQUIPOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

1.1 Definición, clasificación y elementos constitutivos de una subestación.

Definición de subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos de los sistemas eléctricos de potencia donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, que sirve como punto de interconexión del sistema de generación de energía eléctrica con el de transmisión y distribución, para llevarla a los centros de consumo.

Al diseñar una subestación eléctrica se deben considerar cuatro puntos:

1. Tensiones máximas a las que trabajará
2. Nivel de aislamiento admisible del equipo por instalar
3. Corriente máxima de servicio continuo.
4. Corriente máxima de falla (corto circuito) ¹

Clasificación de las subestaciones eléctricas

Dependiendo de la función que desempeñan las subestaciones eléctricas se pueden clasificar: por su servicio, por su construcción o por su arreglo de barras, como indica la Tabla 1.

CLASE	TIPO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
POR SU SERVICIO	• Elevadora • Reductora • De Maniobra
POR SU CONSTRUCCION	• Intemperie • Interior • Blindada • Híbrida (Encapsuladas para trabajar a la intemperie).
POR SU ARREGLO DE BARRAS	• Barra principal y barra de transferencia con interruptor de transferencia y/o amarre. • Interruptor y medio en "I". • Interruptor y medio en "U" • Doble barra principal y barra de transferencia • Doble barra y doble interruptor • Barra principal y barra auxiliar con interruptor de transferencia o amarre

Tabla 1. Tres clasificaciones de subestaciones eléctricas.

¹ (IEEE, Dec 2000)

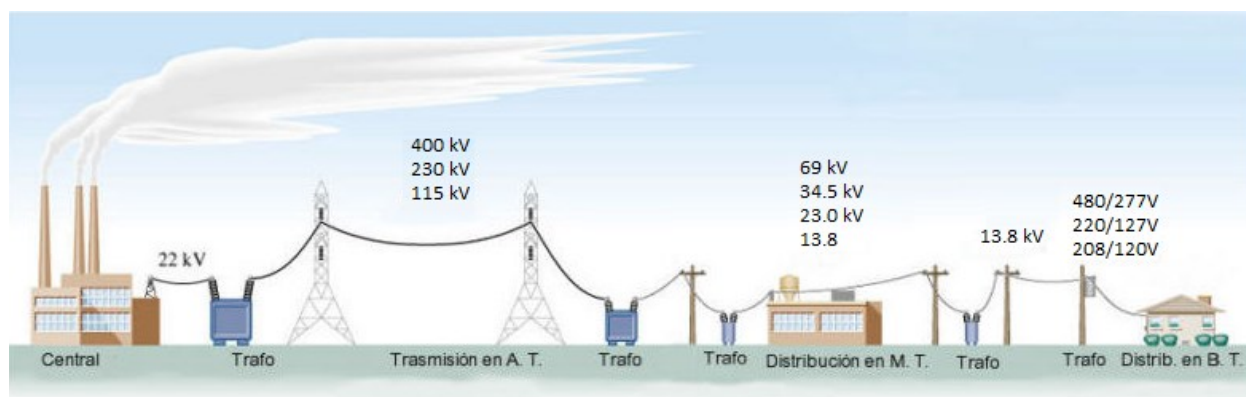


Figura 1 Sistema de generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

- POR SU SERVICIO

Subestaciones eléctricas elevadoras: Una subestación eléctrica es elevadora cuando tiene banco de transformación que aumenta el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. Este tipo de subestaciones se usa normalmente en las plantas generadoras, cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de voltajes de transmisión; es decir, se modifican los parámetros principales de generación de energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, estos equipos elevan el voltaje y reducen la corriente para transmitir grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias; por medio de líneas de transmisión, con el mínimo de pérdidas.



Figura 2 Subestación eléctrica elevadora

Subestaciones eléctricas reductoras: Una subestación eléctrica es reductora cuando tiene banco de transformación que disminuye el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. En estas subestaciones, los niveles de voltaje de transmisión (400kV y 230kV) se reducen a niveles de voltaje de subtransmisión (115kV, 69kV y 34.5kV) y distribución (13.8kV), es decir, se reduce la tensión y se incrementa la corriente por medio de transformadores de potencia. Las subestaciones reductoras se conectan a líneas de transmisión, subtransmisión o distribución para transmitir la energía eléctrica a distancias medias o cortas y alimentar a las redes de distribución de bajos voltajes para su comercialización. Estas subestaciones constituyen el mayor número de subestaciones en un sistema eléctrico.



Figura 3 Subestación eléctrica reductora

Subestaciones eléctricas de Maniobra: Estas subestaciones se caracterizan por no tener un banco de transformación que modifique el nivel de tensión de las fuentes de alimentación.

Se emplea cuando no se requiere cambiar el nivel de tensión de los circuitos y/o fuentes de alimentación, y están destinadas a efectuar sólo operaciones de maniobra (conexión y desconexión).



Figura 4 Subestación eléctrica de Maniobra.

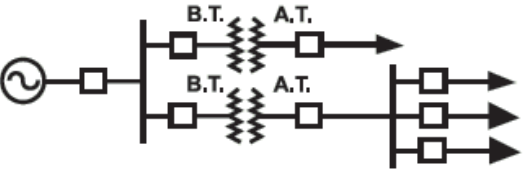
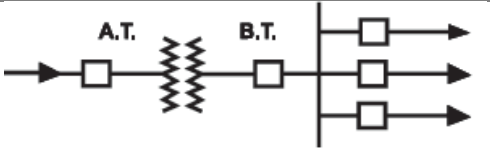
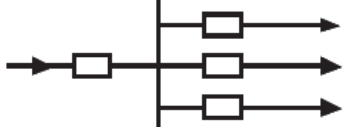
CLASE	DIAGRAMA UNIFILAR
Elevadoras	
Reductoras	
De Maniobra	

Tabla 2 Diagramas unifilares de subestaciones eléctricas clasificadas por su servicio

Elementos constitutivos de una subestación

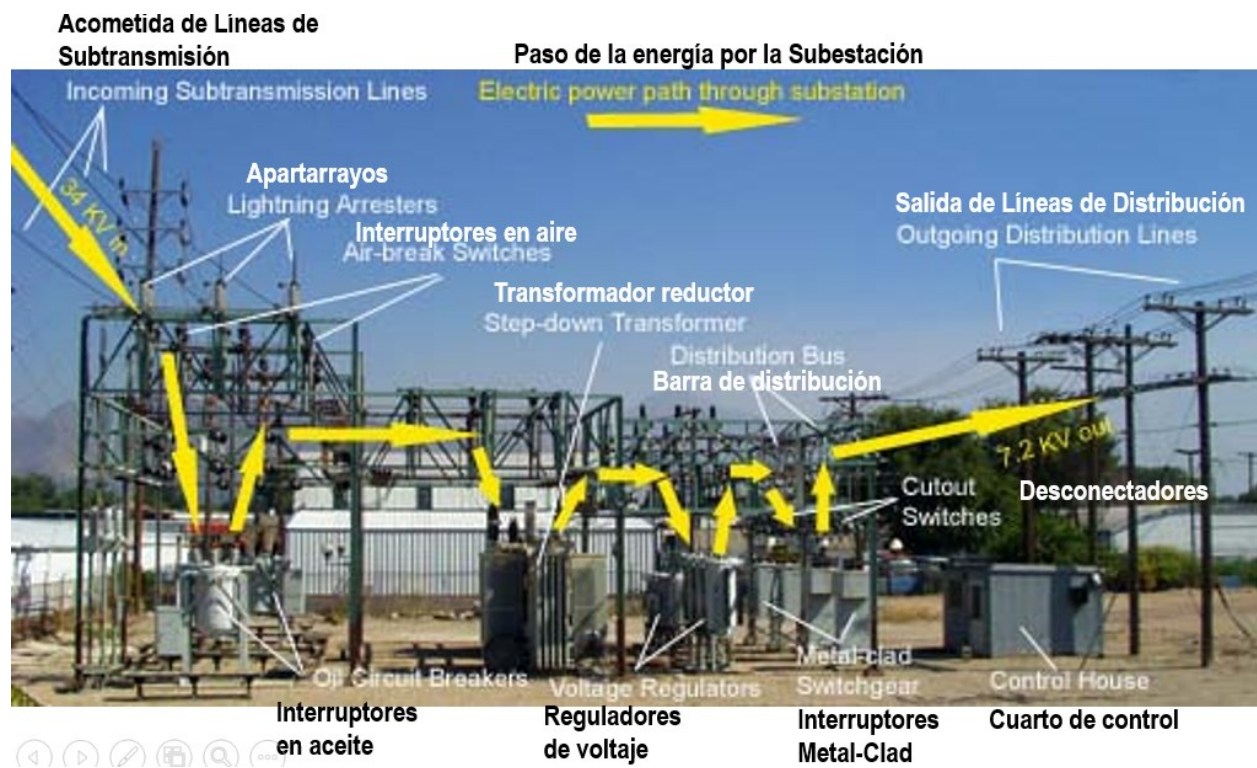


Figura 5 Elementos de una Subestación eléctrica reductora

Por lo general, una subestación eléctrica contiene los siguientes componentes principales:

- Transformadores

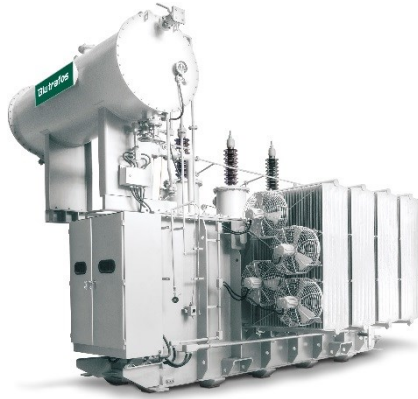
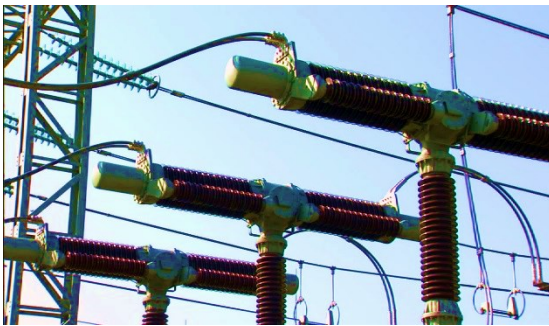


Figura 6 Transformador de Potencia.

➤ Cortacircuitos



en

Figura 7 Cortacircuitos de potencia SF₆.

➤ Interruptores con cámara de arqueo



Figura 8 Interruptor con cámara de arqueo

➤ Interruptores de desconexión



Figura 9 Interruptor de desconexión

➤ Interruptores de conexión a tierra

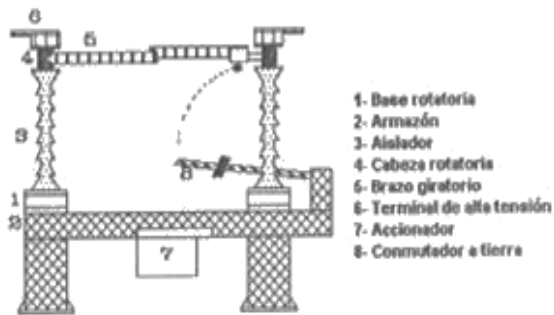


Figura 10 Interruptor de doble acción lateral con puesta a tierra.

- Relevadores y dispositivos de protección



Figura 11 Relé de protección de control para subestación eléctrica, Mca. INGESSAS Modelos IS & P+C.

- Relevadores de protección contra sobre voltajes



Figura 12 Relé Subestación/sobre voltaje, secuencia fase, retardo desconexión, mod. GKRC, Mca. NDU.

- Reactores limitadores de corriente. Se usan principalmente para limitar las corrientes de cortocircuito. Un reactor en serie está formado por bobinas trifásicas, normalmente colocadas unas sobre otras con aisladores de soporte entre ellas



Figura 13 Reactor limitador de corriente.

➤ Transformadores de instrumento



Figura 14 Transformadores de potencial y de corriente

➤ Apartarrayos



Figura 15 Descargadores atmosféricos (surge arresters).

Diagrama unifilar con los elementos constitutivos de una subestación.

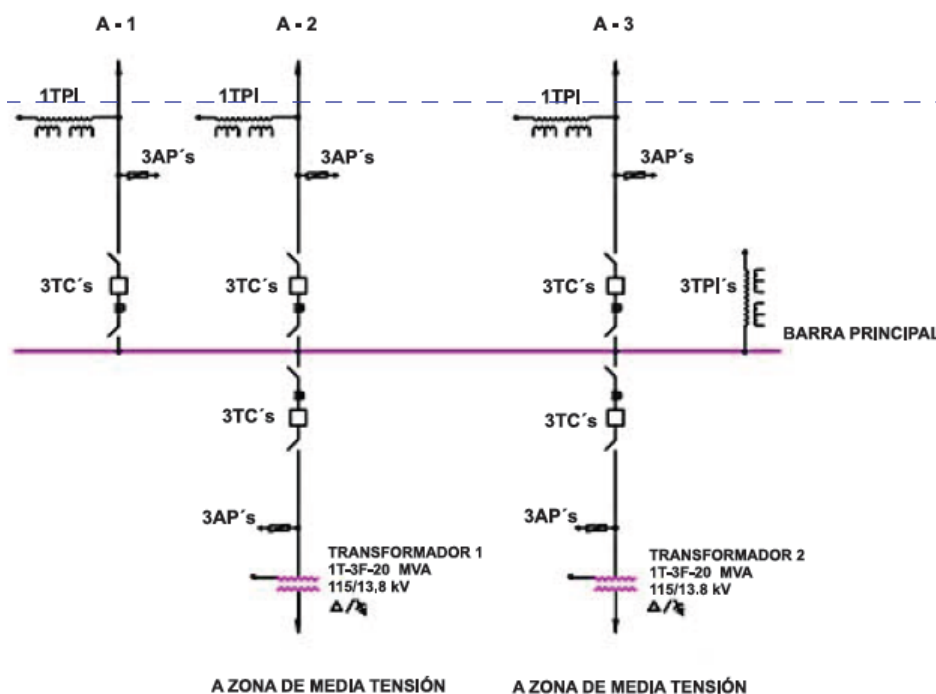
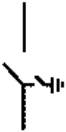
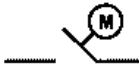
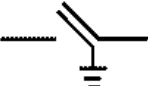
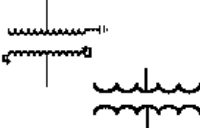
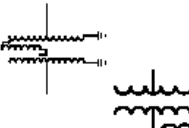
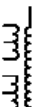
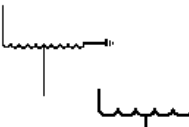
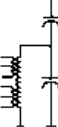
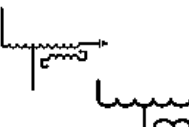
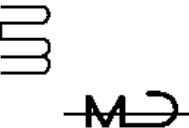
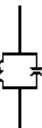


Figura 16 Diagrama unifilar de una subestación eléctrica reductora con arreglo de barra simple
A: Acometida; TP: Transformador de potencial; AP: Apartarrayo; TC: transformador de corriente; TPI: transformador de potencial inductivo.

Simbología.

Es la representación de un objeto o equipo por medio de dibujos y/o gráficas.

Para la simbología de los equipos y dispositivos se emplea las disposiciones indicadas en la Norma Mexicana de Abreviaturas y Símbolos para diagrama, planos y equipo eléctrico (NMX-J-136-ANCE-2007), las cuales son básicamente las siguientes:

SIGNIFICADO	SÍMBOLO	SÍMBOLO	SIGNIFICADO
Interruptor de potencia			Cuchilla desconectadora de operación manual con cuchilla de conexión a tierra
Cuchilla desconectadora {de operación manual}			Cuchilla desconectadora de operación con motor
Cuchilla desconectadora de operación manual con cuchilla de conexión a tierra			Transformador de potencia [dos devanados]
Transformador de potencia con devanado terciario (tres devanados)			Transformador de potencial inductivo - TP
Autotransformador de potencia			Transformador de potencial capacitivo (Dispositivo de potencial) - DP
Autotransformador de potencia con devanado terciario			Apartarrayos de óxido de zinc
Transformador de corriente tipo devanado - TC			Apartarrayos auto valvular
Transformador de corriente tipo boquilla - TC			Trampa de onda

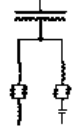
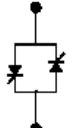
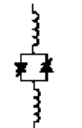
SIGNIFICADO	SÍMBOLO	SÍMBOLO	SIGNIFICADO
Banco de capacitores			Capacitor conmutado por tiristores (TSC Thyristor Switched Capacitor)
Reactor de potencia			CEV Compensador Estático de Vars (SVC Static VAR Compensator)
Filtro de armónicas (5ª ó 7ª)			Barra colectora
Válvula de tiristores			Punto de conexión
Reactor controlado por tiristores (TCR Thyristor Controlled Reactor)			Salida de línea de transmisión
			Entrada de alimentador
			Salida de alimentador
			Futuro o existente (en caso de ampliación)

Figura 17 Simbología de los elementos constitutivos de una subestación.

NOMENCLATURA. Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar tensiones y equipos de una instalación determinada, se realiza con 5 dígitos. (Ver Reglas del despacho y operación del sistema eléctrico). El orden de los dígitos se hará de izquierda a derecha.

Primer dígito: Tensión de Operación

Tensión kV			Número Asignado
Desde		Hasta	
0.00	a	2.40	1
2.41	a	4.16	2
4.17	a	6.99	3
7	a	16.50	4
16.60	a	44.00	5
44.10	a	70.00	6
70.10	a	115.00	7
115.10	a	161.00	8
161.10	a	230.00	9
230.10	a	499.00	A
500.10	a	700.00	B

Figura 18: 1er dígito, Tensión de Operación de la Nomenclatura de las Reglas del Despacho.

Segundo dígito: Tipo de equipo

Número	Equipo
1	Grupo generador-transformador
2	Transformadores o auto transformadores
3	Líneas o alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo especial
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodín
8	Esquema de interruptor y medio
9	Esquema de interruptor de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2

Figura 19: 2° dígito, Tipo de Equipo, de la Nomenclatura de las Reglas del Despacho.

Tercer y cuarto dígito: Número económico del equipo que se trate.

Quinto dígito: Tipo de Dispositivo.

Número	Equipo
0	Interruptor
1	Cuchillas a barra uno
2	Cuchillas a barra dos
3	Cuchillas adicionales
4	Cuchillas fusibles
5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)
6	Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras
7	Cuchillas de puesta a tierra
8	Cuchillas a transferencia
9	Cuchillas lado primario (líneas, transformadores, generador, reactor y capacitor)

Figura 20: 5° dígito, Tipo de dispositivo

1.2 Transformadores de potencia.

Transformador: Es una máquina eléctrica estática que transfiere la energía de un circuito eléctrico a otro, aprovechando el efecto de la inducción en sus bobinas, generalmente funciona modificando los parámetros de voltaje y corriente.

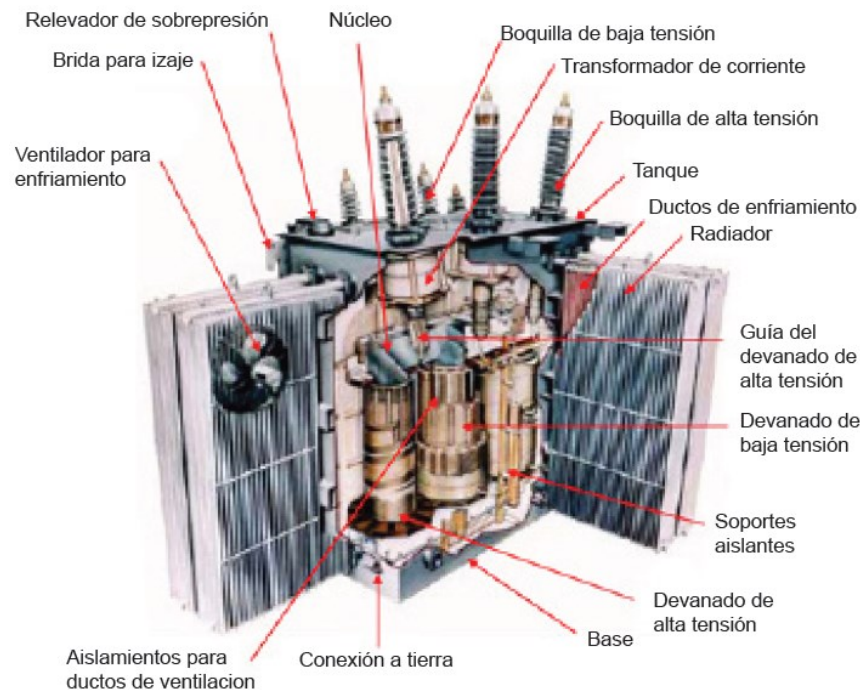


Figura 21. Componentes de un Transformador de Potencia.

1.2.1 Clasificación de transformadores.

Por su construcción

- Tipo núcleo o columna
- Tipo acorazado

Por su aplicación

- Reductores
- Elevadores
- Reguladores
- De instrumentos
- Para Puesta a tierra
- Arranque

Por número de fases

- Monofásicos
- Trifásicos

Por su capacidad

- Pequeña potencia, con capacidades de 500 a 7500kVA

- Mediana potencia, con capacidades de 7.5MVA a 10MVA

- Gran potencia, con capacidades de 10MVA y mayores

Por su ambiente de operación

- Interior
- Intemperie o exterior

Por la preservación del aceite

- Con tanque conservador
- Sin tanque conservador

Por su conexión

- Delta/estrella (Δ/Y)
- Estrella/delta (Y/Δ)
- Estrella/estrella (Y/Y)
- Delta/delta (Δ/Δ)

1.2.2 Tipos de enfriamiento en Transformadores.

ONAN. Sumergido en aceite aislante con enfriamiento natural. En estos transformadores el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas, o bien, provistos de enfriadores tubulares o radiadores desmontables.

ONAN/ONAF. Sumergido en aceite aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado. Es básicamente un transformador ONAN, al cual se le han adicionado ventiladores para aumentar la capacidad de disipación del calor en las superficies que requieren enfriamiento.

ONAN/ODAF/ODAF. Sumergido en aceite aislante con enfriamiento natural/aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aceite forzado.

- El régimen de operación del transformador tipo **ONAN** en líquido aislante, se incrementa cuando se emplea una combinación de bombas y ventiladores. El incremento de la capacidad se realiza en dos pasos:
- Primero, se usa la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas para lograr un aumento de 1.333 veces sobre el diseño ONAN.
- Segundo, se hace trabajar a la totalidad de los radiadores y las bombas, logrando un aumento de 1.667 veces el régimen ONAN.

Normalmente se usan en transformadores de 10MVA monofásicos o de 12MVA trifásicos y mayores.

OFAF. Sumergido en aceite aislante con enfriamiento por aceite forzado natural y por aire forzado. Este tipo de transformadores se usan con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo.

ONWN. Sumergido en aceite aislante con enfriamiento por agua. En estos transformadores el agua de enfriamiento se conduce a través de serpentinas, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente.

OFWF. Sumergido en aceite aislante con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada. El transformador es prácticamente igual que el FOA, sólo que el cambiador de calor es del tipo agua-aceite, y por lo tanto el enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.²

² (Facultad de Ingeniería, DECD, UNAM, 2015)

1.3 Interruptores de potencia.

1.3.1 Definición y tipos de Interruptores.

Definición: Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, efectuar maniobras de operación o de mantenimiento y tienen la capacidad de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, mismo que debe estar sin carga. Es decir, que se deben maniobrar en vacío, pero deben ser capaces de soportar corrientes nominales, sobretensiones y corrientes de corto circuito durante un tiempo específico.

Los interruptores se clasifican generalmente como: construcción de "tanque muerto" o "tanque vivo". "Tanque muerto" significa que el tanque del interruptor y todos los accesorios se mantienen al potencial a tierra, y las conexiones de fuente y la carga externas a través de boquillas convencionales (ver Figura 23). "Tanque vivo" significa que la envolvente de metal y porcelana que contiene el mecanismo de interrupción está montado sobre una columna aislante de porcelana y está, por tanto, a potencial de línea (ver Figura 24). Esta columna, además de servir como un soporte aislante, puede actuar como un acceso para la varilla de operación o interface y, en el caso de interruptores de aire, que actúa como un conducto de suministro de aire. Arriba de 242 kV son construcción de "tanque vivo". Sin embargo, algunas unidades tipo tanque muerto están en uso actualmente.

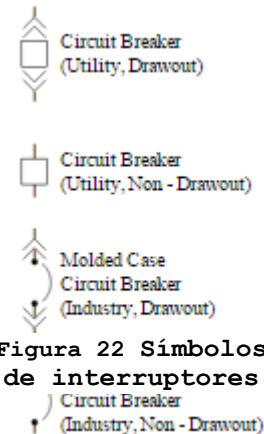
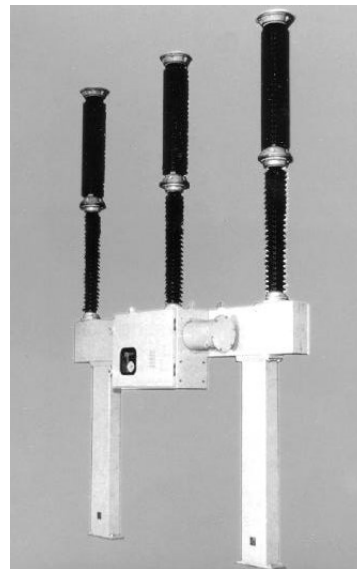


Figura 22 Símbolos de interruptores



Figura 23
Interruptor de
tanque muerto



**Figura 24 Interruptor
de tanque vivo**

1.3.2 Interruptores de gran volumen de aceite.

Los interruptores de gran volumen de aceite son un tipo de interruptores automáticos donde el aceite se utiliza tanto como medio de extinción del arco así como medios de aislamiento entre contactos de conducción de corriente y las partes puestas a tierra del interruptor. El aceite utilizado aquí es el mismo de los transformadores. Estos tipos de interruptores están diseñados en todos los rangos de tensión desde 1 kV hasta 330 kV.

Los interruptores en aceite para control del arco modernos tienen un dispositivo de control de arco que rodea los contactos del interruptor para mejorar la extinción del arco. En los interruptores de ráfaga cruzada, el arco es dirigido delante de varias ventilas laterales. El gas formado por el arco causa alta presión dentro del dispositivo de control de arco.

El arco se ve obligado a deformarse en las ventilas laterales del contenedor, que aumenta la longitud del arco y acorta el tiempo de interrupción. Los interruptores en chorro axial utilizan un principio similar. Los interruptores en aceite están diseñados para ambos sistemas trifásico y monofásico.

En tensiones superiores a 115 kV, se utilizan tanques separados para cada fase. El límite práctico para los interruptores de gran volumen de aceite son 275 kV.



Figura 26 Interruptor en aceite para 66 kV

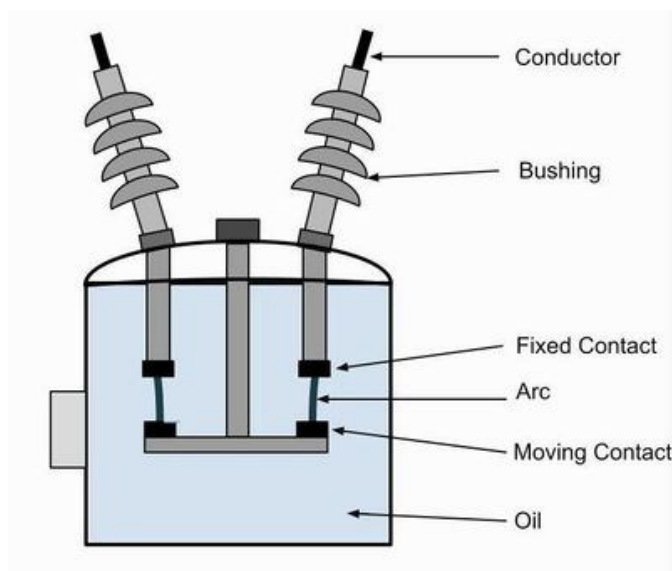


Figura 25 Interruptor de gran volumen de aceite

1.3.3 Interruptores en aire.

Por forma de montaje

- **Apertura vertical.** Cuchilla desconectadora en aire de operación en grupo, consta de 3 aisladores tipo columna por polo, con la apertura en un extremo, pueden ser de operación manual y motorizada, sin puesta a tierra y con puesta a tierra y tensiones de 72.5, 123 y 145kV.

- **Apertura lateral central.** Cuchilla desconectadora en aire de operación en grupo, consta de 2 aisladores giratorios tipo columna por polo que giran hacia el mismo lado para la apertura lateral.
- **Doble apertura lateral.** Cuchilla desconectadora en aire de operación en grupo, la cual consta de 3 columnas de aisladores tipo columna por polo, con la columna giratoria central, con la apertura doble lateral en los extremos de la cuchilla. Operación motorizada, tripolar, servicio intemperie, sin cuchilla de puesta a tierra y con cuchilla de puesta a tierra.
- **Pantógrafo vertical.** Cuchilla desconectadora en aire de operación en grupo, consta de 3 polos. Cada polo se compone de un aislador soporte, un aislador giratorio, mecanismo de accionamiento pantógrafo, un gabinete de control y un contacto fijo. El mecanismo de accionamiento está instalado sobre el aislador soporte y transfiere el movimiento del aislador giratorio al brazo del seccionador pantógrafo. Los contactos principales son fabricados de cobre y plateados.

El contacto fijo es una barra de cobre horizontal, plateada, la cual se conecta a las barras. Son de operación motorizada, sin puesta a tierra y con puesta a tierra.

La cuchilla con puesta a tierra consta de un tubo de aluminio con contactos plateados en ambos extremos y puede ser operada en forma mono polar o tripolar, mediante un mecanismo con motor o manual.

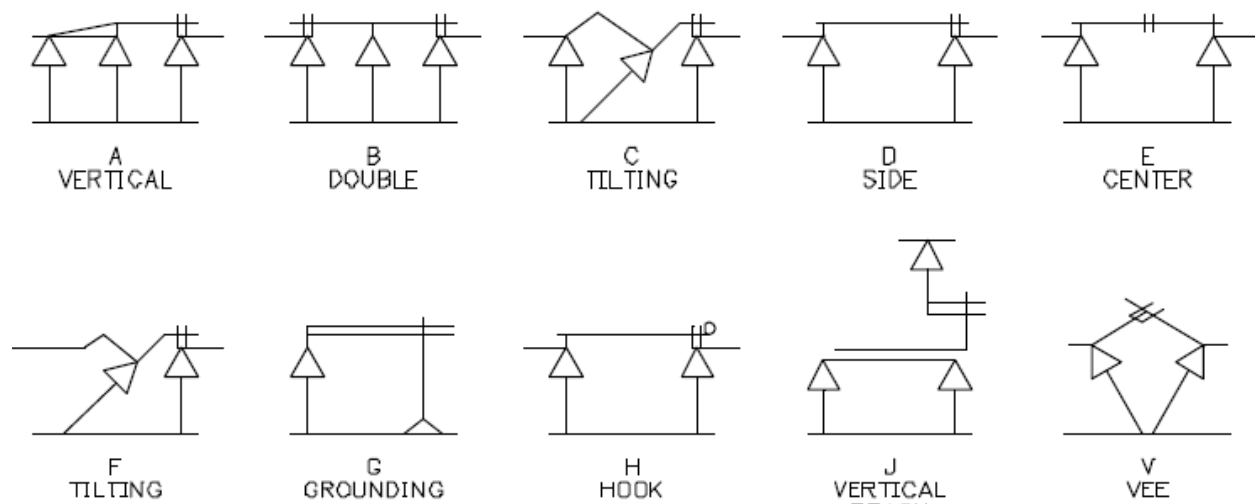


Figura 27 Ref. ANSI Std. C37.32 - 1996, Annex B, Figure B-1.
Reproduced with permission of the National Electrical Manufacturers Association.³

³ (IEEE, 1996)

1.3.4 Interruptores al vacío.

Estos son usados mayormente para baja y media tensión, se desarrollan para hasta 36 kV y pueden conectarse en serie para tensiones mayores. Las cámaras de interrupción se fabrican de porcelana y son selladas. No pueden ser abiertas para mantenimiento, pero su expectativa de vida es de cerca de 20 años, siempre que se mantenga el vacío. Debido a la alta rigidez dieléctrica del vacío, su tamaño es pequeño. El entrehierro entre los contactos se aproxima a 1 cm para interruptores de 15 kV y 2 mm para interruptores de 3 kV.

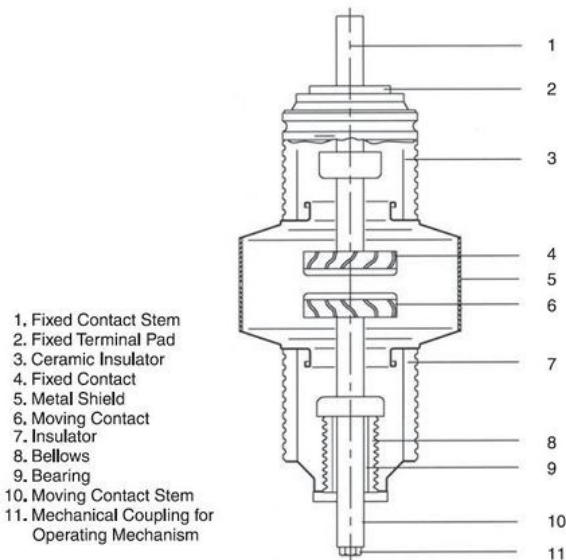


Figura 28 Interruptor en vacío



Figura 29 Interruptor en vacío, servicio interior, 12 kV, 40 kA.

La vida de servicio de un interruptor en vacío es más prolongada que la de otros tipos de interruptores. No existe el riesgo de incendio como en el interruptor en aceite. Y es mucho más ambientalmente amigable que el interruptor en SF₆.

1.3.5 Interruptores en hexafluoruro de Azufre.

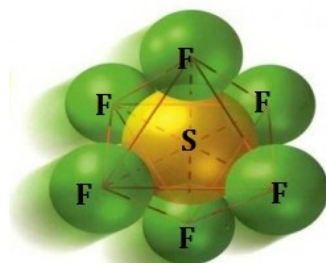


Figura 30, Molécula de gas de Hexafluoruro de Azufre.

Sulfur-hexafluoride (SF₆) is an excellent gaseous dielectric for high voltage power applications.

SF₆ is a colorless non-toxic gas, with good thermal conductivity and density approximately five times that of air (6.14 kg/m³).

It does not react with materials commonly used in high voltage circuit breakers. It has been used extensively in high voltage circuit breakers and other switchgear employed by the power industry.

Applications for SF₆ include gas insulated transmission lines and gas insulated power distribution substations.

The combined electrical, physical, chemical and thermal properties offer many advantages when used in power switchgear. Some of the outstanding properties of SF₆ which make its use in power applications desirable are:

- high dielectric strength
- unique arc-quenching ability
- excellent thermal stability
- good thermal conductivity

The SF₆ gas is identified as a greenhouse gas, safety regulation are being introduced in many countries in order to prevent its release into atmosphere.

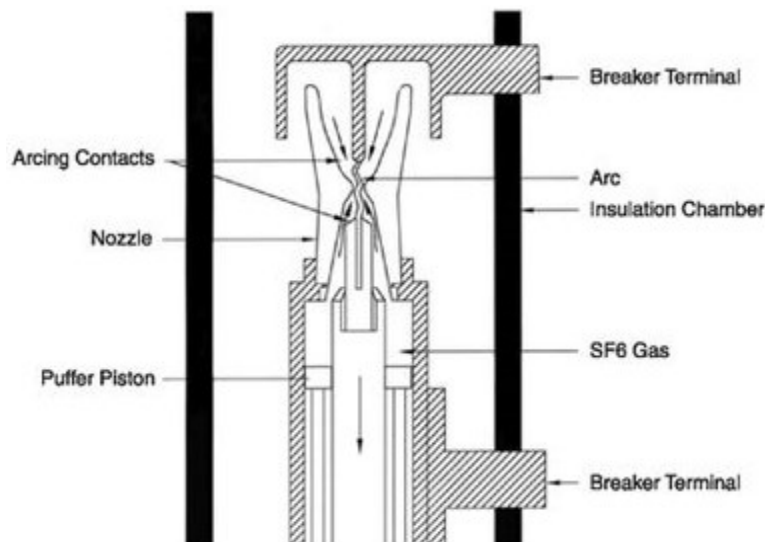
Breaker properties

The principle of operation is similar to the air blast breakers, except that SF₆ is not discharged in the atmosphere. A closed-circuit, sealed construction is used.

There are mainly three types of SF₆ CB depending upon the voltage level of application:

- 1) Single interrupter SF₆ CB applied for up to 245 kV (220 kV) system
- 2) Two interrupter SF₆ CB applied for up to 420 kV (400 kV) system
- 3) Four interrupter SF₆ CB applied for up to 800 kV (715 kV) system

During the opening operation the gas contained inside a part of the breaker is compressed by a moving cylinder that supports the contacts or by a piston. This forces the SF₆ through the interrupting nozzle. When the contacts separate, an arc is established. If the current is not very high, it is extinguished at the first zero crossing by the pushing the SF₆ through the arc by the piston. If the short circuit current is high, the arc extinction may not occur at the first zero crossing, but the gas pressure will increase sufficiently to blow the arc out. By connecting several interrupting heads in series, SF₆ breakers can be constructed for voltages of up to 765 kV.



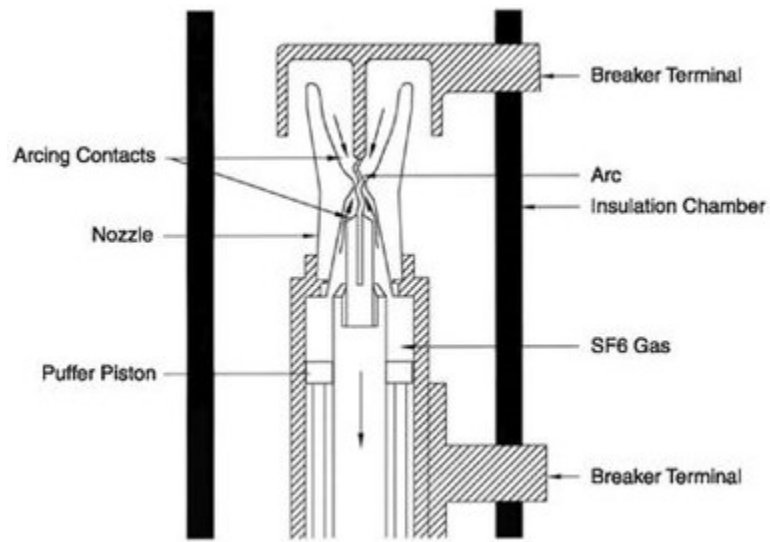


Figura 31 Esquema del interior de un interruptor al vacío.

Figura 32 Interruptor al vacío.

1.3.6 Especificación de Interruptores de Potencia.

Tabla 3 Valores nominales preferidos para interruptores automáticos en interiores Ref. basada en (Table 5-20) Preferred Ratings for Indoor Circuit Breakers with Voltage Range Factor K = 1.0.* (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)

Line No.	Rated Maximum Voltage (1) kV, rms	Rated Voltage Range Factor K	Rated Continuous Current Amperes, rms	Rated Short- Circuit and Short- Time Current kA, rms	Rated Transient Recovery Voltages (3)		Rated Time to Peak T2 (4) sec	Rated Interrupting Time (5) ms	Rated Permissible Tripping Delay Time Y sec	Rated Closing and Latching Current (2) kA, peak
					Rated Peak Voltage E2 kV, peak	Rated Peak to Peak T2 (4) sec				
	Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	
1	4.76	1.0	1200, 2000	31.5	8.9	50	83	2		82
2	4.76	1.0	1200, 2000	40	8.9	50	83	2		104
3	4.76	1.0	1200, 2000, 3000	50	8.9	50	83	2		130
4	8.25	1.0	1200, 2000, 3000	40	15.5	60	83	2		104
5	15	1.0	1200, 2000	20	28	75	83	2		52
6	15	1.0	1200, 2000	25	28	75	83	2		65
7	15	1.0	1200, 2000	31.5	28	75	83	2		82
8	15	1.0	1200, 2000, 3000	40	28	75	83	2		104
9	15	1.0	1200, 2000, 3000	50	28	75	83	2		130
10	27	1.0	1200	16	51	105	83	2		42
11	27	1.0	1200, 2000	25	51	105	83	2		65
12	38	1.0	1200	16	71	125	83	2		42
13	38	1.0	1200, 2000	25	71	125	83	2		65
14	38	1.0	1200, 2000, 3000	31.5	71	125	83	2		82
15	38	1.0	1200, 2000, 3000	40	71	125	83	2		104

* For preferred capacitance current switching rating, see ANSI/IEEE C37.06-1997 Table 1A.

For preferred dielectric ratings, see Table 5-22.

For circuit breakers with a rated voltage range factor K greater than 1.0, see Tables 5-21 and ANSI/IEEE Std. C37.06-1997 A1A.

See notes following Table 5-21.

Tabla 4: (5-22) Preferred Dielectric Withstand Ratings and External Insulation. Ref. ANSI/IEEE Std. C37.06-1997, Table 4. Reproduced with permission of the National Electrical Manufacturers Association.

Line N°.	Rated Maximum Voltage kV, rms	Rating Table No.	Power Frequency		Impulse Test 1.2 x 50 μ sec wave (a)			Switching Impulse		Minimum Creepage Distance of External Insulation to Ground, Inches
			1 minute Dry kV, rms	10 seconds Wet kV, rms	Full Wave (2) Withstand kV, Peak	2 μ sec Withstand	3 μ sec Withstand	Withstand Voltage Terminal to Ground with Breaker Closed kV, Peak	Withstand Voltage Terminal to Terminal on One Phase with Circuit Breaker Open kV, Peak	
No.	Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10
1	4.76	1	19	(3)	60	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
2	8.25	1	36	(3)	95	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
3	15.0	1	36	(3)	95	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
4	15.5	2	50	45	110	142	126	(3)	(3)	9 (0.23m)
5	25.8	2	60	50	150	194	172	(3)	(3)	15 (0.38m)
6	25.8 (4)	2	60	50	125	(3)	(3)	(3)	(3)	15 (0.38m)
7	27.0	1	60	(3)	125	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
8	38.0	1	80	(3)	150	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
9	38.0	2	80	75	200	258	230	(3)	(3)	22 (0.56m)
10	38.0 (4)	2	80	75	150	(3)	(3)	(3)	(3)	22 (0.56m)
11	48.3	2	105	95	250	322	288	(3)	(3)	28 (0.71m)
12	72.5	2	160	140	350	452	402	(3)	(3)	42 (1.07m)
13	123	3	260	230	550	710	632	(3)	(3)	70 (1.78m)
14	145	3	310	275	650	838	748	(3)	(3)	84 (2.13m)
15	170	3	365	315	750	968	862	(3)	(3)	93 (2.49m)
16	245	3	425	350	900	1160	1040	(3)	(3)	140 (3.5m)
17	362	3	555	(3)	1300	1680	1500	825	900	209 (5.3m)
18	550	3	860	(3)	1800	2320	2070	1175	1300	318 (8.0m)
19	800	3	960	(3)	2050	2640	2360	1425	1500	442 (11.2m)

The rating of a circuit breaker is a summary of its characteristics that identifies its application on an electric system, its performance capabilities, and its adaptability. This summary of characteristics is given principally in terms of voltages, currents, and time as described in the rating tables, in the ANSI C37 Standards, and in the following subsections.

1 Voltage: Voltage characteristics are defined in terms of rms nominal, rms rated maximum, rated voltage range factor, and rated dielectric strength.

1.1 Nominal Voltage : Nominal voltage, also known as voltage class, is used to identify the general voltage class or electric system voltage on which a particular circuit breaker was intended for application.

1.2 Rated Maximum Voltage: Rated maximum voltage is the maximum voltage for which the circuit breaker is designed and is also the upper limit for operation on an electric system. It is based on ANSI Std. C84.1, "American National Standard Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60 Hz)," and ANSI Std. C92.2, "Preferred Voltage Ratings for Alternating Current Electrical Systems and Equipment Operating at Voltages Above 230 Kilovolts Nominal." It is the prime operating voltage reference and relates the rated short-circuit interrupting current and short-circuit interrupting kA or energy handling capabilities.

1.3 Rated Voltage Range Factor: Rated voltage range factor, designated as "K," defines the lower limit of operating voltage at which the required symmetrical and asymmetrical current interrupting capabilities vary in inverse proportion to the operating voltage. **"K" is the ratio of rated maximum voltage to this lower limit of operating voltage.** The rated maximum voltage either divided by K or multiplied by the reciprocal, $1/K$ will produce the lower limit of operating voltage. See Table 3(5-20) for 72.5 kV through 800 kV circuit breakers, where the voltage range factor is 1.0. This limits the maximum interrupting current capability at voltages lower than rated voltage to a value no greater than the interrupting current capability at rated maximum voltage. For 4.76 kV through 38.0 kV circuit breakers, Table 5-21 shows a rated maximum voltage related to an interrupting kA, rms rating. These circuit breakers all have a voltage range factor greater than 1.0, which permits operation at lower than rated voltage and a maximum interrupting current of K times rated interrupting current as described above.

1.4 Example (Table 5-21): Circuit breaker rated 18 kA interrupting capacity, maximum operating voltage 15.0 kV, voltage range factor $K = 1.30$.

Calculate maximum interrupting current, $I = (18)(1.3) = 23 \text{ kA}$.

Lower operating voltage limit, $E = 15/1.3 = 11.5 \text{ kV}$.

1.5 Rated Dielectric Strength: The rated dielectric strength of a circuit breaker is its voltage withstand capability with specified magnitudes and wave shapes of test voltage applied under specific test conditions. The schedule of dielectric tests for power circuit breakers includes values for low frequency and impulse. These values are fixed and are related directly to rated maximum voltage of breakers. Dielectric test values for outdoor ac high-voltage power circuit breakers are shown in Table 4 of ANSI Std. C37.06 (see Table 5-22).

2 Current: Current characteristics are defined as follows:

2.1 Rated Continuous Current: The rated continuous current of a circuit breaker is the designated limit of current in rms amperes at rated frequency that it is required to carry continuously without exceeding any of the limitations designated in ANSI Std. C37.06. (Refer to Tables 5-20, 5-21, 5-23 and 5-24.)

1.3.7 Selección de Interruptores de Potencia.

Preferred ratings

1 Voltage and current

The preferred voltage, continuous current, and withstand current ratings at the rated power frequency of 60 Hz shall be in accordance with tables 1, 2, and 3.

2 Ice breaking ability

If an outdoor switch has an ice breaking rating, the preferred ratings shall be 3/8 inch (10 mm), and 3/4 inch (20 mm).

A switch that has successfully passed the ice test and is rated for a given thickness of ice is also rated for lesser thicknesses.

3 Mechanical operations

The preferred mechanical operation rating shall be 1000 operations: 900 close-open cycles without terminal loading and 100 close-open cycles with terminal loading as specified in 11.3.2 of ANSI/IEEE C37.34. Refer to table 16 for rated control voltages for motor-operated switches and 11.3.3 of ANSI/IEEE C37.34 for number of operations at minimum and maximum control voltage.

4 Terminal loading

The preferred mechanical terminal loadings shall be in accordance with table 4.

5 Ground clearance

Ground clearance for outdoor switches and bus supports shall equal or exceed that specified in table 5.

6 Selection of insulation level

The selection of the insulation level for air switches on systems of various nominal voltages is a function of the degree of surge protection, the insulation level of associated equipment such as circuit breakers and transformers, and the degree of airborne contamination anticipated. Since insulators may have different levels of creepage distance for a given lightning impulse withstand voltage, the creepage distance should be selected separately to provide adequate service under expected atmospheric contamination conditions. In the bibliography in annex A, [B3] provides guidelines for selecting creepage distance.

Switches should be selected on the basis of both **rated maximum voltage** and **lightning impulse withstand voltage**. The preferred rated maximum voltages (given in kilovolts, rms) for switches and bus supports, and their corresponding power frequency withstand ratings and lightning impulse withstand ratings, are given in tables 1 and 6 of ANSI C37.32-1990.

ANSI C37.32-1990 requires that the open-gap withstand be at least 110% of rated withstand to ground, and that the phase-to-ground withstand be at least 100% of the rated withstand to ground. There is no upper limit placed on withstand voltages, which means it is possible that the phase-to-ground withstand could be higher than the open-gap withstand. If a switch is over insulated, that is, if the withstand capability of the switch insulation to ground is higher than the withstand capability of the switch open gap, rod gaps or surge protective devices may be installed at or adjacent to the switch to ensure that overvoltages that might otherwise flashover the switch gap are limited by conduction to ground. See 2.4.3 and 3.4.3 of ANSI C37.32-1990. For voltages 362 kV and above, switching surge levels may be the determining factor in the selection of insulation level.⁴

Ejemplo:

Suponiendo un valor eficaz de la componente simétrica de la corriente de cortocircuito trifásica $I_k=33$ kA y un valor de pico en condiciones de cortocircuito ($\cos \phi_k = 0,15$), es posible determinar cómo hay que actuar para hallar el valor de pico:

- A partir del valor de $\cos \phi_k$ es posible explicitar el cociente X/R mediante el cálculo de la tangente.
- Después de calcular el cociente $X/R = 6,6$, mediante la gráfica o la fórmula, es posible hallar el valor de $k = 1,64$, que da un valor de pico $I_p=76,6$ kA en correspondencia con la corriente de cortocircuito trifásica $I_k=33$ kA.
- Teniendo en cuenta la necesidad de elegir un dispositivo de protección para una instalación con una tensión nominal de 400 V, en referencia

⁴ (IEEE, 29 July 2003)

solamente a la corriente de cortocircuito trifásica, podría utilizarse un interruptor automático con capacidad de corte $I_{cu}=36$ kA, al que correspondería un poder de cierre $I_{cm}=75,6$ kA, en cumplimiento de la norma IEC 60947-2.

- Este poder de cierre resulta ser inferior que el valor máximo que puede obtenerse en la instalación en cuestión; por lo tanto, la elección es incorrecta y obliga al uso de una versión de interruptor automático con mayor poder de corte (por ejemplo 50 kA) y, por consiguiente, un valor I_{cm} mayor y adecuado para el valor máximo de la instalación.
- A partir del ejemplo anterior puede verse cómo, al principio, se habría elegido incorrectamente un interruptor automático, versión "N" (con poder de corte de 36 kA). Por otra parte, las consideraciones relativas al valor de pico que requerirá utilizar un interruptor de la versión "S" o "H".

1.4 Cuchillas y Fusibles.

1.4.1 Definición y operación de cuchillas conectoras.

Los *restauradores*, son equipos que sirven para reconectar alimentadores primarios de distribución. Normalmente el 80 % de las fallas son de naturaleza temporal, por lo que es conveniente restablecer el servicio en la forma más rápida posible para evitar interrupciones de largo tiempo. Para estos casos se requiere de un dispositivo que tenga la posibilidad de desconectar un circuito y conectarlo después de fracciones de segundo.



Figura 33 Restaurador de mando a distancia, operación en grupo y contactos al vacío.

Los *seccionadores*, son elementos que no están diseñados para interrumpir corrientes de cortocircuito ya que su función es el de abrir circuitos en forma automática después de cortar y responder a un número predeterminado de impulsos de corriente de igual a mayor valor que una magnitud previamente determinada, abren cuando el alimentador primario de distribución queda desenergizado.

En cierto modo el seccionador permite aislar sectores del sistema de distribución llevando un conteo de las operaciones de sobrecorriente del dispositivo de respaldo.

Por su principio de operación el medio aislante de interrupción puede ser aire, aceite o vacío y en cuanto al control es similar al caso de los restauradores o sea puede ser hidráulico, electrónico o electromecánico. La misión de este aparato es la de unir o separar de

una forma visible diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuito.

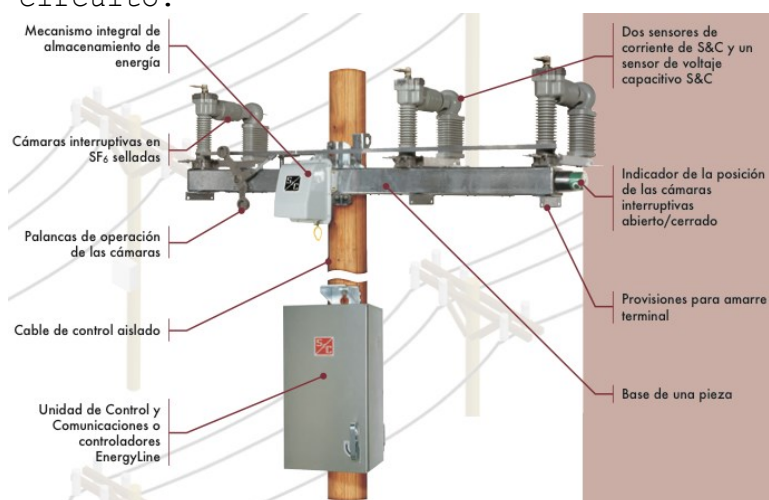


Figura 34 Seccionador, COG, SF₆ y control electrónico.

1.4.2 Fusibles de potencia y sus curvas de operación.

El cortacircuitos fusible, o fusible de forma abreviada, puede ser definido como un **dispositivo de protección destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico al ser atravesado por una sobrecorriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema**. Esta sobrecorriente puede ser debida a sobrecargas o cortocircuitos. El corte se produce mediante la fusión de un alambre incluido en el aparato y colocado en serie con el circuito. El paso de una sobrecorriente de determinado valor, hace que se caliente en demasía y llegue a fundirse, eliminando de esta forma la falta. Lógicamente están diseñados para fundirse en un tiempo especificado para cada valor de corriente. El fusible está diseñado para que la banda de metal pueda colocarse fácilmente en el circuito eléctrico. Si la corriente del circuito excede un valor predeterminado, el metal fusible se derrite y se rompe o abre el circuito. La intensidad nominal de un fusible, así como su poder de corte, son las dos características que definen a un fusible. La **intensidad nominal** es la intensidad normal de funcionamiento para la cual el fusible ha sido proyectado, y el **poder de corte** (o capacidad interruptiva) es la intensidad máxima de cortocircuito capaz de poder ser interrumpida por el fusible. Para una misma intensidad nominal, el tamaño de un fusible depende del poder de corte para el que ha sido diseñado.

1.4.3 Especificaciones de Cuchillas y Fusibles.

Los fusibles se dividen en dos clases dependiendo de la potencia a la cual van a operar.

- *Fusibles de potencia* (sobre 600 volts). Están en uso dos tipos de fusibles de potencia que son:
 - a) Limitadores de corriente y
 - b) Tipo de expulsión

- *Fusibles de bajo voltaje* (600 volts) y menos. Estos a su vez se subdividen en:
 - a) Tipo tapón y
 - b) Tipo cartucho.

Un fusible cilíndrico está formado por una banda de metal fusible encerrada en un cilindro de cerámica o de fibra. Unos bornes de metal ajustados a los extremos del fusible hacen contacto con la banda de metal. Este tipo de fusible se coloca en un circuito eléctrico de modo que la corriente fluya a través de la banda metálica para que el circuito se complete.



Figura 35 Fusibles.

Fundamentalmente encontraremos dos tipos de fusibles en las instalaciones de baja tensión:

- gI (fusible de empleo general)
- aM (fusible de acompañamiento de motor)

La selectividad entre fusibles es importante tenerla en cuenta, ya que de ello dependerá el buen funcionamiento de los circuitos. Idéntico problema se nos presentara con la selectividad de los interruptores automáticos.

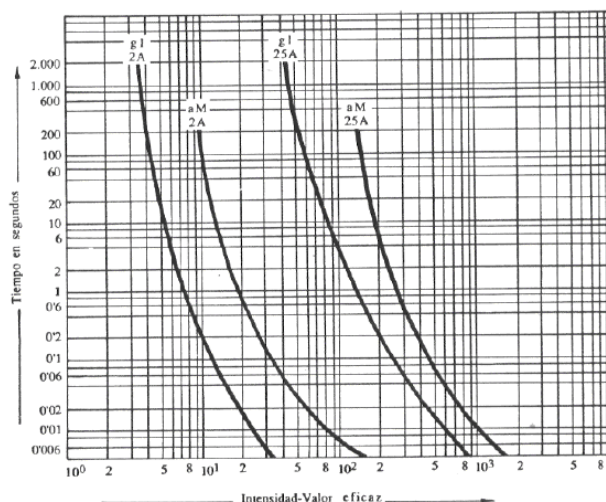


Figura 36 Curvas características de fusibles gI y aM, coordinadas para protección de equipo eléctrico.

Son dos los tipos de fusibles más utilizados en A.T., siendo su diferencia principal la forma de eliminar el arco de energía que se

produce en la falta del sistema. De esta forma tenemos los fusibles Alto Poder de Ruptura y los cortacircuitos de expulsión.



Figura 37: Fusible gl, APR, 0.5 kV, 120 kA.



Figura 38: CCF, Corta circuito fusible



Figura 39
Apartarrayos.

1.5 Apartarrayos.

Se denominan en general Apartarrayos a los dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que en otro caso, se descargarían sobre aisladores o perforarían el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc.

1.5.1 Naturaleza de las sobretensiones y sus efectos en los sistemas eléctricos de potencia

Las sobretensiones pueden ser originadas en el interior del sistema de potencia, debido a: desconexión repentina de carga, influencia mutua entre líneas paralelas de transmisión, siendo esto significativo únicamente en caso de falla por corto circuito en una de las líneas. Otra causa puede ser la interrupción de circuitos capacitivos o pequeñas corrientes inductivas. Otro origen son las descargas atmosféricas, descargas en forma de rayos, que se presentan

con mayor frecuencia en líneas de transmisión y subestaciones a la intemperie.

En la atmósfera se forman ambientes con cargas eléctricas diferentes (+/-) a lo que se le llama polarización. Un rayo en el interior de una nube polarizada tiende a equilibrar las cargas en la misma. Un rayo Nube-Tierra es el que se presenta más frecuentemente (88%) y el que alcanza mayores intensidades de energía. En este caso se tienen nubes en la atmósfera cargadas negativamente y estas cargas negativas se aproximan a la tierra en donde influyen cargas positivas para provocarse la descarga. Estadísticamente se sabe que el 50% de los rayos de este tipo alcanzan una intensidad de 30 kA, pudiendo alcanzar hasta los 200 kA con un 1% de probabilidad. El rayo Tierra-Nube es muy esporádico y se genera al cargarse negativamente partes metálicas muy altas sobre la tierra. Lo que provoca una descarga sobre nubes cargadas positivamente. Pero los niveles de energía en este caso son mucho menores.

Las descargas atmosféricas pueden provocar altos sobrevoltajes al descargarse directamente en una línea de transmisión o cualquier otro elemento. Pueden provocar sobrevoltajes indirectamente al descargarse en un medio cercano a la línea de transmisión o a cualquier otro elemento. Son para remarcarse los sobrevoltajes provocados por una alta resistencia de tierra en el elemento que sufre la descarga. Frecuentemente sufren las descargas las torres de las líneas y estas están siempre aterrizadas, pero al tener una resistencia de tierra muy grande por ejemplo 10 Ohm y presentarse una descarga de 50kA, lo anterior equivaldría a tener energizada esta torre a 500kV al instante de la descarga. Lo que rebasaría la capacidad de los aisladores y en consecuencia se tendría un sobrevoltaje en el sistema por esta razón.

1.5.2 Definición y operación de apartarrayos

Definición en: IEEE, T. I. (Dec 2000). *IEEE 100. The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms*. [7th ed.] (Vols. ISBN 0-7381-2601-2 SP1122). (D. M. Kim Breitfelder, Ed.) 3 Park Avenue, New York,, NY, 10016-5997, USA: Standards Information Network, IEEE Press.

transitorio (1) Un voltaje o corriente transitorios, que usualmente se incrementa rápidamente hasta un valor pico y luego cae más lentamente hacia cero, que tiene lugar en equipo eléctrico o redes en servicio. (PE/PSIM) 4-1995

descargador de transitorios (1) Un dispositivo de protección para limitar tensiones transitorias en equipos debido a descarga o desviación de corrientes transitorias. Impide el flujo continuo de corriente a tierra y es capaz de repetir estas funciones, tal como se especifica. Como dispositivos de protección contra transitorios, los descargadores están conectados de puntos del circuito sensible a tierra, limitando así la tensión transitoria peligrosa por debajo de niveles de daño. (IA)668-1987w

Operación:

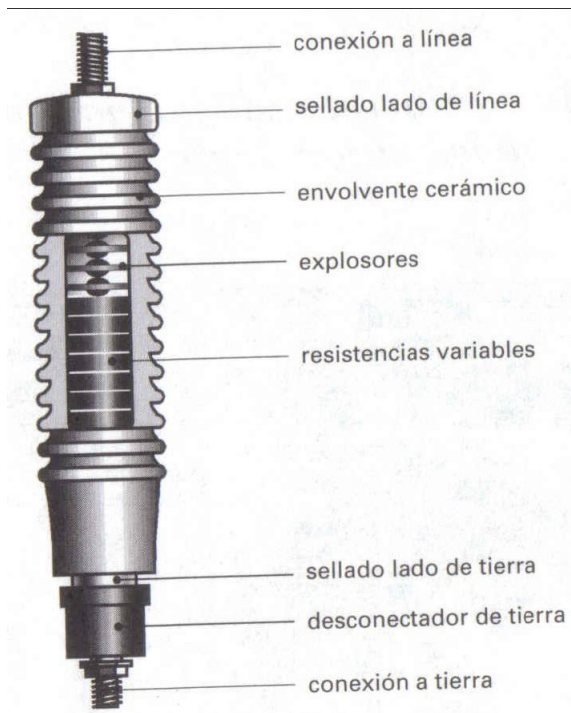
Para su correcto funcionamiento, los apartarrayos se hallan permanentemente conectados entre la línea y tierra, y se han de elegir con unas características tales que sean capaces de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger (lo que se conoce como **coordinación de aislamiento**), pero nunca para los valores de tensión normales.

A estos dispositivos se les denomina apartarrayos porque en un principio su única misión era la de limitar las sobretensiones de origen atmosférico. Posteriormente se ampliaron sus funciones, utilizándose frente a otro tipo de sobretensiones, como las de origen interno, por lo que parece más adecuada la nomenclatura a descargadores de transitorios, aunque se mantienen, por costumbre y convención, la denominación de apartarrayos.

Los apartarrayos han sufrido una evolución importante, pasando de los apartarrayos de cuernos, en los que la descarga de sobre tensión se realizaba sobre dos cuernos metálicos separados por una capa de aire, a los apartarrayos auto valvulares, cuyo principio de funcionamiento se basa en la descarga de la sobre tensión sobre unas válvulas o resistencias variables con el valor de la tensión. Este mismo efecto se logra con los de óxidos metálicos (O_2Zn).

Los tipos de apartarrayos más utilizados hoy en día son, el de explosores y carburo de silicio y el de óxidos metálicos, los cuales mantienen una cierta similitud desde un punto de vista constructivo y funcional, aunque se hace necesaria una descripción de sus componentes por separado.

Apartarrayos de explosores y carburo de silicio.



Es el apartarrayos más antiguo, también llamado autovalvular. Consta de una envolvente cerámica en cuyo interior están conectadas en serie las resistencias no lineales de carburo de silicio con los explosores metálicos, aislados entre sí por separadores cerámicos.

Cuando se producen sobretensiones que sobrepasan un cierto nivel de tensión, los explosores se ceban, permitiendo así el paso de corriente a través de las resistencias y dirigidas a tierra.

Sistema de sellado: se realizan con anillos de goma sintética blanda de cloropreno. Este sistema garantiza su duración, ya que se hayan rodeados de gas inerte, como el nitrógeno, en estado puro y seco.

Figura 40 Apartarrayo Autovalvular

Conexión de tierra eyectable: tiene una doble misión, siendo por un lado la de conectar el apartarrayos a tierra y garantizar el paso de la corriente de descarga, y por otro lado su misión es la de evitar la inutilización de una línea por fallo de un apartarrayos como consecuencia de una serie continuada de descargas o una sobre tensión mantenida y prolongada.

Cuando se avería el apartarrayos por una sobrecarga térmica, funciona un dispositivo de eyección, desconectando el cable de conexión a tierra y poniendo, de esta forma, el apartarrayos fuera de servicio.



Figura 41 ADOM: Apartarrayo de óxidos metálicos

Apartarrayos de óxidos metálicos

Son más modernos, de construcción similar a los anteriores, pero carecen de explosores. A continuación se describen sus partes principales.

Envolvente exterior: puede ser un envolvente cerámico de porcelana blanca o roja de alta resistencia de las mismas características que el apartarrayos de carburo de silicio, o un envolvente polimérico mucho más ligero y resistente a golpes en el proceso de empaquetado y transporte.

Resistencias no lineales de óxido metálico: tienen idéntica misión que las resistencias de carburo de silicio pero con un coeficiente de no linealidad mucho más elevado, con lo que se consigue que tensiones nominales de servicio, estas resistencias conduzcan una corriente de fuga despreciable, mientras que frente a una sobre tensión, absorben perfectamente la corriente de descargas.

Conexión a tierra eyectable: de las mismas características que la del apartarrayos de explosores y carburo de silicio.

1.5.2.1. Nivel básico al impulso maniobra

IEEE en su diccionario, lo define como:

basic switching impulse insulation level (BSL)

nivel básico al impulso de maniobra (BSL): Es la capacidad de soportar esfuerzo eléctrico del aislamiento expresado en kilovolts, esto es, en términos del valor de cresta de un impulso estándar debido a maniobra. BSL puede expresarse tanto estadística como convencionalmente. (PE/TR) C57.12.80-1978r

La prueba de impulso depende del tipo de equipo.

- **BSL (convencional):** Término aplicable específicamente a aislamientos no auto-restaurables. El valor de cresta de un impulso estándar por maniobra para el cual el aislamiento no exhibe descarga disruptiva cuando se somete a un específico número de impulsos bajo condiciones especificadas.
-
- **BSL (estadístico):** Término aplicable específicamente a aislamientos auto-recuperables. El valor de cresta de un impulso estándar por maniobra para el cual el aislamiento exhibe un 90% de probabilidad de aguante (o un 10% de probabilidad de falla) bajo condiciones especificadas. (SPD/PE) C62.11-1999

Switching impulse protective level (SPL)**Nivel de protección al impulso de maniobra (SPL)**

SPL es el valor más alto entre:

- a) El voltaje de descarga medido con una onda de corriente a través del descargador de magnitud de corriente clasificada de impulso a la maniobra y con un tiempo a la presente corriente de pico de 45-60 μs ; o
- b) El voltaje de cebado en la distancia de no-flameo de una onda similar.

1.5.2.2. Nivel básico al impulso del rayo

basic lightning impulse insulation level (BIL):

nivel de aislamiento básico de impulso al rayo (BIL): La capacidad de soportar esfuerzo eléctrico del aislamiento expresado en términos del valor de cresta de un impulso normal de un rayo bajo condiciones atmosféricas normales.

El BIL será expresado estadística o convencionalmente. Las pruebas se realizan con impulsos de onda completa de 1.2/50 μs como lo especifica la norma adecuada para el equipo a proteger.

Lightning impulse protective level (LPL)**Nivel de protección al impulso del rayo (LPL)**

LPL es el más alto de los voltajes de descarga establecido mediante pruebas usando impulsos de corriente de descarga de 8/20 μs o tensiones de cebado en la distancia de no-flameo para ondas especificadas de voltaje transitorio.

La norma IEEE Std C62.11-1993 especifica que las pruebas deben realizarse con corrientes de 8/20 μs de 1.5, 3.0, 5.0, 10 y 20 kA. Si la corriente de clasificación del apartarrayos al impulso del rayo mostrada en la Tabla 3 de la norma IEEE Std C62.11-1993 no está incluida en la tabla, se debe realizar una prueba adicional a la clasificación de corriente dada para esa clase particular de Apartarrayo.⁵

⁵ (IEEE, The Institute of Electrical and Electronics Engineers., Dec. 9, 1997)

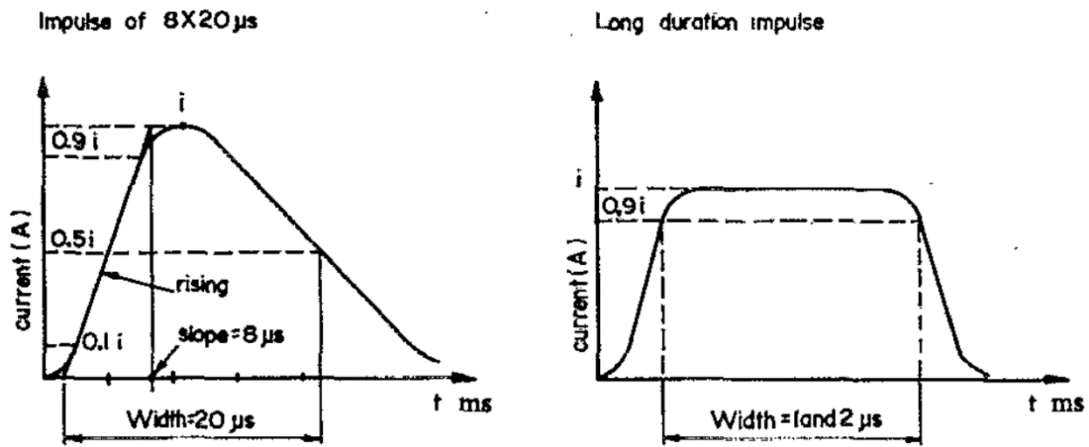


Figura 42 Representación esquemática de impulsos de corriente

1.5.2.3. Distancia de no flameo

distancia de no-flameo, arqueo, mínima de fuga, fase a tierra, entre fases:

La distancia más corta en línea recta medida sobre la envolvente aislante entre las partes metálicas al potencial de línea a tierra. Anteriormente conocida como distancia de impacto ó distancia de contorno (siguiendo el contorno del cuerpo aislador externo). (PE/TR) C57.19.03-1996

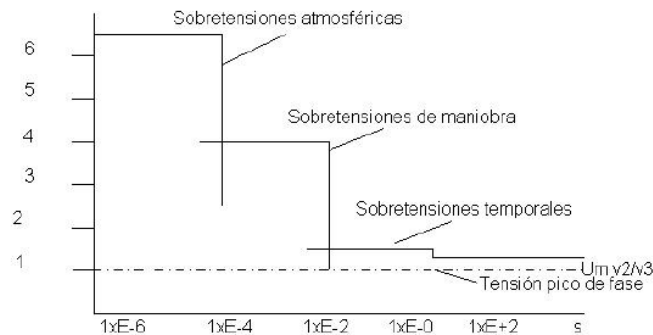


Figura 43 Esquema de las tensiones transitorias

Criterio de IEEE Std 516TM-2003 Guide for Maintenance Methods on Energized Power Lines

minimum air insulation distance (MAID): The shortest distance in air between an energized electrical apparatus and/or a line worker's body at different potential. With a floating electrode in the gap, it is equal to or greater than the sum of the individual minimum approach distances. This is the electrical component and does not include any factor for inadvertent movement.

This guide describes the various method of determining the MAID for use in work involving live lines and equipment.

- For work on lines and equipment with a phase-to-phase voltage of 72 500 or less, the MAID distance can be obtained from **Table 3**.

Table 3—Example of detailed calculations for air gap distance (MAID) phase to ground work 72 500 Volts or less in meters

1	2	3	4	5	6
Maximum phase-to-phase voltage in kilovolts (VM)	Overtoltage in p.u. (T)	Maximum phase-to-phase voltage on a p.u. base in kilovolts	Maximum peak voltage in kilovolts	Maximum peak voltage 3σ in kilovolts	Electrical withstand distance in meters
0.30	3.0	0.52	0.73	0.87	0.001
0.75	3.0	1.30	1.84	2.17	0.002
15.0	3.0	26.0	36.7	43.2	0.038
36.0	3.0	62.4	88.2	104.0	0.160
46.0	3.0	79.7	113.0	133.0	0.228
72.5	3.0	126.0	178.0	209.0	0.383

NOTES

1-Column #2. I.E.C. Technical Committee No. 78, Tools For Live Working, WG 3, Flexible Insulating Devices, along with WG 2, Rigid Insulating Devices, agreed during their Toronto meeting of June 1990 to use a maximum transient overvoltage of 3.0 p.u. phase-to-ground, when testing tools and equipment, and to state that the 3.0 p.u. is used in their documents. Those systems having overvoltages above the 3.0 p.u. should take this limiting value into account.

$$2- \text{Column \#3} = \frac{(\text{Column \#1})(\text{Column \#2})}{\sqrt{3}}$$

$$3- \text{Column \#4} = (\text{Column \#3})\sqrt{2} \quad [\text{Transient overvoltage}]$$

$$4- \text{Column \#5} = \frac{\text{Column \#4}}{0.855} \quad [\text{Maximum transient overvoltage}]$$

5-Column #6 [Minimum Air Insulation Distance (MAID)] = The basic electrical withstand (W/S) distance is determined by use of IEEE Std 4-1978, Annex 2B [B15], using linear interpolation between the two values that bracket the maximum overvoltage, plus 3 σ peak, of Column 5. The feet values were converted to metric by multiplying the feet values by 0.3048 and rounding up. The centimeters/kilovolts for the 2 cm test has been used for the two lowest voltage ranges.

6-Values are based on altitudes below 900 m. See Table 1 for correction factors for higher altitudes. It is not necessary to correct for atmospheric conditions.

7-Table distances do not include any factor for inadvertent movement. See 7.2 for inadvertent movement considerations. These factors must be added to the values in Column #6 to obtain the total MAD.

8-Higher or lower transient overvoltage factors can occur depending on the design and operation of the system.

9-For single-phase systems with a solidly grounded neutral, use voltage line-to-ground.

10-For single-phase systems without a solidly grounded neutral, use voltage phase-to-phase.

11-The data used to formulate this table was obtained from test data taken with standard atmospheric conditions. Standard atmospheric conditions are defined as temperatures above freezing, wind less than 24 kilometer per hour, unsaturated air, normal barometer, uncontaminated air, and clean and dry insulators. If standard atmospheric conditions do not exist, extra care must be taken.

12-For values in feet, see Table D.2.

Calculation of MAID, phase-to-ground, with tools in the air gap

The general formula for determining the 60 Hz MAID, phase-to-ground, in meters for energized work above 72 500 volts, with tools in the air gap is shown in Equation (2)¹⁵:

$$D = 0.3048(((C_1)(C_2) + a)(T)(V_{P-G}))$$

where

0.3048 is the conversion factor to convert from feet to meters,

D is the phase-to-ground distance in meters,

C₁ is 0.01 (1.0% of the line-to-ground voltage in kilovolts) for 60 Hz,

C₂ is composed of an additional 6% for the effect of line working tools in the air gap plus additional 4% for intangibles. The additional 6% variable may range from an additional 2% to 20% depending on the structure and the electrode configuration (see [B13]). For calculation in this guide, a value of C₂ = 1.1 is used.

a is saturation factor for peak voltages of 630 kilovolts and above (see Table 4 and Figure 4) [(T)(V_{P-G})],

T is maximum anticipated per-unit transient overvoltage (switching surge),

V_{P-G} is the actual rms system phase-to-ground voltage in kilovolts.

6

Criterio de IEC Std 60071-2

⁶ (IEEE, 29 July 2003)

Las distancias en aire fase-tierra y fase-fase deben garantizar que la probabilidad de flameo sea baja; esto con el fin de calcular la distancia mínima de no flameo que se determina para impulsos atmosféricos si la tensión del sistema es menor que 230 kV. La tensión crítica de flameo es el valor de tensión al cual se tiene una probabilidad de flameo del 50%. La ecuación para poder encontrar esta tensión es la siguiente:

$$BIL = VCF * (1.0 - 1.3\delta) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

BIL: Nivel básico de aislamiento

VCF: Tensión crítica de flameo

δ : Desviación estándar referida al valor de VCF, obtenida de la distribución de gauss. "Se recomienda para el caso de impulso de rayo, usar un valor de $\delta=3\%$ " 25, por lo que sustituyendo en la ecuación y despejando tenemos que:

$$VCF = \frac{BIL}{0.961} \quad \text{Ecuación 2}$$

La distancia fase a tierra se calcula con la siguiente expresión:

$$d_{f-t} = \frac{VCF}{K_3} = \frac{VCF}{550} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

d_{f-t} : Distancia de fase a tierra (m).

VCF: Tensión crítica de flameo (kV).

K_3 : factor de electrodos. El factor de electrodos toma el valor de 550 para configuraciones tipo conductor estructura, conductor-objeto a tierra, entre otras.

Las distancias que se calcula solo son usadas en alturas hasta 1000 m.s.n.m., por lo que se tiene un factor de corrección por altura según la norma IEC 60071-2. La ecuación para la corrección por altura es la siguiente:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H-1000}{8150}\right)} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

K_a : Factor de corrección por altura.

m : 1.0 para impulso y frecuencia industrial.

H : altura de la instalación sobre el nivel del mar en metros.

Y la ecuación 3 para la distancia fase-tierra quedaría afectada por este factor K_a :

$$d_{f-t} = \frac{VCF}{K_3} * K_a \quad \text{Ecuación 5}$$

Para la distancia fase-fase la ecuación sería:

$$d_{f-f} = \frac{VCF}{520.29} * K_a$$

Ecuación 6

7

1.5.2.4. Coordinación de Aislamiento

coordination of insulation:

The selection of insulation strength consistent with expected overvoltages to obtain an acceptable risk of failure.

"Las subestaciones eléctricas están sometidas a los esfuerzos dieléctricos producidos por las sobretensiones que se presentan. Las sobretensiones pueden alcanzar valores tales que dañen al aislamiento de los equipos, por esta razón se deben proteger". ENRIQUEZ G.(2002), *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*, LIMUSA, [pg 387], México, D.F.

Calculations of surge arrester separation distances

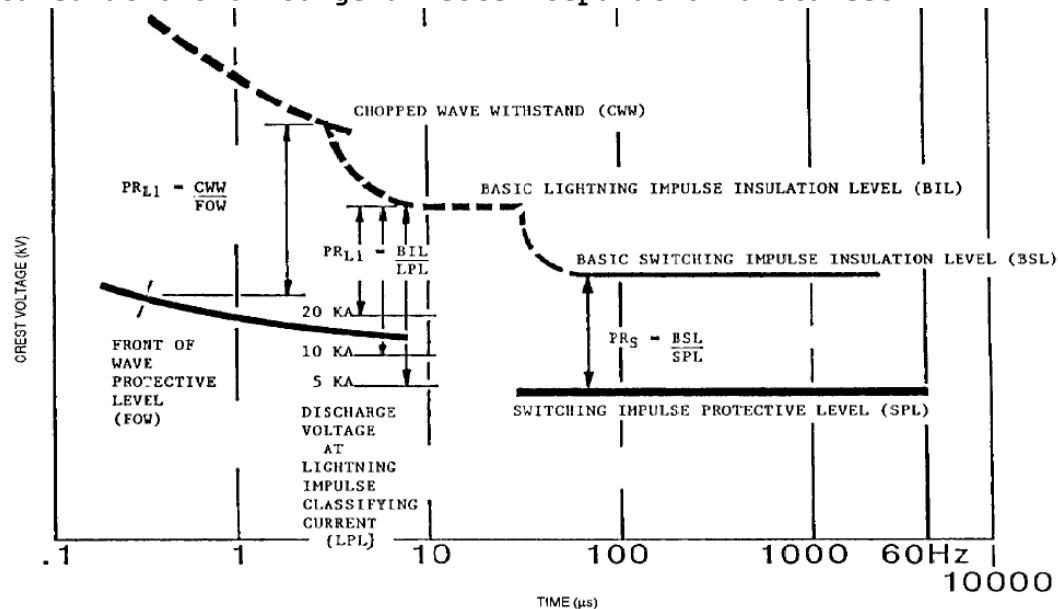


Figura 44 Typical volt-time curve for coordination of arrester-protective levels with insulation withstand strength for liquid filled transformers, (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)⁸

⁷ (IEEE, 29 July 2003)

⁸ (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)

Referencias

- Facultad de Ingeniería, DECD, UNAM. (2015, Julio 15). <http://campusvirtual.mineria.unam.mx/>. Retrieved from SUPERVISIÓN DE PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA ELECTROMECÁNICA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA: http://campusvirtual.mineria.unam.mx/cursos_archivos/CFE/Constru_Obr_Electr_Subs_Pot/Modulo1/pd/FUnidad_1.pdf
- IEEE. (1996). *ANSI C37.32-1996 High-Voltage Air Disconnect Switches Interrupter Switches, Fault Initiating Switches, Grounding Switches, Bus Supports and Accessories Control Voltage Ranges-Schedules of Preferred Ratings, Construction Guidelines and Specs.* New York, NY 10016-5997, USA: IEEE.
- IEEE. (29 July 2003). *IEEE Std 516-2003 Guide for Maintenance Methods on Energized Power Lines.* New York, NY 10016-5997, USA: IEEE.
- IEEE, T. I. (Dec 2000). *IEEE 100. The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms. [7th ed.]* (Vols. ISBN 0-7381-2601-2 SP1122). (D. M. Kim Breitfelder, Ed.) 3 Park Avenue, New York,, NY, 10016-5997, USA: Standards Information Network, IEEE Press.
- IEEE, The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (Dec. 9, 1997). *IEEE Std C62.22-1997 (Revisión of IEEE Std 62.22-1991) IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems* (Vols. ISBN 1-55937-988-X). New York, NY 10016-5997, USA.
- Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US. (2001). *Design Guide for Rural Substations.* RUS Bulletin 1724E-300. Retrieved from http://www.rd.usda.gov/files/UEP_Bulletin_1724E-300.pdf



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LOS MOCHIS



Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Luis Pedro Alcántar Bazúa. I.M.E.
Docente
pbazua@itmochis.edu.mx

APUNTES DE LA ASIGNATURA: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

UNIDAD 2 Equipos Secundarios y de protección
(ANTOLOGÍA)
por
Ing. Luis Pedro Alcántar Bazúa
aproximadamente 10881 palabras

26 Julio de 2015, Inicio.
30 de julio de 2015 Término.

CONTENIDO

APUNTES DE LA ASIGNATURA: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	43
Unidad 2 Equipos secundarios y de protección	46
2.1 Transformadores de instrumento.	46
2.1.1 Transformadores de corriente (TCs)	48
2.1.2 Transformadores de potencial (TPs)	62
2.2 Bancos de baterías.	67
2.3 Bancos de capacitores.	71
2.4 Tableros de transferencia.	73
2.5 Protección por relevadores	77
2.5.1 de sobrecorriente	95
2.5.2 diferenciales	95
2.5.3 de distancia	95
2.5.4 buchholz	95
2.5.5 de falla a tierra	95
2.6 protecciones especiales	95
Referencias	97

TABLA DE FIGURAS

Figura 1 TC's y TP's, transformadores de instrumento, para medición y control.....	46
Figura 2 Circuito equivalente de un TC tipo toroidal.....	47
Figura 3 Circuito equivalente de un TP.....	48
Figura 4 Esquemas simples de transformadores de potencial TP's.....	48
Figura 5 Transformador de corriente tipo "dona".....	48
Figura 6 Polaridad correcta.....	49
Figura 7 Polaridad Incorrecta.....	52
Figura 8 Característica RF vs. % de Exactitud.....	52
Figura 9 Formas de expresar exactitud y burden de un TC.....	54
Figura 10 Limits of accuracy classes for current transformers for metering.....	54
Figura 11 Circuito equivalente de un TP.....	62
Figura 12 Esquema simple de un TP.....	62
Figura 13 Banco de baterías.....	67
Figura 14 Banco de Capacitores Serie.....	72
Figura 15 Banco de capacitores paralelo.....	72
Figura 16 Tablero de servicios propios.....	73
Figura 17 Esquema con tres fuentes de corriente alterna.....	75
Figura 18 Esquema con dos fuentes de corriente alterna.....	76
Figura 19 Tablero de protección, medición y control.....	77
Figura 20 Representación gráfica de la estructura básica de un dispositivo o relé de protección.....	81

Figura 21 Descripción gráfica de los conceptos de seguridad y obediencia.	84
Figura 22 Requerimientos de protección en la subestación La Venta...	86
Figura 23 Varias conexiones al anillo de fibra óptica Ethernet de la subestación La Venta.....	87

UNIDAD 2 EQUIPOS SECUNDARIOS Y DE PROTECCIÓN**PROLOGO**

We call instrument or measuring transformers, to those used to power circuits which have instruments of measurement and/or protection, the use of these transformers is necessary in the medium and high voltage networks where it is required to reduce the values of voltage and current quantities eligible for instruments, either for security reasons or for comfort. The specific purposes for which serve as instrument transformers, are among others the following:

- A) isolates the instruments measuring and protecting the primary circuit or high voltage, thus allowing measuring high voltages and high currents with low instruments reach.
- B) gives greater security to staff, having no contact with parts under high tension,
- C) allows the standardization of the characteristics of operation of the instruments.

2.1 Transformadores de instrumento.

Figura 1 TC's y TP's, transformadores de instrumento, para medición y control.

Se denomina transformadores de instrumento o de medición, a los que se emplean para alimentar circuitos que tienen instrumentos de medición y/o de protección, el uso de estos transformadores se hace necesario en las redes de media y alta tensión en donde se requiere reducir los valores de voltaje y corriente a cantidades

admisibles para los instrumentos, ya sea por razones de seguridad o por comodidad, los propósitos específicos para los que sirven los transformadores de instrumento, son entre otros los siguientes:

- A) Aísla a los instrumentos de medición y protección del circuito primario o de alta tensión, permitiendo así medir altos voltajes y altas corrientes con instrumentos de bajo alcance.
- B) Da mayor seguridad al personal, al no tener contacto con partes en alta tensión,
- C) Permite la normalización de las características de operación de los instrumentos.

Existen dos tipos de transformadores de instrumento: TC's y TP's.

Circuito equivalente de un TC

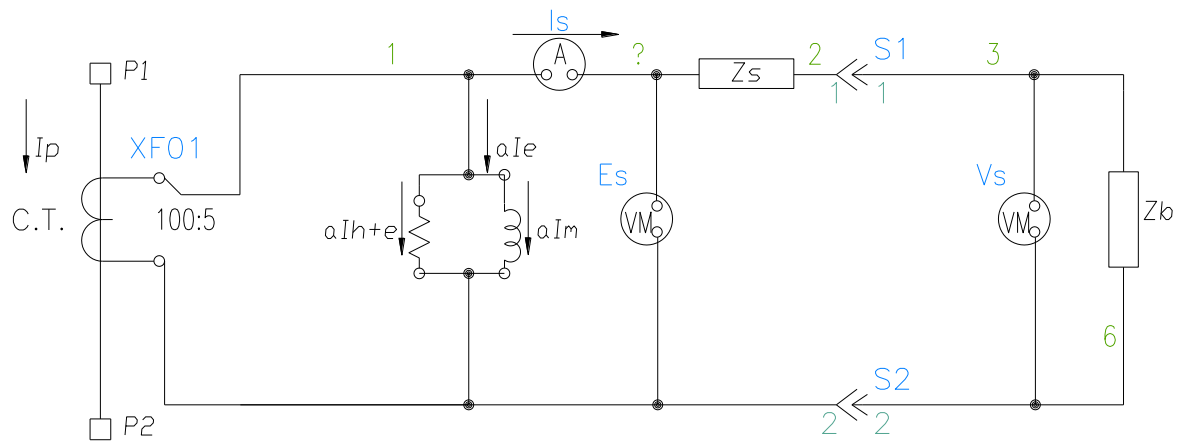


Figura 2 Circuito equivalente de un TC tipo toroidal.

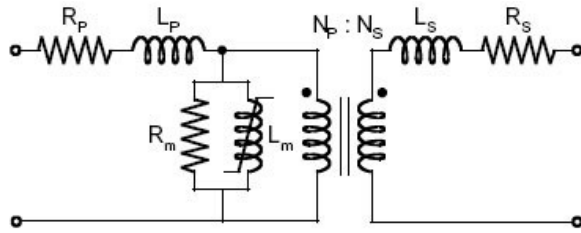


Figura 3 Circuito equivalente de un TP.

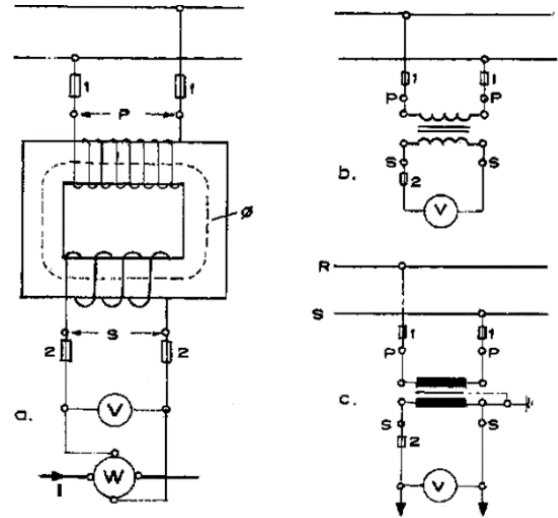
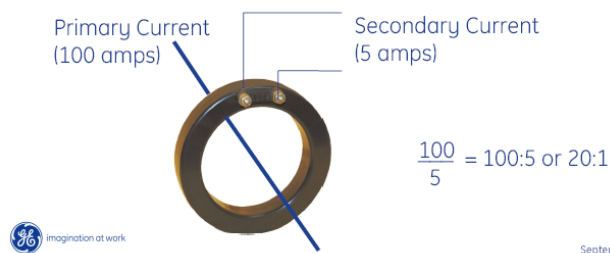


Figura 4 Esquemas simples de transformadores de potencial TP's.

2.1.1 Transformadores de corriente (TCs)

$$\text{Transformer Ratio} = \frac{\text{Primary Current}}{\text{Secondary Current}}$$



- a) relación de transformación

Los transformadores de corriente aíslan el circuito del instrumento de la tensión primaria y **producen una corriente de salida proporcional** a la corriente de entrada.

Los TC's también reducen la corriente a través de los instrumentos conectados a valores dentro de los valores nominales de los elementos del instrumento, generalmente de 5 A.

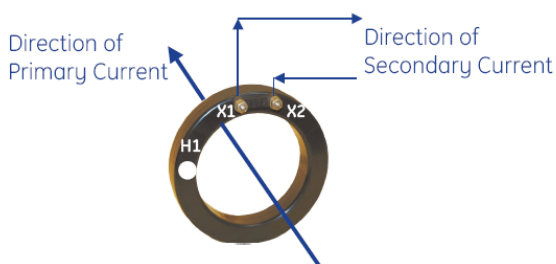
Figura 5 Transformador de corriente tipo "dona".

La elección de la proporción recomendada suministrará unos 5 A los instrumentos cuando la corriente de carga circuito monitoreado es igual a la mayor carga

esperada bajo condiciones normales. (100:5, 200:5, 300:5, 400:5, 800:5, etc. Ver figura 2. RT: relación de transformación).

- **b) tensión nominal del aislamiento**

Debe tenerse cuidado para asegurar que el TC presente un aislamiento acorde al voltaje pleno del sistema. Por ejemplo, los TC en la clase 600V se utilizan para sistemas de 480 V, y los TC en la clase de 15 kV se utilizarían para sistemas de 13,8 kV.



Current into polarity = Current out of polarity

- **c) polaridad y marcado de sus terminales en TC's (nomenclatura)**

La polaridad relativa instantánea de sus terminales o conductores de conexión debe estar claramente indicada por medio de marcas permanentes que no se puedan borrar fácilmente.

Figura 6 Polaridad correcta.

Cuando se usan letras para el marcado, la letra "H" deberá usarse para distinguir las terminales conectadas al devanado primario y la letra "X" (también "Y" y "Z", si tiene devanadas múltiples) deberá usarse para distinguir las puntas conectadas al devanado secundario.

Además, cada punta deberá numerarse, H₁, H₂, X₁ y X₂.

Para entender la nomenclatura para un TC o un TP, se muestra a continuación la siguiente Tabla: Símbolos para transformadores de instrumento, obtenida de la norma IEEE C57.13-2008.

Tabla 5 – Símbolos para transformadores de instrumento

(Table 5 in IEEE Std C57.13-2008, Requirements for Instrument Transformers © 2008 IEEE)

Symbol	Voltage transformers	Current transformers
:	Ratio expression, only to show ratio between primary and secondary voltages or between primary and tertiary voltages Example: Voltage transformers with one primary winding and one secondary winding 14 400:120 V Ratio 120:1	Ratio between primary and secondary amperes Example: Current transformer with one primary winding and one secondary winding Current ratio 100:5 A
x (multiplication sign)	Voltage ratings or ratios of transformer with a primary or secondary winding having two or more coils for series or parallel connection	Current ratings of transformer with a primary or secondary winding having two or more coils for series or parallel connection

Tabla 5 – Símbolos para transformadores de instrumento**(Table 5 in IEEE Std C57.13-2008, Requirements for Instrument Transformers © 2008 IEEE)**

Symbol	Voltage transformers	Current transformers
	Example: Voltage transformer with primary winding in two coils for series or parallel connection for two ratings 2400 × 4800 V Ratio 20 × 40:1	Example: Current transformer with two primary windings in two coils for series or parallel connection for two ratios Current ratio 100 × 200:5 A
// (double slant line)	(Not used)	Ampere ratings of separate secondary windings each having an independent core Example: Current transformer with two separate secondary windings and two cores Current ratio 100:5//5 A
& (ampersand)	Voltage ratings or ratios of separate secondary windings on one core Example: Voltage transformer for connection line-to-ground, with one primary winding and two secondary windings 14 400:120 & 72 V Ratio 120 & 200:1	Ampere ratings of separate primary windings on one core (When all primary current ratings are the same, the transformer shall produce rated secondary current when each primary winding carries rated current and the primary currents are in phase. When all primary currents are not the same, the transformer shall produce rated secondary current when the primary current is rated current in only one primary winding.) a) Transformer with two or more primary windings designed to be used individually Example: Current transformer with two primary windings Current ratio 100 & 600:5 A b) Totalizing transformer with two or more primary windings that can be used simultaneously and connected in different circuits Example: Totalizing current transformer with three primary windings Current ratio 5 & 5 & 5:5 A c) Transformer for three-wire single-phase circuit with two separate primary windings Example: Current transformer for three-wire single-phase Current ratio 100 & 100:5 A
/ (single slant line)	Two or more primary or secondary voltage ratings obtained by taps in the secondary winding. Example: Voltage transformer with taps in the secondary winding for additional primary voltage ratings 8400/12 000/14 400 V Ratio 70/100/120:1 Example: Voltage transformer with a tap in the secondary winding for additional secondary voltage ratings 14 000 V Ratio 120/200:1	Different primary current ratings obtained by taps in the secondary winding Example: Current transformer with taps in the secondary winding for additional ratios Current ratio 300/400/600:5 A
E (E/E1Y)	Designation of primary voltage ratings Example: Voltage transformer with E-rated voltage for connection on an E voltage system 14 000 (E) Example: Voltage transformer with E-rated voltage that is suitable for connection on an E voltage system or for Y connection on an E1 voltage system 2400/4160Y (E/E1Y)	(Not used directly)

Tabla 5 – Símbolos para transformadores de instrumento**(Table 5 in IEEE Std C57.13-2008, Requirements for Instrument Transformers © 2008 IEEE)**

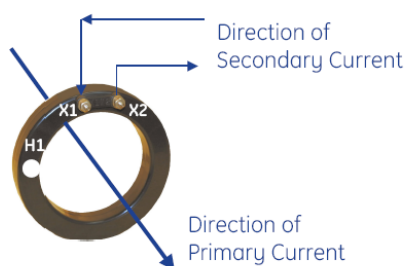
Symbol	Voltage transformers	Current transformers
(E/E,GrdY)	Example: Voltage transformer with E-rated voltage with reduced insulation at neutral end, for line-to-ground connection on an E1 voltage system 7200/12470GrdY (E/E, GrdY)	

Tabla 6 Corriente nominal (A) de TC's con una o dos RT's. (Table 7 –Ratings for the current transformers with one or two ratios (in pg. 16, IEEE Std C57.13-2008 Requirements for Instrument Transformers © 2008 IEEE.)

Single ratio		Double ratio with series-parallel primary windings	Double ratio with taps in secondary winding
10:5	800:5	25 × 50:5	25/50:5
15:5	1200:5	50 × 100:5	50/100:5
25:5	1500:5	100 × 200:5	100/200:5
40:5	2000:5	200 × 400:5	200/400:5
50:5	3000:5	400 × 800:5	300/600:5
75:5	4000:5	600 × 1200:5	400/800:5
100:5	5000:5	1000 × 2000:5	600/1200:5
200:5	6000:5	2000 × 4000:5	1000/2000:5
300:5	8000:5		1500/3000:5
400:5	12000:5		2000/4000:5
600:5			

- **d) riesgo peligrosamente latente en secundario abierto**

Un TC puede generar una tensión secundaria peligrosamente alta cuando el circuito secundario está abierto, mientras que hay flujo de corriente primaria. Los flujos magnéticos de ambos devanados, (primario y secundario) no son exactamente iguales y existe entonces un flujo magnético resultante, cuyo valor se calcula como : $\phi_r = \phi_{prim} - \phi_{sec}$. Este flujo resultante ϕ_r da origen a una inducción magnética "**B**" en el núcleo del transformador de valor bajo (del orden de cientos de líneas), pero que es suficiente para producir en el devanado secundario, un voltaje inducido "**E_s**" que mantiene la corriente que se mide, si por alguna razón se abriera el devanado secundario, la variación del flujo con el tiempo ($d\phi/dt$) induce un valor de tensión alto que puede ser peligroso, por esta razón **"el instrumento conectado en el secundario de un tc, no se debe desconectar sin antes poner en corto circuito el secundario y poner a tierra este devanado."**



Por lo tanto, debe proporcionarse una barra de puesta en cortocircuito, un interruptor de prueba o un conector para cortocircuitar el secundario del TC conectado cuando está siendo probado. Consulte el código eléctrico nacional de seguridad [NESC].

Current into "non-polarity" = Current out of "non-polarity"

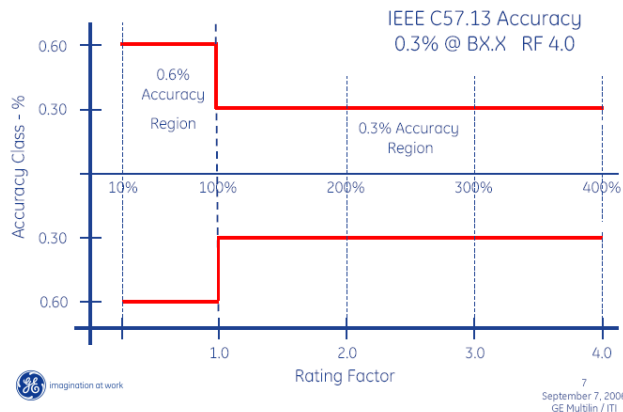
Figura 7 Polaridad Incorrecta

- **e) Puesta a tierra**

Los TCs deben tener un circuito secundario de puesta a tierra en un punto cuando se les exige dicha conexión. El código eléctrico nacional (NEC), NFPA 70 [B5], sección 250, parte L, especifica los requisitos mínimos de conexión a tierra para transformadores de instrumento. El suelo establecerá un punto de referencia de tierra firme y restringirá la acumulación de tensiones estáticas causadas por la los conductores de alto voltaje.

Figura 8 Característica RF vs. % de Exactitud

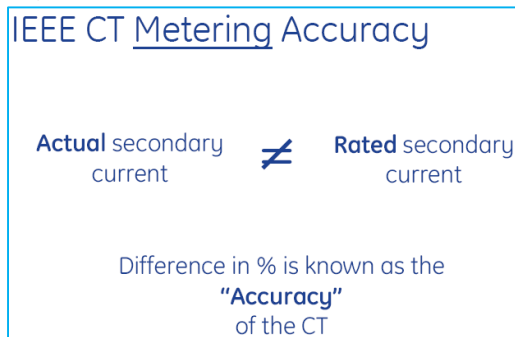
CT Rating Factor (RF)



• f) TC's para medición

La **exactitud** de un TC es afectada por la carga (burden) conectada a la bobina secundaria. Por esta razón, se recomienda mantener la carga a menor valor que la carga nominal. Debe elegir un transformador de corriente que pueda operar con precisión al someterlo a las cargas conectadas de medidores y relés. Para este efecto el TC se sobredimensiona con un factor que llamaré de sobredimensionamiento (RF), por sus siglas en inglés rating factor.

exactitud. Es la medida en la cual la corriente o tensión del circuito secundario reproduce la corriente o tensión del circuito primario en la proporción establecida por la relación marcada, y representa la relación de fase de la corriente o tensión primaria. (PE/TR) C57.12.80-1978r, (IEEE, Dec 2000).



IEEE CT Metering Accuracy

Accuracy Class (*)	Application
0.3	Revenue Metering
0.6	Indicating Instruments
1.2	Indicating Instruments

* All accuracy classes defined by IEEE C57.13
* Accuracy classes include both ratio & phase angle error

accuracy class

The limits of transformer correction factor, in terms of percent error, that have been established to cover specific performance ranges for line power factors between 1.0 and 0.6 lag. (ELM) C12.11-1987 ⁹

burden (1) (metering) (instrument transformers)

The impedance of the circuit connected to the secondary winding. *Note:* For voltage transformers it is convenient to express the burden in terms

⁹ (IEEE, Dec 2000)

of the equivalent volt-amperes and power factor at a specified voltage and frequency. (ELM) C12.1-1982s

(2) Load imposed by a relay on an input circuit, expressed in ohms or volt-amperes. *See also:* relay. (PE/PSR) [6]¹⁰

Standard IEEE CT Burdens (5 Amp) (Per IEEE Std. C57.13-1993)

Burden

Load connected to CT secondary

Includes devices & connecting leads

Expressed in ohms

B0.1, B0.2, B0.5, B0.9, B1.8 (Defined by IEEE C57.13)

Application	Burden Designation	Impedance (Ohms)	VA @ 5 amps	Power Factor
Metering	B0.1	0.1	2.5	0.9
	B0.2	0.2	5	0.9
	B0.5	0.5	12.5	0.9
	B0.9	0.9	22.5	0.9
	B1.8	1.8	45	0.9

"Accuracy" expressed as:

$$\text{Accuracy Class (*)} + \text{Burden (Ohms)} = \text{Typical Examples}$$

$$(0.3, 0.6, 1.2) + (B0.1, B0.2, B0.5, B0.9, B1.8) = \begin{matrix} 0.3B0.2 \\ 0.6B0.9 \\ 1.2B1.8 \end{matrix}$$

* Accuracy class is stated at 100% rated current

* At 10% rated current, twice the error is allowed

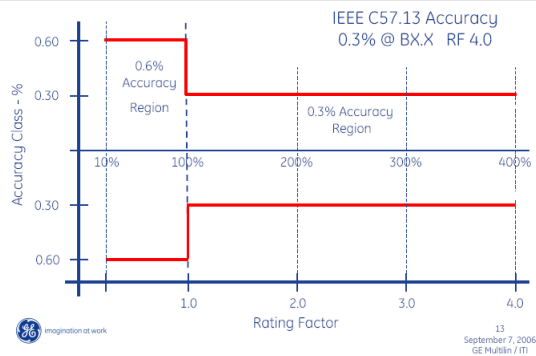


Figura 9 Formas de expresar exactitud y burden de un TC

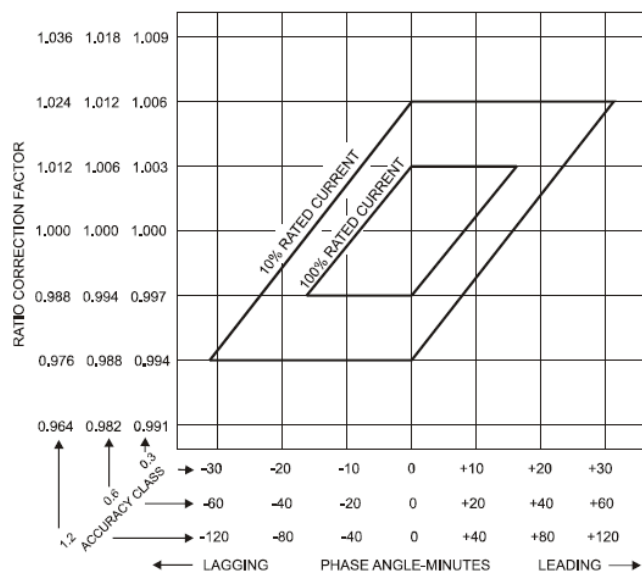


Figura 10 Limits of accuracy classes for current transformers for metering¹¹

¹⁰ (IEEE, Dec 2000)

¹¹ (IEEE, 2008)

Standard Relay Accuracy Classes

C or T100
 C or T200
 C or T400
 C or T800

What do these mean?

• g) TC'S para relevadores

exactitud en TC para relé: Relay accuracy ratings (or classes) are designated by a classification and a secondary voltage terminal rating as follows:

- C or K classification means the transformer ratio can be calculated according to ANSI/IEEE Std. C57.13, Paragraph 8.1.10.** In other words, the true ratio of the transformer (primary current to secondary current) can be readily determined for each application using the marked ratio and typical excitation curves.+/
- T classification means the transformer ratio have to be determined by test.** The manufacturer has to supply test data to determine performance.

c. The secondary terminal voltage rating is the voltage that the transformer will deliver to a standard burden listed in Table 3

Relay class (C or T___) designates minimum secondary terminal volts...

at 20 times normal secondary current (and also at any current from 1 to 20 times rated current at any lesser burden) without exceeding 10 percent ratio error.

At 20 times rated current

Without exceeding 10% ratio error

Into a maximum specified burden

Now that everyone is totally confused
let's look at some simple examples ...

For example, relay accuracy class C400 means that the ratio can be calculated and that the ratio error will not exceed 10 percent at any current from 1 to 20 times normal secondary current if the burden does not exceed 4.0 ohms (4.0 ohms x 5 amperes x 20 times normal current = 400 volts).

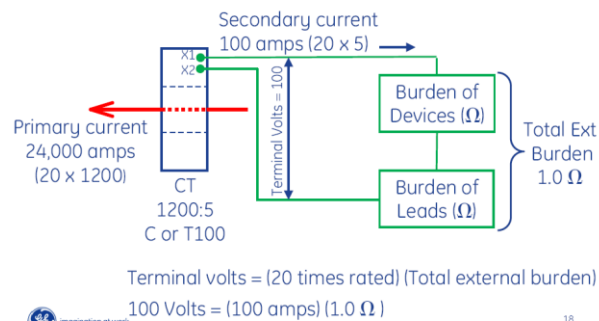
Standard secondary terminal voltage ratings are 10, 20, 50, 100, 200, 400, and 800 volts.

Tabla 7 Burdens normalizados para TC's con devanados de 5 A.

(Table 9 –Standard burdens for current transformers with 5 A secondary windings^a in IEEE C57.13-2008 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers, pg 18, Copyright © 2008 IEEE. All rights reserved.)

Burdens	Burden designation ^b	Resistance (Ω)	Inductance (mH)	Impedance (Ω) ^c	Total Power (VA at 5 A)	Power factor
Metering burdens	B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
	B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
	B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
	B-0.9	0.81	1.040	0.9	22.5	0.9

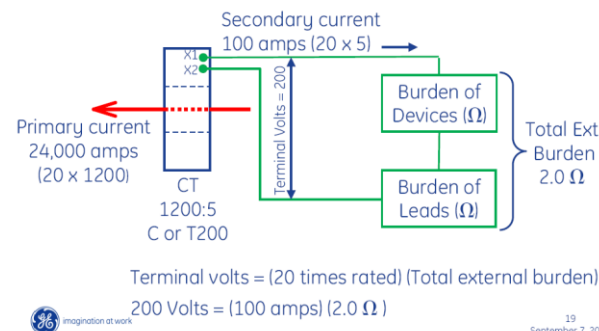
	B-1.8	1.62	2.080	1.8	45.0	0.9
Relaying burdens	B-1.0	0.50	2.300	1.0	25.0	0.5
	B-2.0	1.00	4.600	2.0	50.0	0.5
	B-4.0	2.00	9.200	4.0	100.0	0.5
	B-8.0	4.00	18.400	8.0	200.0	0.5

Ejemplo 1:C or T100 example

Se produce una corriente transitoria de 24 kA, que circula por un TC 1200:5, para control clase C100. ¿Cuál es la tensión en sus terminales, si el burden total es de 1.0 Ω ? (Burden total=Burden de los dispositivos más el de los cables de alimentación)

Solución:

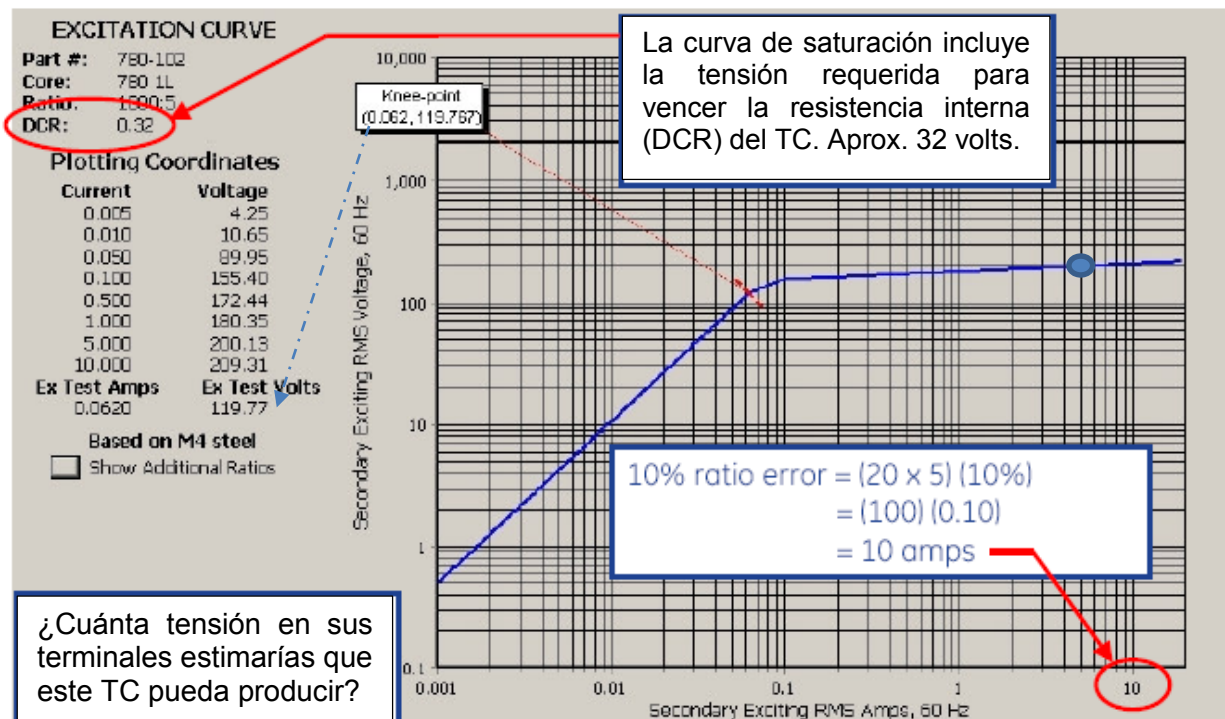
Es = 1.0 Ω x 5 A x 20 veces →
Es = 100 voltios

Ejemplo 2:C or T200 example

Se produce una corriente transitoria de 24 kA, que circula por un TC 1200:5, para control clase C200. ¿Cuál es la tensión en sus terminales, si el burden total es de 2.0 Ω ?

Solución:

Es = 2.0 Ω x 5 A x 20 veces →
Es = 200 voltios

Ejemplo 3: La curva de saturación de un TC,

Respuestas posibles a la pregunta Cuánta tensión en sus terminales estimarías que este TC pueda producir? Es preciso deducir la respuesta a partir de los datos a la vista, de acuerdo con la tabulación y a la corriente nominal secundaria de 5A, la respuesta es 200.13 voltios. Y a la corriente con la máxima relación de error son 209.31 voltios.

CATALOG NUMBER	CURRENT RATIO	RELAY CLASS	ANSI METERING CLASS AT 60 Hz					SECONDARY WINDING RESISTANCE (OHMS @ 75°C)
			B0.1	B0.2	B0.5	B0.9	B1.8	
780-500	50:5	—	4.8	—	—	—	—	0.008
780-750	75:5	C 10	4.8	4.8	—	—	—	0.016
780-101	100:5	C 10	1.2	2.4	4.8	—	—	0.027
780-151	150:5	C 20	0.6	1.2	2.4	2.4	4.8	0.042
780-201	200:5	C 20	0.6	0.6	1.2	2.4	4.8	0.054
780-251	250:5	C 20	0.6	0.6	0.6	1.2	2.4	0.067
780-301	300:5	C 20	0.3	0.6	0.6	1.2	2.4	0.097
780-401	400:5	C 50	0.3	0.3	0.6	0.6	1.2	0.129
780-501	500:5	C 50	0.3	0.3	0.3	0.6	0.6	0.161
780-601	600:5	C100	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6	0.193
780-751	750:5	C100	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6	0.242
780-801	800:5	C100	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.258
780-102	1000:5	C100	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.322

La respuesta precisa se obtiene de la tabla al lado respecto al TC Cat. # 780-102, que exhibe una clase relé C100, con una resistencia secundaria de 0.322 Ω .

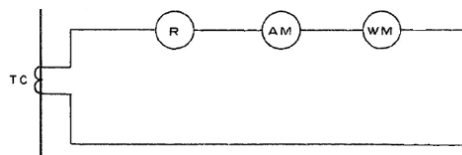
Deduciendo de la clase C100, la tensión $E_s = 100$ voltios $\rightarrow$ de modo que el Burden total del TC = 100 voltios/(5 A $\times$ 20 veces) = 1.0 Ω

Ejemplo 4:

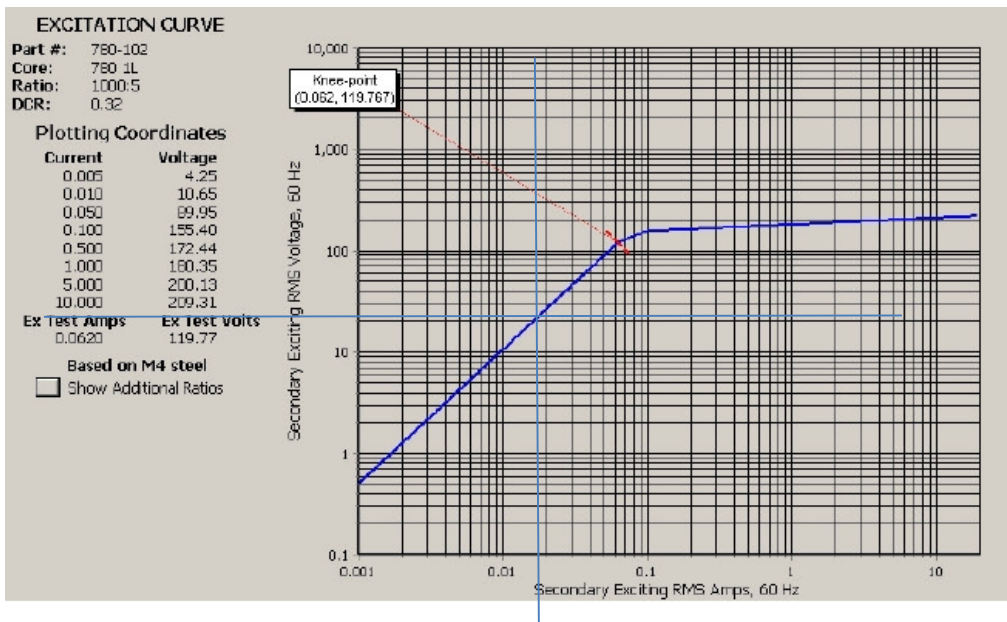
En el circuito mostrado en la figura siguiente, el cable de control que alimenta a los instrumentos, tiene una longitud de 275m y es Cal 10AWG, con una resistencia de 0.003349 Ω /m.

Alimenta a los siguientes dispositivos:

- Un relé de sobrecorriente con 2.5 Ω de burden,
- Un amperímetro de 0.5 Ω de burden
- Un wattmetro de 1.0 Ω de burden.



La relación del TC es de 1000/5 y se seleccionó para que produzca 2/3 de la deflexión a plena escala al valor de 5 A a plena carga. La curva característica de saturación se muestra en a continuación.



Solución al ejemplo.- El diagrama muestra los dispositivos conectados al secundario del TC. Los datos que se tienen son los siguientes:

$$I_s = 4 \text{ A}$$

$$Z_s = 0.51 \Omega \text{ (Impedancia del sec. del TC)}$$

$$Z_R = 2.5 \Omega \text{ (Impedancia del relevador)}$$

$$Z_{AM} = 0.5 \Omega \text{ (Impedancia del amperímetro)}$$

$$Z_{wm} = 1.0 \Omega \text{ (Impedancia del relevador)}$$

$$Z_{cbl} = 0.00334 \times 275 = 0.92 \Omega \text{ (Impedancia del conductor)}$$

V_s = La caída de tensión en el secundario es:

$$V_s = I_s Z_T ;$$

$$Z_T = Z_s + Z_R + Z_{AM} + Z_{wm} + Z_{cbl}$$

$$V_s = 4 (0.51 + 2.5 + 0.5 + 1.0 + 0.92) = 21.72 \text{ V}$$

Tabla 8 Interpolación

1	0.001	0.5	209.31
2	0.005	4.25	200.13
3	0.01	10.65	180.35
4	0.05	89.95	172.44
5	0.062	119.77	155.4
6	0.1	155.4	119.77
7	0.5	172.44	89.95
8	1	180.35	10.65
9	5	200.13	4.25
10	10	209.31	0.5
$X2 = X3 - (X3 - X1) \left(\frac{Y3 - Y2}{Y3 - Y1} \right)$			
INTERPOLACION			
Y		X	
y1	10.65	0.01	x1
y2	21.72	x2 =	0.0156
y3	89.95	0.05	x3

Entramos con este valor en la curva de saturación para obtener la I_e .

O usamos la tabulación de curva de saturación para interpolar el valor buscado.

Resultado de interpolar:

$I_e = 0.0156 \text{ A}$

$RTC = 1000/5 = 200$

Los valores en el secundario:

$I_e + I_s = I_p/RTC = 0.0156 + 4 = 4.0156 \text{ A}$

$I_p = RTC \times (I_e + I_s) = 200 \times 4.0156 =$

$I_p = 803.12 \text{ A}$

El error e, será:

$e = (803.12/4 - 1000/5)/200 = (200.78 - 200)/200 = 0.78/200 = 0.0039\%$

Required Information for Specifying CTs

Current Transformer RFQ Specification Sheet	
Environment:	☐ Indoor ☐ Outdoor
Insulation Level Required:	kV
System Voltage (kV)	Power Frequency (kV) BIL (kV) IEEE IEC
CT application:	☐ Metering ☐ Protection
Max. Outside dimensions:	Max. Depth:
Transformer window size (if applicable):	inches mm
Round:	Diameter
Rectangular:	Height x Width
Primary Bar:	☐ Yes ☐ No
Current ratio:	: 5 : 1 : other
Indicating only application:	% at VA (skip metering and protection selections)
Metering class:	IEEE - 0.3 0.6 1.2 2.4 other
IEC -	0.2 0.5 1.0 other
Metering burden:	IEEE - 80.1 80.2 80.5 80.9 81.8 other
IEC -	2.5VA 5.0VA 10VA 15 VA 30VA other
Protection Class:	C for IEEE VA, P for IEC
Operating Frequency:	☐ 50 HZ ☐ 60 HZ
Rating Factor:	☐ 1.0 ☐ 1.33 ☐ 1.5 ☐ 2.0 other
Secondary Connections:	☐ terminals ☐ 24" leads ☐ Other (Specify below)
Outer Insulation:	☐ Standard ☐ Cotton Tape and Varnish ☐ Polyester Tape
Insulation Class:	☐ 105 °C (standard) ☐ Other
Other Special Requirements (dimensional constraints, mounting requirements, other performance requirements, etc):	



26
September 7, 2006
GE Multilin / ITI

Take Home Rule # 1

Never open circuit a current transformer secondary while the primary is energized

CTs are intended to be proportional current devices. Very high voltages can result from open circuiting the secondary circuit of an energized CT. Even very small primary currents can cause damage - consult the factory if you have questions.



28
September 7, 2006
GE Multilin / ITI

2.1.2 Transformadores de potencial (TPs)

El transformador de potencial es un transformador de tensión en el que el circuito primario se conecta en derivación (en paralelo) con el circuito del cual se desea conocer el voltaje. En el secundario se conectan en paralelo los instrumentos correspondientes (por ejemplo, un voltímetro, un watt metro, un medidor de energía, relevadores, etc.)

a) Relación de transformación de un TP:

Debido a que estos transformadores deben indicar exactamente el valor de la tensión existente en el primario, es necesario que la relación entre los voltajes primario y secundario se mantenga constante, esto significa que se debe limitar, tanto como sea posible la caída de tensión en el primario y en el secundario, el resultado se obtiene teniendo una impedancia muy elevada en el devanado secundario, de manera que se limite mucho la corriente en este devanado, para mantener al transformador con una corriente muy baja y por lo tanto, se limita también la primaria, con lo que resulta despreciable la caída de tensión, en tales condiciones, se cumple la relación:

$$RTP = \frac{V_P}{V_S} = \frac{N_P}{N_S}$$

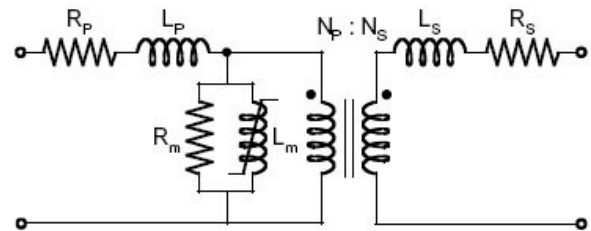
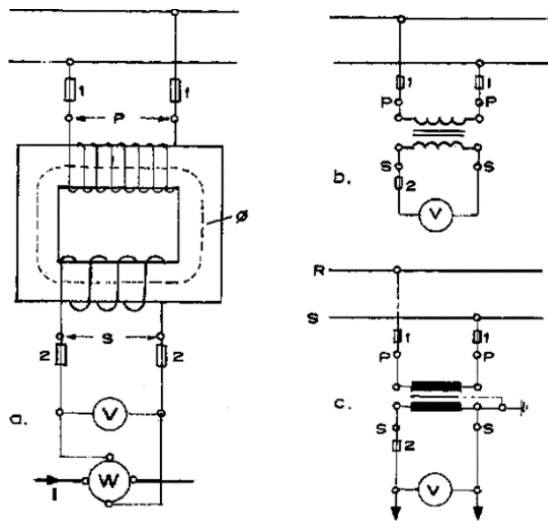


Figura 11 Circuito equivalente de un TP.

• b) Exactitud en los Transformadores de potencial

Figura 12 Esquema simple de un TP.

exactitud. Es la medida en la cual la tensión del circuito secundario reproduce la tensión del circuito primario en la proporción establecida por la relación marcada, y representa la relación de fase de la corriente o tensión primaria. (PE/TR) C57.12.80-1978r, (IEEE, Dec 2000).

accuracy class

The limits of transformer correction factor, in terms of percent error, that have been established to cover specific performance ranges for line power factors between 1.0 and 0.6 lag. (ELM) C12.11-1987 ¹²

burden (1) (metering) (instrument transformers)

The impedance of the circuit connected to the secondary winding. *Note:* For voltage transformers it is convenient to express the burden in terms of the equivalent volt-amperes and power factor at a specified voltage and frequency. (ELM) C12.1-1982s

(2) Load imposed by a relay on an input circuit, expressed in ohms or volt-amperes. *See also:* relay. (PE/PSR) [6] ¹³

- **c) Clases de exactitud de TP's**

IEEE VT Accuracy Class

Metering Accuracy Classes (% error)

0.3	} Defined by IEEE C57.13
0.6	
1.2	
	} Applicable from 90% to 110% rated voltage

- **d) Burden de los TP's**

IEEE VT Accuracy Burdens

Burden	VA	PF
W	12.5	0.10
X	25	0.70
M	35	0.20
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

These standard burden designations have no significance at frequencies other than 60 Hz.

¹² (IEEE, Dec 2000)

¹³ (IEEE, Dec 2000)

- **e) Rango térmico de un TP**

VT Thermal Ratings

Typical ratings @ 30 deg C ambient

Low voltage	Med Voltage
150 VA	600 VA
300 VA	750 VA
750 VA	1500 VA

Note these values are typically much higher than the rated accuracy burdens

- **f) Instrucciones para instalación**

VT Installation Guidelines

Caution:

Rated voltage: Do not operate above 110%

Line to ground rated:

Do not connect line to line

Do not use on ungrounded systems
w/o consulting factory

Rated Frequency: Do not operate below rated
frequency w/o consulting
factory



25
September 7, 2006
GE Multilin / ITI

Required Information for Specifying VTs



Potential Transformer RFQ Specification Sheet

Environment: _____ Indoor _____ Outdoor

System Voltage (kV)	Power Frequency (kV)	BIL (kV)	Standard (check one)
0.6	4	10	IEEE _____
0.72	3	—	IEC _____
3.6	10	40	IEC _____
5.0	19	60	IEEE _____
7.2	20	60	IEC _____
8.7	26	75	IEEE _____
12	28	75	IEC _____
15	34	110	IEEE _____
24	50	125	IEC _____
25	40	125	IEEE _____
34.5	70	150	IEEE _____
34.5	70	200	IEEE _____

Frequency: 50 HZ _____ 60 HZ _____

Accuracy: IEEE: _____ W _____ X _____ M _____ V _____ Z _____ ZZ
Enter 0.3, 0.6, 1.2 or leave blank.

IEC: _____ 10VA _____ 25VA _____ 50VA _____ 100VA _____ 200VA
_____ 500VA _____ other
Enter 0.2, 0.5, 1.0 or leave blank.

Thermal Rating: _____ VA (optional)

Primary Voltage: 1 bushing _____ V_{sc} - phase to neutral
2 bushing _____ V_{sc} - phase to phase

Secondary Voltage: _____ 120V _____ 115V _____ 110V _____ 100V
_____ 120/√3 _____ 115/√3 _____ 110/√3
_____ 100/√3 _____ other

Rated Voltage Factor (1 bushing only): _____ 1.9 for 30s _____ 1.9 for 8 hours
_____ other

Fuses:

Primary	Secondary	None	Voltage
_____	_____	_____	600 - 720 V
_____	N/A	_____	2.5 kV - 15 kV

Note: Integral fusing not available above 15 kV

27

September 7, 2006
GE Multilin / ITI

Take Home Rule # 2

Never short circuit the secondary of an energized VT

VTs are intended to be used as proportional voltage devices. Damaging current will result from short circuiting the secondary circuit of an energized VT.



imagination at work

29
September 7, 2006
GE Multilin / ITI

2.2 Bancos de baterías.

Banco de baterías: Es el dispositivo de celdas electroquímicas conectadas en serie, que suministra la alimentación de corriente directa a los equipos de control, señalización y operación de equipos de desconexión automática y la alimentación de relevadores de forma continua y permanente, en caso de pérdida de las fuentes de VCA que alimentan a los cargadores. Se interconecta con el cargador de baterías para mantener la carga del banco a niveles adecuados de voltaje de operación dentro del tiempo solicitado en diseño y queda como respaldo en caso de falla o mantenimiento de los cargadores.



Cargador de baterías: Es un equipo electrónico con alimentación de corriente alterna, que entrega corriente directa a una demanda continua o intermitente y, además, suministra corriente para cargar el banco de baterías.

Electrolito: Es la solución acuosa en la cual la corriente circula en virtud del movimiento de los iones, producto de la reacción química. Es una mezcla de hidróxido de potasio, hidróxido de litio y agua desmineralizada que es suministrada en recipientes de plástico resistente al ácido.

Figura 13 Banco de baterías

4.3.2 Clasificación de Banco de baterías

De acuerdo con el **tipo de fabricación:**

- Plomo - ácido rejilla de antimonio (tipo plomo)
- Plomo - ácido rejilla de calcio (tipo plomo)
- Níquel - cadmio (tipo alcalino)

Actualmente los bancos de baterías pueden quedar libres de mantenimiento.

Por su tensión de operación (Banco de baterías y cargador)
12,48, 125 y 250 Vcd

Montaje



Pruebas

Antes de energizar:

PRUEBA	DESCRIPCIÓN	PARAMETROS
Carga de refresco	Es la aplicación de carga de igualación, con el fin de llevar a cada celda a su completo estado de carga.	El voltaje que se recomienda aplicar es de 2.33V
Medición de densidad	Para verificar la medición de densidad para los siguientes tipo de baterías establece una densidad a la capacidad nominal de la celda Plomo -Ácido Para Níquel - Cadmio	Densidad 1210 a 25°C Densidad 1180 a 25°C
Densidad a plena carga	Verificar que la celda se encuentre a plena carga, en el cual el nivel del electrolito deberá estar en el límite superior.	En 25°C los límites de la densidad deberán ser de 1200 a 1220. Para corrección por temperatura: Por 1.5°C se aumenta un punto Por -1.5°C se resta un punto.

Calidad del agua	El agua que se agrega al banco de batería debe ser la aprobada.	Se recomienda el uso de agua desmineralizada.
Mediciones de voltaje	En baterías tipo plomo-ácido, el voltaje de referencia de celda es de 2.15 volts $\pm$ 0.2%, y para baterías níquel-cadmio es de 1.40 volts $\pm$ 0.2%.	Si el voltaje de cualquier celda está a 0.05 volts menos que el de referencia, significa que la batería está descargada. Se recomienda que las mediciones se efectúen cada mes.
Mediciones de capacidad	Consiste en descargar las celdas, aplicando resistencia de carga variable y efectuar mediciones de voltaje en cada una de las celdas y a todo el banco en conjunto.	Con los datos obtenidos de la prueba, se calcula la capacidad real del banco. Ta: Duración real de la prueba al límite de su voltaje. Ts: Régimen de tiempo nominal a su voltaje final.

Battery Selection: Lead batteries are rated in ampere-hour capacity at an 8-hour rate to 1.75 volts average at 25°C (77°F).

EXAMPLE 15-1: Battery Selection

The model duty cycle could be:

Ten 40-watt, 120-volt lamps - 3 hrs. 3.5 amperes

Relays and panel indicating lamps - 8 hrs. 5.0 amperes

Communications - 3 hrs. 5.0 amperes

Three simultaneous Breaker Operations - 1 min. 100.0 amperes

From vendor data a cell of seven plates will furnish approximately 200 amperes for 1 minute to 1.75 final volts. The ampere-hour capacity of the selected unit at the 8-, 5-, 3-, and 1-hour rates is about 145, 130, 115, and 80, respectively.

Pruebas a los cargadores de baterías

PRUEBA	DESCRIPCIÓN	PARÁMETROS
Polaridad del cargador	Una vez conectado el cargador al banco de batería en sus terminales (+) y (-) respectivamente. Esto comprueba que todas las celdas están en serie, el voltaje del circuito abierto deberá estar cerca del 8 al 10% abajo del voltaje de flotación del dato de placa y el rango deberá fijarse en el número de celdas.	Deberá leerse una polaridad correcta. Voltaje de batería en circuito abierto: 2.15V x celda [Plomo - ácido] 1.2V x celda [Níquel - Cadmio]
Carga de igualación	Si la corriente suministrada por el cargador, es mayor de su capacidad o mayor a la del régimen de carga a 8 horas, se baja el voltaje de la igualación para controlar la corriente, aumentando el voltaje de acuerdo como disminuya la corriente.	Es la aplicación de 2.33 volts x celda.

Derivado de los avances tecnológicos, que han permitido la modernización en los diseños de los equipos eléctricos, en cuanto a los servicios propios es necesario mantener las unidades auxiliares o de respaldo disponible permanentemente y probar su operación de acuerdo con el programa de mantenimiento, así como probar la transferencia en forma periódica de acuerdo con el programa de mantenimiento y de esa forma no se tendrán problemas de falta de corriente alterna y corriente directa.

Charger Selection: Satisfactory battery life and service are more dependent on the design and specification of the charging equipment than on any other external factor. The most costly and complicated charger is not necessarily the best selection. Shunt wound dc generators were used for years for charging batteries, but frequent adjustment was required and recharge capability was slow. For substation service, bridge rectifiers are used. Tube type is still in service, but new installations are being specified with solid-state devices.

The ampere capacity of the charger can be determined using Equation 15-3:

$$A = L + \frac{1.1C}{H} \quad \text{Equation 15-3}$$

Where:

A = Charge capacity (amperes)

L = Continuous load (amperes)

C = Discharge (amperes hours)

H = Recharge time (hours)

EXAMPLE 15-2: Charger Selection

Using the same model as for battery selection, we have:

DC Lights 3.5 Amperes-3 hrs.	10.5 AH
Communications 5.0 Amperes-3 hrs.	15.0 AH
Breaker operations 100.0 Amperes-1 min.	1.7 AH
Panel load 5.0 Amperes-8 hrs.	40.0 AH
Sum	67.2 AH

Substituting in Equation 15-3 with an 8-hour recharge:

The next largest standard size charger should be selected. If the charger is to be operated at altitudes above 1000 meters (3300 feet) and above 40°C (104°F) ambient, check vendor data for correction factors.

The model illustrated here is only to demonstrate a method for battery selection. Also consider substation expansion in initial battery/charger selection. Single- and three-phase ac inputs at standard voltages are available. Chargers are commercially available with standard and optional devices to indicate status and to alarm unusual situations, mainly ac failure. Refer to vendor data to determine the required devices pertinent to the particular situation under consideration. If the selected charger uses a cord, cap, and receptacle for ac supply, specify a locking cap and receptacle. Also determine if the battery charger is to function as a battery eliminator. This would allow the battery to be disconnected for short periods to allow maintenance on the battery without disrupting 120-volt dc service. Many of the newer electronic and microprocessor devices require a relatively stable dc supply, with a minimal ac compound associated with the dc supply. The battery while connected into the dc system provides this filter. If the battery is disconnected, the battery charger filtering may be inadequate to prevent damage to the relay dc input filters, causing the relays to be damaged. In such cases where the battery charger is to be used as a battery-eliminator type of charger, compare the ac ripple component specifications on the dc equipment inputs with the ratings for the battery charger.

2.3 Bancos de capacitores.

Definición

Es un dispositivo eléctrico que proporciona potencia reactiva capacitiva al ser conectado en serie o en paralelo con el sistema cuya función es mejorar el factor de potencia en líneas de transmisión, aumentando con esto la capacidad de transmitir energía. La energía activa disponible en los generadores eléctricos aprovecha al máximo la capacidad de la carga de los transformadores de potencia y generadores eléctricos; así como regular la tensión del suministro.

Clasificación

♣ Por su conexión al sistema

- **Serie:** Los bancos de capacitores con conexión serie al sistema eléctrico se utilizan para aumentar la capacidad de transmitir energía eléctrica manteniendo la estabilidad del sistema.
 - **Paralela:** los bancos de capacitores con conexión paralela al sistema eléctrico se utilizan para regular el nivel de tensión en un nodo.
- ♣ Por sus características y condiciones de carga,
- fijos y
 - de control,
- Ambos se diferencian por el equipo auxiliar que opere el banco.



Figura 14 Banco de Capacitores Serie



Figura 15 Banco de capacitores paralelo

Componentes principales de bancos de capacitores

- Unidades monofásicas de capacitores en cantidad y conexiones adecuadas para cumplir con las características de reactancia y capacidad de cada banco, incluyendo estructura metálica para soporte de las unidades.
- Resistencia no lineal

- Explosor de operación controlada
- Circuito amortiguador y limitador de corriente de descarga
- Interruptor de puenteo
- Transformadores de instrumento (corriente y potencial)
- Equipamiento de señalización, protección, control y medición
- Barras y cables de interconexión del banco de capacitores y equipos asociados
- Plataformas y columnas soporte
- Fuente de energía para electrónica en plataforma (no se acepta el uso de baterías)
- Accesorios para soporte, conexión y fijación: aisladores, terminales, conectores, ménsulas, brazos de montaje y tornillería
- Cableado de protección, señalización, control y fuerza (incluyendo la fibra óptica necesaria para comunicación entre el nivel de plataforma y tierra)
- Partes de repuesto y herramientas especiales
- Pruebas y puesta en servicio
- Apoyo técnico (capacitación y atención de fallas durante el periodo de garantía)
- Información técnica
- Cualquier otro equipo necesario para la operación satisfactoria de los bancos de capacitores

2.4 Tableros de transferencia.

Definición de tableros de servicios propios

Son los centros de carga que suministran la corriente alterna y corriente directa para los servicios auxiliares de las subestaciones eléctricas.



Figura 16 Tablero de servicios propios

Clasificación

Por su servicio:

- **Corriente alterna:** Son aquéllos que por su diseño operan en un sistema trifásico, de cuatro hilos, con neutro sólidamente aterrizado, con tensión nominal de 220/127 VCA y frecuencia de 60hz. Su función principal es alimentar a los circuitos de corriente alterna (alumbrado de las casetas de control y distribuidas, alumbrado exterior, bombas de agua, aire acondicionado y los diferentes tipos de cargadores, sistema de enfriamiento de los bancos de transformación, extractores de aire, fuerza y calefacción).
- **Corriente directa:** Son aquéllos que por diseño operan en un sistema de dos hilos (positivo y negativo aislados de tierra) con tensiones nominales de 250 VCD, 125 VCD, 48 VCD y 12 VCD. Su función principal es alimentar a los circuitos de corriente directa (tableros de protección, control y medición, control supervisorio y comunicaciones).

Por su montaje:

- **Tipo autosoportado**



- **Tipo sobreponer**



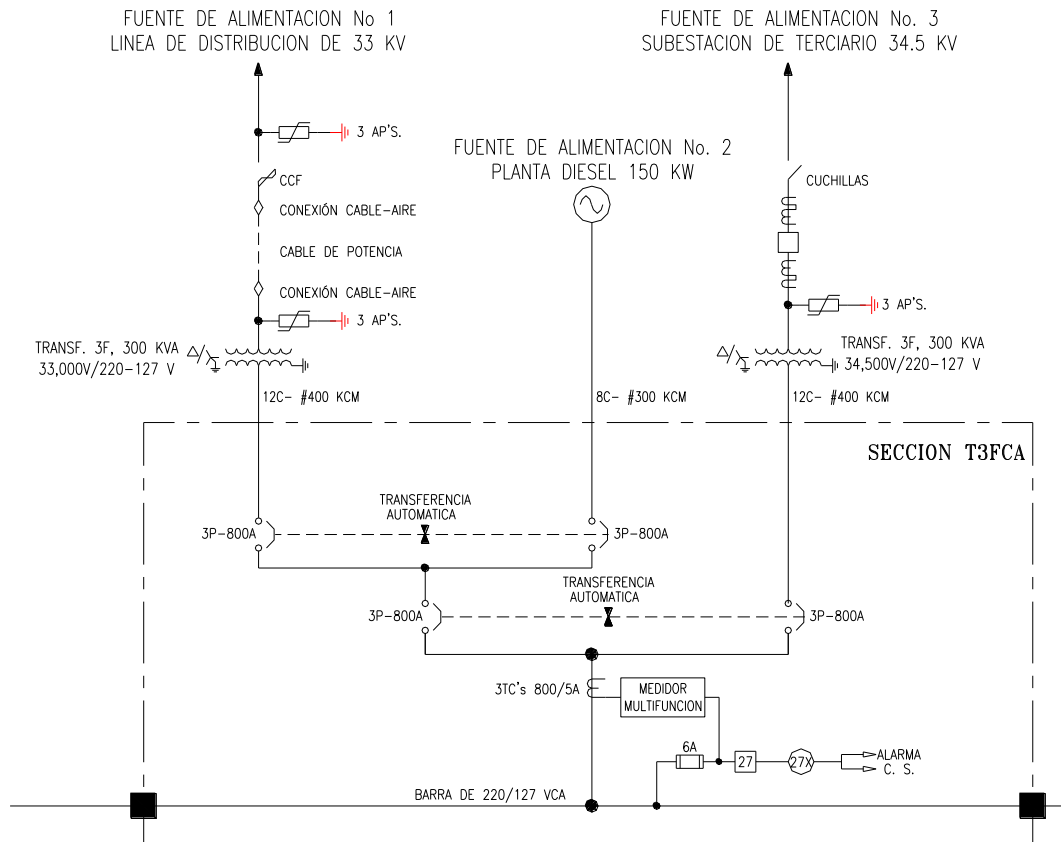


Figura 17 Esquema con tres fuentes de corriente alterna.

Transfer Scheme: Where two sources, normal and alternative, are feeding substation auxiliaries, a means to transfer from one to the other has to be established. At an attended station this can be a manual transfer arrangement. Automatic transfer has to be provided at an unattended station. Transfer is done on the secondary side for equipment economy. Article 700 of the *National Electrical Code (NEC)* outlines general requirements for this type of scheme. A typical configuration is shown in Figure 15-2. Transfer switch selection is an important factor in the system design. Operation should be "break before make" double-throw operation to prevent shorting the two sources. Mechanical interlocking should be provided to ensure the switch can be in only one of the two positions. The switch should have an ampere withstand capability for faults at points A, B, and C of Figure 18. The fault at C will be highest, the feeder impedance to B and A limiting the fault current to an amount below that at C. The auxiliary system in Figure 18 assumes transfer of all loads. The full load current of the 150 kVA transformer is 360 amperes, so a 400-ampere switch would be selected. Assuming a 250,000 kVA source, two 500 kcmil, 3.05-meter (10-foot) feeders per phase to the switch, and 4 percent transformer reactance, the fault current is approximately 10,000 amperes. This value is well within manufacturers' standard ratings for 400-ampere full load transfer switches. Automatic transfer switches are built to detect emergency

conditions and transfer to the alternative supply when the normal supply falls to 83 percent of rated voltage. Return to normal supply is accomplished through an adjustable time delay at approximately 92 to 95 percent of rated voltage. A variety of accessories are available with transfer switches. Manufacturers' data is readily available, and the engineer should consult such data when specifying a transfer switch. Provide means to alarm for loss of voltage from either source.

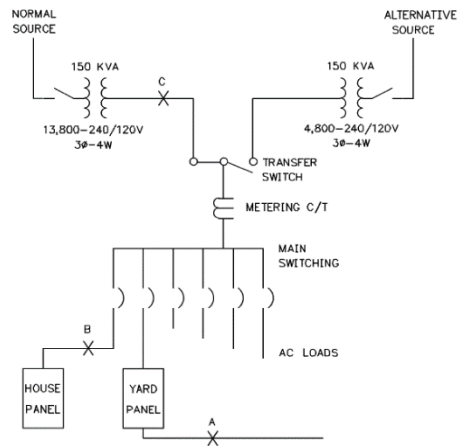


Figura 18 Esquema con dos fuentes de corriente alterna

2.5 Protección por relevadores

- **Definición de tablero de protección, control y medición**

El tablero es un gabinete metálico integrado por secciones verticales ensambladas entre sí que contienen los diferentes dispositivos eléctricos con funciones de protección, control y medición.



Figura 19 Tablero de protección, medición y control

- **Identificación de tableros**

(Clasificaciones)

Por equipo primario asociado:

- **LT** Líneas de transmisión o distribución de energía en alta media tensión
- **TD** Autotransformador o transformador con dos devanados
- **TT** Autotransformador o transformador con tres devanados
- **TA** Transformador de arranque
- **TU** Transformador de unidad
- **DB** Diferencial de barras
- **RP** Reactor en derivación
- **CP** Banco de capacitores de compensación en derivación
- **IA** Interruptor para amarre o transferencia
- **IS** Interruptor de seccionamiento de barras
- **IT** Interruptor de transferencia

Por tensiones de operación:

- 5, Tensiones de 44kV y menores
- 7, Tensiones mayores de 44kV y hasta 161kV
- 9, Tensiones de 161kV y hasta 230kV
- A, Tensiones de 400kV y mayores

Por protecciones primarias para líneas y alimentadores:

- 50 Sobre corriente instantánea
- 51 Sobre corriente temporizado

- 67 Sobre corriente direccional
- 21 Distancia
- 85 Comparación direccional
- 87L Diferencial de línea

Por arreglo de barras:

- **IM** Para arreglos de interruptor y medio
- **DI** Para arreglo de doble interruptor
- **PA** Para arreglos con barra principal y auxiliar
- **PT** Para arreglos con barra principal y transferencia
- **AN** Para arreglos de conexión en anillo
- **BS** Para arreglo de barra sencilla
- **AD** Para arreglos de alimentadores de distribución
- **TB** Para arreglos de tres barras: barra 1, barra 2 y barra de transferencia

Por equipo de monitoreo y medición:

- **RD** Registrador de disturbios
- **MM** Medidores multifunción

• Ejemplos de clasificación de tableros

con protección diferencial como PP1 y PP2

● Sección tipo LT-A-87-87

Sección tipo para líneas de 400kV con protección diferencial de línea PP1 y PP2

● Sección tipo LT-A-87-21

Sección tipo para líneas de transmisión de 400kV, con protección diferencial de línea como PP1 y protección de distancia como PP2

● Sección tipo LT-A-85-21

Sección tipo para líneas de transmisión de 400kV, con protección por comparación direccional como PP1 y protección de distancia como PP2

● Sección tipo LT-9-85-21

Sección tipo para líneas de transmisión de 230kV, con protección de comparación direccional como PP1 y protección de distancia como PP2

● Sección tipo LT-9-87-87

Sección tipo para líneas de transmisión de 230kV,

● Sección tipo LT-9-87-21

Sección tipo para líneas de transmisión de 230kV, con protección diferencial como PP1 y protección de distancia como PP2

● Sección tipo LT-9-21-21

Sección tipo para líneas de transmisión de 230kV, con protección de distancia como PP1 y PP2

● Sección tipo LT-7-87

Sección tipo para una línea de transmisión de 115kV, con protección diferencial como PP

● Sección tipo LT-7-21

Sección tipo para una línea de transmisión de 115kV, con protección de distancia como PP

● Sección tipo LT-7-87-87

Sección tipo para dos líneas de transmisión de 115kV, con protección diferencial como PP1 y PP2

Los dispositivos de protección garantizan en buena medida que la instalación eléctrica esté protegida contra los distintos tipos de fallas

más comunes, como sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos, etc. No obstante, estos equipos no aseguran por sí mismos un servicio continuo de las instalaciones. En otras palabras, carecen de un criterio selectivo que desconecte sólo la parte mínima de la instalación que ha sido afectada o fallada. Garantizando de esta manera la continuidad del servicio de las partes no implicadas en la falla. La tarea de coordinar los distintos dispositivos de protección y maniobra para lograr esta selectividad de las protecciones a la hora de actuar es competencia de la protección por relevadores o también llamados relés.

En este tema tiene por objetivo clasificar y describir los distintos tipos de relevadores, así como mostrar sus diferentes aplicaciones.

• Tipos de perturbaciones en instalaciones de alta tensión

De todas las perturbaciones o fuentes de fallas en el servicio normal de diferentes elementos que componen un sistema eléctrico de alta tensión, a continuación se mencionan las más frecuentes:

- ♣ Defecto en aislamientos
- ♣ Descargas atmosféricas
- ♣ Acción de animales
- ♣ Caída de árboles u otros objetos sobre líneas
- ♣ Destrucción mecánica de máquinas rotativas
- ♣ Exceso de carga conectada a una línea
- ♣ Factores humanos
- ♣ Puestas a tierra intempestivas

Estas perturbaciones y muchas otras se pueden agrupar desde el punto de vista del sistema eléctrico en cinco grupos de fallas:

Cortocircuito

Se produce cortocircuito cuando existe conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase. Se caracteriza por un aumento instantáneo de la intensidad de corriente cuyo valor está limitado únicamente por la impedancia de cortocircuito y de las máquinas asociadas al mismo.

Sobrecarga

Es una elevación de la intensidad de la corriente por encima de los valores máximas permisibles para la instalación.

Retorno de corriente

En determinadas circunstancias puede darse la inversión en el sentido normal de la corriente. En instalaciones de corriente alterna se da este caso cuando un generador trabaja en paralelo con una red cuya tensión es superior a la fuerza electromotriz del mismo, comenzando entonces a funcionar éste como un motor sincrónico.

Subtensión: Este fenómeno se suele presentar en las centrales generadoras cuando la tensión en la misma es inferior a la nominal. Si existe carga conectada a la red, esta no puede disminuir su potencia, por lo que

compensa su déficit de tensión con un mayor consumo de corriente, es decir, se presenta una sobre intensidad o sobrecarga.

Sobretensión: Es el caso contrario de la subtensión, es decir, se trata de una elevación del valor de la tensión por encima de los valores normales de explotación. Sus consecuencias son perforaciones de aislamiento por cebado de arcos.

• Esquema básico de un relé de protección

Para hacer frente a estas perturbaciones, se hace necesaria la presencia de unos dispositivos de protección que sean capaces de discriminar uno de otro tipo de perturbación, hacer actuar los aparatos de corte más próximos al defecto y mantener el servicio del resto de la instalación que no se haya visto afectada. Estos dispositivos de protección son los relés de protección, cuya estructura básica responde a la representada en el esquema.

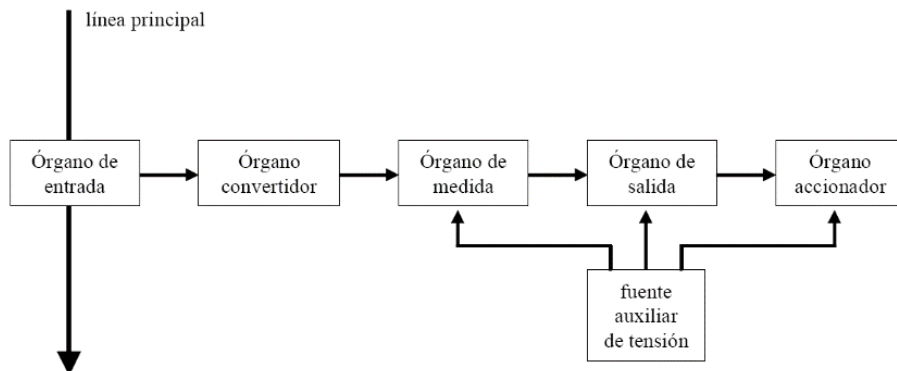


Figura 20 Representación gráfica de la estructura básica de un dispositivo o relé de protección

• Partes de la estructura básica de un relé:

- **Órgano de entrada:** Por lo general se trata de transformadores de instrumento, los cuales realizan el doble cometido de adaptar las señales procedentes de una perturbación en la instalación a valores aptos (de débil potencia) para los relés de protección y a la vez sirven de separación galvánica de las partes de alta y baja tensión.
- **Órgano de conversión:** Se encarga de convertir las señales recogidas en el órgano de entrada para que puedan ser medidas por el órgano de medida. Algunas veces las señales del órgano de entrada se recogen directamente por el órgano de medida, por lo que se puede prescindir del órgano de conversión.
- **Órgano de medida:** En él se miden las señales procedentes de los órganos anteriores, y comparándolas con unos valores consigna, decide cuándo debe actuar la protección. Es el órgano más importante del relé.
- **Órgano de salida:** Su misión es amplificar las señales de débil potencia procedentes del órgano de medida para poder hacer funcionar los elementos actuadores de la protección (órganos accionados). Los órganos de salida suelen ser contactores de mando, y actualmente **elementos lógicos inteligentes** con sus correspondientes etapas de amplificación. Este concepto de órgano de salida también engloba a los elementos necesarios para aumentar el número de líneas de salida.
- **Órgano accionado:** Consiste en la bobina de mando del disyuntor. Cuando esta bobina es accionada produce la desconexión del disyuntor correspondiente.
- **Fuente auxiliar de tensión:** Se encarga de alimentar al relé de protección. Esta fuente puede ser una batería de acumuladores, unos transformadores

de tensión e intensidad o la propia red a través de sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI).

- **Exigencias básicas de los relés de protección**

Una protección ideal sería aquella que reaccionase exclusivamente para la falta o perturbación para la que ha sido diseñada, que actuase en el menor tiempo posible y que su coste fuera mínimo. No obstante, proveer todas estas exigencias obliga a la protección a tener características a veces opuestas entre sí. A continuación se enumeran los requisitos más destacables:

- **Seguridad:** Es la probabilidad de no actuación de una protección cuando no debe hacerlo.
- **Obediencia:** Es la probabilidad de actuación de la protección cuando debe hacerlo.
- **Fiabilidad:** Es la probabilidad de que una protección actúe única y exclusivamente cuando debe hacerlo. Queda representada por el producto de la seguridad y de la obediencia.
- **Precisión:** es la respuesta a valores de entrada.
- **Rapidez:** es el tiempo invertido desde la aparición del defecto o falta hasta la actuación de los contactos del relé. Esta característica es de importancia en las protecciones que no temporizadas. El aumento de la rapidez supone una disminución de la fiabilidad.
- **Flexibilidad:** es la capacidad para adaptarse a cambios funcionales.
- **Simplicidad:** representa la reducción de funciones e intersecciones en el diseño de la protección.
- **Mantenimiento:** es la disminución máxima posible de piezas sujetas a desgaste, consiguiendo así un mantenimiento mínimo.
- **Facilidades de prueba o test:** es la posibilidad de realizar verificaciones con el equipo de protección sin necesidad de que se desconecten partes del circuito donde se halle instalado dicho equipo.
- **Autodiagnóstico:** es la inclusión de funciones de auto verificación en la protección. Esto es hace especialmente factible en las protecciones digitales.
- **Modularidad:** lo que permite el montaje de las protecciones mediante módulos removibles (plug in) posibilitando así de una forma más sencilla la localización de averías y las futuras ampliaciones de los equipos de protección.
- **Precio:** económico.

Si se disponen dos relés en paralelo se aumenta la obediencia, pero disminuye la seguridad. Por el contrario si se disponen de dos relés en serie, se aumenta la seguridad pero disminuye la obediencia.

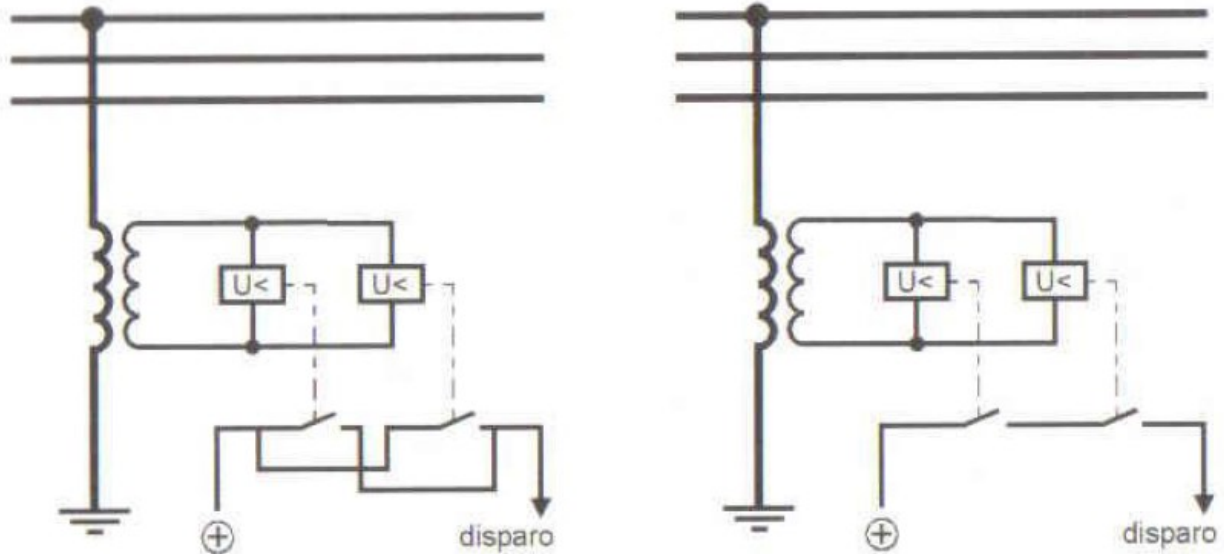


Figura 21 Descripción gráfica de los conceptos de seguridad y obediencia.

En el gráfico izquierdo de la figura 21 la avería de los relés no imposibilita el disparo, es decir, se garantiza la obediencia, pero puede suponer un disparo intempestivo (falta de seguridad).

En el gráfico de la derecha, una avería de un relé no supone un disparo intempestivo (garantiza la seguridad) pero puede suponer la imposibilidad de disparo (falta de obediencia).

• Clasificación por su construcción de los relés de protección

Partiendo de la estructura básica de un relé en el esquema se puede tener, sin embargo, relés de distintos principios de constitución física o de construcción. Teniendo en cuenta estas características constructivas, los relés de protección pueden ser:

- Electromagnéticos
- De Inducción
- Electrodinámicos
- Electrónicos

- **Relés electromagnéticos:** se basan en el principio de la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. De las cuales una sería fija y otra sería móvil, y la fuerza que se ejerza entre ellos será de tal manera que moverá la pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del campo magnético. Para disminuir la corriente circulante por la bobina móvil y conseguir que no cree un par antagonista elevado, se procede a intercalar en serie una resistencia. En el diseño del circuito magnético de estos relés se procura evitar el riesgo de saturación dentro del campo

de medida del relé. Estos relés tienen como ventaja una elevada sensibilidad, pero en contra, y debido al pequeño recorrido angular que puede realizar la bobina móvil, la temporización de los mismos se hace imposible. Además, como punto negativo a añadir, tienen un elevado costo de producción.

- **Relés térmicos:** Se utilizan principalmente contra sobrecargas y se aplican en máquinas eléctricas con preferencia. Su misión es la de desconectar la máquina que protege antes de que sus devanados alcancen una temperatura perjudicial para su aislamiento. Constan de una *imagen térmica* del elemento que han de proteger, es decir, de un dispositivo cuya *ley de calentamiento* sea similar a la del objeto protegido.
- **Relés electrónicos:** Los relés electrónicos estáticos cumplen muy bien con las exigencias básicas de un relé de protección. Esto es debido, principalmente, a la eliminación de elementos mecánicos los cuales introducen en la protección ralentizaciones y desgastes mecánicos innecesarios (mantenimiento nulo). El esquema básico de bloques de un relé electrónico queda reflejado las pocas diferencias sobre el esquema básico de un relé de protección, excepto la inclusión de etapas de amplificación.

- **Sistemas digitales integrados de comunicación**
- **Dispositivos electrónicos inteligentes**

IED Definition

Intelligent Electronic Device. Equipment containing a microprocessor and software used to implement one or more functions in relation to an item of electrical equipment (e.g. a bay controller, remote SCADA interface/protocol converter). A microprocessor-based numerical relay is also an IED. IED is a generic term used to describe any microprocessor-based equipment, apart from a computer. (Alstom's NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE, EDITION MAY, 2011)

intelligent electronic device (IED) Any device incorporating one or more processors with the capability to receive or send data/control from or to an external source (e.g., electronic multifunction meters, digital relays, controllers). (SUB/PE) C37.1-1994, (IEEE, Dec 2000)

- **(IED) Intelligent Electronic Devices & IEC 61850.**

The IEC 61850 standard provides methods of developing best engineering practices for substation protection, integration, control, monitoring, metering, and testing. Comisión Federal de Electricidad (CFE) chose to build their newest integrated transmission protection and control network with IEC 61850 and evaluated the technology for possible future inclusion into their design standards.

Implementación de IEC 61850 en la subestación La Venta II.

The primary IEDs Chosen for protection were selected from the devices that have been approved by the customer and that also support IEC 61850. For the La Venta II project, the primary focus was to include IEC 61850 devices from as many vendors as possible rather than using traditional design criteria.

In addition to the primary protection and control equipment, the customer invited all vendors to submit IEDs to be connected to the network to demonstrate their ability to communicate IEC 61850.

Additional IEDs were added in an auxiliary bay because the design

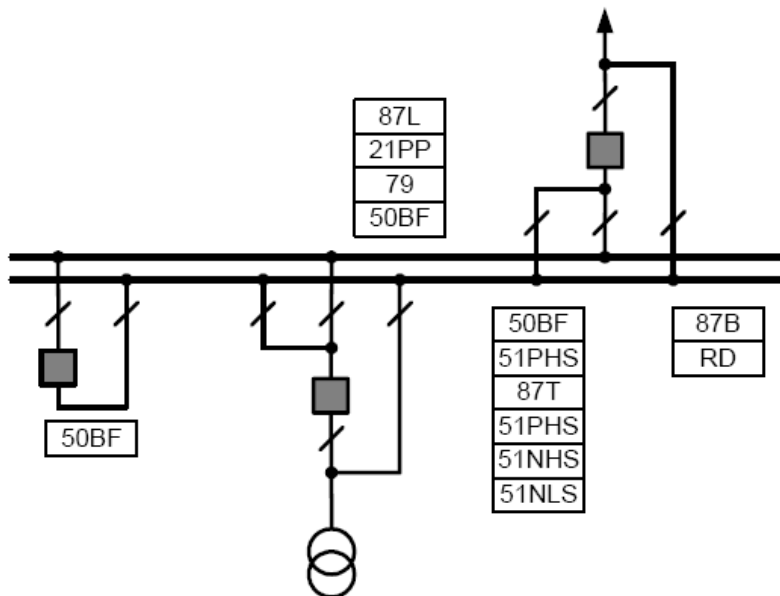


Figura 22 Requerimientos de protección en la subestación La Venta.

constraints required that the core of the network be useful and effective; it is not a demonstration control system but a pilot project to gain experience with the new standard. This system integrated 24 devices from 9 different product platforms provided by 6 different vendors.

The implementation was completed in four months and included newly released products from some vendors, involved staging device communications over the

Internet, and relied on contributions from engineers in seven time zones. IEC 61850 is a very large standard with seven different protocols within it. End users implement different combinations of the protocols and the different features they provide.

Therefore, it is important that end users not only specify that they want to use IEC 61850, but also what parts of the standard they want to use and, more importantly, how they want the system to perform.

Throughout the implementation of this project, it became apparent that implementation details left to the discretion of the vendors and not dictated by the standard needed to be documented as requirements to attain the required system functionality. The following is a sample of these details:

- Quantity of client/server associations to the device
- Quantity of peer-to-peer messages the device will publish or transmit

- Quantity of peer-to-peer messages the device will subscribe to or receive
- Number of characters allowed in the device name
- Run-time device diagnostics
- Configuration of the device via SCL (substation configuration language) XML files instead of settings

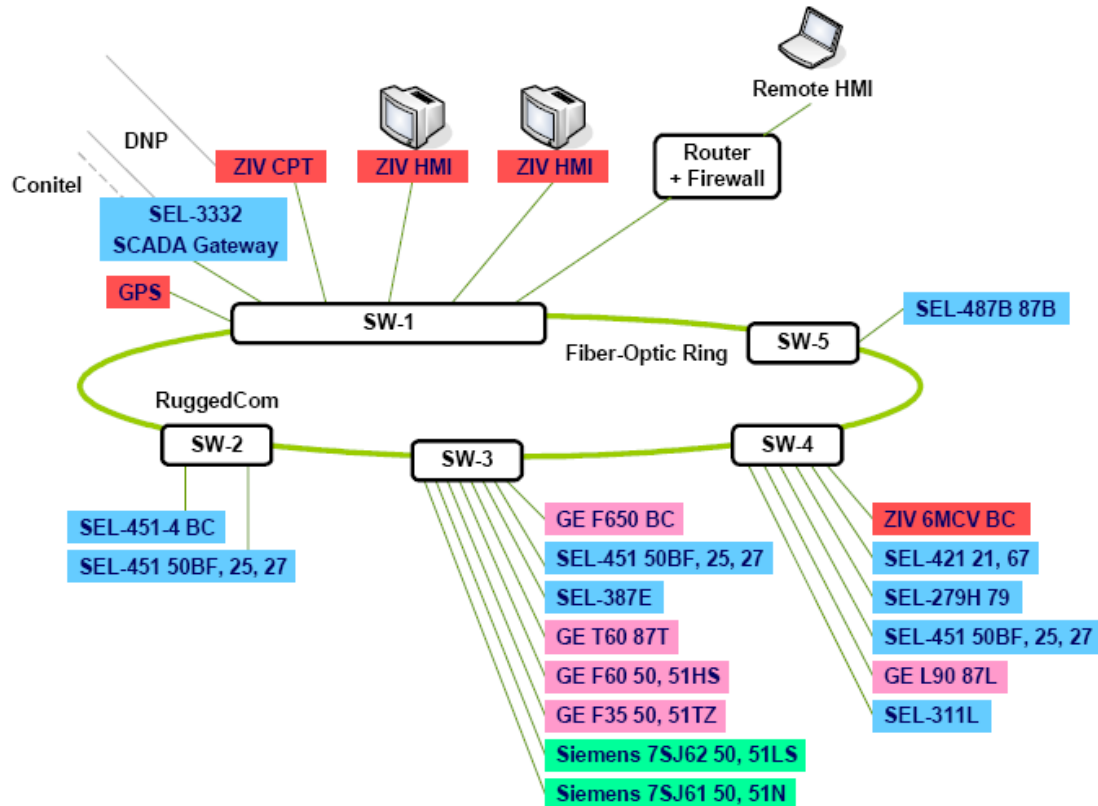


Figura 23 Varias conexiones al anillo de fibra óptica Ethernet de la subestación La Venta.

Since being published in 2004, the IEC 61850 communication standard has gained more and more relevance in the field of substation automation. It provides an effective response to the needs of the open, deregulated energy market, which requires both reliable networks and extremely flexible technology - flexible enough to adapt to the substation challenges of the next twenty years. IEC 61850 has not only taken over the drive of the communication technology of the office networking sector, but it has also adopted the best possible protocols and configurations for high functionality and reliable data transmission. Industrial Ethernet, which has been hardened for substation purposes and provides a speed of 100 Mbit/s, offers bandwidth enough to ensure reliable information exchange between IEDs (Intelligent Electronic Devices), as well as reliable communication from an IED to a substation controller.

- **Descripción de los números ANSI / IEEE**

1. **Elemento principal**, es el dispositivo de iniciación, tal como el interruptor de control, relé de tensión, interruptor de flotador, etc., que sirve para poner el aparato en operación o fuera de servicio, bien directamente o a través de dispositivos, tales como relés de protección con retardo.
2. **Relé de cierre o arranque temporizado**, es el que da la temporización deseada entre operaciones de una secuencia automática o de un sistema de protección, excepto cuando es proporcionado específicamente por los dispositivos 48, 62 y 79 descritos más adelante.
3. **Relé de comprobación o de bloqueo**, es el que opera en respuesta a la posición de un número de condiciones determinadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, para que se pare o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.
4. **Contacto principal**, es un dispositivo generalmente mandado por el dispositivo N° 1 o su equivalente y los dispositivos de permiso y protección necesarios, y sirve para cerrar y abrir los circuitos de control necesarios para reponer un equipo en marcha, bajo las condiciones deseadas o bajo otras condiciones anormales.
5. **Dispositivo de parada**, es aquel cuya función primaria es quitar y mantener un equipo fuera de servicio.
6. **Interruptor de arranque**, es un dispositivo cuya función principal es conectar la máquina a su fuente de tensión de arranque.
7. **Interruptor de ánodo**, es el utilizado en los circuitos del ánodo de un rectificador de potencia, principalmente para interrumpir el circuito rectificador por retorno del encendido de arco.
8. **Dispositivo de desconexión de energía de control**, es un dispositivo de desconexión (tal como un conmutador de cuchilla, interruptor o bloque de fusibles extraíbles) que se utiliza con el fin de conectar y desconectar, respectivamente, la fuente de energía de control hacia y desde la barra o equipo de control.
Nota.- se considera que la energía de control incluye la energía auxiliar que alimenta aparatos pequeños como motores calefactores.
9. **Dispositivo de inversión**, es el que se utiliza para invertir las conexiones del campo de una máquina o bien para otras funciones especiales de inversión.
10. **Conmutador de secuencia**, es el que se utiliza para cambiar la secuencia de conexión o desconexión de unidades de un equipo de unidades múltiples.
11. **Reservado para aplicaciones futuras**.
12. **Dispositivo de exceso de velocidad**, es normalmente un interruptor de velocidad de conexión directa que actúa cuando la máquina embala.
13. **Dispositivo de velocidad síncrona**, es el que funciona con aproximadamente la velocidad normal de una máquina, tal como un conmutador de velocidad centrífuga, relés de frecuencia de deslizamiento, relé de tensión, relé de intensidad mínima o cualquier tipo de dispositivo similar.
14. **Dispositivo de falta de velocidad**, es el que actúa cuando la velocidad de la máquina desciende por debajo de un valor predeterminado.

15. **Dispositivo regulador de velocidad o frecuencia**, de una máquina o sistema a un cierto valor o bien entre ciertos límites

16. **Reservado para aplicaciones futuras**.

17. **Conmutador para puentear el campo serie**, sirve para abrir y cerrar un circuito en shunt entre los extremos de cualquier pieza o aparato (excepto una resistencia) tal como el campo de una máquina un condensador o una reactancia.

Nota.- Eso incluye los dispositivos que realizan las funciones de shunt necesarias para arrancar una máquina por los dispositivos 6 ó 42, su equivalente, y también excluye la función del dispositivo 73 que sirve para la operación de las resistencias.

18. **Dispositivo de aceleración o deceleración**, es el que se utiliza para cerrar o hacer cerrar los circuitos que sirven para aumentar o disminuir la velocidad de una máquina.

19. **Contactos de transición de arranque a marcha normal**. Su función es hacer las transferencias de las conexiones de alimentación de arranque a las de marcha normal de la máquina.

20. **Válvula maniobrada eléctricamente**, es una válvula accionada por solenoide o motor, que se utiliza en circuitos de vacío, aire, gas, aceite, agua o similares.

21. **Relé de distancia**, es el que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen o aumentan a unos límites preestablecidos.

22. **Interruptor igualador**, sirve para conectar y desconectar las conexiones para actualización de intensidad para los reguladores del campo de la máquina o de la tensión de la máquina, en una instalación de unidades múltiples.

23. **Dispositivo regulador de temperatura**, es el que funciona para mantener la temperatura de la máquina u otros aparatos dentro de ciertos límites.

Nota.- Un ejemplo es un termostato que enciende un calentador en un elemento de aparellaje, cuando la temperatura desciende a un valor deseado que es distinto de un dispositivo usado para proporcionar regulación de temperatura automática entre límites próximos, y que sería designado como 90T.

24. **Sobre excitación**. Un relé que funciona cuando la relación V/Hz (tensión/frecuencia) excede un valor preajustado. El relé puede tener una característica temporizada o instantánea.

25. **Dispositivo de sincronización o puesta en paralelo**, es el que funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cual permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos.

26. **Dispositivo térmico**, es el que funciona cuando la temperatura del campo en shunt, o el bobinado amortiguador de una máquina, o el de una resistencia de limitación de carga o de cambio de carga, o de un líquido u otro medio, excede de un valor determinado con anterioridad. Si la temperatura del aparato protegido, tal como un rectificador de energía, o de cualquier otro medio, es inferior a un valor fijado con antelación.

27. **Relé de mínima tensión**, es el que funciona al descender la tensión de un valor predeterminado.

28. **Detector de llama**, su función es detectar la existencia de llama en el piloto o quemador principal, por ejemplo de una caldera o una turbina de gas.
29. **Contactor de aislamiento**, es el que se utiliza con el propósito especial de desconectar un circuito de otro, por razones de maniobra de emergencia, conservación o prueba.
30. **Relé anunciador**, es un dispositivo de reposición no automática que da un número de indicaciones visuales independientes al accionar el dispositivo de protección y además también puede estar dispuesto para efectuar la función de bloqueo.
31. **Dispositivo de excitación separada**, es el que conecta un circuito, tal como el campo shunt de una conmutatriz, a la fuente de excitación separada durante el proceso de arranque, o bien se utiliza para energizar la excitación y el circuito de encendido de un rectificador.
32. **Relé direccional de potencia**, es el que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada o sobre la inversión de potencia como por ejemplo, la resultante del retroceso del arco en los circuitos de ánodo o cátodo de un rectificador de potencia.
33. **Conmutador de posición**, es el que hace o abre contacto cuando el dispositivo principal o parte del aparato, que no tiene un número funcional de dispositivo, alcanza una posición dada.
34. **Conmutador de secuencia movido a motor**, es un conmutador de contactos múltiples el cual fija la secuencia de operación de los dispositivos principales durante el arranque y la parada, o durante otras operaciones que requieran una secuencia.
35. **Dispositivo de cortocircuito de las escobillas o anillos rozantes**, es para elevar, bajar o desviar las escobillas de una máquina, o para cortocircuitar los anillos rozantes.
36. **Dispositivo de polaridad**, es el que acciona o permite accionar a otros dispositivos con una polaridad solamente,
37. **Relé de baja intensidad o baja potencia**, es el que funciona cuando la intensidad o la potencia caen por debajo de un valor predeterminado.
38. **Dispositivo térmico de cojinetes**, es el que funciona con temperatura excesiva de los cojinetes.
39. **Detector de condiciones mecánicas**, es el que tiene por cometido funcionar en situaciones mecánicas anormales (excepto las que suceden a los cojinetes de una máquina, tal y como se escoge en la función 38), tales como vibración excesiva, excentricidad, etc.
40. **Relé de campo**, es el que funciona por un valor dado, anormalmente bajo, por fallo de la intensidad de campo de la máquina, o por un valor excesivo del valor de la componente reactiva de la corriente de armadura en una máquina de c.a., que indica excitación del campo anormalmente baja.
41. **Interruptor de campo**, es un dispositivo que funciona para aplicar o quitar la excitación de campo de una máquina.
42. **Interruptor de marcha**, es un dispositivo cuya función principal es la de conectar la máquina a su fuente de tensión de funcionamiento en marcha, después de haber sido llevada hasta la velocidad deseada desde la conexión de arranque.

43. **Dispositivo de transferencia**, es un dispositivo accionado a mano, que efectúa la transferencia de los circuitos de control para modificar el proceso de operación del equipo de conexión de los circuitos o de algunos de los dispositivos.
44. **Relé de secuencia de arranque del grupo**, es el que funciona para arrancar la unidad próxima disponible en un equipo de unidades múltiples cuando falta o no está disponible la unidad que normalmente precede.
45. **Detector de condiciones atmosféricas**. Funciona ante condiciones atmosféricas anormales, como humos peligrosos, gases explosivos, fuego, etc.
46. **Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases**, es un relé que funciona cuando las intensidades polifásicas están en secuencia inversa o desequilibrada o contienen componentes de secuencia negativa.
47. **Relé de tensión para secuencia de fase**, es el que funciona con un valor dado de tensión polifásica de la secuencia de fase deseada.
48. **Relé de secuencia incompleta**, es el que vuelve al equipo a la posición normal o "desconectado" y lo enclava si la secuencia normal de arranque, funcionamiento o parada no se completa debidamente dentro de un intervalo predeterminado.
49. **Relé térmico para máquina, aparato o transformador**, es el que funciona cuando la temperatura de la máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.
50. **Relé instantáneo de sobre intensidad o de velocidad de aumento de intensidad**, es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad por el fallo de un diodo por no conducir o bloquear adecuadamente.
51. **Relé de sobreintensidad temporizado**, es un relé con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de c.a. sobrepasa un valor dado.
52. **Interrupción de c.a.** es el que se usa para cerrar e interrumpir un circuito de potencia de c.a. bajo condiciones normales, o para interrumpir este circuito bajo condiciones de falta de emergencia.
53. **Relé de la excitatriz o del generador de c.c.** es el que fuerza un campo de la máquina de c.c. durante el arranque o funciona cuando la tensión de la máquina ha llegado a un valor dado.
54. **Reservado para aplicaciones futuras**.
55. **Relé de factor de potencia**, es el que funciona cuando el factor de potencia de un circuito de c.a. no llega o sobrepasa un valor dado.
56. **Relé de aplicación del campo**, es el que se utiliza para controlar automáticamente la aplicación de la excitación de campo de un motor de c.a. en un punto predeterminado en el ciclo de deslizamiento.
57. **Dispositivo de cortocircuito o de puesta a tierra**, es el que funciona debido al fallo de uno o más de los ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo por no conducir o bloquear adecuadamente.
58. **Relé de fallo de rectificador de potencia**, es el que funciona debido al fallo de uno o más de los ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo por no conducir o bloquear adecuadamente.
59. **Relé de sobretensión**, es que funciona con un valor dado de sobretensión.

60. **Relé de equilibrio de tensión**, es el que opera con una diferencia de tensión entre dos circuitos.

61. **Relé de parada o apertura temporizada**, es el que se utiliza en unión con el dispositivo que inicia la parada total o la indicación de parada o apertura en una secuencia automática.

62. **Reservado para aplicaciones futuras**.

63. **Relé de presión de gas, líquido o vacío**, es el que funciona con un valor dado de presión del líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.

64. **Relé de protección de tierra**, es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una máquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de una máquina de c.c.

Nota: Esta función se aplica sólo a un relé que detecta el paso de corriente desde el armazón de una máquina, caja protectora o estructura de una pieza de aparatos, a tierra, o detecta una tierra en un bobinado o circuito normalmente no puesto a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o en el neutro secundario de un transformador o transformadores de intensidad, conectados en el circuito de potencia de un sistema puesto normalmente a tierra.

65. **Regulador mecánico**, es el equipo que controla la apertura de la compuerta o válvula de la máquina motora, para arrancarla, mantener su velocidad o detenerla.

66. **Relé de pasos**, es el que funciona para permitir un número especificado de operaciones de un dispositivo dado o equipo, o bien, un número especificado de operaciones sucesivas con un intervalo dado de tiempo entre cada una de ellas. También se utiliza para permitir el energizado periódico de un circuito, y la aceleración gradual de una máquina.

67. **Relé direccional de sobreintensidad de c.a.** es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad de c.a. en una dirección dada.

68. **Relé de bloqueo**, es el que inicia una señal piloto para bloquear o disparar en faltas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos bajo condiciones dadas, coopera con otros dispositivos a bloquear el disparo o a bloquear el reenganche con una condición de pérdida de sincronismo o en oscilaciones de potencia.

69. **Dispositivo de supervisión y control**, es generalmente un interruptor auxiliar de dos posiciones accionado a mano, el cual permite una posición de cierre de un interruptor o la puesta en servicio de un equipo y en la otra posición impide el accionamiento del interruptor o del equipo.

70. **Reóstato**, es el que se utiliza para variar la resistencia de un circuito en respuesta a algún método de control eléctrico, que, o bien es accionado eléctricamente, o tiene otros accesorios eléctricos como contactos auxiliares de posición o limitación.

71. **Relé de nivel líquido o gaseoso**. Este relé funciona para valores dados de nivel de líquidos o gases, o para determinadas velocidades de variación de estos parámetros.

72. **Interruptor de c.c.** es el que se utiliza para cerrar o interrumpir el circuito de alimentación de c.c. bajo condiciones normales o para interrumpir este circuito bajo condiciones de emergencia.

73. **Contactador de resistencia de carga**, es el que se utiliza para puentear o meter en circuito un punto de la resistencia limitadora, de cambio o

indicadora, o bien para activar un calentador, una luz, o una resistencia de carga de un rectificador de potencia u otra máquina.

74. **Relé de alarma**, es cualquier otro relé diferente al anunciador comprendido bajo el dispositivo 30 que se utiliza para accionar u operar en unión de una alarma visible o audible.

75. **Mecanismo de cambio de posición**, se utiliza para cambiar un interruptor desconectable en unidad entre las posiciones de conectado, desconectado y prueba.

76. **Relé de sobreintensidad de c.c.** es el que funciona cuando la intensidad en un circuito de c.c. sobrepasa un valor dado.

77. **Transmisor de impulsos**, es el que se utiliza para generar o transmitir impulsos, a través de un circuito de Telemedida o hilos pilotos, a un dispositivo de indicación o recepción de distancia.

78. **Relé de medio de ángulo de desfase o de protección de salida de paralelo**, es el que funciona con un valor determinado de ángulo de desfase entre dos tensiones o dos intensidades, o entre tensión e intensidad.

79. **Relé de reenganche de c.a.** es el que controla el reenganche enclavamiento de un interruptor de c.a.

80. **Relé de flujo líquido o gaseoso**, actúa para valores dados de la magnitud del flujo o para determinadas velocidades de variación de éste

81. **Relé de frecuencia**, es el que funciona con un valor dado de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.

82. **Relé de reenganche de c.c.** es el que controla el cierre y reenganche de un interruptor de c.c. generalmente respondiendo a las condiciones de la carga del circuito.

83. **Relé de selección o transferencia del control automático**, es el que funciona para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de alimentación o condiciones en un equipo, o efectúa automáticamente una operación de transferencia.

84. **Mecanismo de accionamiento**, es el mecanismo eléctrico completo, o servomecanismo, incluyendo el motor de operación, solenoides, auxiliares de posición, etc., para un cambiador de tomas, regulador de inducción o cualquier pieza de un aparato que no tenga número de función.

85. **Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto**, es el que es accionado o frenado por una señal y se usa en combinación con una protección direccional que funciona con equipos de transmisión de onda portadora o hilos piloto de c.c.

86. **Relé de enclavamiento**, es un relé accionado eléctricamente con reposición a mando o eléctrica, que funciona para parar y mantener un equipo fuera de servicio cuando concurren condiciones anormales.

87. **Relé de protección diferencial**, es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas.

88. **Motor o grupo motor generador auxiliar**, es el que se utiliza para accionar equipos auxiliares, tales como bombas, ventiladores, excitatrices, etc.

89. **Desconectador de línea**, es el que se utiliza como un desconectador de desconexión o aislamiento en un circuito de potencia de c.a. o c.c. cuando este dispositivo se acciona eléctricamente o bien tiene accesorios

eléctricos, tales como interruptores auxiliares, enclavamiento electromagnético, etc.

90. [Dispositivo de regulación](#), es el que funciona para regular una cantidad, tal como la tensión, intensidad, potencia, velocidad, frecuencia, temperatura y carga a un valor dado, o bien ciertos límites para las máquinas, líneas de unión u otros aparatos.

91. [Relé direccional de tensión](#), es el que funciona cuando la tensión entre los extremos de un interruptor o contactor abierto sobrepasa de un valor dado en una dirección dada.

92. [Relé direccional de tensión y potencia](#), es un relé que permite y ocasiona la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre ellos excede de un valor dado en una dirección predeterminada y da lugar a que estos dos circuitos sean desconectados uno del otro cuando la potencia circulante entre ellos excede de un valor dado en la dirección opuesta.

93. [Contador de cambio de campo](#), es el que funciona para cambiar el valor de la excitación de la máquina.

94. [Relé de disparo o disparo libre](#), es el que funciona para disparar o permitir disparar un interruptor, contactor o equipo, o evitar un reenganche inmediato de un interruptor en el caso que abra por sobrecarga, aunque el circuito inicial de mando de cierre sea mantenido.

95. [Reservado para aplicaciones especiales](#).

96. [Reservado para aplicaciones especiales](#).

97. [Reservado para aplicaciones especiales](#).

98. [Reservado para aplicaciones especiales](#).

99. [Reservado para aplicaciones especiales](#)

2.5.1 de sobrecorriente

Número ANSI 50. Los relés que actúan por intensidad lo hacen con la corriente que atraviesa el relé. Suelen actuar para un valor máximo o mínimo de intensidad prefijada y su constitución puede ser la de un relé *electromagnético* o un relé *térmico*.

2.5.2 diferenciales

Número ANSI 87. *Relé de protección diferencial*, es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas. 87L : relé de protección diferencial de línea.

2.5.3 de distancia

21. *Relé de distancia*, es el que funciona cuando al admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen o aumentan a unos límites preestablecidos.

2.5.4 buchholz

71. *Relé de nivel líquido o gaseoso*. Este relé funciona para valores dados de nivel de líquidos o gases, o para determinadas velocidades de variación de estos parámetros.

2.5.5 de falla a tierra

64. *Relé de protección de tierra*, es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una máquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de una máquina de c.c.

Nota: Esta función se aplica sólo a un relé que detecta el paso de corriente desde el armazón de una máquina, caja protectora o estructura de una pieza de aparatos, a tierra, o detecta una tierra en un bobinado o circuito normalmente no puesto a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o en el neutro secundario de un transformador o transformadores de intensidad, conectados en el circuito de potencia de un sistema puesto normalmente a tierra.

2.6 protecciones especiales

- **51 Sobre corriente temporizado**

51. Relé de sobreintensidad temporizado, es un relé con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de c.a. sobrepasa in valor dado.

- **67 Sobre corriente direccional**

67. Relé direccional de sobreintensidad de c.a. es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad de c.a. en una dirección dada.

- **85 Comparación direccional**

85. Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto, es el que es accionado o frenado por una señal y se usa en combinación con una protección direccional que funciona con equipos de transmisión de onda portadora o hilos piloto de c.c.

Referencias

- Facultad de Ingeniería, DECD, UNAM. (2015, Julio 15). <http://campusvirtual.mineria.unam.mx/>. Retrieved from SUPERVISIÓN DE PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA ELECTROMECAÁNICA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA: [http://campusvirtual.mineria.unam.mx/cursos_archivos/CFE/Constru_Obr_Electr_Subs_Pot/Modulo1/pd/FUnidad_1 a la 4.pdf](http://campusvirtual.mineria.unam.mx/cursos_archivos/CFE/Constru_Obr_Electr_Subs_Pot/Modulo1/pd/FUnidad_1_a_la_4.pdf)
- IEEE. (2008). *IEEE Std C57.13™-2008 Requirements for instrument transformers*. New york: IEEE.
- IEEE, T. I. (Dec 2000). *IEEE 100. The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms*. [7th ed.] (Vols. ISBN 0-7381-2601-2 SP1122). (D. M. Kim Breitfelder, Ed.) 3 Park Avenue, New York,, NY, 10016-5997, USA: Standards Information Network, IEEE Press.
- Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US. (2001). *Design Guide for Rural Substations*. RUS Bulletin 1724E-300. Retrieved from http://www.rd.usda.gov/files/UEP_Bulletin_1724E-300.pdf



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LOS MOCHIS



Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Luis Pedro Alcántar Bazúa. I.M.E.
Docente
pbazua@itmochis.edu.mx

APUNTES DE LA ASIGNATURA: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

UNIDAD 3 ESTRUCTURAS, TIERRAS Y DIAGRAMAS UNIFILARES

(ANTOLOGÍA)
por
Ing. Luis Pedro Alcántar Bazúa
aproximadamente 8710 palabras

30 Julio de 2015, Inicio.
Término, 5 de agosto de 2015.

CONTENIDO

APUNTES DE LA ASIGNATURA: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	98
UNIDAD 3 ESTRUCTURAS, TIERRAS Y DIAGRAMAS UNIFILARES	98
3.1 Clasificación de los diferentes tipos de estructuras	100
3.1.1 Estructuras para subestaciones	100
3.1.2 Estructuras para líneas de transmisión.	114
3.2 Sistemas de tierras.	123
3.2.1 Clasificación de sistemas de tierras.	125
3.2.2 Cálculo de tensiones de paso y de contacto.	126
3.2.3 Cálculo de la red de tierras.	131
3.3 Diagramas unifilares	134
3.3.1 Simbología	134
3.3.2 Diferentes tipos de subestaciones.	145
Bibliografía	153

Tabla 1 Ampacidades de Bus Tubular Desnudo de Aluminio.....	104
Tabla 2 Propiedades físicas de Tubo conductor de aluminio ASA Cédula 40.	105
Tabla 3 Distancias de seguridad para Subestaciones eléctricas en exteriores.....	106
Tabla 4 cargas por hielo y vientos en conductores	107
Tabla 5 Multiplicadores por deflexión y claros máximo.....	109
Tabla 6 Característica típicas de aisladores tipo columna.....	110
Tabla 7 Ubicaciones ideales para coples en conductores rígidos con carga continua uniforme.....	112
Tabla 8 Efectos fisiológicos de la corriente eléctrica alterna (50-60 Hz).....	125
Tabla 9 Resistividades de suelos según su naturaleza.....	130
Tabla 10 Índice de parámetros de diseño, Ref. IEEE Std 80, 2000....	132

3.1 Clasificación de los diferentes tipos de estructuras

Clasificaciones

Por sus elementos:

- De alma llena y
- De celosía

Por su sección transversal:

- Sección "I" y
- Tubulares

Por su tensión:

- Estructura mayor: 13.8kV, 34.5kV, 115kV, 230kV y 400kV
- Estructura menor: Bases para equipo primario y secundario

3.1.1 Estructuras para subestaciones

Definiciones

Estructura mayor

Se entenderá por estructura mayor las columnas y traveses que sirven para soportar los buses aéreos (flexibles y rígidos) de una subestación.



Figura 24: Estructura Mayor en fase de Montaje

Estructura menor

Se entenderá por estructura menor a las bases que sirven para soportar los diferentes equipos primarios y secundarios de una subestación.

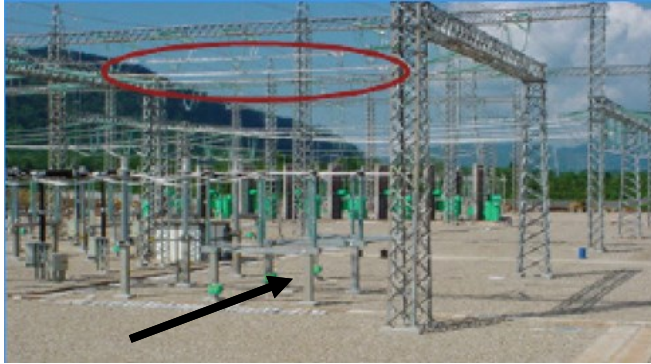


Figura 25 Estructura menor (bases para equipo secundario) marcada con la flecha, buses aéreos encerrados en la elipse.

BUSES

Definición

Se entiende por buses aéreos al conjunto de conductores eléctricos, aisladores, herrajes y conectores que se utilizan para conectar los diferentes equipos de las bahías que forman una subestación. Siendo éstos: transformadores de potencia, interruptores, cuchillas o capacitores, y pueden ser de tipo flexible, rígido o de ambos.



Figura 26 Bus flexible de dos conductores en paralelo por fase



Figura 27 Bus rígido de un conductor por fase

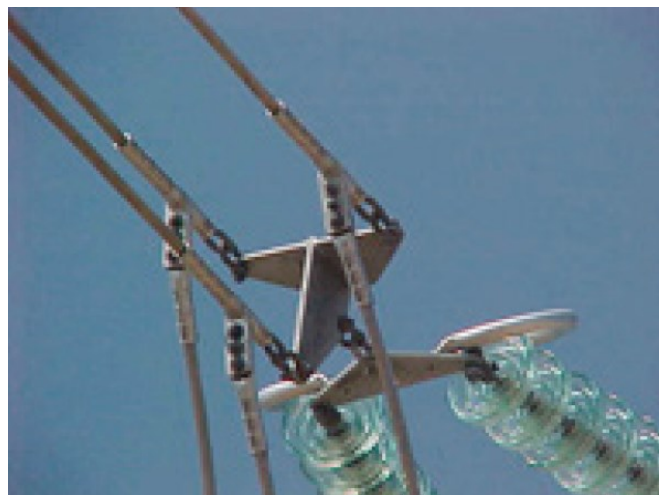


Figura 28 Bus flexible de tres conductores por fase

Te sugiero ver este film de corta duración (0.53 min), como introducción al cálculo y selección de los aisladores tipo soporte, tomando en consideración las cargas mecánicas provocadas por el cortocircuito, las fuerzas de los vientos, añadiendo cargas por hielo acumulado en los buses.



Figura 29: Video de fuerzas en un bus rígido debidas a cortocircuito
<https://www.youtube.com/watch?v=2j8D N1v0tU>

Factores implicados en el diseño del bus rígido y selección de sus aisladores tipo Soporte (Fig. 6)

El diseño de un sistema del bus rígido implica muchos factores.

1. **La ubicación del bus en la subestación y su proximidad a otros equipos:** Prever un amplio espacio para permitir el mantenimiento de equipos y su remoción. Ubicar el autobús para permitir la entrada de equipo de construcción y mantenimiento en la subestación.
2. **Ampliación futura de la subestación:** Es importante planificar para una futura expansión dimensionando y colocando los buses para facilitar cualquier modificación.
3. **Selección del conductor:** Los conductores del bus son seleccionados basado en ampacidad, propiedades físicas y costo. Seleccionar los conductores para que tengan suficiente tamaño y capacidad para soportar fallas del sistema y sobrecorrientes sin daños por sobrecalentamiento.
4. **Condiciones de cortocircuito:** Durante el cortocircuito, pueden desarrollarse grandes fuerzas en el sistema de buses. El diseño del bus rígido incluye examinar estas fuerzas para evitar daños por condiciones de cortocircuito. El espaciado de centro a centro entre fases del bus y la corriente de corto circuito ambos tienen efectos sobre estas fuerzas.
5. **Viento y carga de hielo:** Si no están debidamente consideradas, las cargas de viento y hielo pueden causar daños a los conductores del bus y sus aisladores. La práctica habitual es considerar las cargas permitidas por el *Código Eléctrico Nacional De Seguridad* como mínimo. También tener en cuenta las condiciones locales ya que pueden requerir el uso de criterios de carga más severas.
6. **Resistencia mecánica en los aisladores:** Puesto que el número de aisladores de distintas capacidades es limitado, tener cuidado en el arreglo del bus para lograr un sistema práctico. La resistencia requerida en los aisladores se basa en la carga total del bus y particularmente en las fuerzas de cortocircuito.
7. **La flecha del conductor:** Limite la flecha de los conductores del bus en el diseño. Un sistema horizontal se ve mucho mejor que uno con holgura excesiva. La flecha en el conductor está influenciada por el peso del conductor y el módulo de sección, la longitud de tramo y la carga vertical.
8. **Vibración eólica:** Los claros de gran longitud entre soportes del conductor pueden dañar al bus por las vibraciones causadas por los vientos. La flecha excesiva en el conductor se puede añadir a este problema. Deben evitarse longitudes de claros cuya frecuencia natural esté cerca de la creada por el viento que tiene una alta resonancia. Use conductores de amortiguación u otros dispositivos en el bus para minimizar la vibración.
9. **Dilatación del conductor:** A medida que aumenta la temperatura de los conductores, se produce dilatación longitudinal. Si el sistema del bus no dispone de medios para absorber esta expansión, pueden dañarse aisladores u otros equipos conectados. Un amplio rango de temperatura

es necesaria para alojar la longitud del bus cuando desenergizado en la temperatura más baja del diseño hasta el máximo de temperatura de funcionamiento del bus.

10. ubicación de coples del Conductor: Los buses largos requieren generalmente el uso de más de una sección de conductor. En consecuencia, se tienen que utilizar coples para unir las secciones. Estos tienen que colocarse correctamente para prevenir daño por buses cargados y por fuerzas de cortocircuito. Planifica el sistema de buses cuidadosamente teniendo en cuenta estos aspectos y otros factores que pueden desarrollar.

Procedimiento para el Diseño de Bus Rígido

Caso práctico

Diseñe un bus rígido trifásico con las siguientes características:

Especificación requerida	Cantidad	Unidad
Longitud total del bus:	45.72	m
Número de claros:	4	
Longitud de cada claro	11.43	m
Voltaje	161	kV
BIL (ver tabla 3)	750	kV
Tipo de aislador	columna	(post)
Ampacidad continua:	1800	A
Corriente de cortocircuito 3f,rms simétrica	24	kA
Altura sobre el nivel del mar:	304.8	m
Característica de carga (código NESC):	Pesada	
Desconectador conectado a un extremo del bus		
Amortiguadores externos prefabricados para control de vibración		

1. Selección del material y tamaño de conductor para las barras o buses.

Basándose en los requerimientos de ampacidad continua, de la Tabla 1 se selecciona un tubo de 7.6 cm (3 in.) IPS, cédula 40 en aleación de aluminio 6063-T6, (1890 amperes) con las siguientes propiedades:

- W_c (peso) = 38.2 N/m (2.62 lb/ft)*; ver Tabla 2.
- d_2 (diámetro exterior) = 8.89 cm (3.50 in); ver Tabla 2.
- I (momento de inercia) = 125.6 cm⁴ (3.017 in⁴); ver Tabla 2.
- E (modulus of elasticity) = 6.9 x 10⁷ kPa (10 x 10⁶ lb/in²)
- S (section modulus) = 28.2 cm³ (1.72 in³); ver Tabla 2.
- F_B (máx esf perm en la fibra) = 1.38 x 10⁵ kPa (20,000 lb/in²)

*Si se añaden cables de amortiguación para control de vibración, el peso de este cable debe añadirse al peso del tubo conductor. En este ejemplo, se fabricarán amortiguadores externos para el control de vibraciones.

Tabla 9 Ampacidades de Bus Tubular Desnudo de Aluminio.

Referencia: TABLE 17-3 Current Ratings for Bare Aluminum Tubular Bus, Outdoors (Ratings basado en 30°C over 40°C ambient, frequency 60 Hz, wind velocity 2 ft/s crosswind) (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)

Nominal size	Outside diameter	Inside diameter	Current ratings, A	
	in	in	6063-T6*	6061-T6†
ASA Schedule 40 (standard pipe size)				

Tabla 9 Ampacidades de Bus Tubular Desnudo de Aluminio.

Referencia: TABLE 17-3 Current Ratings for Bare Aluminum Tubular Bus, Outdoors (Ratings basado en 30°C over 40°C ambient, frequency 60 Hz, wind velocity 2 ft/s crosswind) (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)

Nominal size	Outside diameter	Inside diameter	Current ratings, A	
	in	in	6063-T6*	6061-T6†
1/2	0.840	0.622	405	355
3/4	1.050	0.824	495	440
1	1.315	1.049	650	575
1 1/4	1.660	1.380	810	720
1 1/2	1.900	1.610	925	820
2	2.375	2.067	1150	1020
2 1/2	2.875	2.469	1550	1370
3	3.500	3.068	1890	1670
3 1/2	4.000	3.548	2170	1920
4	4.500	4.026	2460	2180
5	5.563	5.047	3080	2730

Tabla 10 Propiedades físicas de Tubo conductor de aluminio ASA Cédula 40.

Ref. Table 4-14: ASA Schedule 40 Aluminum Pipe Conductors Physical Properties. Hubbell Technical Data, Table 52. (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)

Reprinted with permission of Anderson Electrical Products (Hubbell Power Systems, Centralia, Mo.).

Nominal pipe size		Diameter cm		area		Peso		Moment of inertia		Section modulus		Radius of gyration	
						wt/ft	wt/m						
in.	cm	ext	int	in ²	cm ²	lb/ft	N/m ↓	in ⁴	cm ⁴	in ³	cm ³	in.	cm
1/2	1.27	2.134	1.580	0.250	1.615	0.294	4.290	0.017	0.712	0.041	0.667	0.261	0.664
3/4	1.91	2.667	2.093	0.333	2.146	0.391	5.706	0.037	1.540	0.071	1.155	0.334	0.848
1	2.54	3.340	2.664	0.494	3.186	0.581	8.479	0.087	3.634	0.133	2.176	0.421	1.068
1 1/4	3.18	4.216	3.505	0.669	4.313	0.786	11.47	0.195	8.104	0.235	3.844	0.540	1.371
1 1/2	3.81	4.826	4.089	0.800	5.158	0.940	13.71	0.310	12.899	0.326	5.345	0.623	1.581
2	5.08	6.033	5.250	1.075	6.932	1.264	18.44	0.666	27.709	0.561	9.187	0.787	1.999
2 1/2	6.35	7.303	6.271	1.704	10.99	2.004	29.24	1.530	63.683	1.064	17.43	0.947	2.406
→3	7.62	8.890	7.793	2.229	14.37	2.621	38.24	3.017	125.57	1.724	28.25	1.164	2.957
3 1/2	8.89	10.16	9.012	2.680	17.28	3.151	45.98	4.788	199.29	2.394	39.23	1.337	3.396
4	10.16	11.430	10.226	3.174	20.477	3.733	54.47	7.232	301.01	3.214	52.66	1.510	3.835

2. Espaciamiento:

Determine el espaciamiento entre conductores de centro de fase a centro de fase de la tabla 3.

D: espaciamiento entre fases del bus. D = 274 cm (108 in)

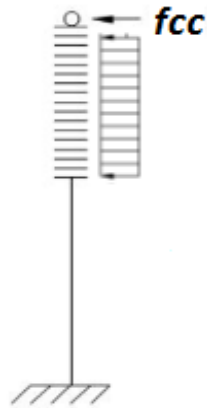


Figura 30
Cargas por
Cortocircuito
y viento

3. Cálculo de la carga por cortocircuito.

El cálculo de la máxima fuerza de cortocircuito f_{cc} , se hace a partir de la expresión

$$f_{cc} = 13.9 \times 10^{-5} \times k_{sc} \cdot \frac{I^2}{D} \quad [N/m] \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde,

f_{cc} : máxima fuerza de cortocircuito sobre el centro del conductor para un bus trifásico, configuración planar, sección tubular redonda o cuadrada, y con conductores a la misma distancia, N/m.

k_{sc} : factor de reducción de la fuerza por cortocircuito (0.5 - 1.0), se recomienda un valor de 0.67

I : valor eficaz rms simétrico de la corriente de cortocircuito trifásico (simétrica) expresada en amperes.

D : distancia entre conductores de centro de fase a centro de fase en centímetros (de la Tabla 1).

Sustituimos valores en la ecuación 1,

$$f_{cc} = 13.9 \times 10^{-5} \times 0.67 \times \frac{(24,000)^2}{274 \text{ cm}} = 195.78 \text{ N/m}$$

Tabla 11 Distancias de seguridad para Subestaciones eléctricas en exteriores.

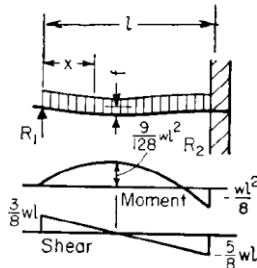
Ref. Table 4-7: Outdoor Electrical Substation Clearances. Ref. IEEE/ANSI C37.32-1996, Table 5; Ref. NEMA SG-6-1995, Table 32-1. Reproduced with permission of the NEMA. (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)

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)	0.457	18	0.152 (6)	2.44	8	6.1	20
14.4	15.5	110	0.305 (12.)	0.61	24	0.178 (7)	2.74	9	6.4	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.



$$R_1 = \frac{3}{8} W = \frac{3}{8} wl$$

$$R_2 = \frac{5}{8} W = \frac{5}{8} wl$$

$$M_x = \frac{wx}{2} \left(\frac{3}{4} l - x \right)$$

$$M_{\max} = \frac{9}{128} wl^2, \left(x = \frac{3}{8} l \right)$$

$$M_{\max} = -\frac{wl^2}{8}, (x = l)$$

$$Q_x = \frac{3}{8} wl - wx$$

$$Q_{\max} = -\frac{5}{8} wl$$

$$f = \frac{W}{EI} \frac{l^3}{185} (\max)$$

Figura 31 Ecuaciones de fuerzas cortantes y momentos flexionantes para una viga en cantiléver.

Esta es la máxima fuerza de cortocircuito sobre el centro del conductor para un bus trifásico, que se verá aplicada al aislador soporte en cantiléver.

4. Cálculo de la carga por hielo

Paso 2. Cálculo de la carga por hielo, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$W_i = 0.704 * (d_1^2 - d_2^2) \quad \text{Ecuación 8}$$

$$d_1 = d_2 + 2ti \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde

d_1 : Diámetro exterior del conductor con hielo, en centímetros

ti : Grosor radial de la capa de hielo, , en centímetros

d_2 : Diámetro exterior del conductor sin hielo, en cm.

De la tabla 4 para cargas por viento y hielo, carga tipo pesada, el espesor del hielo, $ti = 1.27$ cm.

Sustituyendo en la ecuación 3: $d_1 = 8.89 + 2 \times 1.25 = 11.43$ cm
Y en la ecuación 2:

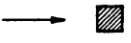
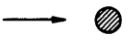
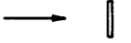
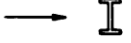
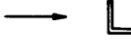
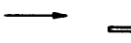
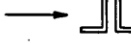
$$W_i = 0.704 (11.43^2 - 8.89^2) \frac{N}{m} = 36.34 \frac{N}{m}$$

TABLA 12 CARGAS POR HIELO Y VIENTOS EN CONDUCTORES .
Ref. NESC 2012 Table 250-1 shows the radial thickness of ice and Wind pressures to be used in calculating loads. Ice is assumed to weigh 913 kg/m³ (57 lb/ft³).

CARGA	Tipo de carga		
	Pesada ↓	Media	Ligera
→ Grueso radial del hielo en cm	1.25	0.65	0.00
Grueso radial del hielo en plg	0.50	0.25	0.00
Presión del viento horizontal en pascals	190	190	430
Presión del viento horizontal en lb/pie ²	4	4	9

5. Calculo de la carga por vientos

($\lambda \rightarrow \infty$)*

PROFILE AND WIND DIRECTION	C_D
	2.03
	1.00
 OR 	2.00
	2.04
	2.00
	1.83
 OR 	1.99

* λ = Ratio of span length to vertical dimension of bus-conductor

Figura 32 Coeficientes de arrastre para perfiles estructurales. Ref. ANSI/IEEE Std. 605-1987, Table 1 © 1987.

La ecuación de la carga por viento es la siguiente:

$$f_W = 0.01 C_D P_W d_1 \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde

C_D , coeficiente de arrastre debido a la dirección del viento sobre la forma del perfil estructural, ver figura 8 Coeficientes de arrastre para perfiles estructurales.

Para el tubo de perfil circular $C_D = 1$.

→

Presión del viento:

Ver tabla 3, Cargas por viento y hielo, Para carga tipo pesada,

$$P_W = \text{Presión del viento} = 191.5 \text{ kPa.}$$

d_1 . Diámetro exterior del conductor cubierto con hielo, en centímetros

$$d_1 = 11.43 \text{ cm}$$

$$f_W = 0.01 C_D P_W d_1 ;$$

$$f_W = 0.01 \times 1 \times 191.5 \text{ kPa} \times 11.43 \text{ cm}$$

$$f_W = 21.88 \text{ N/m}$$

6. Análisis de fuerzas sobre el aislador soporte

La determinación de la carga total por cortocircuito, hielo, viento y peso propio del conductor se logra tomando en cuenta que: la carga de cortocircuito actúa empujando el extremo libre del cantiléver, sumándose a la del viento.

La carga por hielo comprime el aislador soporte contra su base, sumándose a la carga formada por el peso muerto del conductor (el tubo).

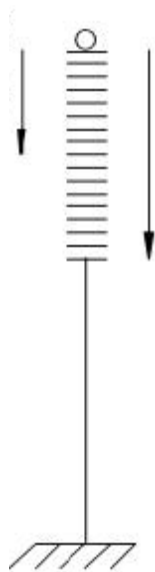
La ecuación que soporta este análisis es:

$$f_T = \sqrt{(f_{cc} + f_W)^2 + (Wc + Wi)^2} \quad \text{Ecuación 11}$$

El peso del conductor se obtiene de la tabla 2: $Wc = 38.2 \text{ N/m}$

La suma de las magnitudes vectoriales será:

$$f_T = \sqrt{(195.8 + 21.9)^2 + (38.2 + 36.3)^2} = 230.10 \text{ N/m}$$



7. Espaciado de los soportes

Figura 33 Cargas por hielo y peso propio

Procederemos a seleccionar el modelo de aislador soporte que requerimos a partir de la longitud del bus.....

$$L_M = K_{SM} \left[\frac{F_B S}{F_T} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

L_M : Máxima separación entre soportes del bus (barras)

K_{SM} : Factor multiplicador, ver Tabla 5. $K_{SM} = 0.096$

F_B : Esfuerzo máximo permisible en las fibras, $F_B = 1.38 \times 10^5 \text{ kPa}$.

For round tubular conductors of:

copper, $F_B = 1.38 \times 10^5$ kPa (20,000 lb/in²)*

6061-T6 aluminum alloy, $F_B = 1.93 \times 10^5$ kPa (28,000 lb/in²)*

6063-T6 aluminum alloy, $F_B = 1.38 \times 10^5$ kPa (20,000 lb/in²)*

***Incluye un factor de seguridad de 1.25.**

S : Módulo de la sección del conductor en cm³, $S = 28.2$ cm³

F_T = Carga total del conductor del bus en N/m

$$L_M = 0.096 \left[\frac{1.38 \times 10^5 \times 28.2}{230.10} \right]^{1/2} = 12.48m$$

El espaciamiento supuesto para los conductores de 11.43m es estructuralmente permisible.

Tabla 13 Multiplicadores por deflexión y claros máximo

Table 4-12: Conductor Maximum Span and Deflection Multiplying Factors (K_{SM} , K_{SE} , K_{DM} , K_{DE}) (M. metric, E: English unit systems) (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)

Sistema de barras	Span		Deflection	
	K_{SM}	K_{SE}	K_{DM}	K_{DE}
Conductor fijo en ambos extremos (claro sencillo)	0.11	1	2.60E+04	4.5
Conductor fijo en un extremo y soportado en otro (claro sencillo)	0.09	0.82	5.40E+04	9.34
Conductor simple soportado (claro sencillo)	0.09	0.82	1.30E+05	22.5
Conductor simple soportado (dos claros iguales)*	0.09	0.82	5.40E+04	9.34
Conductor simple soportado (3 ó más claros iguales)*	0.096	0.88	6.90E+04	11.9

* La máxima deflexión ocurre en los claros de los extremos del bus.

8. Deflexión: Calcule la máxima deflexión vertical del conductor usando la ecuación 7.

$$Y = K_{DM} \left[\frac{(W_c + W_i) L^4}{EI} \right] \quad \text{Ecuación 13}$$

Se supuso 4 claros de 11.43m. De la Tabla 5, $K_{DM} = 6.9 \times 10^4$ para 3 o más claros iguales

$$Y = 6.9 \times 10^4 \left[\frac{(38.2 + 36.3) 11.43^4}{6.9 \times 10^7 \times 125.6} \right] = 10.1 \text{ cm}$$

Este valor encontrado debe compararse y debe ser menor o igual que 1/200 de la longitud del claro:

$$Y_{max} = \frac{100 L}{200} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$Y_{max} = \frac{100 (11.43)}{200} = 5.72 \text{ cm}$$

Puesto que la deflexión calculada es mayor que la máxima permisible, el diseño debe modificarse. La longitud del claro debe reducirse a cinco claros iguales de 9.14m cada uno. La deflexión máxima vertical, y la máxima permisible se recalculan:

$$Y = 6.9 \times 10^4 \left[\frac{(38.2 + 36.3) 9.14^4}{6.9 \times 10^7 \times 125.6} \right] = 4.14 \text{ cm}$$

$$Y_{max} = \frac{100 (9.14)}{200} = 4.57 \text{ cm}$$

Ya que el valor calculado con 9.14m de espacio entre soportes es menor que el máximo permisible, este espaciamiento para soportes es adecuado.

9. Esfuerzo en cantiléver (Ver Figura 7)

Determine el mínimo esfuerzo para el aislador tipo columna en cantiléver:

$$Ws = 2.5 (fcc + fW) Ls \quad \text{Ecuación 15}$$

Ls: es la mitad de la suma de dos claros adyacentes

$$Ws = 2.5 (195.8 + 21.9) \left(\frac{9.14}{2} + \frac{9.14}{2} \right) = 4974 \text{ N}$$

De la tabla 6, seleccionamos el Número De Referencia Técnico 291 del aislador tipo columna, con 5338 N de esfuerzo en cantiléver.

Tabla 14 Característica típicas de aisladores tipo columna.													
Ref. Table 4-5: Typical Characteristics of Post-Type Insulators. Ref. ANSI Std. C29.9-1983, Tables 1 and 2. Reproduced with permission of the National Electrical Manufacturers Association. (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)													
BIL (IMPULSE WITHSTAND) kV	TECHNICAL REFERENCE NUMBER	UPRIGHT CANTILEVER STRENGTH		UNDERHUNG CANTILEVER STRENGTH		BOLT CIRCLE				HEIGHT		LEAKAGE DISTANCE	
						TOP		BOTTOM					
		POUNDS	(NEWTONS)	POUNDS	(NEWTONS)	IN.	(CM)	IN.	(CM)	IN.	(CM)	IN.	(CM)
95	202	2000	(8896)	2000	(8896)	3	(7.62)	3	(7.62)	7.5	(19.1)	10.5	(26.7)
95	202	4000	(17792)	4000	(17792)	5	(12.7)	5	(12.7)	7.5	(19.1)	10.5	(26.7)

Tabla 14 Característica típicas de aisladores tipo columna.													
Ref. Table 4-5: Typical Characteristics of Post-Type Insulators. Ref. ANSI Std. C29.9-1983, Tables 1 and 2. Reproduced with permission of the National Electrical Manufacturers Association. (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)													
BIL (IMPULSE WITHSTAND) kV	TECHNICAL REFERENCE NUMBER	UPRIGHT CANTILEVER STRENGTH		UNDERHUNG CANTILEVER STRENGTH		BOLT CIRCLE				HEIGHT		LEAKAGE DISTANCE	
						TOP		BOTTOM					
		POUNDS	(NEWTONS)	POUNDS	(NEWTONS)	IN.	(CM)	IN.	(CM)	IN.	(CM)	IN.	(CM)
110	205	2000	(8896)	2000	(8896)	3	(7.62)	3	(7.62)	10	(25.4)	15.5	(39.4)
110	225	4000	(17792)	4000	(17792)	5	(12.7)	5	(12.7)	12	(30.5)	15.5	(39.4)
150	208	2000	(8896)	2000	(8896)	3	(7.62)	3	(7.62)	14	(35.6)	24	(61.0)
150	227	4000	(17792)	4000	(17792)	5	(12.7)	5	(12.7)	15	(38.1)	24	(61.0)
200	210	2000	(8896)	2000	(8896)	3	(7.62)	3	(7.62)	18	(45.7)	37	(94)
200	231	4000	(17792)	4000	(17792)	5	(12.7)	5	(12.7)	20	(50.8)	37	(94)
250	214	2000	(8896)	2000	(8896)	3	(7.62)	3	(7.62)	22	(55.9)	43	(109)
250	267	4000	(17792)	4000	(17792)	5	(12.7)	5	(12.7)	24	(61.0)	43	(109)
350	216	1500	(6672)	1500	(6672)	3	(7.62)	3	(7.62)	30	(76.2)	72	(183)
350	278	3000	(13344)	3000	(13344)	5	(12.7)	5	(12.7)	30	(76.2)	72	(183)
550	286	1700	(7562)	1700	(7562)	5	(12.7)	5	(12.7)	45	(114)	99	(251)
550	287	2600	(11564)	2600	(11564)	5	(12.7)	5	(12.7)	45	(114)	99	(251)
650	288	1400	(6227)	1400	(6227)	5	(12.7)	5	(12.7)	54	(137)	116	(295)
650	289	2200	(9786)	2200	(9786)	5	(12.7)	5	(12.7)	54	(137)	116	(295)
750	291	1200	(5338)	1200	(5338)	5	(12.7)	5	(12.7)	62	(157)	132	(335)
750	295	1850	(8229)	1850	(8229)	5	(12.7)	5	(12.7)	62	(157)	132	(335)
900	304	950	(4226)	950	(4226)	5	(12.7)	5	(12.7)	80	(203)	165	(419)
900	308	1450	(6450)	1450	(6450)	5	(12.7)	5	(12.7)	80	(203)	165	(419)
1050	312	800	(3558)	800	(3558)	5	(12.7)	5	(12.7)	92	(234)	198	(503)
1050	316	1250	(5560)	1250	(5560)	5	(12.7)	5	(12.7)	92	(234)	198	(503)
1050	362	2300	(10230)	2300	(10230)	7	(17.8)	7	(17.8)	92	(234)	198	(503)
1300	324	1000	(4448)	1000	(4448)	5	(12.7)	5	(12.7)	106	(269)	231	(587)
1300	367	1450	(6450)	1450	(6450)	5	(12.7)	7	(17.8)	106	(269)	231	(587)
1300	368	2000	(8896)	2000	(8896)	7	(17.8)	7	(17.8)	106	(269)	231	(587)
1300	369	2050	(9118)	2050	(9118)	5	(12.7)	7	(17.8)	106	(269)	231	(587)

Thermal Expansion:

Provide for conductor expansion:

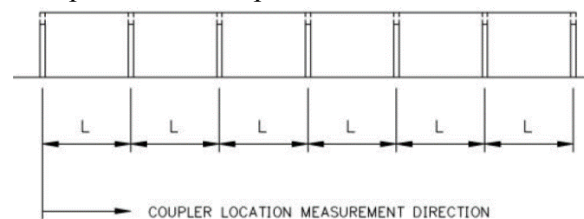
Assuming a total conductor temperature variation of 50°C (90°F), the total conductor expansion is:

$$\Delta \ell = \alpha \ell \Delta T \quad (\Delta \ell = \alpha \ell \Delta T)$$

$$\Delta \ell = (2.3 \times 10^{-5})(45.72)(100)(50) \quad (\Delta \ell = (1.3 \times 10^{-5})(150)(12)(90))$$

$$\Delta \ell = 5.26 \text{ cm} \quad (\Delta \ell = 2.11 \text{ in.})$$

Some means has to be provided to account for this change. Figure 4-24 illustrates one method that can be used that permits free expansion in all spans.

**Figura 34 Ubicación del acoplamiento térmico****Couplers:**

Locate conductor couplers:

From Table 7, the ideal coupler locations for the five-span bus of 9.14-meter (30-foot) spans measured to the right from the left-most support are as follows:

1	7.2 m	(23.7 ft)
2	11.6 m	(38.0 ft)
3	16.3 m	(53.5 ft)

4	20.1 m	(65.9 ft)
5	25.6 m	(84.1 ft)
6	29.4 m	(96.5 ft)
7	34.1 m	(112.0 ft)
8	38.5 m	(126.3 ft)

These locations are illustrated in Figure 4-25. Assuming that the bus conductor is available in 12.19-meter (40-foot) lengths, the couplers should be positioned at points 2, 4, 6, and 8. The conductor lengths are cut as required to position the couplers at these approximate locations.

Tabla 15 Ubicaciones ideales para coples en conductores rígidos con carga continua uniforme.

Table 4-13: Ideal Locations for Couplers in Continuous Uniformly Loaded Rigid Conductors

Quantity of Conductor Spans	Ideal Coupler Locations Measured to the Right from the Left-most Support
1	*
2	0.750L, 1.250L
3	0.800L, 1.276L, 1.724L, 2.200L
4	0.786L, 1.266L, 1.806L, 2.194L 2.734L, 3.214L
5	0.789L, 1.268L, 1.783L, 2.196L, 2.804L, 3.217L, 3.732L, 4.211L
6	0.788L, 1.268L, 1.790L, 2.196L, 2.785L, 3.215L, 3.804L, 4.210L, 4.732L, 5.212L

L = Distance of the bus between the bus supports.
 * The zero moment locations for single-span simply supported conductors are at the supports. Consequently, couplers are not recommended.

If couplers have to be positioned in other than the ideal locations listed in Table 4-13, reduce the maximum allowable fiber stress used in Section 4.11.2.5 by as much as 50 percent, depending on the degree of variation from the ideal location, and recalculate the maximum span length used. If the span length being considered exceeds this maximum, reduce it as necessary. Conductor couplers can now be positioned wherever convenient.

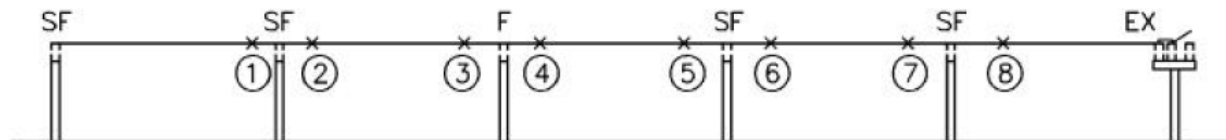


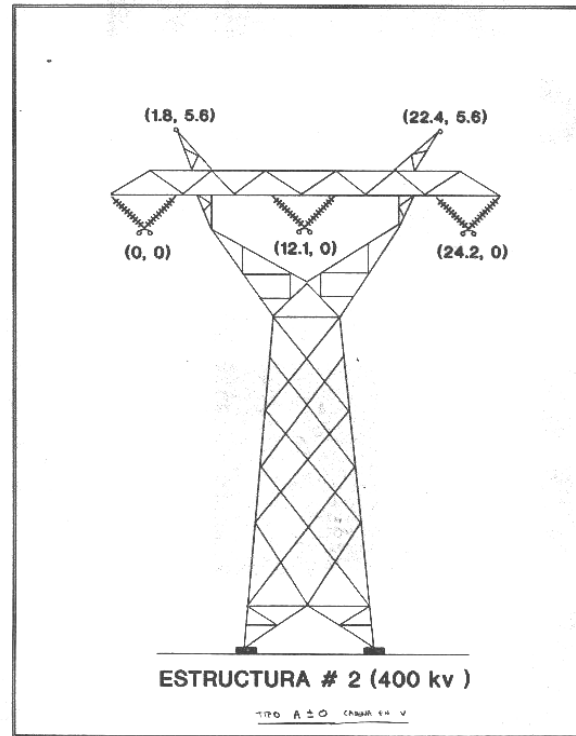
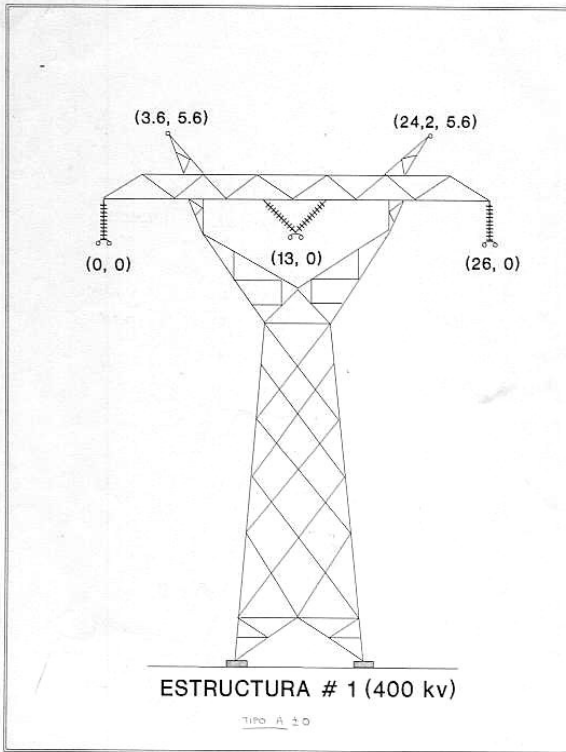
Figure 4-25: Bus Configuration for Example. Legend: SF = Slip-fit bus support, F = Fixed bus support, EX = Expansion terminal.

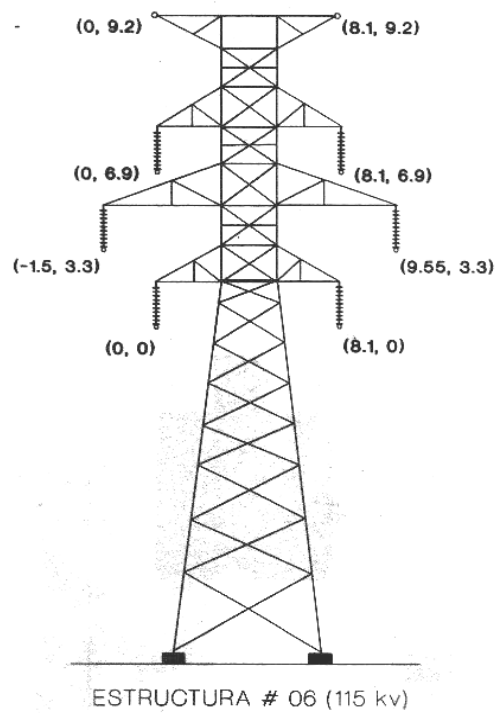
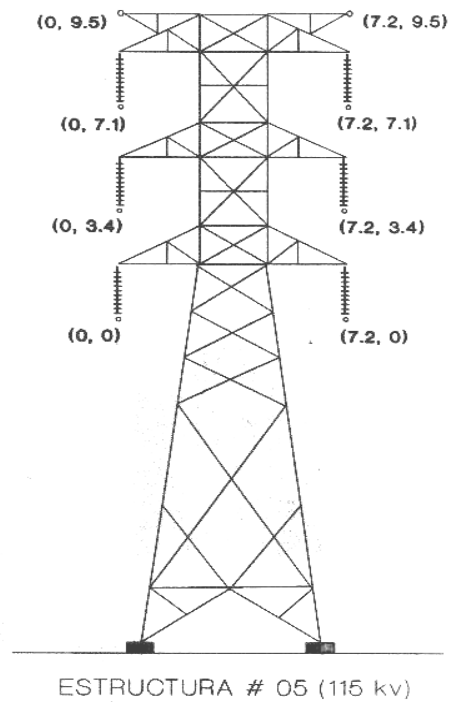
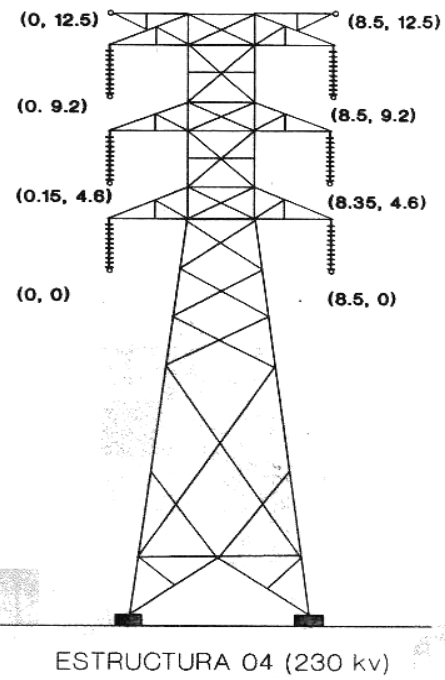
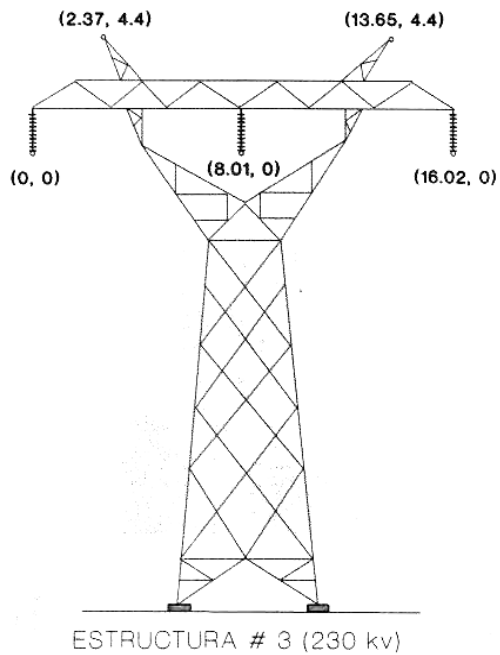
Aeolian Vibration:

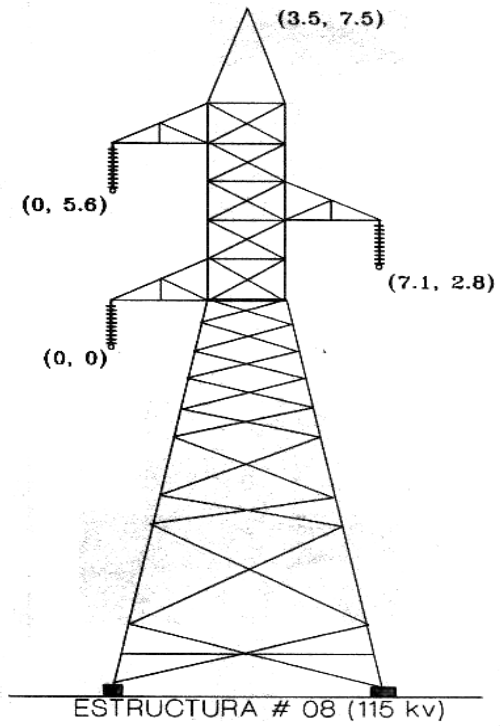
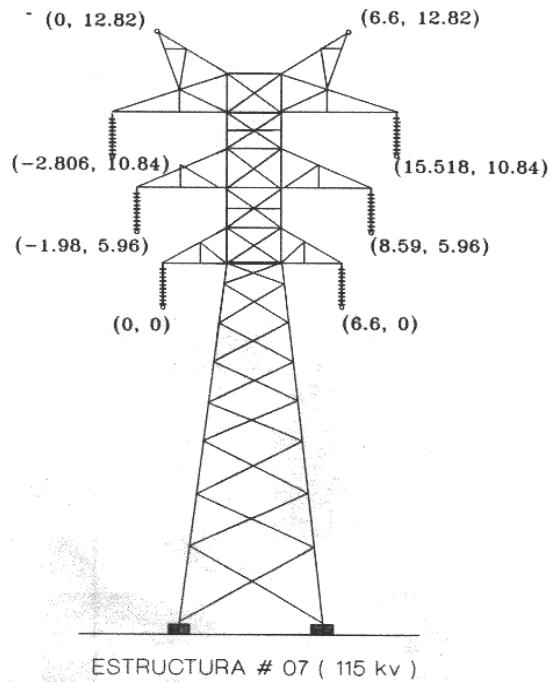
Since the spans are fairly long, damaging vibrations may occur.

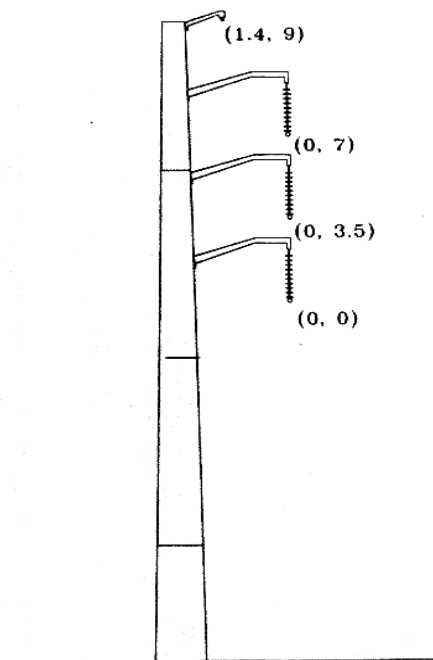
Consequently, a means for controlling the vibrations should be provided. Prefabricated dampers can be attached to the buses or scrap cables can be installed in the buses. If cables are used, the cable weight has to be added to the conductor weight for the bus calculations.

3.1.2 Estructuras para líneas de transmisión.

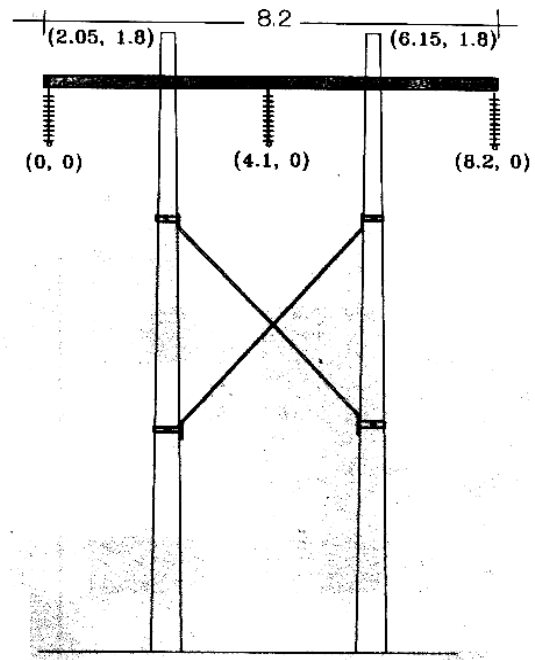




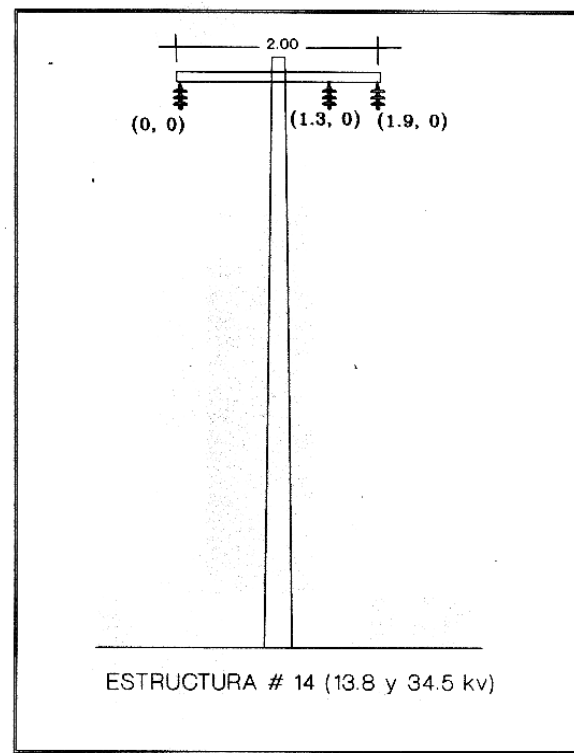
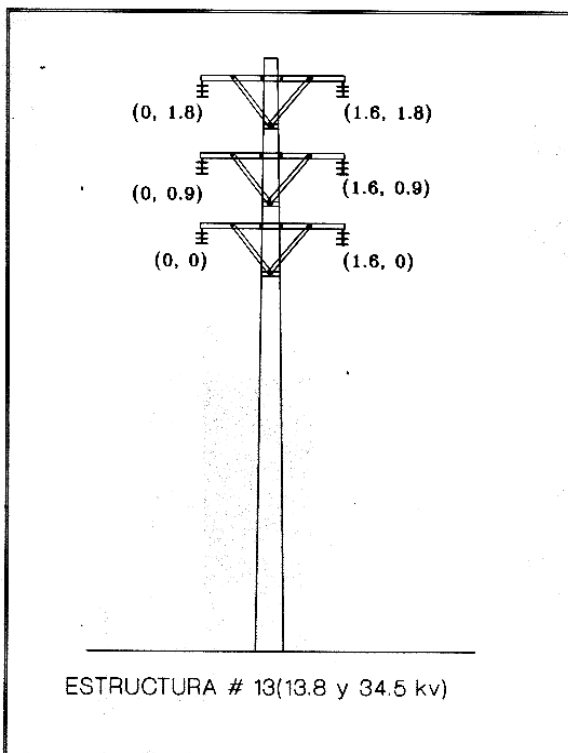
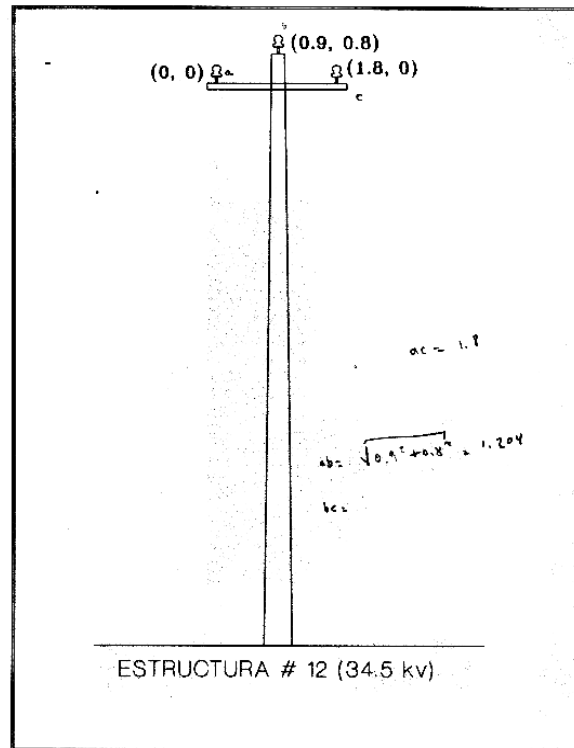
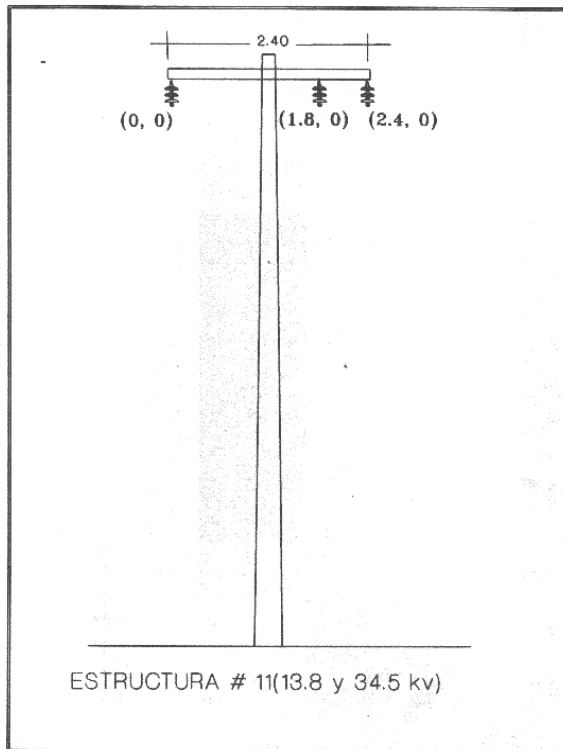


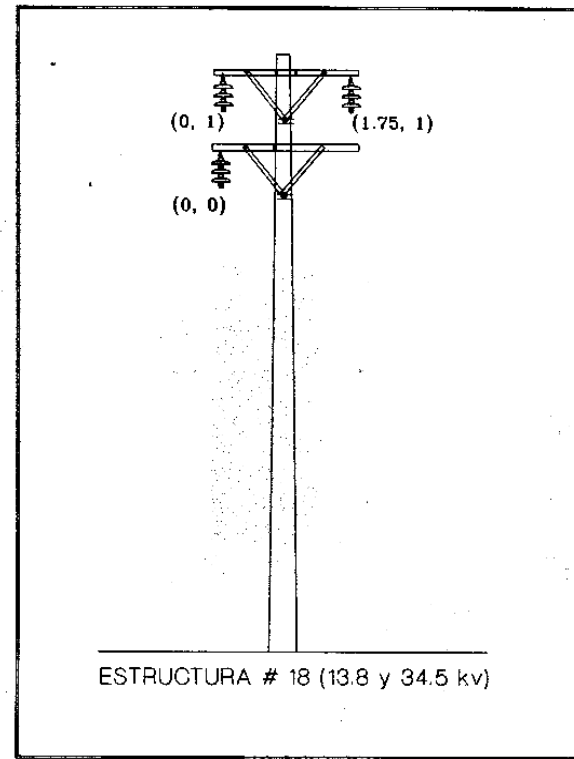
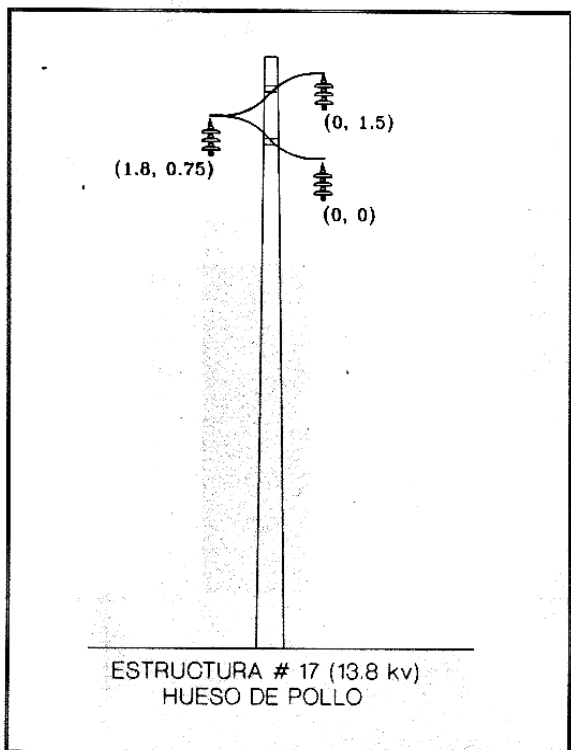
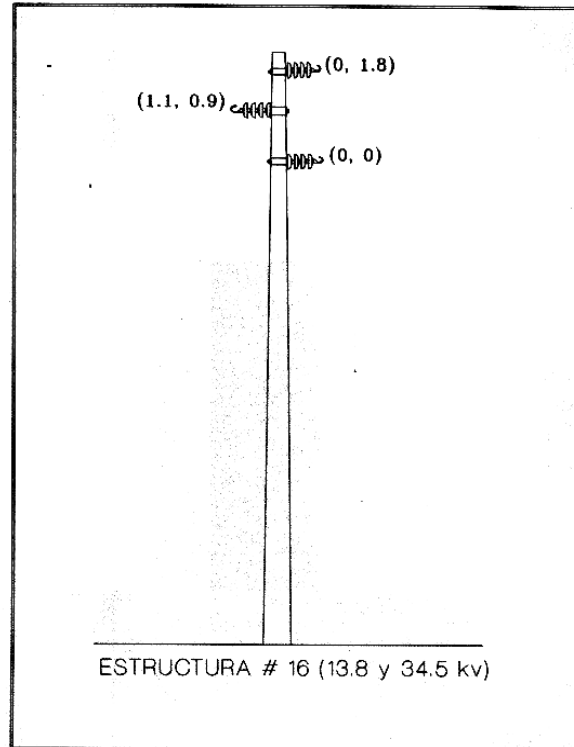
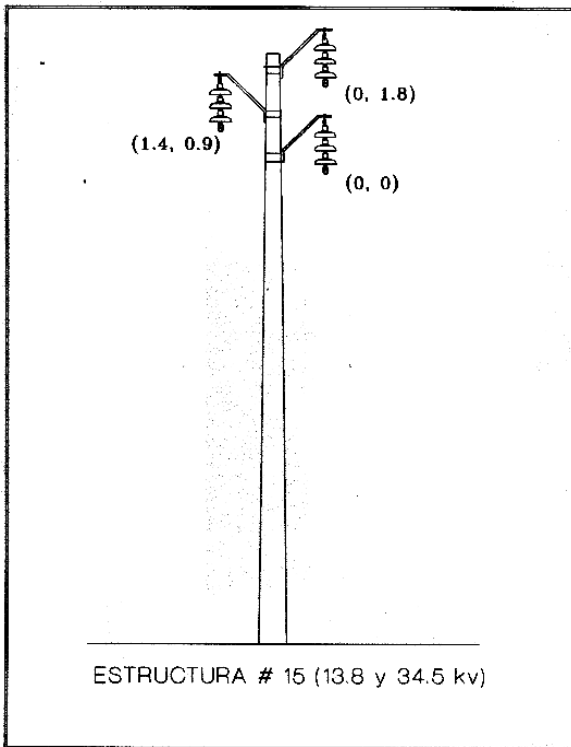


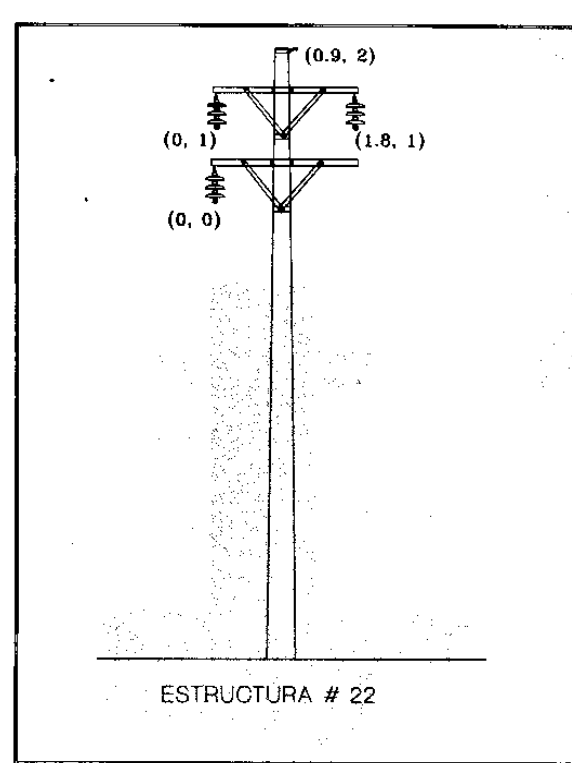
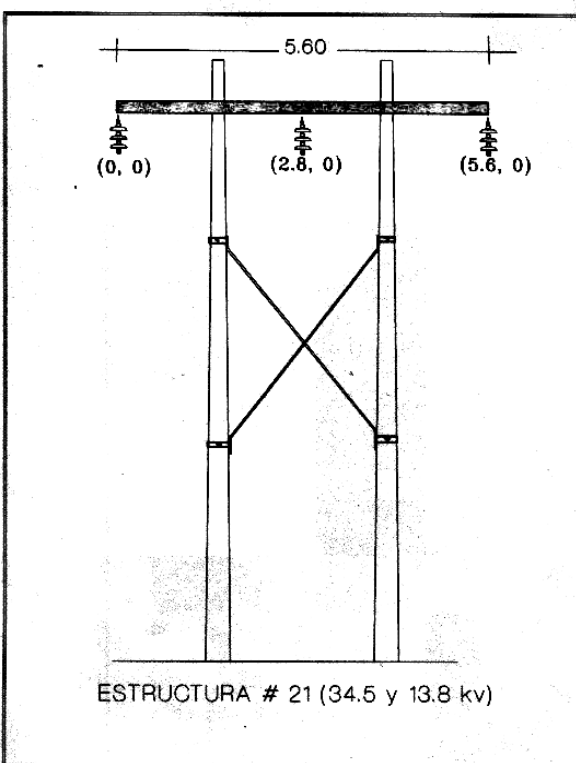
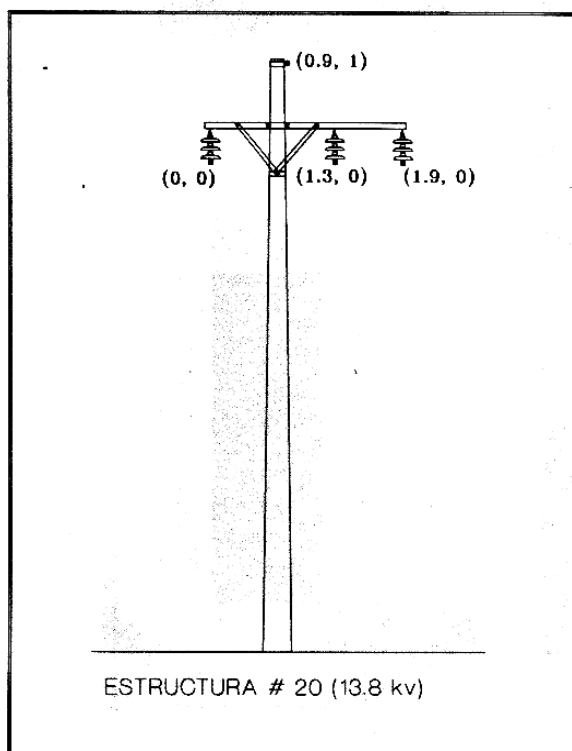
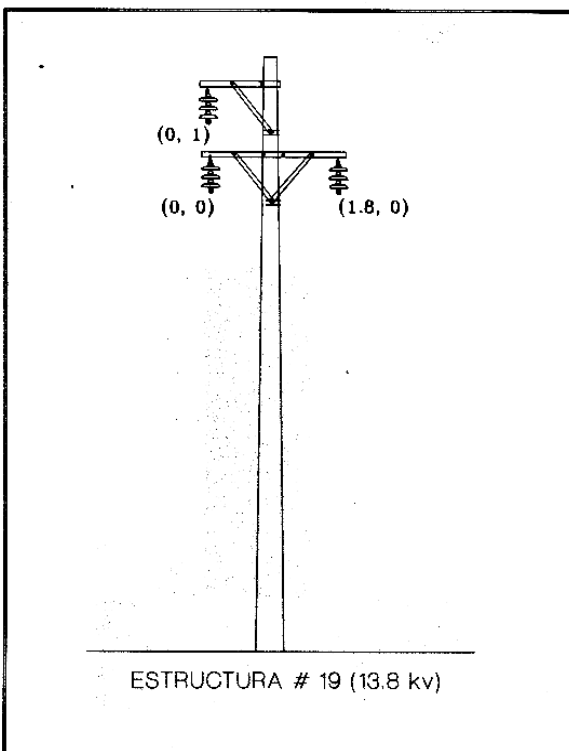
ESTRUCTURA # 09 (115 kv)

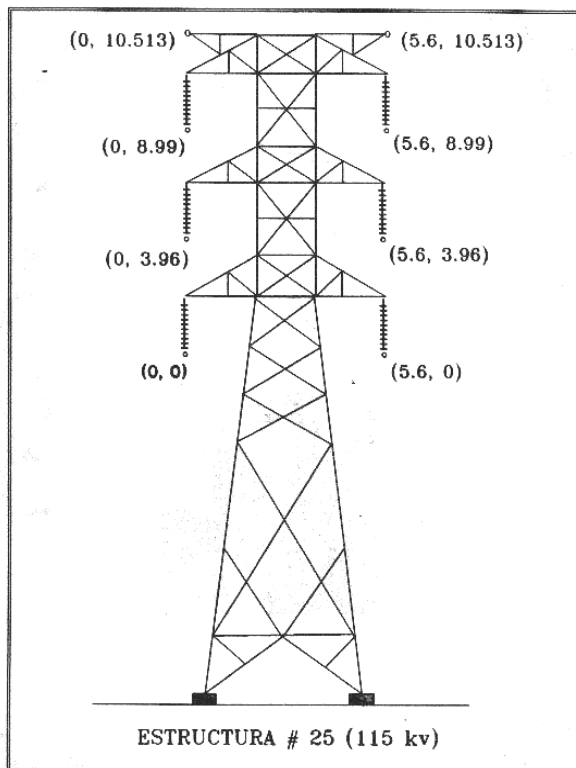
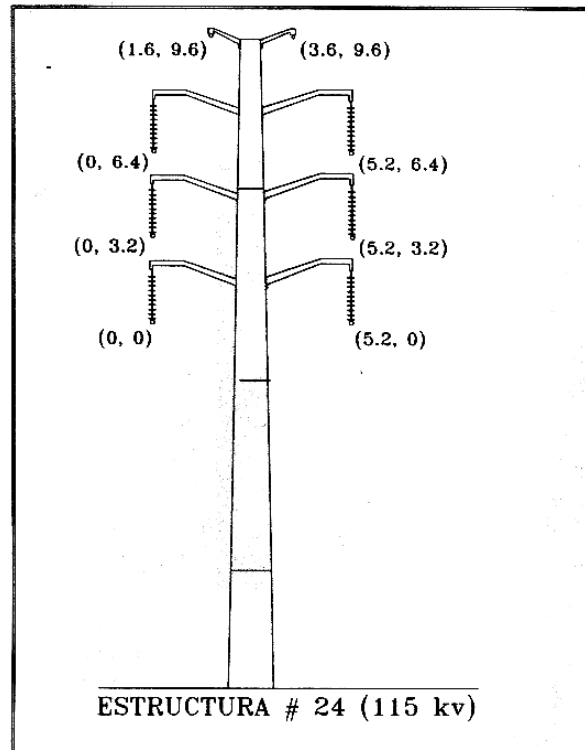
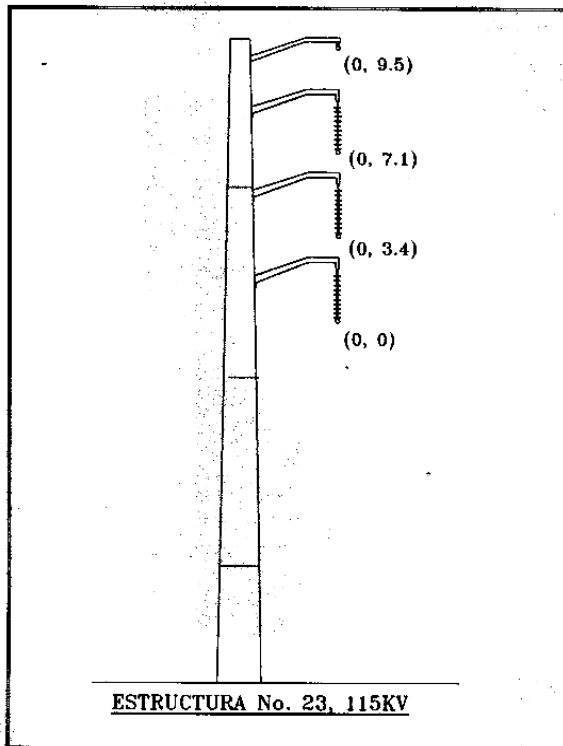


ESTRUCTURA # 10 (115 kv)









3.2 Sistemas de tierras.

- **Propósito de un sistema de puesta a tierra**

En principio, un diseño de una puesta a tierra (PAT) seguro tiene los siguientes dos objetivos:

- Proveer medios para llevar las corrientes eléctricas a tierra bajo condiciones normales y de falla sin exceder cualquier límite de operación o del equipo o que afecten adversamente la continuidad del servicio.
- Asegurar que una persona en la cercanía de una instalación con PAT no está expuesta al peligro de choque eléctrico crítico.

- **Condiciones de riesgo**

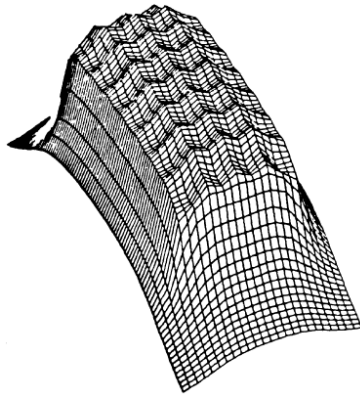


Figura 35 Contorno equipotencial de una red de tierra típica con o sin electrodos de PAT.

Durante las típicas condiciones de falla a tierra (FT), el flujo de corriente a tierra producirá gradientes de potencial dentro y alrededor de una subestación.

La Figura 3 muestra este efecto para una subestación con una red de PAT rectangular sencilla en suelo homogéneo.

A menos que se tomen las precauciones adecuadas para el diseño, el gradiente de potencial en la superficie de la tierra puede ser de magnitud suficiente durante las condiciones de falla para poner en peligro a una persona dentro del área. Además, pueden desarrollarse voltajes peligrosos entre las estructuras puestas a tierra o las

partes metálicas del equipo y la PAT cercana.

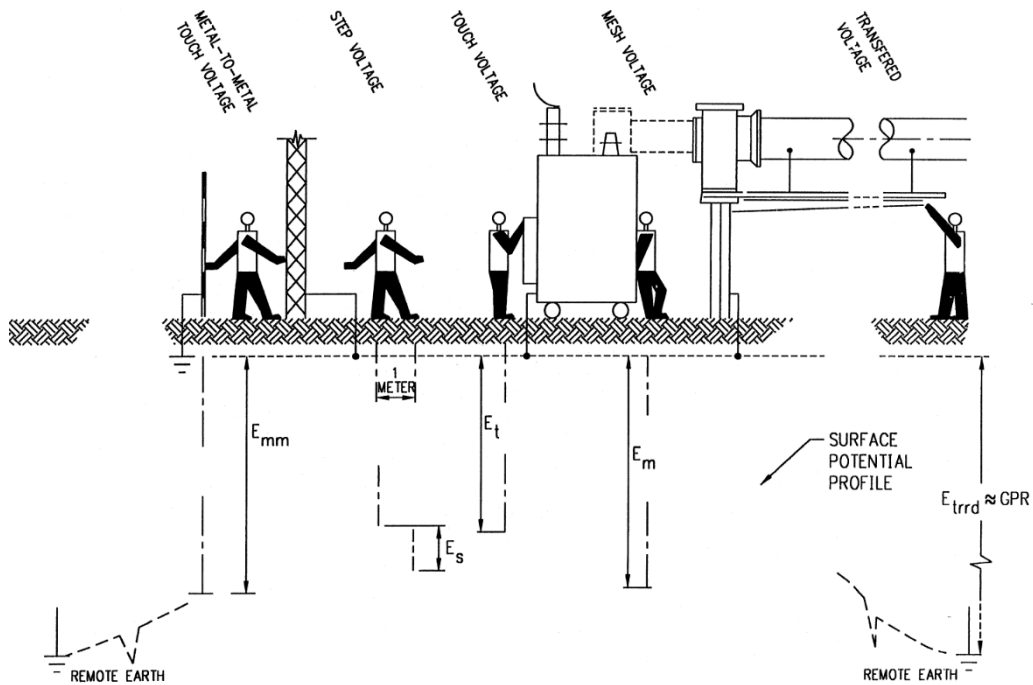


Figura 36 Situaciones de riesgo, Ref. Figure 9-28: Basic Shock Situations. Ref. IEEE Std. 80, Draft 13, June 19, 1998.

• **Causas de las falla a tierra (FT)**

Algunas de las circunstancias que hacen posible los accidentes por choque eléctrico son:

- Una alta corriente de FT en relación con el área del sistema de PAT y su resistencia a una tierra remota.
- La resistividad del suelo y la distribución de la corriente a tierra enlazada de modo que se tengan altos gradientes de potencial en puntos sobre la superficie de la tierra.
- La presencia de un individuo en un punto, tiempo y posición tales que el cuerpo esté puenteando dos puntos con una alta diferencia de potencial.
- Ausencia de suficiente resistencia de contacto u otras resistencias serie para limitar la corriente a través del cuerpo a un valor seguro bajo las circunstancias a) hasta c).
- La duración de la falla y el contacto del cuerpo, y desde luego, la corriente a través del cuerpo humano con tiempo suficiente para causar daño a una intensidad de corriente dada.

La relativa baja frecuencia de accidentes se debe a la baja probabilidad de coincidencia de todas las condiciones no favorables listadas arriba.

Los efectos de una corriente eléctrica pasando a través de las partes vitales de un ser humano dependen de la duración, magnitud y frecuencia de esta corriente. La consecuencia más peligrosa de tal exposición es una condición del corazón conocida como fibrilación ventricular, resultante de un paro inmediato de circulación de la sangre hacia el cerebro causando el fallecimiento por hipoxia (falta de oxígeno).

Tabla 16 Efectos fisiológicos de la corriente eléctrica alterna (50-60 Hz) .

INTENSIDAD (mA)	DURACIÓN	EFFECTOS
0 - 0,5	Independiente	Umbral de percepción. No provoca ninguna sensación. Sin consecuencias
0,5 - 10	Independiente	Cosquilleos, calambres y movimientos musculares reflejos
10 - 15	Independiente	Umbral de no soltar
15 - 25	Minutos	Contracción brazos y piernas. Dificultad de respiración. Aumento de la tensión arterial. Límite de tolerancia
25 - 50	Segundos a minutos	Irregularidades cardíacas. Aumento de la tensión arterial. Fuerte efecto de tetanización. Inconsciencia. Inicio fibrilación ventricular
50 - 200	Menos de un ciclo cardíaco	No se produce fibrilación ventricular. Fuertes contracciones musculares
	Más de un ciclo cardíaco	Fibrilación ventricular. Inconsciencia. Marcas visibles. Inicio electrocución independiente de la fase del ciclo cardíaco
200 - 1000	Menos de un ciclo cardíaco	Fibrilación ventricular. Inconsciencia. Marcas visibles. Inicio electrocución dependiente de la fase del ciclo cardíaco. Iniciación solo en la fase sensitiva
	Más de un ciclo cardíaco	Paro cardíaco reversible. Inconsciencia: marcas visibles. Quemaduras. Alto riesgo de muerte
1 - 5 Amperios	Independiente	Quemaduras muy graves. Parada cardíaca con elevada probabilidad de muerte

3.2.1 Clasificación de sistemas de tierras.

Por el tipo de sistema eléctrico que protege:

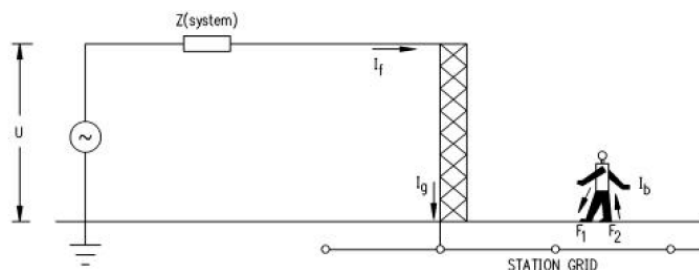
- ♣ Sistemas eléctricos de potencia
- ♣ Sistemas eléctricos de control
- ♣ Sistemas electrónicos
- ♣ Sistemas de comunicaciones
- ♣ Sistemas de protección contra corrosión catódica.
- ♣ Sistemas de protección contra electroestática.

Por su ocurrencia

Un punto de vista práctico de la PAT se enfoca en controlar la interacción de dos Sistemas de PAT, como sigue:

- La **PAT intencional**, consistente en electrodos enterrados a alguna profundidad bajo la superficie de la tierra.
- La **PAT accidental**, temporalmente establecida por una persona expuesta a un gradiente de potencial en la cercanía de la instalación puesta a tierra.

3.2.2 Cálculo de tensiones de paso y de contacto.



Tensión de paso Circuito equivalente accidental.

Los voltajes tolerables de contacto y paso son el criterio que se debe alcanzar para asegurar la seguridad en el diseño.

Mientras más bajos sean los valores de éstos, más dificultad existe en producir

Figura 37 Exposición a la Tensión de paso.
Figure 9-33: Exposure to Step Voltage. Ref. IEEE Std. 80, Draft 13, June 19, 1998

un diseño de la red de puesta a tierra.

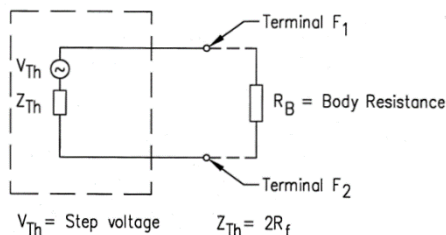


Figura 38 Circuito de Tensión de paso

En la mayoría de los casos el voltaje tolerable de contacto será el factor limitante. Las figuras 13 a la 15 se usan para deducir las ecuaciones para las máximas tensiones de contacto y de paso.

La seguridad de una persona depende de prevenir la cantidad crítica de energía eléctrica a la que se expone antes de despejar la falla y el sistema se desenergize. El máximo voltaje de conducción de cualquier circuito accidental no debe exceder los límites fijados como sigue. Para la tensión de Paso el límite es:

$$E_{paso} = (R_B + 2R_f) \cdot I_B \quad \text{Ecuación 16}$$

Para una persona de 50 kg

$$E_{paso} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación 17}$$

Para una persona 70 kg

$$E_{paso} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación 18}$$

E_{paso} es la tensión de paso en V.

C_s factor que se determina de la figura 17 o la ecuación 17.

ρ_s es la resistividad del material superficial en $\Omega\text{-m}$

t_s es la duración de la corriente de choque en segundos,

Si no se usa una capa superficial protectora, entonces $C_s=1$ y $\rho_s = \rho$.

ρ es la resistividad del terreno natural en $\Omega\text{-m}$.

Tensión de contacto

Circuito equivalente accidental

Usando el valor de corriente tolerable por el cuerpo de 0.116 A ó 0.157 A, (para cuerpos de 50 ó 70 kg) y las constante adecuadas del circuito, es posible determinar el voltaje tolerable entre dos puntos de contacto. La siguiente notación se usará para el equivalente del circuito accidental mostrado en la figura 14.

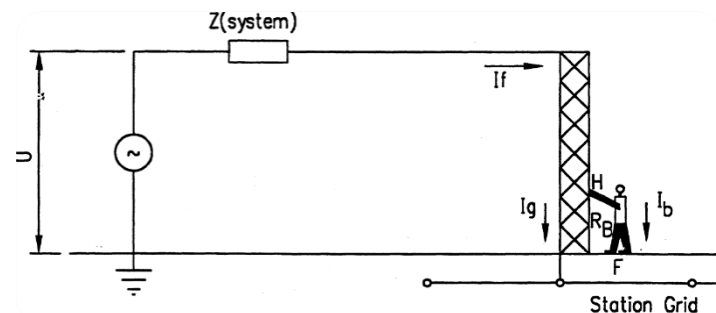


Figura 39 Circuito equivalente de la exposición a la tensión de contacto. Ref. Figure 9-30: Exposure to Touch Voltage. Ref. IEEE Std. 80, Draft 13, June 19, 1998

I_b es la corriente en el cuerpo (el cuerpo es parte del circuito accidental) en Amperes.

R_A es la Resistencia total efectiva del circuito accidental en ohmios (Ω).

V_A es el voltaje total efectivo del circuito accidental (de contacto a de paso) en Voltios.

El Teorema de Thevenin permite representar a esta red de dos terminales (H,F) de

la figura 15 por el circuito mostrado en la figura 16 (Dawalibi, Southey y Baishiki; Dawalibi, Xiong y Ma). El voltaje de Thevenin V_{Th} es la tensión entre los terminales H y F cuando la persona no está presente.

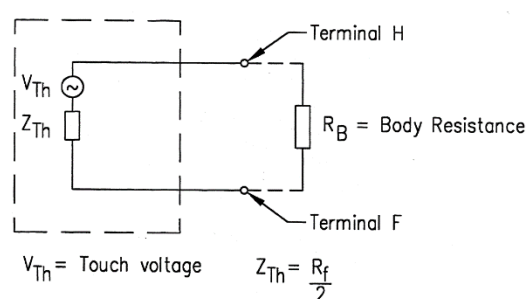


Figura 40 Circuito de la tensión de contacto

La impedancia de Thevenin Z_{Th} es la impedancia del sistema como se ve en puntos, H y F con las fuentes de tensión del sistema corto circuito. La corriente I_b a través del cuerpo de una persona entre en contacto con H y F está dada por

$$I_b = \frac{V_{Th}}{Z_{Th} + R_b} \dots \dots \dots \text{Ecuación 19}$$

Similarmente el límite de la tensión de contacto es

$$E_{contacto} = (R_B + 2R_f) \cdot I_B \quad \text{Ecuación 20}$$

Para una persona de 50 kg

$$E_{contacto} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación 21}$$

Para una persona 70 kg

$$E_{contacto} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

$E_{contacto}$ es la tensión de contacto en V.

C_s factor que se determina de la figura 17 o la ecuación 17.

ρ_s es la resistividad del material superficial en $\Omega\text{-m}$

t_s es la duración de la corriente de choque en segundos,

Si no se usa una capa superficial protectora, entonces $C_s=1$ y $\rho_s = \rho$.

ρ es la resistividad del terreno natural en $\Omega\text{-m}$.

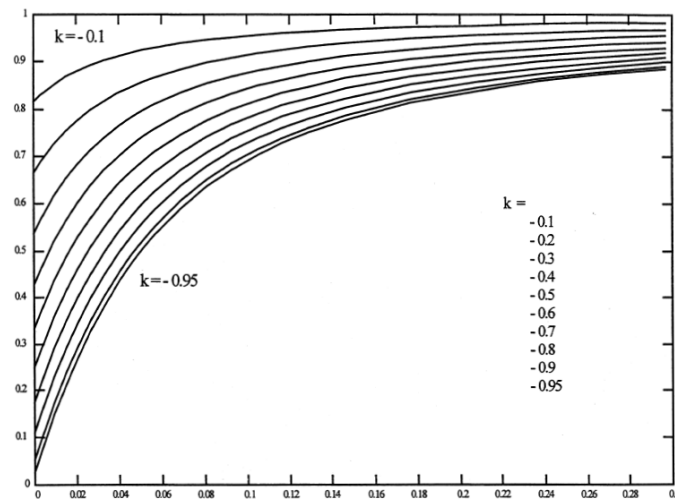


Figura 41 Cs versus hs

$$C_s = 1 - \frac{0.09(1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2h_s + 0.09} \dots \text{Ecuación 23}$$

Resistividad de los suelos, ρ .

resistividad de la tierra: La medida de la impedancia eléctrica de una unidad volumétrica de suelo. La unidad comúnmente utilizada es el ohm-metro (Ω -m) que se refiere a la impedancia medida entre caras opuestas de un metro cúbico de suelo. (PE/PSC) 367-1996 (IEEE, Dec 2000)

En la tabla 9 se muestran valores de resistividades en función de la naturaleza del suelo.

Factores que influyen sobre la resistividad

a) Efecto de gradiente de tensión.

La resistividad del terreno no se ve afectada por el gradiente de tensión, salvo que se exceda cierto valor crítico, que dependerá del tipo de suelo, pero que es del orden de varios kV/cm

Naturaleza del terreno	Resistividad [Ω . m]
Terrenos pantanosos	4 + 30
Limo	20 + 100
Humus	10 + 150
Turba húmeda	5 + 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 + 200
Margas del jurásico	30 + 40
Arena arcillosa	50 + 500
Arena silícea	200 + 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 + 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 + 3000
Calizas blandas	100 + 300
Calizas compactas	1000 + 5000
Calizas agrietadas	500 + 1000
Pizarras	50 + 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1500 + 10000

Tabla 17 Resistividades de suelos según su naturaleza.

b) Efecto de la humedad.

La conducción de la corriente en el terreno es un fenómeno esencialmente electrolítico. La humedad facilita la disolución de las sales en iones positivos y negativos, que se encargan de transportar la corriente eléctrica en el terreno.

Debido a ello, la resistividad aumenta bruscamente cuando el contenido de humedad es inferior al 15 % en peso; sin embargo, no se ve afectada por la humedad para valores superiores al 22 %).

c) Efecto de la temperatura.

Al aumentar la temperatura disminuye la resistividad (figura 15.2.1.2). **Al alcanzar el suelo temperaturas inferiores a 0°C se congela el agua, lo que impide el movimiento de los iones**, aumentando por tanto su resistividad. Como medida de precaución los electrodos se deben enterrar, en zonas con peligro de heladas, a mayor profundidad (mayor inercia térmica del subsuelo).

3.2.3 Cálculo de la red de tierras.

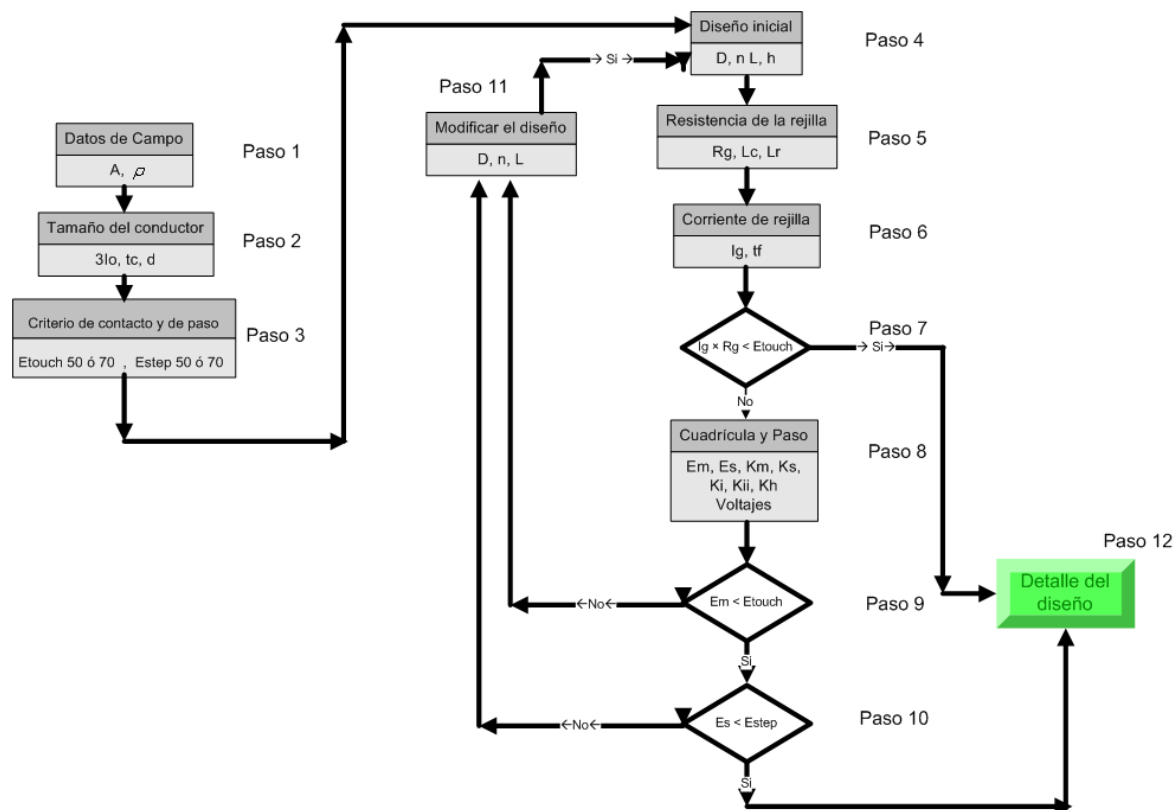


Figura 42 Diagrama de bloques del procedimiento de diseño Ref. Figure 33—Design procedure block diagram, IEEE Std. 80, Active Std, Jan 30, 2000.

El diagrama de bloques de la Figura 19 ilustra las secuencias de pasos para diseñar la red de tierra. Los parámetros mostrados en el diagrama se definen en la tabla 10. A continuación se describe cada paso del procedimiento, (las referencias numéricas se refieren a la Guía de Diseño depuesta a tierra para Subestaciones (IEEE Std 80, 2000) :

- Paso 1: El plano de la propiedad y el de la Ubicación de la Subestación deben suministrar bien estimada el área a poner a tierra. Una prueba de resistividad, determinará el perfil de resistividad y el modelo de suelo requerido (esto es, uniforme o a dos capas)
- Paso 2: El tamaño del conductor está determinado por las ecuaciones dadas en la sección 11.3 de la Guía IEEE Std 80-2000 . La falla actual $3I_0$ debe ser la máxima esperada futura corriente de falla que será conducido por un conductor en el sistema de puesta a tierra, y el tiempo, el t_c , debería reflejar el momento de máximo despeje posible (incluyendo el respaldo).
- Paso 3: Los voltajes de toque y paso tolerables son determinados por las ecuaciones dadas en 8.3 y 8.4. La elección de tiempo, t_s , se basa en el juicio del ingeniero de diseño, con la orientación de 5.2 – 6.3.
- Paso 4: El anteproyecto debe incluir un bucle de conductor que rodea el área entera del área puesta a tierra, además de conductores cruzados adecuados para proporcionar un acceso conveniente para puesta a tierra de equipos, etc. La estimación inicial de espaciado del conductor y la ubicación de varillas de tierra deben basarse en la corriente I_G y el área que será conectada a tierra.
- Paso 5: : Las estimaciones de la resistencia preliminar del sistema de puesta a tierra en suelo uniforme se pueden determinar mediante las ecuaciones dadas en 14.2 y 14.3. Para el diseño final, estimaciones más precisas de la resistencia pueden ser deseables. El Análisis por ordenador basado en el modelado de los componentes del sistema de puesta a tierra en detalle puede calcular la resistencia con un alto grado de precisión, asumiendo que el modelo de suelo se elige correctamente.

- Paso 6: La corriente I_G está determinada por las ecuaciones dadas en la cláusula 15. Para evitar sobrediseño del sistema puesta a tierra, sólo la parte de la corriente de falla total, $3I_0$, que fluye a través de la red a la PAT remota debe utilizarse en el diseño de la red. La corriente I_G debe, sin embargo, reflejar el peor tipo de falla y ubicación, el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema.
- Paso 7: Si la GPR de diseño preliminar está por debajo de la tensión de contacto tolerable, ningún análisis adicional es necesario. Solo es necesario conductor adicional requerido para proporcionar acceso a PAT de equipo.
- Paso 8: Puede hacerse el cálculo de las tensiones de malla y de paso para la red mediante las técnicas de análisis aproximado descritas en 16.5 para suelo uniforme, o por las más precisas técnicas de análisis de computadora, como se demuestra en 16.8. La Discusión adicional de los cálculos está reservada para estas secciones.
- Paso 9: Si la tensión de la malla computada está por debajo de la tensión de contacto tolerable, el proceso de diseño se puede terminar (véase el paso 10). Si la tensión de la malla computada es mayor que el voltaje de contacto tolerable, el anteproyecto debe ser revisado (ver paso 11).
- Paso 10: Si los voltajes toque y paso ambos calculados están por debajo de los voltajes tolerables, el diseño necesita sólo los refinamientos necesarios para proporcionar acceso a la PAT de equipos. Si no es así, el anteproyecto debe ser revisado (ver paso 11).
- Paso 11: Si se sobrepasan los límites tolerables o paso o contacto, la revisión del diseño de la red es necesaria. Estas revisiones pueden incluir reducir los espaciamientos del conductor, varillas de tierra adicionales, etc.. Más debate sobre la revisión del diseño de red para satisfacer el paso y toque los límites de tensión se da en 16.6.
- Paso 12: Después de cumplidos los requisitos de tensión de paso y toque, la adición de más red y barras de tierra pueden ser necesaria. Los conductores de red adicional pueden ser necesarios si el diseño de la rejilla no incluye conductores cerca del equipo a ser conectado a tierra. Barras de tierra adicionales pueden ser requeridas en la base del pararrayos, neutros de transformadores, etc.. El diseño final también debe ser revisado para eliminar peligros debido al potencial transferido y los riesgos asociados con áreas especiales de interés. Ver cláusula 17.

Tabla 18 Índice de parámetros de diseño, Ref. IEEE Std 80, 2000.

Symbol	Description	Clause number
ρ	Soil resistivity, $\Omega \cdot m$	Clause 13
ρ_s	Surface layer resistivity, $\Omega \cdot m$	7.4, 12.5
$3I_0$	Symmetrical fault current in substation for conductor sizing, A	15.3
A	Total area enclosed by ground grid, m^2	14.2
Cs	Surface layer derating factor	7.4
d	Diameter of grid conductor, m	16.5
D	Spacing between parallel conductors, m	16.5
Df	Decrement factor for determining I_G	15.1.4, 15.10
Dm	Maximum distance between any two points on the grid, m	16.5
Em	Mesh voltage at the center of the corner mesh for the simplified method, V	16.5
Es	Step voltage between a point above the outer corner of the grid and a point 1 m diagonally outside the grid for the simplified method, V	16.5
Estep50	Tolerable step voltage for human with 50 kg body weight, V	8.3
Estep70	Tolerable step voltage for human with 70 kg body weight, V	8.3
Etouch50	Tolerable touch voltage for human with 50 kg body weight, V	8.3
Etouch70	Tolerable touch voltage for human with 70 kg body weight, V	8.3
h	Depth of ground grid conductors, m	14.2
hs	Surface layer thickness, m	7.4
I_G	Maximum grid current that flows between ground grid and surrounding earth (including dc offset), A	15.1.4
I_g	Symmetrical grid current, A	15.1.6
K	Reflection factor between different resistivities	7.4

Tabla 18 Índice de parámetros de diseño, Ref. IEEE Std 80, 2000.

Symbol	Description	Clause number
Kh	Corrective weighting factor that emphasizes the effects of grid depth, simplified method	16.5
Ki	Correction factor for grid geometry, simplified method	16.5
Kii	Corrective weighting factor that adjusts for the effects of inner conductors on the corner mesh, simplified method	16.5
Km	Spacing factor for mesh voltage, simplified method	16.5
Ks	Spacing factor for step voltage, simplified method	16.5
Lc	Total length of grid conductor, m	14.3
LM	Effective length of Lc voltage, m + LR for mesh	16.5
LR	Total length of ground rods, m	16.5
Lr	Length of ground rod at each location, m	14.3, 16.5
LS	Effective length of Lc voltage, m + LR for step	16.5
LT	Total effective length of grounding system conductor, including grid and ground rods, m	14.2

En esta dirección encontrarás una Hoja de Cálculo *.xls muy completa para realizar el cálculo descrito.

<http://www.4shared.com/office/U DHE--z/Malla Tierra IEEE 80-2000p.htm>

3.3 Diagramas unifilares

Los Diagramas unifilares sirven como dibujos de referencia de la subestación principal y requieren especial énfasis. Estas referencias deben ser los primeros dibujos preparados. La información de conmutación y de relés de funciones puede aparecer en el mismo diagrama unifilar si la presentación no es demasiado complicada. Se recomienda preparar diagramas unifilares utilizando La "Lista de comprobación de dibujos típicos de subestaciones" que se incluye en el apéndice A.

Los símbolos aceptables para algunos de los más comunes equipos de subestación se ilustran en las figuras 20 a 28. Por lo general, estos símbolos están basados en IEEE Std. 315 Guía para la elaboración de símbolos eléctricos y electrónicos (1993). Las Plantillas de símbolos en bloques para redactar están comercialmente disponibles, en paquetes CAD para ayudar en el desarrollo de diagramas unifilares. Cada símbolo debe acompañarse con la información pertinente del equipo indicada.

3.3.1 Simbología

Las figuras fueron recuperadas del boletín *Design Guide for Rural Substations*. RUS Bulletin 1724E-300. Obtenido de <http://www.rd.usda.gov/files/UEP Bulletin 1724E-300.pdf>, Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US. (2001).

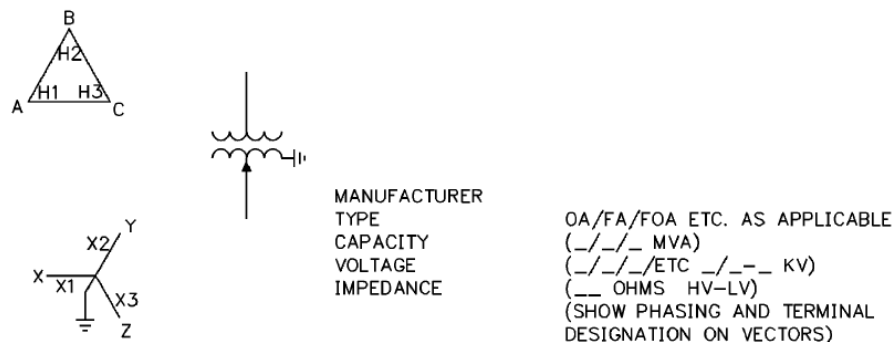


Figura 43 Transformador de Potencia de dos devanados. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-1: Power Transformer (Shown with Load Tap Changer on Low-Voltage Side).

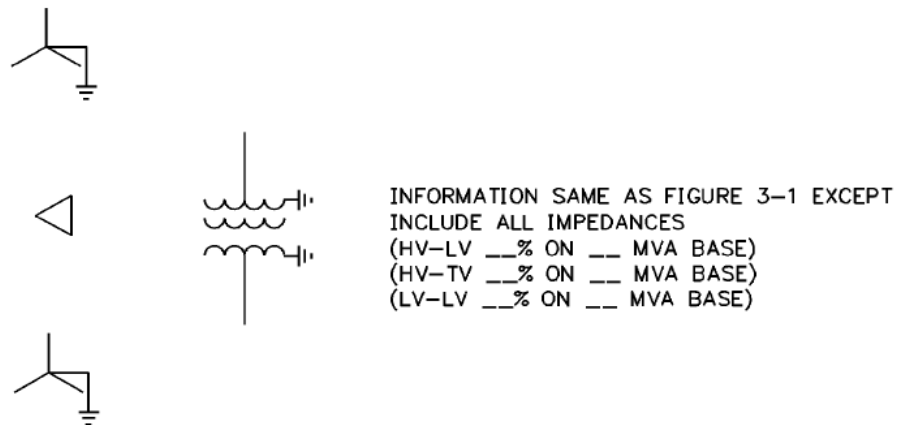


Figura 44 Transformador de potencia trifásico con devanado terciario. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-2: Three-Phase Transformer with Tertiary.

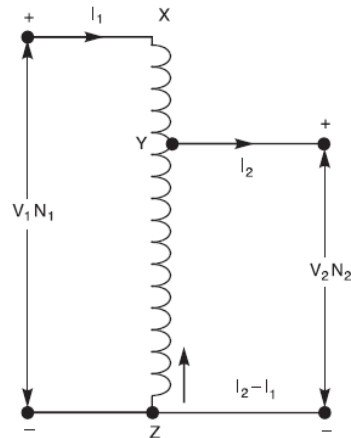


Figura 45 Autotransformador típico, Ref. IEEE Std 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, Figure 10-1

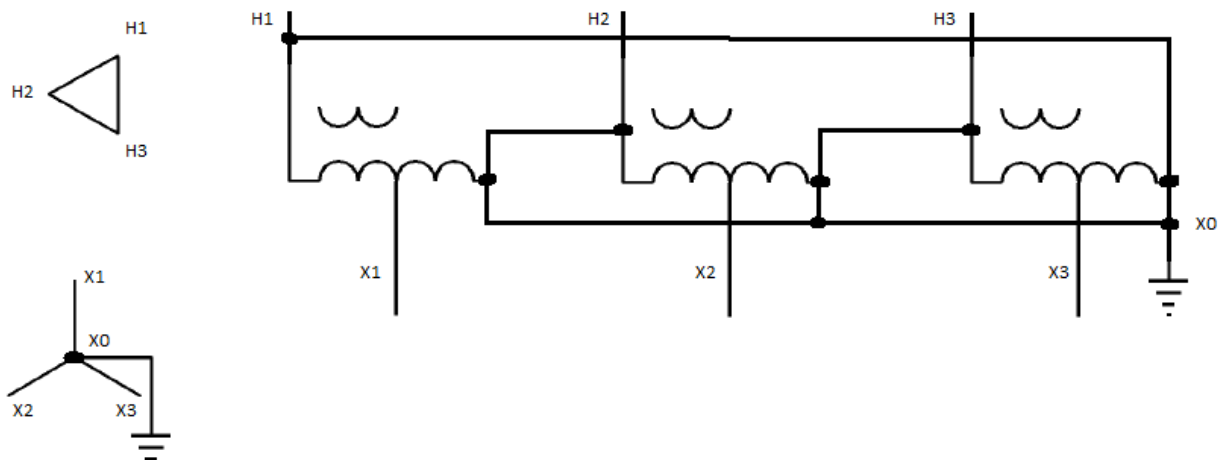


Figura 46 Banco trifásico de autotransformadores monofásicos, con devanado terciario.

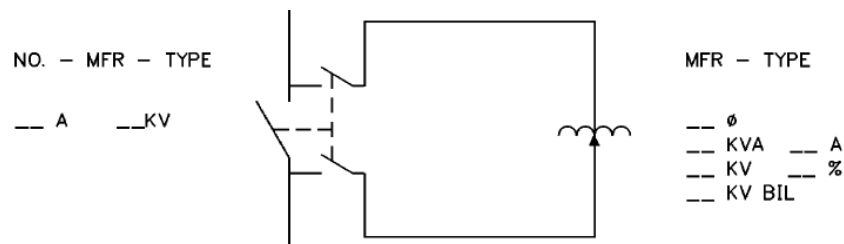


Figura 47 Regulador de tensión a pasos con interruptor de puesta en derivación
Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-4: Step Voltage Regulator with Bypass Switch.

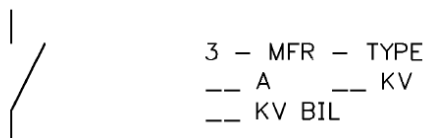


Figura 48 Interruptor desconectador operado con pértiga Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-5: Hook Stick-Operated Disconnecting Switch.

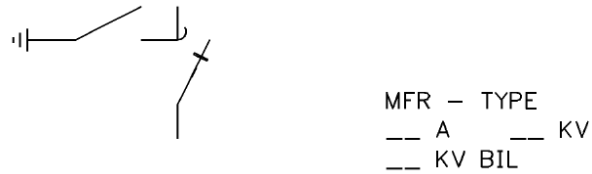


Figura 49 Interruptor desconectador de doble acción lateral (DAL) cuernos de arco e interruptor de puesta a tierra Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-6: Three-Phase Gang-Operated Disconnecting Switch with Horn Gaps and Grounding Switch.

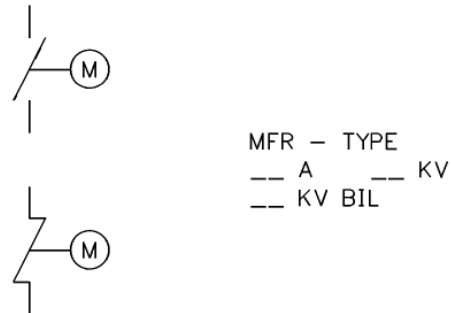


Figura 50 Interruptor desconectador trifásico de apertura en ambos lados y operado con motor. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-7: Three-Phase Double Side-Break Disconnecting Switch with Motor Operator.

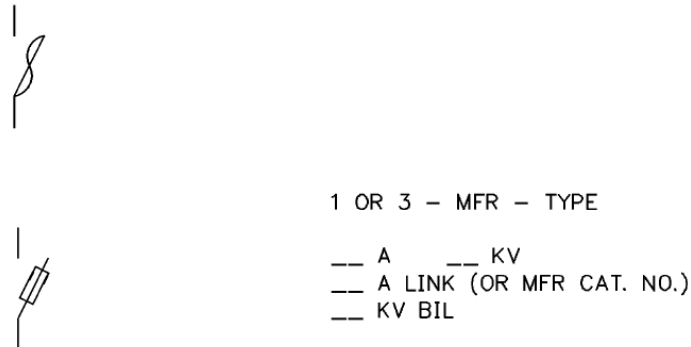


Figura 51 Cortacircuitos fusible. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-8: Fused Disconnect.

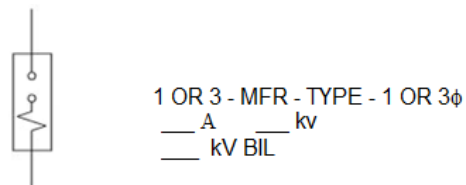


Figura 52 Restaurador de circuitos en aceite. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-9: Oil Circuit Recloser.

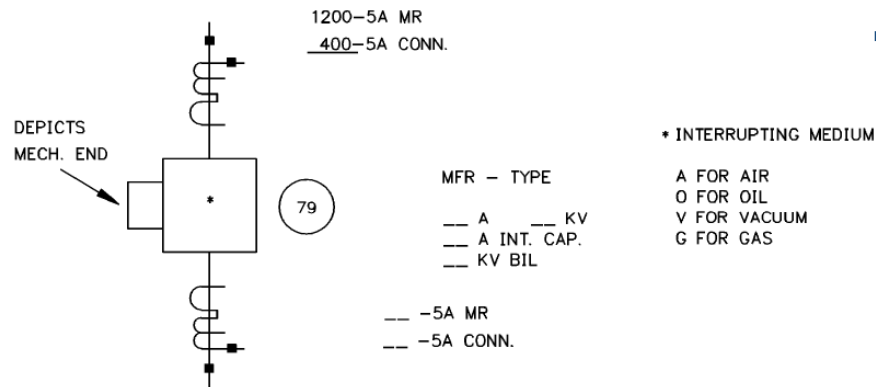


Figura 53 Interruptor automático de circuitos (Mostrando TC's tipo buje y relé de recierre). (Muestra las marcas de polaridad en el diagrama unifilar de relevador de función 79). Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-10: Circuit Breaker (Shown with Bushing-Type CTs and Reclosing Relay). (Show Polarity Marks on One-Line Functional Relaying Diagram.)

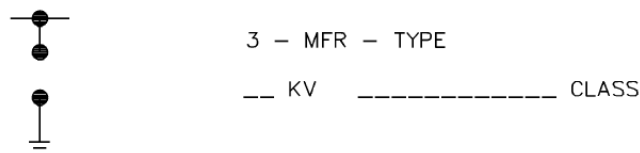


Figura 54 Descargador atmosférico, o apartarrayos, o supresor de transitorios de tensión, o varistor, o TVSS (Transient voltage surge suppressor). Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-11: Surge Arrester.

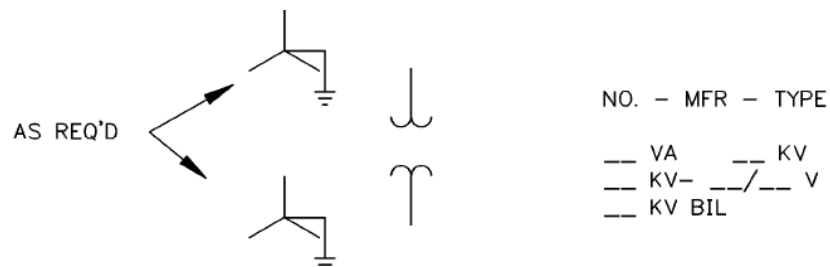


Figura 55 Transformador de voltaje. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-12: Voltage Transformer.

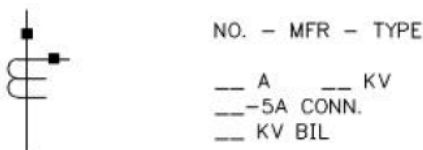


Figura 56 Transformador de corriente (TC). (Mostrando las marcas de polaridad en diagrama unifilar con relés de función). Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-13: Current Transformer. (Show Polarity Marks on Functional Relaying One-Line Diagram.)

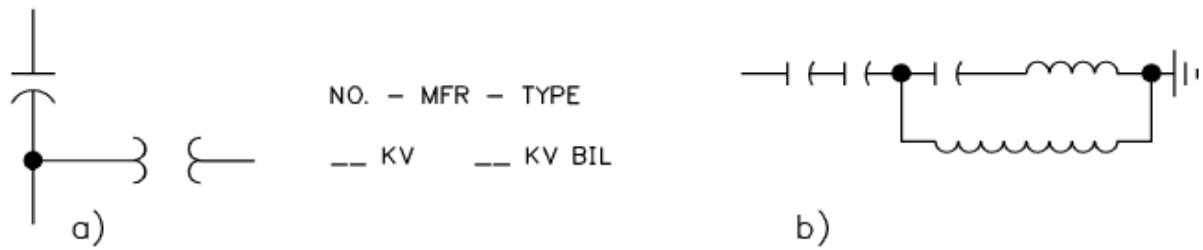


Figura 57 Transformador de potencial con capacitor de acoplamiento. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en **Figure 3-14: Coupling Capacitor with Voltage Transformer.**

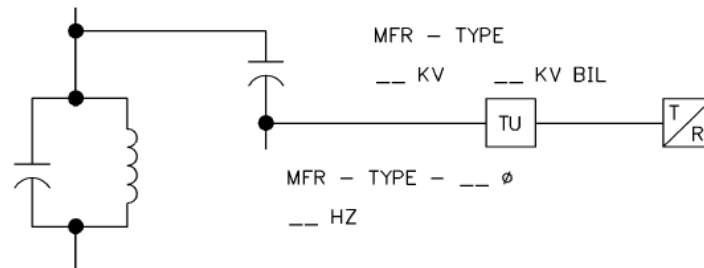


Figura 58 Acoplamiento de condensador, trampa de onda, unidad de sintonía y transmisor / receptor de potencia de la portadora. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-15: Coupling Capacitor, Wave Trap, Tuning Unit, and Power Line Carrier Transmitter/Receiver.

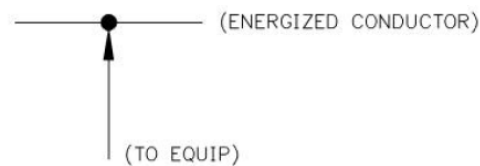


Figura 59 Clema desconectadora. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-16: Disconnecting Clamp.



Figura 60 Capacitor en derivación. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-17: Shunt Capacitor.

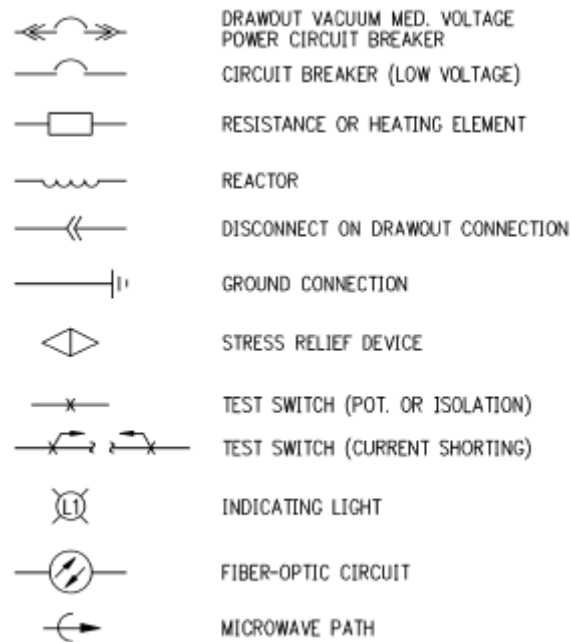
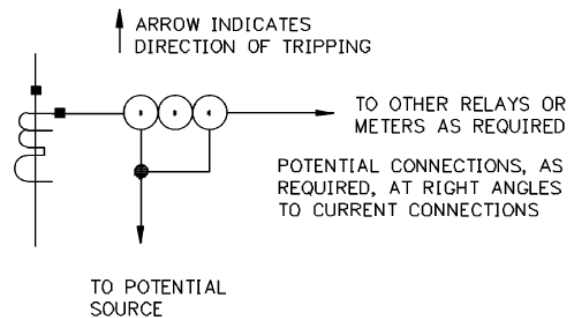


Figura 61 Símbolo en diagramas unifilares. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-18: One-Line Diagram Symbols.

Figuras 40, 41 y 42 proporcionan ejemplos de símbolos elementales en combinación. Figura 40 se muestra un diagrama de una línea conceptual de una subestación de transmisión. Figura 40 se proporciona meramente para ilustrar el uso de algunos de los símbolos. Las Figuras 41 y 42 combinadas proporcionan un ejemplo más completo de uso del equipo para la línea 161-20. Se puede observar que el equipo que se muestra en las figuras 41 y 42 apenas desahoga las posibilidades de aplicación de equipos para un línea de 161 kV. Las Figuras 41 y 42, además indican la conveniencia de tener ambos diagramas unifilares de conmutación y relevadores exceptuando las subestaciones más simples



Una lista parcial de dispositivos como sigue:

A (para amperímetro)

V (para voltímetro)

W (para wattímetro)

WH (para watthorímetro)

VAR (para medidor de Volt-amper reactivos)

O un número de acuerdo con el estandar ANSI C37.5 como ejemplo se muestran los siguiente números de función:

21 (Relevador de distancia)

27 (Relevador de baja tensión)

32 (Relevador direccional de potencia)

50 (Relevador instantáneo de sobrecorriente)

51 (Relevador de tiempo de sobrecorriente de CA)

67 (Relevador direccional de sobrecorriente de CA)

74 (Relevador de alarma)

87 (Relevador de protección diferencial)

Figura 62 Representación típica de medidores y relevadores. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-19: Typical Relay and Meter Representation.

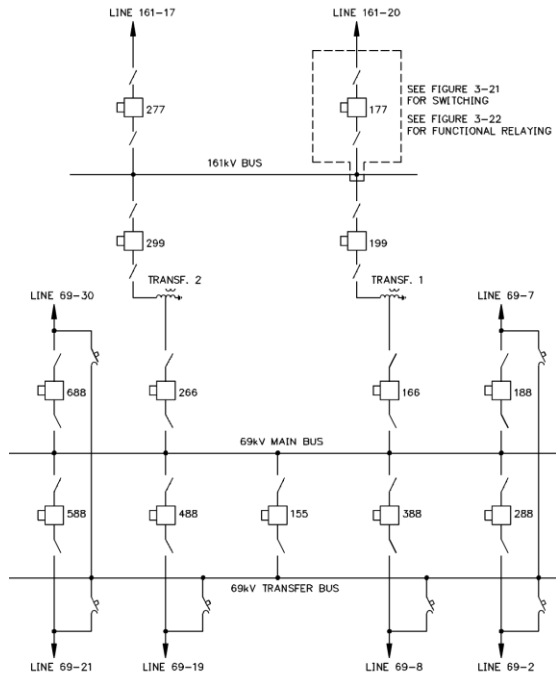


Figura 63 Diagrama unifilar conceptual. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-20: Conceptual One-Line Diagram

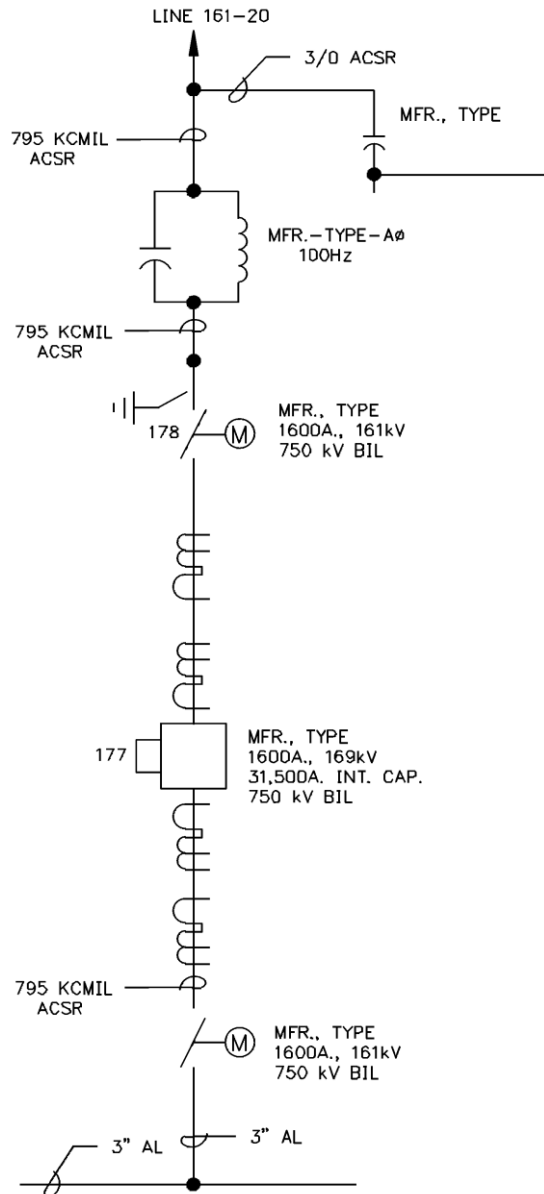


Figura 65 Diagrama unifilar parcial de conmutación (ver Fig. 40). Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-21: Partial Switching One-Line Diagram (See Figure 3-20)

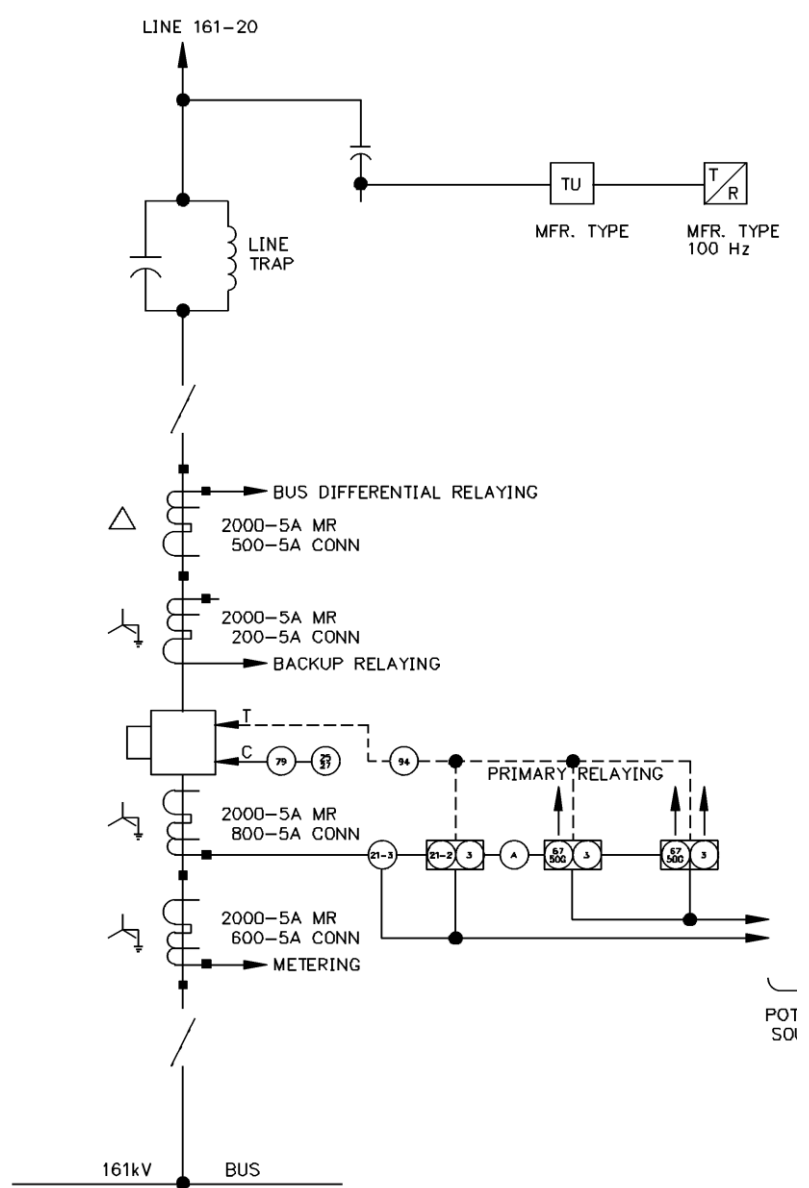


Figura 64 Diagrama unifilar parcial de relevadores de función (Ver Fig. 40) Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 3-22: Partial Functional Relaying One-Line Diagram (See Figure 3-20).

3.3.2 Diferentes tipos de subestaciones.

Se cubren los tipos de subestaciones por la función que cumplen:

- ♣ SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN
- ♣ SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN
- ♣ ESTACIONES DE CONMUTACIÓN (O DE SWITCHEO).

• SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

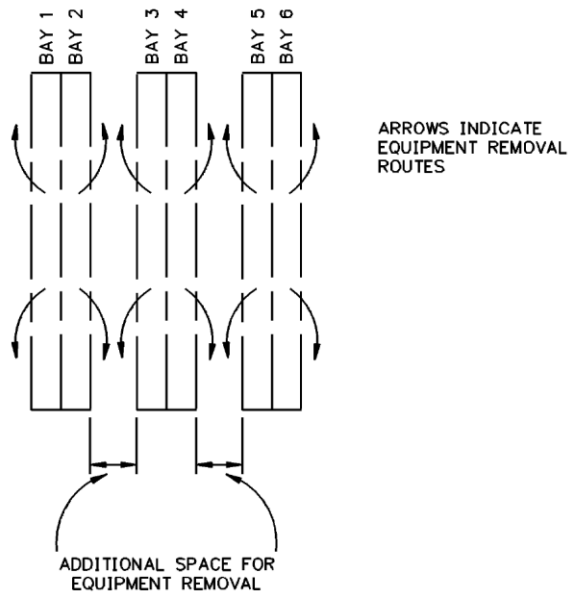


Figura 66 Vista en planta de la subestación mostrando el espaciamiento para movimientos del equipo. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 4-1: Substation Plan View Showing Space for Equipment Removal

Niveles de tensión

Las Subestaciones de distribución son caracterizadas generalmente por tensiones de hasta 400 kV, 230 kV, 115 kV y 69 kV en el lado primario y 12.5Y/7.2 kV, 13.2Y/7.6 kV, 13.8Y/8.0 kV, 24.9Y/14.4 kV, o 34.5Y/19.9 kV en el lado secundario. En los últimos años la tendencia ha sido hacia el aumento de tensiones del sistema. Se está volviendo más común eliminar las subestaciones de transmisión intermedias y directamente reducir los voltajes de transmisión a niveles de distribución primaria. Las subestaciones de distribución discutidas son limitadas generalmente al tipo tradicional caracterizado por arreglos de bus simple y con el mínimo de equipo. Sin embargo, el régimen puede ser ampliado para su uso en subestaciones de distribución con voltajes más altos y mayor potencia.

Distribución básica de una Subestación.

La figura 44 es un diagrama unifilar para una subestación de distribución básica. Dependiendo de la carga a servir, es posible que la construcción inicial puede estar limitada a uno o más circuitos de distribución. El circuito de subtransmisión entra en la subestación a través de un interruptor de desconexión principal utilizado principalmente para aislar la subestación del sistema de subtransmisión para mantenimiento o cuando se requiere reemplazo de equipos de la subestación. Generalmente es del tipo tripolar, tiro simple, operado en grupo.

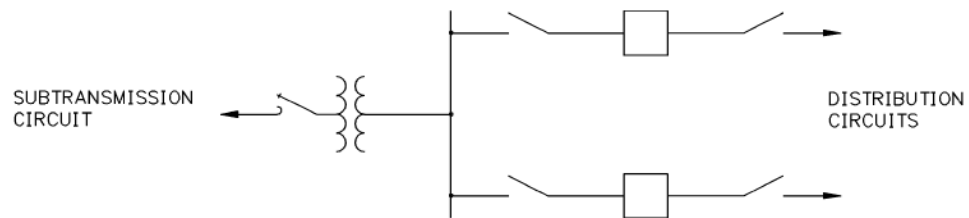


Figura 67 Subestación de distribución. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 4-2: Basic Distribution Substation.

Los transformadores de potencia utilizados en esta aplicación son de tipo doble devanado y pueden ser equipos monofásicos o trifásicos. En nuevas subestaciones y transformadores de reposición o aumento de capacidad del transformador, la tendencia ha sido hacia el uso de transformadores trifásicos. En configuraciones con transformadores monofásicos, se puede agregar un cuarto transformador como repuesto. El uso de transformadores trifásicos resulta en un arreglo más ordenado y menos caótico. Sin embargo, puesto que la falta del transformador trifásico significa pérdida de la subestación, el diseño general debe proporcionar de comodidades para la instalación rápida de un transformador móvil o una subestación móvil.

Protección Primaria Del Transformador

Los dispositivos para evitar daño al equipo por fallas del transformador o por bajo voltaje de bus, dispositivos de protección se proporcionan generalmente en el lado primario del transformador.

Estos dispositivos también pueden servir como desconectadores principales para permitir el aislamiento del sistema de transmisión. Varios tipos de dispositivos están disponibles, incluyendo fusibles, interruptores automáticos, interruptores de circuito e interruptores en vacío. La selección del tipo de dispositivo se basa en el voltaje, condiciones de cortocircuito y capacidad del transformador.

Regulación de tensión

Para mantener la tensión en un nivel uniforme, es generalmente necesario instalar equipos de regulación de voltaje en las subestaciones de distribución. La tensión puede regularse en los circuitos de alimentación secundarios o en la barra primaria.

La regulación en el alimentador secundario puede utilizarse en subestaciones de distribución de múltiples circuitos, donde los circuitos son muy diversos en sus características de carga. Con regulación en la alimentación, el voltaje de cada circuito de distribución puede mantenerse individualmente para ajustarse a las características de la carga.

La regulación en la barra primaria puede utilizarse en subestaciones de distribución donde los alimentadores de distribución tienen características similares de carga. La Tensión del bus se puede controlar mediante el uso de transformadores con un mecanismo cambiador de derivaciones, reguladores de voltaje mono o trifásico, o bancos de capacitores conmutados. Para permitir el mantenimiento del regulador de tensión sin alimentador o desenergización del bus, se proporcionan servicios de derivación tal como se ilustra en la figura 45.

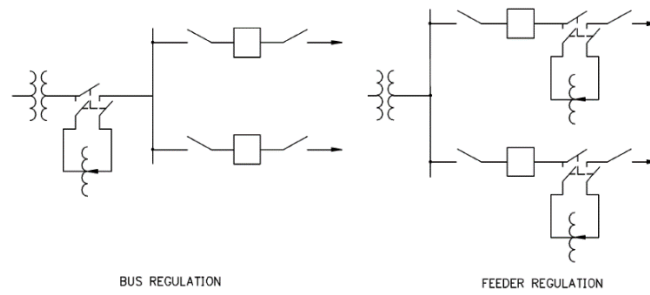


Figura 68 Arreglos de derivaciones para reguladores de tensión Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 4-3: Voltage Regulator Bypass Arrangements.

Para una discusión detallada sobre la aplicación de reguladores de voltaje, ver RUS Boletín 1724D-114, "Aplicación del regulador de voltaje en sistemas de distribución Rural."

- **SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN**

Las Subestaciones de transmisión generalmente se caracterizan por los voltajes primarios y secundarios de 69 kV o mayor. Puesto una subestación de transmisión puede suministrar varias subestaciones de distribución y grandes cargas, la **confiabilidad** del servicio y la **flexibilidad** de operación son extremadamente importantes. Las Instalaciones normalmente permiten acceso a los equipos de mantenimiento sin interrupción de circuito. Múltiples modalidades de arreglos de barras y el amplio uso de interruptores de circuito para la conmutación proporcionan una flexibilidad agregada al sistema.

Los Equipos de una subestación elementalmente son similares, autotransformadores, transformadores de potencia, apartarrayos, interruptores de potencia, seccionadores, restauradores ya descritos en estos apuntes, por lo que solo describiré aquellos que no se han descrito.

Sistemas de comunicaciones.

El uso de equipo de portadora para la transmisión de la señal a los terminales remotos requiere de trampas de línea del equipo portador, transformadores de potencial capacitivos de acoplamiento y accesorios asociados.

Normalmente, las trampas de línea y los transformadores de potencial capacitivos de acoplamiento. están instalados en soportes separados cerca de las posiciones de entrada de alimentadores primarios en las subestaciones.

En algunos casos, las dos piezas del equipo pueden ser montadas en una estructura común o soporte, según el arreglo. Los esquemas particulares de relevadores y comunicaciones que se utilizan en el circuito dictarán el número de fases que contienen trampas de línea y transformadores de potencial capacitivos de acoplamiento.

- **ESTACIONES DE CONMUTACIÓN (O DE SWITCHEO)**

Las estaciones de conmutación no cambian el voltaje del sistema de un nivel a otro y por lo tanto no contienen transformadores de potencia. Las estaciones de conmutación generalmente funcionan a niveles de voltaje de transmisión o subtransmisión. Dependiendo del voltaje del sistema, los tipos de equipos y características utilizadas en estaciones de conmutación son idénticas a los utilizados en las estaciones de transmisión.

Subestación de conmutación básica

La figura 46 es un diagrama unifilar para una subestación de conmutación básica con tres terminales.

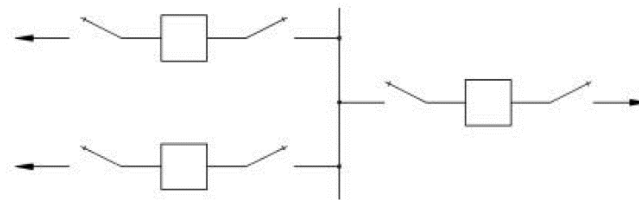


Figura 69 Subestación de switcheo básica. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 4-8: Basic Switching Substation

Los interruptores de potencia en los tres circuitos ayuda a evitar la desenergización completa de la subestación por fallas en la línea. Los interruptores de potencia tienen desconectores en ambos lados, fuente y carga, para permitir el aislamiento durante el mantenimiento u otros eventos que requieren desenergización completa.

Dependiendo de la configuración de tensión y barras de la estación, los interruptores pueden ser del tipo tripolar, tiro simple, operado en grupo o de resorte, tiro sencillo, operada con pértiga. Los interruptores operados con pértiga generalmente no se consideran por encima de 69 kV.

Las instalaciones de derivación pueden proporcionarse para permitir el mantenimiento del interruptor de potencia sin desenergizar el circuito. Para más información de instalaciones en derivación, ver la Fig. 45.

Configuración de subestaciones

A single bus configuration consists of one main bus that is energized at all times and to which all circuits are connected. This arrangement is the simplest, but provides the least amount of system reliability. Bus faults or failure of circuit breakers to operate under fault conditions results in complete loss of the substation.

The single bus configuration can be constructed by using either low- or high-profile structures. Figure 4-9 illustrates the single bus arrangement with low-profile structures and presents a neat, orderly plan.

The high-profile design, shown in Figure 4-10, accomplishes the same purpose and may not require as large a site for a given system voltage.

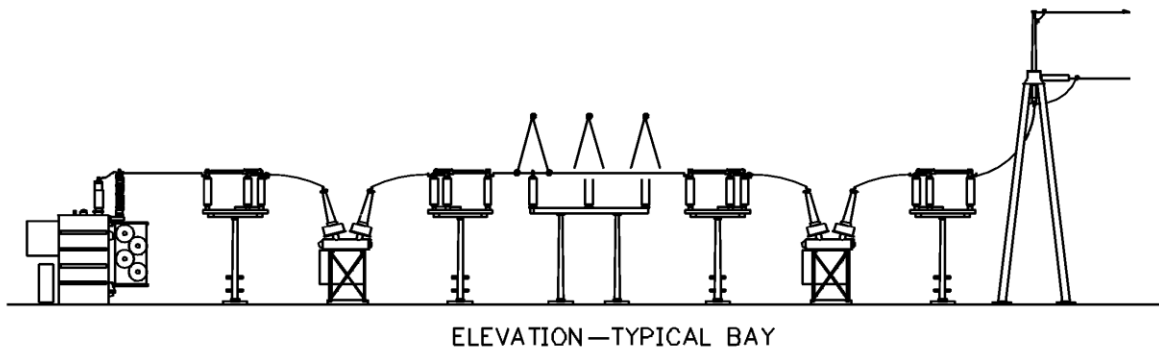
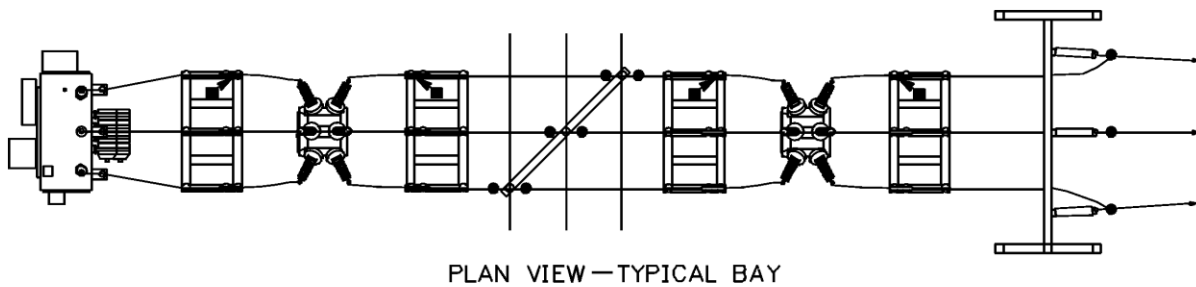
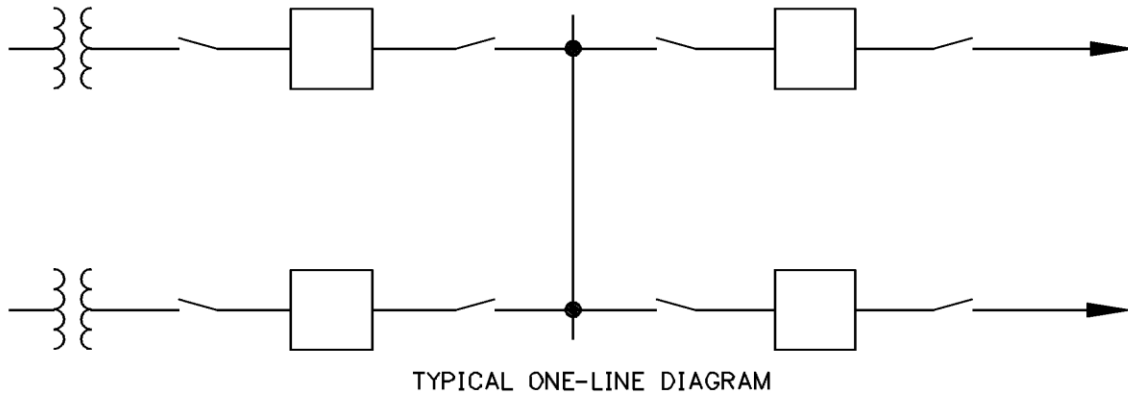
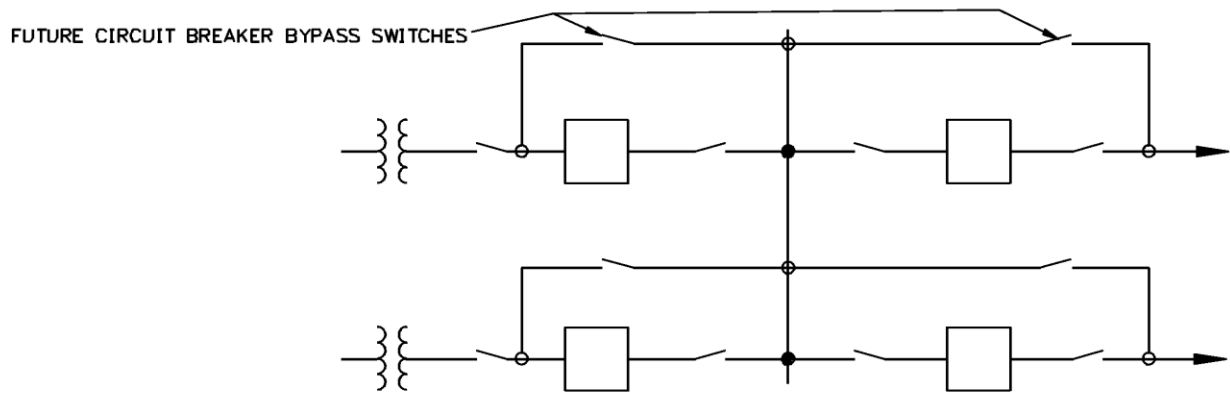
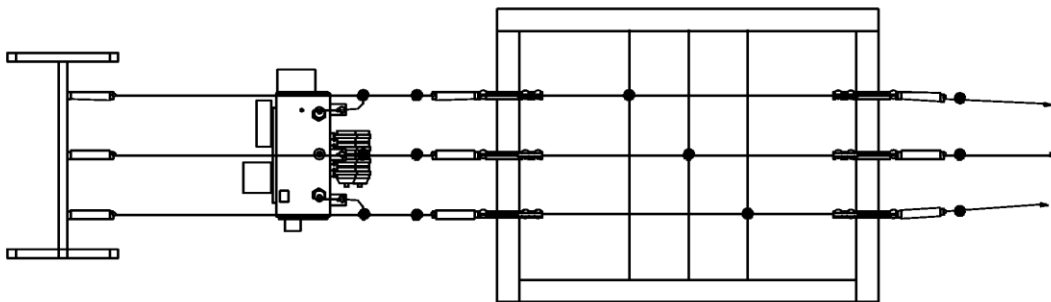


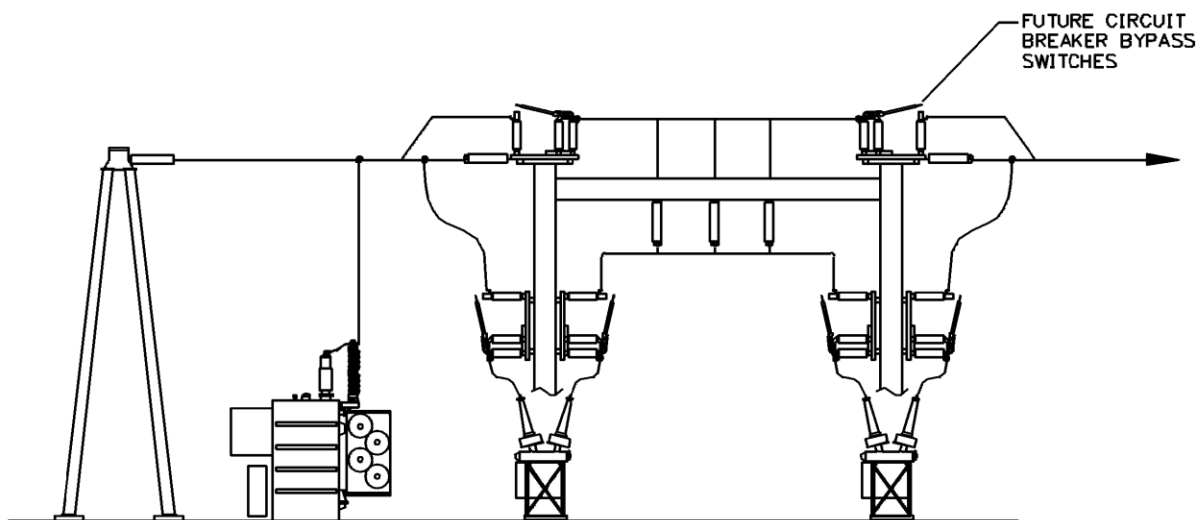
Figura 70 Barra sencilla - bajo perfil.Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 4-9: Single Bus-Low Profile



TYPICAL ONE-LINE DIAGRAM



PLAN VIEW-TYPICAL BAY



ELEVATION-TYPICAL BAY

Figura 71 Barra sencilla - alto perfil. Ref. RUS Bulletin 1724E-300, basado en Figure 4-10: Single Bus-High Profile

Referencias

- Facultad de Ingeniería, DECD, UNAM. (15 de Julio de 2015). <http://campusvirtual.mineria.unam.mx/>. Obtenido de SUPERVISIÓN DE PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA ELECTROMECÁNICA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA: http://campusvirtual.mineria.unam.mx/cursos_archivos/CFE/Constru_Obr_Electr_Subs_Pot/Modulo1/pd/FUnidad_1.pdf
- IEEE. (2008). *IEEE Std C57.13TM-2008 Requirements for instrument transformers*. New York: IEEE.
- IEEE, T. I. (Dec 2000). *IEEE 100. The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms. [7th ed.]* (Vols. ISBN 0-7381-2601-2 SP1122). (D. M. Kim Breitfelder, Ed.) 3 Park Avenue, New York,, NY, 10016-5997, USA: Standards Information Network, IEEE Press.
- Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US. (2001). *Design Guide for Rural Substations*. RUS Bulletin 1724E-300. Obtenido de http://www.rd.usda.gov/files/UEP_Bulletin_1724E-300.pdf



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LOS MOCHIS



Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Luis Pedro Alcántar Bazúa. I.M.E.
Docente
pbazua@itmochis.edu.mx

APUNTES DE LA ASIGNATURA: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

UNIDAD 4 PRUEBAS DE RUTINA A TRANSFORMADORES.

(ANTOLOGÍA)
por
Ing. Luis Pedro Alcántar Bazúa
aproximadamente 9819 palabras

Inicio, 5 de agosto de 2015.
Término, 8 de agosto de 2015.

CONTENIDO

APUNTES DE LA ASIGNATURA: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	154
UNIDAD 4 PRUEBAS DE RUTINA A TRANSFORMADORES.....	154
Tabla de contenido.....	155
Tabla de figuras.....	156
INTRODUCCIÓN.....	157
RECOMENDACIONES GENERALES.....	157
4.1 Pruebas de polaridad y relación de Transformación.....	158
• Polaridad en transformadores monofásicos.	158
• Polaridad aditiva y sustractiva.	159
• Comprobacion de polaridad.	159
4.2 Pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.....	161
• Objetivo de las Pruebas de rigidez en equipo eléctrico. ...	161
• Requerimientos de la prueba.....	161
• Medición de las tensiones de prueba.	161
• Secuencia de las pruebas.	162
• Temperatura.	163
• Ensamble.	163
• Pruebas dieléctricas en campo.	163
• Pruebas de rigidez dieléctrica al aceite.	165
• Pruebas físicas al aceite aislante mineral (IEEE, 2002) ...	167
• Pruebas eléctricas al aceite mineral.....	169
• Pruebas químicas al aceite mineral.....	169
4.3 Pruebas de resistencia de aislamiento.....	171
4.4 Pruebas al sistema de tierras.....	176
4.5 Mantenimiento de transformadores.....	181
• MANTENIMIENTO CORRECTIVO.	181
• MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	181
• MANTENIMIENTO PREDICTIVO.	182
• PERIODICIDAD EN EL MANTENIMIENTO.	182
Referencias.....	184

TABLA DE FIGURAS

Figura 1 Prueba de polaridad con voltaje alterno. Ref. IEEE Std. C57.12.90-1987 basado en Fig. 6 Polarity by Alternating-Voltage. (IEEE, The Institute of Electrical and Electronics Engineers., Apr. 1, 1988)	
	¡Error! Marcador no definido.
Figura 2 Marcas de polaridad en transformadores monofásicos. De izquierda a derecha: (a) Devanado con polaridad sustractiva, (b) Devanado con polaridad aditiva, (c) Marcas y puntas de polaridad sustractiva, (d) Marcas y puntas de polaridad aditiva. Ref. IEEE Std. C57.12.90-1987 basado en Fig. 2, 3, 4, y 5.	
	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3 Electrodo esférico verticalmente separados. Ref. IEEE Std. 4-1995, basado en Figure 36 - Vertical sphere gap. (IEEE, 1995)	162
Figura 4 Electrodo esférico horizontalmente separados. Ref. IEEE Std. 4-1995, basado en Figure 37 - Horizontal sphere gap. (IEEE, 1995)	163
Figura 5 Medidores de resistencia de aislamiento de distintas épocas.	173
Figura 6 Diagrama de conexión de la prueba de Resistencia de aislamiento y las conexiones para realizar la prueba al Transformador.	175
Figura 7 Esquema del método de los dos puntos.	176
Figura 8 Método de los tres puntos.	177
Figura 9 (a) Método de caída de potencial y (b) Potencial en la superficie de la tierra para varios espaciamentos "x", Ref. IEEE Std 80-2000 basado en Figure 48-(a) Fall of potential method and (b) Earth surface potentials for various spacings "X"	178
Figura 10 El caso de una gran red de tierra de alta impedancia, Ref. IEEE Std 81-1983 basado en Figure 8-Case of a High-Impedance Ground System	178
Figura 11 El método de caída de potencial. La regla del 62%.	179
Figura 12 Curva de vida útil.	182

INTRODUCCIÓN

PRUEBAS DE RUTINA A TRANSFORMADORES

Abstract

In electrical power systems; distribution substations feed electric energy through its circuits toward consumption centers. Primary substations equipment must be in the best operating conditions, to reduce the likelihood of failure; thus, improving the continuity of the service. Looking at the above, it is necessary that the work of preparation of the primary substation equipment for their commissioning and maintenance activities must be quality work, to avoid the premature exit of equipment in operation.

Resumen

En los sistemas eléctricos de potencia; las subestaciones de distribución son los que distribuyen a través de sus circuitos la energía eléctrica a los centros de consumo. El equipo primario de las subestaciones debe mantenerse en las mejores condiciones operativas, para reducir las probabilidades de falla; mejorando así, la continuidad del servicio. Analizando lo anterior, es necesario que los trabajos de preparación del equipo primario para su puesta en servicio y las actividades de mantenimiento sean de calidad, para evitar la salida prematura del equipo en operación.

El presente trabajo será de utilidad para el ingeniero de campo, en especial para el ingeniero de subestaciones y su personal técnico; tiene la finalidad de proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo en la manera de efectuar pruebas al equipo eléctrico primario. Los resultados obtenidos en las pruebas, deben cumplir con valores aceptables y que se mencionan en este manual, siendo la base para decidir la puesta en servicio de un equipo o si requiere mantenimiento el equipo en operación. El procedimiento se ha elaborado aprovechando la experiencia del personal técnico, e información que posee La Comisión Federal de Electricidad en sus Divisiones de Distribución.

Para obtener un mejor rendimiento en la utilización de los equipos eléctricos es recomendable someterlos a programas de Mantenimiento debidamente planeados, los cuales deben complementarse con una serie de pruebas cuyos resultados Orientaron las acciones a realizar.

RECOMENDACIONES GENERALES

PARA REALIZAR PRUEBAS ELECTRICAS AL EQUIPO PRIMARIO.

1. Para equipos en operación y en base a los programas de mantenimiento, tramitar las libranzas respectivas. Elaborando un

Plan de trabajo que incluya la parte del diagrama unifilar del equipo a intervenir, y los riesgos potenciales a los que puede ser expuesto el personal involucrado en las pruebas. Revisar el diagrama unifilar y asegurar la presencia o no de bancos de capacitores.

2. Tener la seguridad de que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y/o cuchillas seccionadoras. Revisando la ausencia de tensión con un equipo de medición adecuado y probado con anticipación.
3. El tanque o estructura del equipo a probar, debe estar aterrizado.
4. Aterrice el equipo a probar por 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar a la prueba y por seguridad del personal.
5. Desconecte de la línea o barra, las terminales del equipo a probar.
6. En todos los casos ya sea equipo nuevo, reparado o en operación, las pruebas que se realicen siempre deberán estar precedidas de actividades de inspección.
7. Preparar los recursos de prueba indispensables como son: Instrumentos, herramientas, probetas, mesas de prueba, etc.
8. Preparar el área de trabajo a lo estrictamente necesario, delimitar para evitar el paso de personas ajenas a la prueba; procurando se tengan fuentes accesibles y apropiadas de energía.
9. Colocar él o los instrumentos de prueba sobre bases firmas y niveladas.
10. Compruebe que las terminales estén en buenas condiciones y que sean las apropiadas.
11. No aplicar voltajes de prueba, superiores al voltaje nominal del equipo a probar.
12. Durante las pruebas deberán tomarse todas las medidas de seguridad personal y para el equipo.
13. Anote las lecturas de la prueba con sus multiplicadores en la hoja de reporte correspondiente y registre también, las condiciones climatológicas.
14. Al terminar la prueba ponga fuera de servicio el instrumento de prueba y aterrice nuevamente el equipo probado. (CFE, 2003)

4.1 Pruebas de polaridad y relación de Transformación.

- **Polaridad en transformadores monofásicos.**

Es de interés primordial por su importancia al paralelar o instalar bancos de dos o más transformadores.

Parallel Operation. Two single-phase transformers will operate in parallel if they are connected with the same polarity. Two 3-phase transformers will operate in parallel if they have the same winding arrangement (e.g. Y-delta), are connected with the same polarity, and have the same phase rotation. If two transformers (or two banks of transformers) have the same voltage ratings, the same turn ratios, the same impedances (in percent), and the same ratios of reactance to resistance, they will divide the load current in proportion to their kVA ratings, with no phase difference between the currents

in the two transformers. If any of the above conditions are not met, the load current may not divide between the two transformers in proportion to their kVA ratings and there may be a phase difference between currents in the two transformers.

$$I_L = \frac{E_p}{\frac{1}{\left(\frac{T_1}{Z_1}\right) + \left(\frac{T_2}{Z_2}\right)} + Z_L \frac{\left(\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2}\right)}{\left(\frac{T_1}{Z_1}\right) + \left(\frac{T_2}{Z_2}\right)}} \quad \text{Ecuación 24}$$

Two unlike transformers connected in parallel will supply current to a load as follows: (10-19) where E_p =rms volts on primary side (phasor), I_L =rms amperes total load current (phasor), T_1 =turn ratio secondary to primary of unit 1, T_2 =turn ratio secondary to primary of unit 2, Z_1 =ohms impedance of unit 1 referred to secondary side (complex), Z_2 =ohms impedance of unit 2 referred to secondary side (complex), and Z_L =ohms impedance of load (complex). (Fink & Beaty, 2006)

• Polaridad aditiva y sustractiva.

Las figuras 2 y 3 de la ilustración 2 muestran devanados configurados para polaridad sustractiva y aditiva. Polaridad y puntas de conexión configuradas para polaridad sustractiva y aditiva se muestran en las figuras 4 y 5.

• Comprobacion de polaridad con corriente directa.

La polaridad de los transformadores con conductores dispuestos como se muestra en 2, 3, 4 y 5 pueden determinarse en el momento de hacer las **mediciones de resistencia** como sigue:

- (1) con la corriente directa pasando por el bobinado de alto voltaje, conecte un voltímetro de corriente directa de alto voltaje en las terminales de bobina de alta tensión para obtener una pequeña desviación del indicador.
- (2) Transfiera los dos cables del voltímetro directamente a través del transformador a los cables de baja tensión adyacentes, respectivamente.
- (3) Desenergize la excitación de corriente directa, de tal modo que induzca un voltaje en la bobina de bajo voltaje (retroceso inductivo), que causará una desviación en el voltímetro, que se interpreta en las figuras (4) y (5) de abajo.
- (4) Cuando el puntero se balancea en la dirección opuesta (negativo), la polaridad es sustractiva.
- (5) Cuando el puntero oscila en la misma dirección como antes (positivo), la polaridad es aditiva.

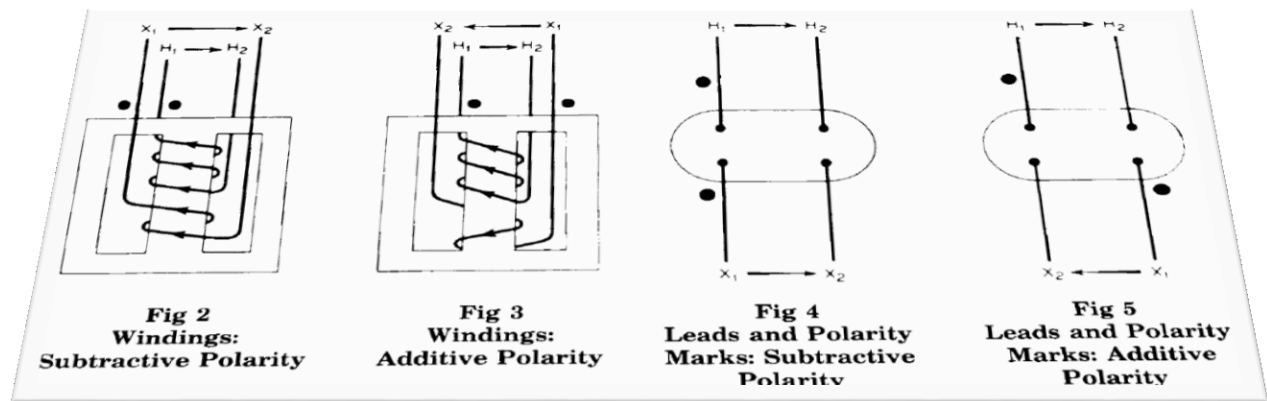


Ilustración 45 Marcas de polaridad en transformadores monofásicos. De izquierda a derecha: (a) Devanado con polaridad sustractiva, (b) Devanado con polaridad aditiva, (c) Marcas y puntas de polaridad sustractiva, (d) Marcas y puntas de polaridad aditiva., Ref. IEEE Std. C57.12.90-1987 basado en Fig. 2, 3, 4, y 5.

Prueba de polaridad con tensión alterna

Para transformadores con una relación de transformación de 30 a 1 o menor, la terminal H1 debe conectarse al cable de baja tensión adyacente (X1 en Ilustración 2).

Cualquier valor conveniente del voltaje alterno se aplicará a la bobina de alto voltaje y se toman las lecturas de la tensión aplicada y la tensión entre las terminales derecha adyacente de alta tensión y baja tensión.

Cuando la segunda lectura es mayor que la primera, la polaridad es aditiva.

Cuando la segunda lectura es menor que la primera (lo que indica la diferencia aproximada en tensión entre los devanados de alta tensión y baja tensión), la polaridad es sustractiva.

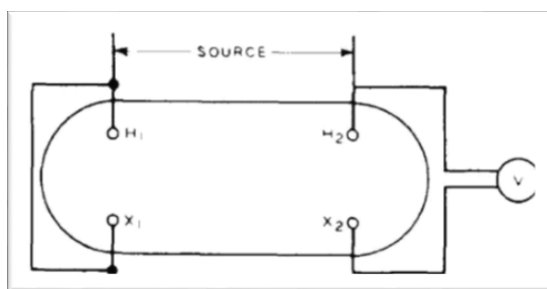


Ilustración 46 Prueba de polaridad con voltaje alterno. Ref. IEEE Std. C57.12.90-1987 basado en Fig. 6 Polarity by Alternating-Voltage. (IEEE, The Institute of Electrical and Electronics Engineers., Apr. 1, 1988)

4.2 Pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.

- **Objetivo de las Pruebas de rigidez en equipo eléctrico.**

El objetivo de las pruebas dieléctricas de fábrica es demostrar que el transformador ha sido diseñado y construido para soportar los niveles de aislamiento especificado.

- **Requerimientos de la prueba**

IEEE requiere que los niveles y otros parámetros de prueba se refieran al estándar ANSI/IEEE C57.12.00, o como se especifique en cada una de las pruebas.

- **Medición de las tensiones de prueba.**

A menos que se especifique de otro modo, los voltajes de pruebas dieléctricas deberán medirse o aplicarse, de acuerdo con ANSI/IEEE Std 4-1978 con las siguientes excepciones.

- (1) Se debe usar una **resistencia de protección** en serie con la separación de los electrodos esféricos, tanto el electrodo de potencial como el de puesta a tierra. Donde sea innecesario proteger a las esferas de daño por arco, puede omitirse. Ver figuras 3 y 4.
- (2) El método de **divisor de potencial** deberá considerarse como normalizado para pruebas de transformadores.
- (3) El método rectificado de corriente-del-capacitor deberá considerarse como normalizado para pruebas de transformadores.

- (4) Al conducir pruebas de baja-frecuencia en transformadores de 100 kVA y menores al ser muestreados a tensiones de 50 kV o menos, es permisible depender en la relación del transformador bajo prueba para indicar el voltaje de prueba apropiado.

- **Secuencia de las pruebas.**

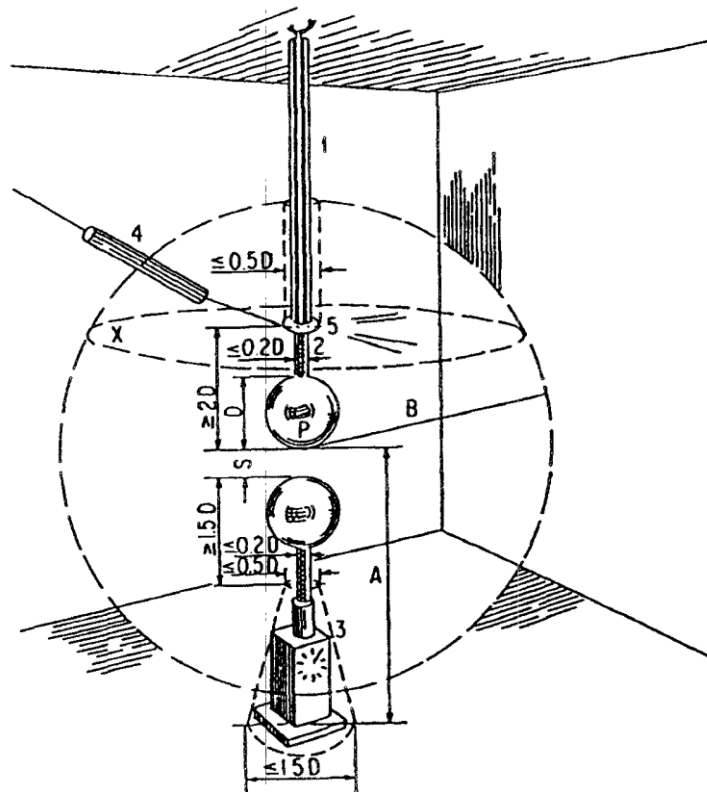


Figura 72 Electrodo esférico verticalmente separados. Ref. IEEE Std. 4-1995, basado en Figure 36 - Vertical sphere gap. (IEEE, 1995)

Cuando se requiera, las pruebas de tensión de impulso al rayo, deben preceder a las pruebas de baja frecuencia. Así mismo las pruebas de impulso a la conmutación deberán preceder a las de baja frecuencia. Para transformadores Clase II, la prueba final dieléctrica debe ser la de tensión inducida.

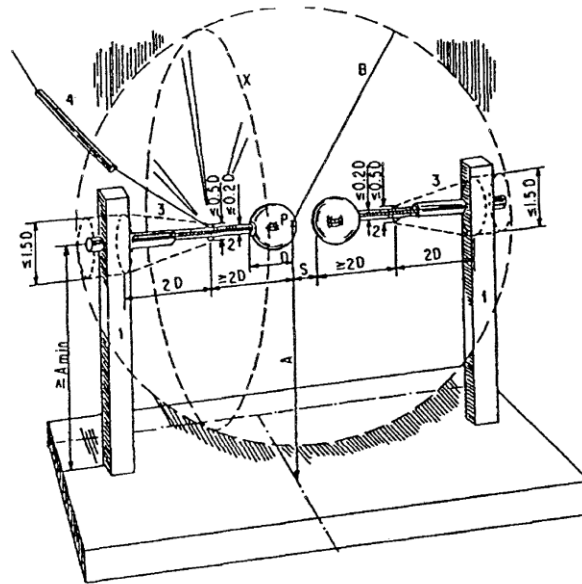


Figura 73 Electrodos esféricos horizontalmente separados. Ref. IEEE Std. 4-1995, basado en Figure 37 - Horizontal sphere gap. (IEEE, 1995)

- **Temperatura.**

Las pruebas dieléctricas deberán hacerse a temperatura normal en condiciones de operación o a temperaturas alcanzadas bajo condiciones de pruebas de rutina.

- **Ensamble.**

Cuando se requiere verificar las distancias de seguridad al aire en transformadores, incluyendo las boquillas y compartimientos de terminales, deberán ensamblarse antes de realizar las pruebas dieléctricas, no se requiere el ensamble de accesorios como radiadores y gabinetes, que no afectan las pruebas dieléctricas. Las boquillas deberán ser autorizadas por el comprador, si éstas se suministran por separado.

- **Pruebas dieléctricas en campo.**

Estas pruebas pueden garantizarse sobre la base de detección de gas combustible u otras circunstancias. Las pruebas dieléctricas periódicas no son aconsejables pues se le impone un esfuerzo severo sobre el aislamiento. Donde se requiera pruebas de baja frecuencia deben usarse las pruebas de voltaje inducido y voltaje aplicado. Para transformadores de distribución y transformadores de Potencia Clase I, el esfuerzo de tensión de línea a tierra y de línea a línea impuestos no debe exceder del 150% de dicho esfuerzo bajo condiciones normales de operación, o del 85% del de la prueba a tensión plena, la que sea menor.

La duración de las pruebas debe ser la especificada para tensiones aplicadas e inducidas. El tiempo de prueba de voltaje aplicado debe ser de 1 minuto a 60 Hz. La de voltaje inducido es de 7200 ciclos o 60 segundos, el tiempo que sea menor, depende de la frecuencia del medidor.

Para transformadores de potencia Clase II la tensión de esfuerzo impuesta no debe exceder el 150% del máximo voltaje de operación del sistema. La duración de la prueba no debe exceder los siguientes límites:

Tabla 19 Tensiones en pruebas dieléctricas impuesta a transformadores.

Ref. IEEE Std. C57.12.90-1987 basado en tabla en sección 10.1, p. 33.

Tensión de prueba, como porcentaje de las tensiones máximas de operación del sistema	Duración permisible, en minutos.
150	5
140	12
130	36
120	120

(IEEE, The Institute of Electrical and Electronics Engineers., Apr. 1, 1988)

- **Pruebas de rigidez dieléctrica al aceite.**

Aunque el aceite del transformador es un producto altamente refinado, no es químicamente puro. Es una mezcla principalmente de hidrocarburos con otros compuestos naturales que no son perjudiciales. Hay cierta evidencia que algunos de estos compuestos son beneficiosos en retardar la oxidación del aceite.

Aunque el aceite no es una sustancia "pura", algunas impurezas particulares son más destructivas para su rigidez dieléctrica y propiedades. Los factores más problemáticos son agua, oxígeno y las muchas combinaciones de compuestos que se forman por la acción combinada de estos a temperaturas elevadas.

Mucho estudio se ha dado a la formación de estos compuestos y sus efectos sobre las propiedades dieléctricas del aceite, pero al parecer no hay ninguna relación clara entre estos compuestos y el esfuerzo dieléctrico existente de la estructura del aislamiento del transformador.

El Aceite disuelve en solución real una cantidad muy pequeña de agua, aproximadamente 70 ppm en 25°C y 360 ppm en 70°C. Esta agua en solución real tiene relativamente poco efecto sobre la rigidez dieléctrica del aceite. Si, por otro lado, los ácidos están presentes en cantidades similares, se aumenta la capacidad del aceite de disolver agua, y su rigidez dieléctrica se reduce en el agua disuelta. Pequeñas cantidades de agua en suspensión causan severas disminuciones de resistencia dieléctrica.

La principal razón para la preocupación por la humedad en el aceite del transformador, sin embargo, puede ser por el aceite sí mismo sino por el papel y el cartón prensado que se absorbe rápidamente, aumentando la pérdida dieléctrica y disminución de la rigidez dieléctrica así como acelerar el envejecimiento del papel.

Generalmente se reconoce hoy que la mejor respuesta al problema del aire y el agua es eliminarlos y mantenerlos en el exterior del transformador. Para ello, en la práctica, los tanques de los transformadores estarán completamente sellados.

Expansión y contracción del aceite

Tres esquemas básicos se utilizan en transformadores herméticos para permitir la expansión y contracción normal del aceite (0.00075 por unidad de expansión de volumen por grado centígrado) como sigue:

1. Un espacio de gas sobre el aceite lo suficientemente grande para absorber la expansión y contracción sin excesiva variación en presión. Inevitablemente algo de aire puede estar presente en el espacio de gas en el momento de la instalación pero pronto la mayor porción del oxígeno se combina con el aceite sin causar deterioro significativo, dejando una atmósfera que es casi nitrógeno.
2. Una atmósfera de nitrógeno por encima del aceite que se mantiene en un rango de presión positiva moderada debido a un tanque de almacenamiento de nitrógeno comprimido y válvulas automáticas. Este esquema tiene la ventaja de que la entrada de aire o la

humedad es prevenida por la presión interna positiva continua, y la desventaja de alguna manera, el costo es más alto.

3. Un sistema de preservación de aceite a presión constante consiste en un tanque de expansión con un diafragma de caucho sintético flexible flotante en la parte superior del aceite. Este esquema tiene las ventajas que el aceite nunca está en contacto con el aire y siempre hay presión atmosférica y no una presión variable en el aceite. La desventaja es el costo más alto. Han sido desarrollados dispositivos con variaciones mecánicas y elaboraciones de esta idea general.

Ahora, generalmente se recomienda emplear el sistema de preservación de aceite a presión constante del punto 3 en todos los transformadores de alta tensión (345 kV y superiores) y en todos los transformadores elevadores de grandes generadores.

Esto es una consecuencia de la experiencia desfavorable con transformadores de disponer de sistemas de colchón de gas, que inherentemente operan con grandes cantidades del gas amortiguador en solución en el aceite caliente bajo carga. Si el aceite es enfriado repentinamente (reducción de temperatura o carga), el volumen de aceite se contrae y la presión estática del gas sobre el aceite cae rápidamente, permitiendo que burbujas de gas libres salgan de la solución a través del papel de aislamiento. La rigidez dieléctrica del sistema de aceite aislante y de la celulosa del papel aislante se debilita drásticamente cuando tiene inclusiones de gas libre, y esto ha llevado en ocasiones a falla eléctrica de transformadores en operación.

Detección de fallas internas del transformador.

La detección de fallas internas en transformadores en una etapa temprana de su desarrollo es muy deseable para limitar la extensión del daño. Se reconocen dos niveles de gravedad de las fallas.

Falla Incipiente (o en desarrollo) que no ha progresado todavía al punto donde afecte la capacidad funcional del transformador, pero es seguro que su gravedad incrementará mientras no sea corregida. Los ejemplos incluyen lugares con descargas parciales dentro del aislamiento, arcos intermitentes de baja energía, o partes metálicas calientes en contacto solo con el aceite.

Las fallas internas más graves o permanentes afectan la funcionalidad inmediatamente y deben eliminarse rápidamente antes de que sus consecuencias pueden poner en peligro la seguridad del personal u otro equipo. Los medios de detección comúnmente empleados de fallas incipientes se relacionan con la detección de gases generados en el sitio de la falla. Los dispositivos de detección de gas que funcionan automáticamente se pueden suministrar con el transformador y emplean cualquiera de los siguientes principios:

1. Acumulación de gas libre en la tapa.
2. Detección de gases combustibles dentro de un colchón de gas sobre el aceite.
3. Separación de ciertos gases disueltos en el aceite.

Estos dispositivos son indicadores de posibles problemas internos. La verificación del problema debe realizarse por análisis de gases en el aceite usando un cromatógrafo de gases. Además, debe realizarse muestreo manual periódico del aceite mediante análisis de laboratorio. La composición de los gases disueltos en el aceite es muy útil para el diagnóstico de la naturaleza de una falla incipiente.

Las fallas internas permanentes pueden ser detectados por relés de falla de presión o relés diferenciales, cualesquiera que emita una señal pueden utilizarse para provocar el disparo de interruptores y poner fuera de sistema al transformador.

El relé de falla de presión detecta la acumulación repentina de presión producida por los gases generados por el arco después de que ha ocurrido una falla. Desafortunadamente, estos relés también pueden activarse por cualquier otro evento que cause un cambio repentino de presión, por lo que no se puede configurar con demasiada sensibilidad. Los relés diferenciales detectan que más corriente fluya hacia el transformador que la que sale, pero deberían utilizarse relés que sean insensibles al cebado inicial de la corriente de excitación.

Después que un transformador se ha desconectado como resultado de la operación del relé, es siempre deseable ponerlo nuevamente en servicio lo antes posible. Tras la operación del relé diferencial, los interruptores del circuito deben ser recerrados para comprobar si la falla es auto-restaurable. La penalidad por reconexión de un transformador dañado es que si se repite la falla, el daño al transformador y al equipo asociado posiblemente será mayor. Bajo ninguna circunstancia se debe reconectar un transformador al sistema tras la operación de un relé de falla de presión sin una investigación a fondo de la causa de la operación del relé.

Cuando un transformador se ha puesto fuera de servicio debido a las indicaciones de falla, debe utilizarse el siguiente procedimiento:

1. Si hay un espacio de gas, tomar muestras del gas desde el espacio de gas para el análisis y determinar si están presentes los productos de descomposición.
2. Tomar muestras de aceite para la extracción de gases disueltos para análisis similar.
3. Hacer pruebas de factor de potencia de aislamiento, resistencia de aislamiento y relación de transformación para comprobar si sus resultados se ajustan a los valores normales.
4. Realizar cualesquier otras pruebas que puedan ser indicadas por los resultados de las primeras pruebas.
5. Verifique el funcionamiento y la calibración del relé de protección.

• Pruebas físicas al aceite aislante mineral (IEEE, 2002)

1. Punto de Anilina—ASTM D611-01b

El punto de anilina (temperatura) de un aceite aislante mineral indica la solvencia del aceite para algunos materiales que están en contacto con el aceite. Un punto de anilina alto indica un menor grado de aromaticidad y una solvencia menor por algún material (caucho, por ejemplo).

2. Color—ASTM D1500-98

El aceite aislante debe tener un color ligero y ser ópticamente claro que permita la inspección visual de los aparatos montados dentro del tanque del equipo. Cualquier cambio en el color de un aceite con el tiempo es una indicación de deterioro o contaminación del aceite.

3. Puntos de inflamación y de ignición—ASTM D92-02

El punto de inflamación de un aceite es la temperatura a la cual el material debe calentarse (bajo las condiciones prescritas de la prueba) para desprender suficiente vapor para formar una mezcla inflamable con el aire. El punto de ignición es la temperatura que proporciona suficientes vapores de aceite para encender y mantener un fuego durante 5 segundos (en las mismas condiciones de prueba). Un punto de inflamación bajo indica la presencia de contaminantes combustibles volátiles en el aceite aislante.

4. Tensión interfacial—ASTM D971-99a, ASTM D2285-99

Este método cubre la medición bajo condiciones de no equilibrio de la tensión superficial que mantiene un fluido aislante contra el agua. Tensión interfacial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de dos fluidos. Se expresa en milinewtons por metro (mN/m). La prueba es un medio excelente de detectar contaminantes polares solubles en aceite y productos de la oxidación en aceites de aislamiento.

5. Punto de escurrimiento—ASTM D97-02

El punto de escurrimiento es la temperatura en que aceite deja de fluir bajo condiciones prescritas de prueba. El punto de escurrimiento tiene poca importancia como una prueba de contaminación o deterioro del aceite. Puede ser útil para la identificación de aceite y determinación de idoneidad para un determinado clima.

6. Densidad relativa (gravedad específica)—ASTM D1298-99

La densidad relativa del aceite es el cociente de los pesos de volúmenes iguales de aceite y agua, probado a 15°C. La densidad relativa es importante en la determinación de la idoneidad para el uso en ciertas aplicaciones; en climas fríos, puede formar hielo en el equipo expuesto a temperaturas bajo cero. Cuando junto con otras propiedades del aceite de densidad relativa puede ser un indicador de la calidad del aceite.

7. Viscosidad—ASTM D88-94 (1999), ASTM D445-01, ASTM D2161-93 (1999)

La viscosidad del aceite aislante se mide sincronizando el flujo de un volumen conocido de aceite a través de un tubo calibrado. Viscosidad no es significativamente afectada por contaminación de aceite o deterioro, pero puede ser útil para identificar ciertos tipos de aceites aislantes con avejentados por el servicio. La Viscosidad tiene una influencia importante en las características de transferencia de calor del aceite. Alta viscosidad disminuye la eficiencia de enfriamiento del aceite. Alta viscosidad también afectará el movimiento de piezas en equipos eléctricos, tales como interruptores, equipo, cambiadores de derivaciones, bombas y reguladores. La viscosidad es un factor en la determinación de las condiciones de procesamiento del aceite y tiempo de impregnación de la celulosa.

8. Examen Visual—ASTM D1524-94 (1999)

Esta prueba indica el color y el grado de turbidez del aceite, que puede indicar la presencia de agua libre o partículas sólidas contaminantes. Puede determinarse la fuente de contaminantes sólidos insolubles por filtración las partículas y examinándolos. Este examen se puede utilizar para sugerir la necesidad de pruebas de laboratorio adicionales, que permitan una determinación de si la muestra debe enviarse a un laboratorio central para una evaluación completa.

- **Pruebas eléctricas al aceite mineral**

1. **Tensión de ruptura dieléctrica —ASTM D877-00, ASTM D1816-97**

La tensión de ruptura dieléctrica del aceite aislante es una medida de su capacidad para soportar cargas de tensión sin falla. Es el voltaje en que se produce ruptura entre dos electrodos bajo condiciones de ensayo prescritas. La prueba sirve principalmente para indicar la presencia de contaminantes conductivos en el aceite, como el agua, suciedad, fibras celulósicas húmedas o partículas de materia. Una tensión de ruptura dieléctrica alta no indica la ausencia de todos los contaminantes, no obstante.

2. **Tensión de ruptura dieléctrica al impulso—ASTM D3300-00**

Este método de ensayo se realiza más comúnmente utilizando un punto de polaridad negativa en oposición a una esfera conectada a tierra (NPS: negative polarity sphere).

El voltaje de ruptura NPS de aceites frescos sin usar medido en un campo altamente divergente en esta configuración depende de la composición del aceite; disminuye con el aumento de concentración de aromáticos, particularmente, las moléculas de hidrocarburos poliaromáticos. Este método de prueba puede utilizarse para evaluar la continuidad de la composición del aceite entre lotes durante su producción. La prueba estándar de impulso al rayo se describe en el IEEE Std C57.12.90-1999, sección 10.3.1.1, especifica una onda de polaridad negativa de $1,2 \times 50 \mu s$.

3. **Factor de disipación (factor de potencia)—ASTM D924-99e1**

El factor de disipación es una medida de la potencia perdida cuando un líquido aislante eléctrico es sometido a un campo de corriente alterna. La potencia es disipada como calor dentro del líquido. Un factor de disipación de bajo valor significa que el líquido hará que solo un poco de la potencia aplicada se pierda. La prueba se utiliza como un control sobre el deterioro y contaminación del aceite aislante debido a su sensibilidad a los contaminantes iónicos.

4. **Gasificación de aceites aislantes bajo ionización y esfuerzo eléctrico—ASTM D2300-00**

Esta prueba mide si los aceites aislantes absorben gas o éste evoluciona cuando se someten a tensión eléctrica. Para ciertas aplicaciones, cuando los aceites aislantes están estresados a gradientes de alto voltaje, es deseable conocer la tasa en que gas es absorbido o evoluciona en el aceite. La absorción o la evolución de gas por un líquido bajo estrés eléctrico es una función del carácter aromático de las moléculas del líquido. Los Líquidos que son significativamente aromáticos en carácter absorberán gas cuando están eléctricamente estresados. **Los Líquidos que tienen poco o ningún carácter aromático evolucionarán en gas de hidrógeno al aplicarles una tensión eléctrica.** En la actualidad, sin embargo, la correlación de estos resultados de la prueba con el rendimiento del equipo es limitada. Los Resultados numéricos obtenidos en diferentes laboratorios o mediante dos procedimientos diferentes pueden diferir significativamente en la magnitud y los resultados de este método deben considerarse cualitativos en naturaleza.

- **Pruebas químicas al aceite mineral**

1. **Contenido de gas—ASTM D2945-90 (1998), ASTM D3284-99, ASTM D3612-01**

El contenido de gas de un fluido aislante puede definirse como el volumen de gas disuelto por 100 volúmenes de aceite, a temperatura y presión estándar. Algunos tipos de equipo requieren el uso de líquidos aislantes eléctricos de bajo contenido de gas. En el llenado de aparatos eléctricos, un contenido bajo del gas reduce la formación de espuma y reduce el oxígeno disponible, aumentando la vida útil del aceite aislante.

La cantidad y tipo de gases disueltos en el aceite pueden utilizarse como una herramienta para ayudar en la detección y diagnóstico de fallas y condiciones anormales de operación en el equipo. La prueba no destinada al uso en especificaciones de compra porque el aceite es habitualmente desgasificado inmediatamente antes del uso. La prueba puede ser utilizada, sin embargo, como una prueba de control de fábrica y es más útil en la evaluación de la salud de los equipos de transformación. El Sobrecalementamiento o un arco en el interior del transformador generan gases combustibles y no combustibles que serán disueltos en el aceite. Para el análisis de gas disuelto, ver la referencia de IEEE Std C57.104-1991 para mayor recomendación.

2. Bifenilos policlorinados(PCBs)—ASTM D4059-00

La normatividad de los Estados Unidos de América requieren que aparatos eléctricos y líquidos aislantes eléctricos que contengan bifenilos policlorinados (PCBs) sean manejados y eliminados mediante la utilización de procedimientos específicos. El procedimiento a utilizar para un aparato específico o cantidad de aislante líquido es determinado por el contenido de PCB del fluido. Los resultados de esta técnica analítica pueden ser útiles en la selección del manejo adecuado y disposición procedimientos; Consulte el título 40 Reglamento del Código de Federal parte 761.

3. Sulfuro corrosivo—ASTM D1275-96a

Esta prueba está diseñada para detectar la presencia de azufre libre y de azufre combinado corrosivo por la forma que el líquido afecta a las tiras de cobre pulidas en las condiciones prescritas. La prueba indica la posibilidad de corrosión interior de equipos eléctricos resultantes de la presencia de compuestos conteniendo sulfuro. La fuente de azufre presente en el aceite aislante es generalmente del petróleo crudo que se refina. El azufre puede venir de las mangueras de goma utilizadas para el procesamiento de petróleo o de materiales de reemplazo de empaquetaduras.

4. Número de neutralización (acidez)—ASTM D664-01, ASTM D974-02

El número de neutralización de un líquido aislante eléctrico es una medida de los componentes ácidos de ese material. En aceite nuevo, cualquier ácido presente es probablemente residuo del proceso de refinación. En un líquido avejentado por el servicio, el número de neutralización es una medida de los subproductos ácidos de la oxidación de un aceite. El número de neutralización puede utilizarse como una guía general para determinar cuándo el aceite debe ser reprocesado o reemplazado.

ASTM D974-02 es el método tradicional para indicar el cambio de color mediante la titulación de los ácidos con una solución leve (0.1 N) de KOH.

ASTM D664-01 es un método de titulación potenciométrica. En algunos líquidos avejentados durante el servicio el color puede ser tan oscuro como para afectar la capacidad del técnico para determinar el cambio de color mediante el indicador en ASTM D974 - 02, ASTM D664-01 se emplea en su lugar. La correlación entre estos dos métodos, sin embargo, no ha sido establecida.

5. Contenido de inhibidor de solución—ASTM D2668-96 mediante espectrometría infrarroja, ASTM D4768-96 mediante cromatografía de gases.

Existen dos inhibidores de oxidación sintéticos comúnmente usados en fluidos dieléctricos. Son el 2-6 fenol diterciario-butil (DBP) y 2-6 para-cresol diterciario-butil (DBPC). Su uso proporciona mayor resistencia a la oxidación en los sistemas que están parcialmente o totalmente expuestos al aire. La eficacia del inhibidor de oxidación depende en gran medida del tipo de petróleo crudo de la que proviene el aceite aislante. Ciertos aceites nuevos pueden contener naturalmente sustancias antioxidantes que pueden producir una indicación de falsos positivos en esta prueba.

6. Estabilidad de la oxidación, solamente inhibida, (BOMB)—ASTM D2112-01a, ASTM D2440-99

Estabilidad a la oxidación- D2112-01a: Este método de ensayo es una prueba rápida para la evaluación de la estabilidad a la oxidación de un aceite aislante mineral nuevo que contiene el inhibidor de oxidación sintéticos 2-6 DBPC o DBP 2-6. La prueba mide la longitud de tiempo requerido para que la muestra de aceite reaccione con un determinado volumen de oxígeno cuando una muestra de aceite se calienta y se oxida bajo condiciones de prueba.

Estabilidad a la oxidación – ASTM D2440-99: Este método de ensayo determina la resistencia de los aceites aislantes minerales a la oxidación bajo condiciones prescritas de envejecimiento acelerado. La Estabilidad a la oxidación se mide por la propensión de los aceites para formar lodos y productos ácidos durante la oxidación. Este método de ensayo es aplicable a los aceites nuevos, inhibidos y desinhibidos.

7. Agua en líquidos aislantes: Método Karl Fischer—ASTM D1533-00

El Agua puede estar presente en aislantes líquidos en varias formas. Puede indicar la presencia de agua libre por examen visual. El aceite se verá turbio o con gotas de agua separadas, probablemente en la superficie inferior. La presencia de agua libre puede ser corregida por filtración u otros medios. El Agua disuelta no puede ser detectada visualmente y normalmente se cuantifica por medios físicos o químicos.

El Agua disuelta puede afectar la ruptura dieléctrica del aceite aislante, sin embargo, su significado está determinado por varios factores, incluyendo el porcentaje de saturación de humedad, y la cantidad y tipo de contaminantes. El método citado es adecuado para la determinación de agua en aceite aislante y, dependiendo de las condiciones de la muestra, manejo y métodos de análisis, puede utilizarse para estimar el total de agua, así como el agua disuelta en el aceite aislante. Las unidades de medida de agua son mg/Kg. Un Nuevo aceite aislante recibido del fabricante normalmente contiene menos de 25 mg/kg humedad. Ualquier nuevo aceite aislante debe analizarse por contenido de humedad. Si es necesario, deberían adoptarse medidas aplicables para evitar la introducción de aceite de alto contenido de humedad en equipos eléctricos.

8. Furanos en líquidos aislantes—ASTM D5837-99

Los Compuestos furánicos son generados por la degradación de los materiales celulósicos utilizados en los sistemas de aislamiento sólido del equipo eléctrico. Los Compuestos furánicos que son solubles en un grado apreciable de aceite migrarán al líquido aislante. La presencia de altas concentraciones de compuestos furánicos es significativa en que esto puede ser una indicación de la degradación de la celulosa de las condiciones de falla incipiente o envejecimiento. La Prueba para los compuestos furánicos por cromatografía líquida de alta performance (HPLC) puede utilizarse para complementar el análisis de gas disuelto de aceite como se realizó según el método de prueba de ASTM D3612-01. (IEEE, 2002)

4.3 Pruebas de resistencia de aislamiento.

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia en megaohms (MΩ) que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo.

A la corriente resultante de la aplicación de voltaje, se le denomina “corriente del aislamiento” y consta de dos componentes principales:

a) La corriente que fluye dentro del volumen del aislamiento está compuesta por:

- i) **Corriente capacitiva.-** Es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración que decrece rápidamente a un valor despreciable (generalmente en un tiempo rápido de 15 segundos), conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento. Su efecto es notorio en aquellos equipos que tienen capacitancia alta como máquinas generadoras y cables de potencia de grandes volúmenes.
- ii) **Corriente de absorción dieléctrica.-** Esta corriente decrece gradualmente con el tiempo, desde un valor relativamente alto a un valor cercano a cero siguiendo una fusión exponencial. Generalmente los valores de resistencia obtenidos de una prueba, quedan en gran parte determinados por la corriente de absorción. Dependiendo del tipo y volumen del aislamiento, esta corriente tarda desde unos cuantos minutos a varias horas en alcanzar un valor despreciable; sin embargo para efectos de pruebas, puede despreciarse el cambio que ocurre después de diez minutos.
- iii) **Corriente de conducción irreversible.-** Esta corriente influye a través del aislamiento y es prácticamente constante, predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

b) **Corriente de fuga.-** Es la que fluye sobre la superficie del aislamiento. Esta corriente al igual que la corriente de conducción irreversible, permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones de aislamiento.

Absorción Dieléctrica.- La resistencia de aislamiento directamente con el espesor del aislamiento e inversamente el área del mismo; cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente, directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Los índices mencionados, son útiles para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de transformadores y generadores.

Entre los factores que afectan las pruebas y tienden a reducir la resistencia de aislamiento de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética; la resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura o convertir cada medición a una misma base:

Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación.

$$R_c = K_t(R_t) \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde:

R_c = Resistencia de aislamiento en megaohms corregida a la temperatura base.

R_t = Resistencia de aislamiento a la temperatura que se efectuó la prueba

K_t = Coeficiente de corrección por temperatura

Las mediciones se pueden obtener de la siguiente manera:

- a) Mediante un medidor de resistencia de aislamiento la indicación directa el cual se indica en la siguiente figura 5.



Figura 74 Medidores de resistencia de aislamiento de distintas épocas.

Entre las recomendaciones para realizar dicha prueba se siguen los siguientes pasos:

- a) Limpiar la porcelana de las boquillas quitando el polvo, suciedad, etc.
- b) Desconectar los neutros de los devanados al sistema a tierra.
- c) Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado: primario, secundario y terciario, si este es el caso
- d) Nivelar el medidor centrando la burbuja con los tornillos de ajuste.
- e) Conecte adecuadamente las terminales de prueba al transformador que se va a probar, encienda el medidor, gire el selector a la posición TEST hasta el valor de voltaje preseleccionado. En medidores de resistencia de aislamiento de alto rango, se recomienda usar cable de prueba blindado en la terminal de línea y conectar su blindaje a la terminal de guarda, para no medir la corriente de fuga en las terminales o a través del aislamiento del cable.
- f) Para cada prueba anotar las lecturas de 15, 30, 45 y 60 segundos Como a 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos.
- g) Al terminar la prueba, ponga fuera de servicio el instrumento. Regresando el selector a la posición de Descarga y aterrice la parte del equipo aprobado durante a un tiempo más o menos igual al de la prueba. Con el selector Descarga se completa, a través de conexiones internas del instrumento, un circuito de descarga para la parte probada.
- h) Registrar el porciento de la humedad relativa. Preferentemente efectúe las pruebas cuando sea menor de 75%.
- i) Registrar la temperatura del aceite y del devanado.

Para la comprobación del medidor de resistencia de aislamiento se siguen los siguientes pasos:

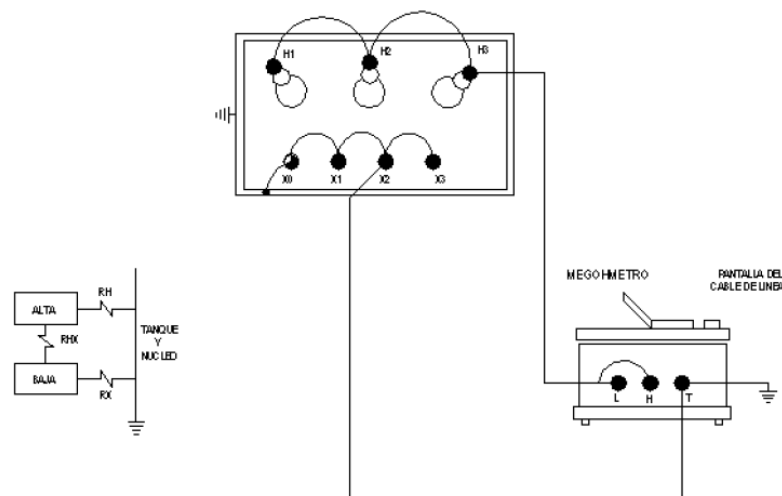
- a) Para verificar la posición de la aguja indicadora en la marca infinito del medidor; gire manualmente la manivela, mueva si es necesario con un destornillador el tornillo de ajuste hacia uno u otro lado, hasta que la aguja se posicione en la marca infinito.
- b) Para verificar los cables de prueba y comprobar la posición de la aguja indicadora en la marca cero, proceda de la siguiente manera: conecte los cables al medidor, gire el selector a la posición de TEST, la aguja indicadora deberá posesionarse en la marca infinito. No trate de ajustar la aguja al infinito por pequeñas desviaciones provocadas por las corrientes de fuga de los cables de prueba. Para comprobar la posición cero, apague el medidor, conecte entre si las terminales de los cables de prueba (línea y tierra), gire la manivela un cuarto de vuelta estando el selector en posición TEST, la aguja se moverá a la marca cero.

Las conexiones para realizar la prueba se realizan de la siguiente manera:

Al efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento a los transformadores, hay diferentes criterios en cuanto al uso de la terminal de guarda del medidor. El propósito de la terminal de guarda es para efectuar mediciones en mallas con tres elementos (devanados AT, devanado BT, y tanque), y puede decirse que la corriente de fuga de un sistema de aislamiento conectada a esa terminal no interviene en la medición. Si no se desea utilizar la guarda del medidor, el tercer elemento se conecta a través del tanque a la terminal de tierra del medidor, la corriente de fuga solamente tendrá la trayectoria del devanado de prueba a tierra.

Con el objeto de unificar la manera de probar los transformadores de potencia, en este procedimiento se considera la utilización de la terminal de guarda del medidor.

En la siguiente figura 6 se muestra el diagrama de conexión de la prueba de resistencia de aislamiento así como también la conexión para realizar la prueba al transformador.



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	H	--	X + Tq	RH -RHX
2	H	Tq	X	RHX
3	X	--	H + Tq	RX -RHX

Figura 75 Diagrama de conexión de la prueba de Resistencia de aislamiento y las conexiones para realizar la prueba al Transformador.

Se presenta un ejemplo de reporte de prueba de resistencia de aislamiento a un transformador.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

TRANSFORMADOR CAPACIDAD 30 KVA

MARCA CONTINENTAL ELECTRIL

Nº DE SERIE 1210-7715

VOLTAJE A.T. 13200 B.T. 220/127

TEMPERATURA AMBIENTE 20°C H.R. 75 %

IMPEDANCIA 2.18

CONEXIONES DE PRUEBA

LINEA	H			H			X		
GUARDA	SIN GUARADA			TANQUE			SIN GUARDA		
TIERRA	X + (TIERRA FISICA)			X			H + (TIERRA FISICA)		
TIEMPO DE LA PRUEBA	LECTURAS			LECTURAS			LECTURAS		
	MEDIDA	MULTIPLICADA	CORREGIDA	MEDIDA	MULTIPLICADA	CORREGIDA	MEDIDA	MULTIPLICADA	CORREGIDA
MINUTOS			A 20°C			A 20°C			A 20°C
1/4	500	2500	2500	1000	5000	5000	750	3750	3750
1/2	550	2750	2750	1100	5500	5500	850	4250	4250
3/4	600	3000	3000	1200	6000	6000	950	4750	4750
1	600	3000	3000	1250	6250	6250	1000	5000	5000

Corrección por temperatura

TEMPERATURA °C DEL TRANSFORMADOR	FACTOR CORRECCION	TEMPERATURA °C DEL TRANSFORMADOR	FACTOR CORRECCION
95	89.0	35	2.5
90	66.0	30	1.8
85	49.0	25	1.3
80	36.2	20	1.0
75	26.8	15	0.73
70	20.0	10	0.54
65	14.8	5	0.40
60	11.0	0	0.30
55	8.1	-5	0.22
50	6.0	-10	0.16
45	4.5	-15	0.12
40	3.3		

INDICES

RH 1/1/2 1.090

RX 1/1/2 0.181

RHX 1/1/2 1.176

INDICES DE POLARIZACION Y ABSORCION PROMEDIO MINIMO

$$10/1 = 1.5$$

$$1/1/2 = 1.2$$

Fin del reporte.

(GONZALEZ DOMÍNGUEZ, ROSALES REGINO, & SIMBRON REYES, 2001)

4.4 Pruebas al sistema de tierras.

Mediciones de campo de un sistema de puesta a tierra construido.

Como ya se ha indicado, generalmente sólo se pueden esperar resultados aproximadas de un precálculo de impedancia a tierra de una subestación. Una cuidadosa medición de la impedancia de una instalación ya se construyó, es por tanto, deseable, aunque no siempre es práctico si la red está conectada a o influenciada por otras estructuras metálicas enterradas. En este apartado se discuten sólo métodos generales. Para obtener información más detallada consulte la Guía IEEE Std 81-1983. Varios puntos importantes de esta guía se han utilizado aquí, en su caso. Mientras que en el presente párrafo el valor óhmico se conoce como resistencia, se debe recordar que existe un componente reactivo que debe tenerse en cuenta cuando el valor óhmico de la tierra bajo prueba está a menos de 0.5Ω , y el área es relativamente grande. Esta componente reactiva tiene poco efecto en terrenos con una impedancia mayor de 0.5Ω .

1. Método de los dos puntos (o del amperímetro y el voltímetro).

Este método mide la resistencia total del sistema de puesta a tierra y un electrodo auxiliar. El valor medido en ohms entonces se expresa como la resistencia del sistema de puesta a tierra debido a la resistencia del electrodo auxiliar la que se asume como de impacto insignificante. Este método está sujeto a grandes errores para un bajo valor de la resistencia del sistema de puesta a tierra o cuando los conductores de puesta a tierra están cerca uno del otro, pero puede ser útil si un tipo de prueba "pasa, no pasa" es todo lo que se necesita.

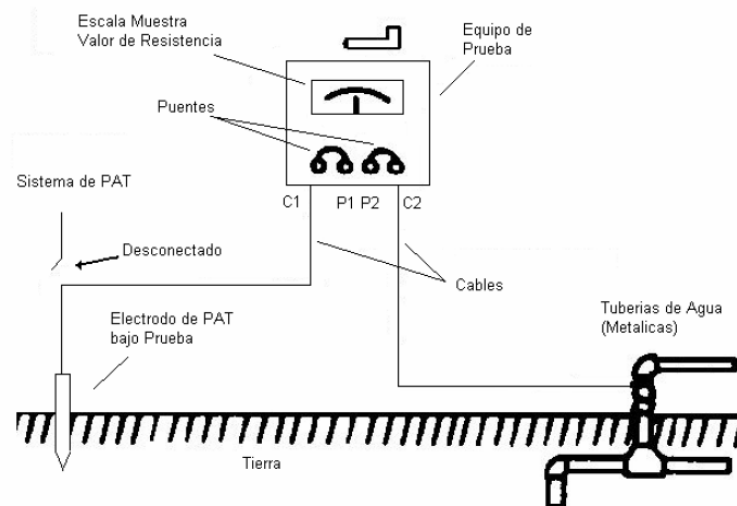


Figura 76 Esquema del método de los dos puntos.

2. Método de los tres puntos.

Este método implica el uso de dos electrodos de prueba con sus resistencias señaladas como r_2 y r_3 y con el electrodo a medir designado

como r_1 . La resistencia entre cada par de electrodos se mide y señalada como r_{12} , r_{13} y r_{23} , donde $r_{12} = r_1 + r_2$, etc. Resolviendo las ecuaciones simultáneas, se obtiene:

$$r_1 = \frac{(r_{12}) + (r_{13}) + (r_{23})}{2}$$

Ecuación 26

Por lo tanto, midiendo la resistencia de cada par de electrodos de tierra en serie y sustituyendo estos valores en la ecuación (2), puede determinarse el valor de r_1 . Si los dos electrodos de prueba tienen resistencias substancialmente más altas que el electrodo bajo prueba, los errores de las mediciones individuales se magnifican enormemente en los resultados finales. Además, este método puede dar valores erróneos, como resistencia cero o negativa, si los electrodos no están separados por una distancia suficientemente grande. En consecuencia, este método se torna difícil para grandes subestaciones.

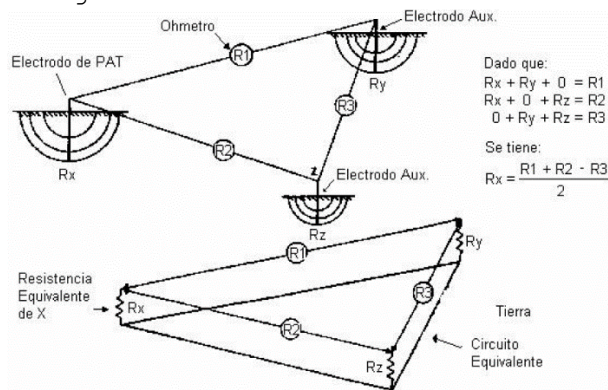


Figura 77 Método de los tres puntos.

3. Método proporcional.

Este método compara la resistencia del electrodo bajo prueba a la de una resistencia conocida, generalmente con la misma configuración de electrodos como en el método de caída de potencial descrito en más adelante. Siendo un método de comparación, las lecturas óhmicas son independientes de la magnitud actual de la prueba, siempre que la corriente de prueba es lo suficientemente alta para dar sensibilidad adecuada.

4. Método con un escenario de falla.

Puede ser necesario organizar una prueba de gran intensidad donde se desea obtener información específica para un diseño particular de la red de puesta a tierra. Esta prueba también daría cantidades de las cuales la impedancia de tierra podría ser determinada fácilmente. Este tipo de prueba requeriría el uso de un osciloscopio que registraría la tensión entre los puntos seleccionados. Sin embargo, la magnitud de la tensión puede ser bastante grande y requiere un transformador de potencial para bajar la tensión a un nivel manejable. La tensión máxima y la relación del transformador de potencial deben determinarse antes de la prueba en un escenario para que ningún equipo de prueba se fatigue en exceso. La prueba de caída de potencial puede utilizarse para determinar la tensión esperada en este tipo de prueba. La ubicación de los puntos reales a medir es, por supuesto, dependiente de la información deseada; pero en

todos los casos debe dejarse la debida tolerancia para el acoplamiento entre los circuitos de prueba.

5. Método de caída de potencial.

Este método tiene varias variaciones y es aplicable a todo tipo de mediciones de resistencia de tierra (ver Figura 7). Básicamente, la medición de resistencia de tierra consiste en medir la resistencia del sistema de puesta a tierra con respecto a un electrodo de tierra remoto. El electrodo remoto está teóricamente a una distancia infinita del sistema de tierra donde la densidad de corriente a tierra se acerca a cero. Aunque universalmente se usa el método de caída de potencial, presenta muchas dificultades y fuentes de error cuando se utiliza para medir la resistencia de puesta a tierra de grandes sistemas encontrados generalmente en la práctica. Estas dificultades se producen principalmente debido al tamaño y la configuración de la heterogeneidad de suelo y el sistema de puesta a tierra.

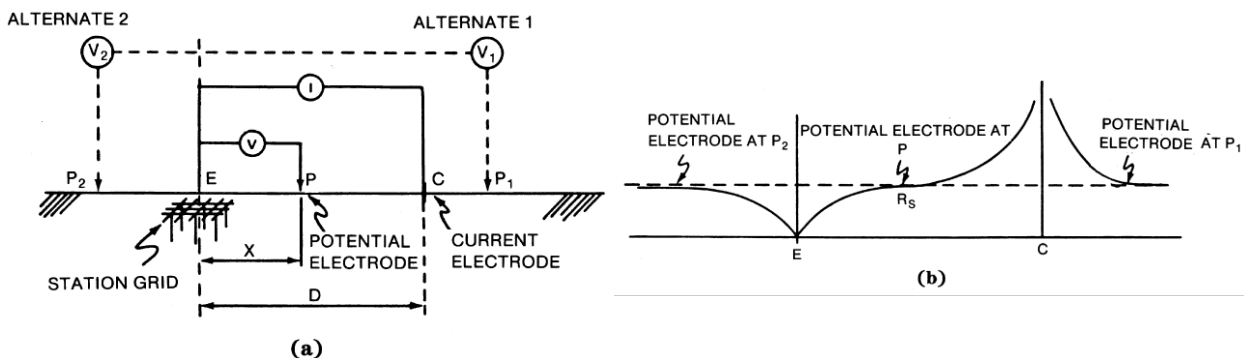


Figura 78 (a) Método de caída de potencial y (b) Potencial en la superficie de la tierra para varios espaciamentos "x", Ref. IEEE Std 80-2000 basado en Figure 48-(a) Fall of potential method and (b) Earth surface potentials for various spacings "X"

Si la distancia D es suficientemente grande con respecto al sistema de puesta a tierra, la parte central de la curva de caída de potencial tiende a ser casi horizontal, pero puede parecer hacerlo así debido a la falta de sensibilidad de los instrumentos utilizados. Generalmente se acepta, aunque no siempre correctamente, que la parte casi horizontal de la curva da la resistencia R_g . Para sistemas de puesta a tierra grandes distancias grandes D pueden no ser prácticas o posible y en consecuencia,

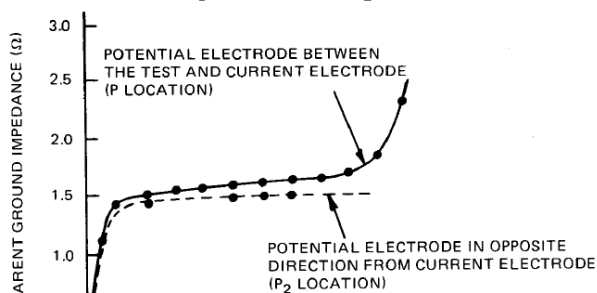


Figura 79 El caso de una gran red de tierra de alta impedancia, Ref. IEEE Std 81-1983 basado en Figure 8-Case of a High-Impedance Ground System

no existirá la parte casi horizontal de la curva. En este caso, las medidas precisas no serán obtenidas a menos que uno ya tenga una buena idea de la posición exacta de la sonda P. Para medir la resistencia, la fuente de corriente está conectada entre la malla de tierra de subestación E y un electrodo de corriente C situado a una distancia de varios cientos de metros de la subestación. El circuito de medición de potencial se conecta entre la

mallita de la subestación E y un electrodo de potencial P, con mediciones en diversos lugares del electrodo C situado fuera de la subestación. Este electrodo de potencial se puede mover hacia el electrodo de corriente en iguales incrementos de distancia, empezando cerca de la subestación, y las lecturas de resistencia obtenidas en los distintos lugares pueden ser graficadas contra la distancia a la subestación (ver figura 8).

El gráfico resultante debe parecerse a la curva EPC de Figura 7(b). De E a P, se elevan el voltaje por ampere de la corriente de prueba, pero el gradiente de potencial disminuye alcanzando un mínimo en P. Continuando hacia C, el efecto de la corriente convergiendo en la sonda de prueba C llega a ser evidente y se observa un creciente gradiente de potencial mientras se acerca a la sonda de corriente. La porción lentamente creciente, casi horizontal de la gráfica, si existiese, representa una zona donde la interacción entre el electrodo en prueba y los de retorno, es pequeña. **Cuando el electrodo de retorno se coloca a una distancia finita del sistema tierra y la sonda de potencial es conducida a un lugar específico, entonces se obtiene una medición precisa de la resistencia.**

Desafortunadamente, la ubicación exacta del electrodo de potencial está bien definida solamente para algunos casos ideales como al usar electrodos hemisféricos o muy pequeños enterrados en suelos uniformes o de dos capas. El caso de un gran sistema de tierra enterrado en suelo uniforme asumiendo distribución de densidad de corriente uniforme en los conductores ha sido analizado por otros. En la práctica, sin embargo, los sistemas de puesta a tierra consisten en un arreglo complejo de barras de tierra verticales y conductores horizontales, generalmente enterrados en suelos no uniformes.

Para redes de tierra grandes los espaciamientos requeridos pueden no ser prácticos o posibles, especialmente en cables de puesta a tierra de líneas de transmisión aéreas y alimentadores neutros conectados sólidamente a la red de tierra de la subestación, pues amplían el área de influencia.

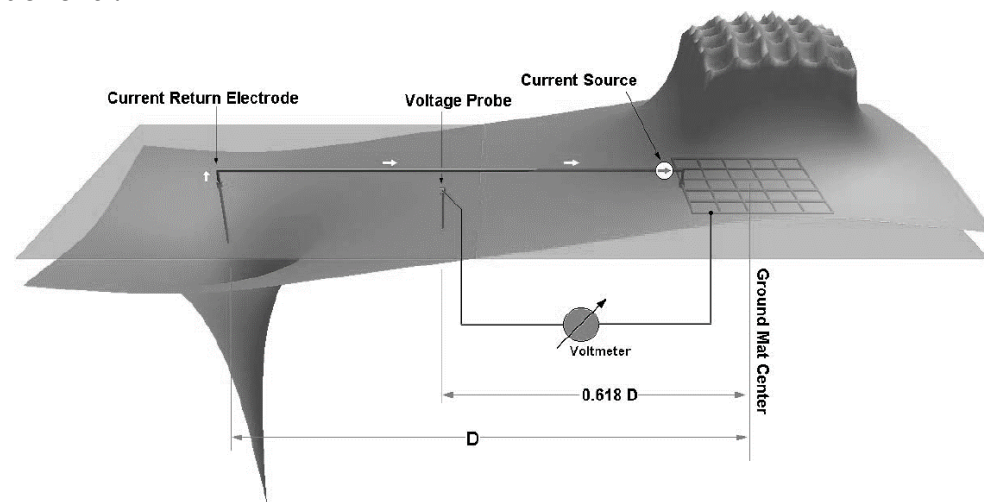


Figura 80 El método de caída de potencial. La regla del 62%.

En consecuencia, no se obtiene la llamada porción plana de la curva y deben utilizarse otros métodos de interpretación. Trabajos anteriores han demostrado que cuando el suelo no es uniforme y la separación no es grande en comparación a las dimensiones del sistema de tierra, la regla del 61,8%, que corresponde a la llamada porción plana de la curva, ya no podrá aplicar. Se encontraron lugares que al variar desde 10% hasta el 90% existe la posibilidad de encontrar la parte plana. Estos métodos se discuten en IEEE Std 81-1983.

Debe ser señalado que la colocación de la sonda de potencial P en el lado opuesto con respecto a electrodo C (es decir, en P2) siempre tendrá como resultado una resistencia aparente menor que la resistencia real. Además, cuando P está situado en el mismo lado del electrodo C (esto es P1), existe un lugar particular que da la resistencia real.

La ventaja primaria del método de caída de potencial, es que las sondas de potencial y corriente pueden tener una resistencia más alta que la del sistema de tierra bajo prueba sin que afecte significativamente la exactitud de las mediciones.

(IEEE, 2000)

4.5 Mantenimiento de transformadores.

Con base en los resultados obtenidos de pruebas realizadas al equipo eléctrico, el personal responsable del mantenimiento, tiene los argumentos suficientes para tomar la decisión de mantener energizado o retirar de servicio un equipo en operación que requiera mantenimiento. Para el mantenimiento del equipo, es conveniente considerar los aspectos siguientes:

- a) Archivo histórico y análisis de resultados obtenidos en inspecciones y pruebas. Es necesario además considerar las condiciones operativas de los equipos, así como las recomendaciones de los fabricantes.
- b) Establecer las necesidades de mantenimiento para cada equipo.
- c) Formular las actividades de los programas de mantenimiento.
- d) Determinar actividades con prioridad de mantenimiento para cada equipo en particular.
- e) Se debe contar con personal especializado y competente para realizar las actividades de mantenimiento al equipo y establecer métodos para su control.

Mejorando las técnicas de mantenimiento, se logra una productividad mayor y se reducen los costos del mismo. Los tipos de mantenimientos que se pueden aplicar al **equipo en operación**, son los siguientes:

- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento predictivo.

Para cada uno de ellos, se describen a continuación sus principales características y definiciones:

- **MANTENIMIENTO CORRECTIVO.**

Es el concepto de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control, pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que el trabajo es realizado sobre una base de emergencia, la cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra y ocasiona interrupciones del servicio.

- **MANTENIMIENTO PREVENTIVO.**

Las actividades de mantenimiento preventivo tienen la finalidad de impedir o evitar que el equipo falle durante el período de su vida útil (ver figura 12) y la técnica de su aplicación, se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo después de pasar el período de puesta en servicio reduce sus posibilidades de falla.

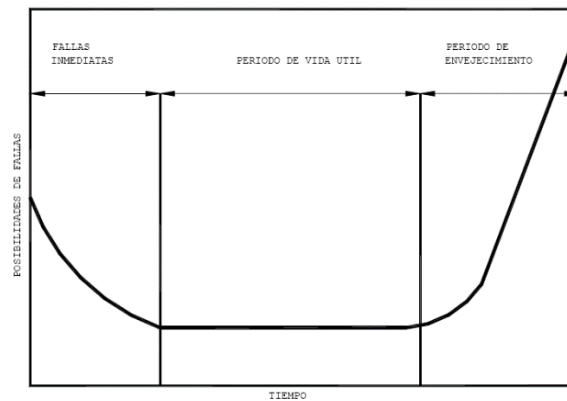


Figura 81 Curva de vida útil.

• MANTENIMIENTO PREDICTIVO.

El tipo de mantenimiento predictivo tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores; para lograr el máximo tiempo de operación del equipo, se aplican técnicas de revisión y pruebas más avanzadas, requiere de controles rigurosos para su planeación y ejecución. Además durante los últimos años se han venido desarrollando diversas técnicas de diagnóstico tanto en línea como por muestreo que no requiere desenergizar al equipo primario difiriendo los periodos de atención de aquellas pruebas tradicionales consideradas dentro del mantenimiento predictivo y que requieren necesariamente sacar de servicio el equipo. El mantenimiento predictivo se basa en que el equipo, después de pasar su período de puesta en servicio, reduce sus posibilidades de falla y comienza o se encuentra dentro de su período de vida útil, posteriormente el equipo envejece y crecen sus posibilidades de falla. El mantenimiento predictivo tiende a reducir la cantidad de trabajos a realizar durante el período de vida útil, con solamente aplicarlo cerca del final o durante ese período.

• PERIODICIDAD EN EL MANTENIMIENTO.

El aspecto de periodicidad en la atención de los equipos y dispositivos que conforman una Subestación Eléctrica, es un concepto que ha venido variando significativamente con el tiempo; producto principalmente del continuo desarrollo tecnológico alcanzado tanto en el diseño y fabricación de tales componentes, como en la implementación de nuevas y mejores técnicas de prueba, verificación, supervisión, monitoreo y diagnóstico. No obstante lo anterior, y con el único propósito de establecer una referencia o guía práctica, dirigida sobre a todo hacia aquel personal técnico que se inicia en esta actividad del mantenimiento a Subestaciones, se muestran en la tabla 2 algunas recomendaciones de periodicidades mínimas de mantenimiento a equipo primario, producto del consenso y experiencia de varios ingenieros de CFE.

Tabla 20 Recomendación de periodicidad mínima de mantenimiento en equipo primario.

EQUIPO	ACTIVIDAD	PERIODO	
		MESES	AÑOS
Transformadores de	Pruebas eléctricas		2
	Análisis de gases	6	

Potencia en M.T y A.T.	Mantenimiento, secado y cambio de aceite en cambiador de derivaciones y devanados		10
	Reemplazo de aceite a cambiador de derivaciones		5
	Mantenimiento a sistema de enfriamiento		1
	Mantenimiento a equipos auxiliares		1
Cuchillas desconectadoras en A.T.	Limpieza, lubricación y engrase de rodamientos y barras de accionamientos		2
	Pruebas eléctricas		3
TC's, TP's y dispositivos de potencial en A.T.	Pruebas eléctricas		3
Redes de tierra	Pruebas y mantenimiento		3
Bancos de baterías y cargadores	Medición de densidades, reposición de niveles y revisión de Voltajes	1	
	Limpieza de celdas	1	
	Reapriete de conexiones y lubricación	1	
	Revisión y limpieza de cargadores	6	

Nota
Tabla
Las

Tabla 21 Recomendación de periodicidad mínima de mantenimiento en equipo primario.

a la
2:

EQUIPO	ACTIVIDAD	PERIODO	
		MESES	MESES
Interruptores de potencia SF6 y PVA en A.T.	Pruebas eléctricas		3
	Mantenimiento a cámaras y Mecanismos		4
	Cambio de aceite a cámaras		2
	Medición de humedad residual Sf6		3
Interruptores de potencia SF6, PVA y Vacío en A.T.	Pruebas eléctricas		3
	Mantenimiento a cámaras y Mecanismos		4
	Cambio de aceite a cámaras		1
	Medición de humedad residual Sf6		3
Interruptores de gran Volumen de Aceite	Pruebas eléctricas		2
	Mantenimiento a cámaras y Mecanismos		4
	Cambio de aceite		4
	Mantenimiento a Moto compresores y auxiliares	6	
	Mantenimiento a mecanismos Neumáticos		2

tensiones para los equipos en subestaciones de distribución son en M.T. (desde 13.8 kV hasta 34.5 kV) y A.T. (desde 69 kV hasta 138 kV)

(Todo el subtema de mantenimiento: Ref. SOM-3531 Manual de procedimientos de pruebas del equipo primario, CFE, 30 de abril de 2003) (CFE, 2003)

Referencias

- CFE. (2003). *SOM-3531 Manual de procedimientos de pruebas de campo*. México: CFE, Subdirección de Distribución.
- Facultad de Ingeniería, DECD, UNAM. (15 de Julio de 2015). <http://campusvirtual.mineria.unam.mx/>. Obtenido de SUPERVISIÓN DE PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA ELECTROMECAÁNICA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA: http://campusvirtual.mineria.unam.mx/cursos_archivos/CFE/Constru_Obr_Electr_Subs_Pot/Modulo1/pd/FUnidad_1.pdf
- Fink, D. G., & Beaty, H. W. (2006). *Standard Handbook of Electrical Engineering* (15 ed.). Mc Graw-Hill.
- GONZALEZ DOMÍNGUEZ, T. S., ROSALES REGINO, R., & SIMBRON REYES, C. S. (2001). *MANUAL DE PRUEBAS DE CAMPO PARA EQUIPOS. 1*, 134. Poza Rica, Veracruz, México: FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA DE LA UNIVERSIDAD VERACRUZANA.
- IEEE. (1995). *IEEE Std 4-1995 Standard techniques for high voltage testing*. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- IEEE. (2000). *IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding*. New York: IEEE.
- IEEE. (2002). *IEEE Std C57.106™-2002 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*. New York: IEEE.
- IEEE. (2008). *IEEE Std C57.13™-2008 Requirements for instrument transformers*. New York: IEEE.
- IEEE, T. I. (Dec 2000). *IEEE 100. The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms. [7th ed.]* (Vols. ISBN 0-7381-2601-2 SP1122). (D. M. Kim Breitfelder, Ed.) 3 Park Avenue, New York,, NY, 10016-5997, USA: Standards Information Network, IEEE Press.
- IEEE, The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (Apr. 1, 1988). *IEEE Std C57.12.90-1987 Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*. New York: IEEE. Recuperado el 07 de 08 de 2015
- Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US. (2001). *Design Guide for Rural Substations*. RUS Bulletin 1724E-300. Obtenido de http://www.rd.usda.gov/files/UEP_Bulletin_1724E-300.pdf



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LOS MOCHIS



Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Luis Pedro Alcántar Bazúa. I.M.E.

Docente

pbazua@itmochis.edu.mx

pbazua@gmail.com

APUNTES DE LA ASIGNATURA: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

UNIDAD 5 PROYECTO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

(ANTOLOGÍA)

por

Ing. Luis Pedro Alcántar Bazúa

Aproximadamente 2310 palabras

Inicio 9 de agosto de 2015.

1. INTRODUCCIÓN

Al construir la obra electromecánica de una subestación se requieren de varias figuras de autoridad como el Supervisor, El Contratista, y El Verificador, el primero como representante del cliente, el segundo como proveedor de bienes y servicios, el tercero que es contratado por el cliente para fiscalizar que los componentes de la instalación sean los adecuados y que se realice el trabajo de construcción conforme a la normativa vigente.

El supervisor debe conocer como evaluar los requisitos generales indispensables con que debe cumplir el constructor al llevar a cabo los servicios de montaje del equipo. También debe tener los conocimientos necesarios para desempeñar con eficiencia su función durante montajes de equipo en subestaciones convencionales.

Buscaremos en esta unidad reconocer y verificar la documentación, los recursos humanos y materiales (herramientas, equipos de medición) con que el contratista debe contar durante el proceso de construcción de subestaciones.

Para la verificación de los conceptos de obra electromecánica, el supervisor debe tomar en cuenta los siguientes aspectos generales:

RECURSOS HUMANOS

Superintendente de construcción

Es la persona que coordina, programa, dirige, controla y evalúa las acciones que permitan cumplir eficientemente con la construcción de la obra electromecánica.

Supervisor

Es el personal en obra que vigila directamente la construcción de cada uno de los conceptos del montaje electromecánico de la obra.

Responsable del sistema de gestión

Es la persona cuya función es vigilar el cumplimiento del sistema de calidad, ambiental y seguridad y salud en el trabajo durante el desarrollo del montaje electromecánico de la obra.

Residente de obra

Es la persona encargada de llevar directamente el montaje electromecánico de la obra.

Personal especializado

Es el personal encargado de realizar una actividad específica requerida durante el desarrollo de la obra; como pueden ser electricistas, montadores, linieros, soldadores, etcétera.

DOCUMENTOS**Contrato de obra**

Es el documento firmado por voluntad de dos partes (CFE y el contratista), mediante el cual se crean derechos y obligaciones y en el que se establecen actividades y trabajos a cargo del contratista. Existen dos tipos: Obra pública financiada y Obra pública presupuestal.

Bitácora de obra

Es el instrumento técnico de control de los trabajos legalmente reconocido, que constata el medio de comunicación entre el contratista y CFE, a través de los representantes designados oficialmente por ambas partes y en el que deberán referirse los asuntos y eventos importantes que se presentan durante la ejecución de las obras públicas y servicios relacionados con las mismas.

Certificado de calidad

Es el documento expedido por una empresa certificadora que avala la calidad de los equipos y/o materiales.

Planos de diseño autorizados para construcción.

Son los planos ya validados y autorizados para su construcción.

Instrucciones de trabajo

Es el documento en el cual se registran los procesos de la obra.

Especificaciones de CFE

Son los documentos normalizados y aplicables en los cuales se describen los procesos constructivos de una obra.

Instructivos de fabricante

Son los documentos que describen: el funcionamiento, armado, instalación y mantenimiento de los elementos e incluyen diagramas mecánicos y eléctricos, así como el protocolo de pruebas.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS**Torquímetro**

Es la herramienta que se utiliza para dar el par de apriete de acuerdo con las características del tipo de material de tornillos y tuercas.

Dinamómetro

Es la herramienta que se utiliza para medir una tensión aplicada en el tendido de buses.

Empalmadora

Es la herramienta que se utiliza principalmente para comprimir los diferentes tipos de herrajes a compresión con los conductores.

Máquina de secado y llenado de aceite, mangueras y conexiones

Es el equipo que se utiliza para el tratamiento de secado y llenado de aceite de los transformadores de potencia.

Equipo de llenado del gas SF₆

Es el equipo que se utiliza para realizar el llenado del gas SF₆ a los interruptores de potencia.

Grúa

Es el equipo especial utilizado para levantar, elevar, distribuir y colocar los equipos y materiales en su ubicación definitiva.

EQUIPOS DE MEDICIÓN

Medidor de resistencia del aislamiento

Es el instrumento estándar para la verificación de la resistencia de aislamiento.

Factor de potencia

Es el instrumento que se utiliza para detectar las pérdidas dieléctricas de los aislamientos, como son: porcelana y aceite aislante.

TTR (relación de transformación)

Es el instrumento que se utiliza para la medición de la relación de transformación.

Dúcter

Es el instrumento que se utiliza para la medición de la resistencia de contactos principalmente en cuchillas e interruptores.

Medidor de rigidez dieléctrica

Es el instrumento que se utiliza para verificar las condiciones de rigidez dieléctrica del aceite aislante.

Medidor de punto de rocío

Es el instrumento que se utiliza para determinar el contenido de humedad de un gas.

Medidor de tiempos de operación

Es el instrumento que se utiliza para verificar los tiempos de apertura y cierre del interruptor.

Resulta indispensable para el supervisor de obra comprender en forma conceptual y practica las definiciones básicas, la interpretación de diagramas y planos de proyectos de subestaciones. Ya que el entendimiento de esto facilitará el desarrollo de procesos constructivos en obra electromecánica logrando con ello alcanzar los objetivos y metas programadas con calidad a partir de los recursos disponibles en un tiempo predeterminado. (Facultad de Ingeniería, DECD, UNAM, 2015)

5.1 Selección de partes constitutivas de la subestación.

La redacción de especificaciones y selección de equipo eléctrico deberían ir precedidos de estudios del sistema eléctrico para determinar los parámetros de la aplicación y operación que deben ser satisfechos. Estos incluyen flujo de carga, cortocircuito, estudios transitorios de tensión, coordinación y protección.

Transformadores y autotransformadores

Los principales equipos eléctricos de una subestación se categorizan generalmente por tiempo de entrega prolongados, fabricación solamente después de recibir una orden de compra, diseño personalizado a cierto grado y de mucho mayor costo por unidad que artículos menores como aisladores, cable y conducto. Las especificaciones para ellos se determinan no sólo por su relación con otros equipos de la subestación, sino también por las condiciones del sistema previamente establecidas y los requisitos de funcionamiento. Las secciones siguientes de este capítulo tratan de las muchas posibles variaciones en el equipo.

Capacity: The selection of substation transformer kVA capacity should be based on an acceptable up-to-date engineering study. The selection should consider the effects of load cycle, load factor, and ambient temperature as described in ANSI/IEEE Std. C57.92, "Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Power Transformers up to and Including 100 MVA with 55°C or 65°C Average Winding Rise."

Since cooling efficiency decreases with increase in altitude, the transformer manufacturer should be informed when the transformer will be operated at an elevation above 1000 meters (3300 feet) so that the proper cooling system can be provided. Also, multiwinding transformers with loads on various windings at different power factors have higher load losses and may require additional cooling capacity.

Prerequisites to Interrupters Specification :

The application involves consideration of the intended function, expected results, benefits to the electric system, and characteristics of both the Interrupters and the electric system.

Fuses are often desirable for transformer protection at any location where they are adequate for the thermal load and short-circuit conditions because of their lower cost and smaller space requirements compared to other devices. They are also desirable for their ease of coordination with circuit breakers and relays at other locations on the electric system. Fuses can also be applied as temporary maintenance bypass protection to permit maintenance of circuit breakers. Fuses are also used extensively for sectionalization and branch circuit protection in distribution systems. Circuit switchers are also supplied without current transformers (circuit breakers are usually supplied with CTs), which are used in conjunction with relays to sense faults. They can be substituted for fuses in transformer bank protection to detect low-voltage-side faults that fuses may not be able to detect. This detection would utilize relay intelligence from the low-voltage side. Circuit switchers also provide excellent capacitor bank switching and protection. In outlying areas of moderate short-circuit capacity, they can often be substituted for circuit breakers. They can be mounted similarly to air-break switches on a substation structure and thus require little or no additional space. **Reclosers** are completely self-contained and provide excellent distribution circuit exit and feeder protection. Their ratings are adequate for both load and short circuit on most distribution circuits and overlap the ratings of more costly circuit breakers. Their operation is faster than most circuit breakers, and their sequence of open and close operations is very flexible. Reclosers are available in both single and three-phase ratings so that they are very useful and adaptable for the entire distribution system at locations where reclosing operation is required.

Especificación de Interruptores de potencia

For each application, a detailed specification is necessary. A functional specification describing the circuit breaker rating and control, electric system characteristics and any special requirements is preferred to one describing design and construction details. ANSI Std. C37.12, "American National Standard Guide Specifications for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis and a Total Current Basis," can be used directly as a model or checklist for the

purchase specification. A manufacturer's standard design and construction would normally be considered acceptable. It is recommended that those persons responsible for preparing power circuit breaker specifications become familiar with:

1. The C37 series of ANSI Standards covering ratings, testing, applications, specifications, etc.
2. Each specific application and proposed installation
3. Each prospective supplier's product line of circuit breakers

Disponibilidad de Tipos de Interruptores automáticos de Potencia

Aunque la disponibilidad de diseños de diferentes interruptores está estrechamente relacionada con el estado del arte en cualquier momento, la tabla 1 indica la conocida disponibilidad de tipos de interruptor.

Tabla 22 Tipos de Interruptores automáticos de Potencia, Ref. Table 5-19: Types of Circuit Breakers , (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)

<i>Availability vs. Interrupting Media</i>				
<i>Outdoor</i>	<i>Oil (1)</i>	<i>Air</i>	<i>Gas</i>	<i>Vacuum</i>
Dead Tank				
Single Tank	X		X	X
Three Tank	X		X	X
Live Tank				
<i>Indoor</i>			X	
Dead Tank	X		X	X
(1) Oil circuit breakers are only available as remanufactured or used equipment.				

Las especificaciones de Interruptores de potencia las tratamos en la Unidad 1 Equipos Primarios de una subestación eléctrica, (ver Tabla 23 Valores nominales preferidos para interruptores automáticos en interiores).

5.2 Consideraciones económicas.

La adquisición de grandes equipos depende generalmente de una especificación técnica detallada a menudo desarrollada previa consulta con los proveedores. **La selección de los equipos principales** requiere la consideración máxima. Costo, horarios y penalizaciones de rendimiento puedan incurrir como resultado de una selección incorrecta. El proceso de diseño tiene gran flexibilidad para el cambio en elementos menores, pero muy poco se puede hacer en el diseño de la subestación detallada para superar cualesquier deficiencia en la selección de equipo pesado. (Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US, 2001)

Transformadores y Autotransformadores

La elección de transformadores convencionales de dos o tres devanados y autotransformadores implica sus diferencias básicas que pueden afectar a la aplicación y los factores de costo. En general, consideran a los autotransformadores por ventajas de costo, donde la relación de transformación de voltaje es favorable, hasta posiblemente 3/1. Más allá de esta relación, la ventaja del costo del autotransformadores disminuye.

También, al conectar autotransformadores en estrella estos proporcionan una relación angular de fase entre las tensiones primarias y secundarias. Otras ventajas de los autotransformadores son su tamaño físico más pequeño, ligero, regulación con valores menores (caída de tensión en el transformador), corrientes de excitación pequeñas (conmutación fácil sin carga) y menores pérdidas. Las principales desventajas de autotransformadores son menor reactancia (impedancia), problemas de diseño más complejos y consecuencias negativas en los relevadores de puesta a tierra. Normalmente pueden resolver estos problemas.

Interruptores de potencia

The application of circuit breakers involves consideration of the intended function, expected results, benefits to the electric system, and characteristics of both the circuit breakers and the electric system.

In some instances, protective devices of lesser capability and flexibility, such as **fuses**, circuit switchers, reclosers, etc., may be more desirable or preferred over more complex and costly circuit breakers.

Circuit switchers are less costly than circuit breakers and can be applied in much the same way as circuit breakers, subject to limitations in interrupting capability, with the same type of relay control as circuit breakers.

Referencias

- CFE. (2003). *SOM-3531 Manual de procedimientos de pruebas de campo*. México: CFE, Subdirección de Distribución.
- Facultad de Ingeniería, DECD, UNAM. (15 de Julio de 2015). <http://campusvirtual.mineria.unam.mx/>. Obtenido de SUPERVISIÓN DE PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA ELECTROMECAÁNICA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA: http://campusvirtual.mineria.unam.mx/cursos_archivos/CFE/Constru_Obr_Electr_Subs_Pot/Modulo1/pd/FUnidad_1.pdf
- Fink, D. G., & Beaty, H. W. (2006). *Standard Handbook of Electrical Engineering* (15 ed.). Mc Graw-Hill.
- GONZALEZ DOMÍNGUEZ, T. S., ROSALES REGINO, R., & SIMBRON REYES, C. S. (2001). *MANUAL DE PRUEBAS DE CAMPO PARA EQUIPOS. 1*, 134. Poza Rica, Veracruz, México: FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA DE LA UNIVERSIDAD VERACRUZANA.
- IEEE. (1995). *IEEE Std 4-1995 Standard techniques for high voltage testing*. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- IEEE. (2000). *IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding*. New York: IEEE.
- IEEE. (2002). *IEEE Std C57.106™-2002 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*. New York: IEEE.

- IEEE. (2008). *IEEE Std C57.13TM-2008 Requirements for instrument transformers*. New York: IEEE.
- IEEE, T. I. (Dec 2000). *IEEE 100. The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms*. [7th ed.] (Vols. ISBN 0-7381-2601-2 SP1122). (D. M. Kim Breitfelder, Ed.) 3 Park Avenue, New York,, NY, 10016-5997, USA: Standards Information Network, IEEE Press.
- IEEE, The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (Apr. 1, 1988). *IEEE Std C57.12.90-1987 Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*. New York: IEEE.
Recuperado el 07 de 08 de 2015
- Rural Utilities Service, Department of Agriculture, US. (2001). *Design Guide for Rural Substations*. RUS Bulletin 1724E-300. Obtenido de http://www.rd.usda.gov/files/UEP_Bulletin_1724E-300.pdf

