



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA
RED ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN DE CIUDAD
UNIVERSITARIA UNAM.”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTAN:

LÓPEZ RAMÍREZ JULIO CÉSAR
NERIA MARTÍNEZ ADOLFO JONATHAN

ASESOR: ING. CORTEZ MONDRAGÓN ALBERTO



MÉXICO, D.F. JULIO 2015

Agradecimientos:

Dedico este título con un gran aprecio a todas las personas que siempre estuvieron al pendiente de mi carrera pero en particular a esas personas tan especiales:

A mi madre Esther Ramírez Jiménez que siempre estuvo al pendiente de mí y por el gran apoyo que siempre obtuve de su parte, la paciencia que me brindaste a lo largo de todo este tiempo para que al final obtuviera este título, por esa razón dedico gran parte de este logro hacia ti, por todo lo anterior gracias Madre.

A mis padrinos Esmeralda Isabel Córdoba y Fernando Ramírez Jiménez por su preocupación por mi título y esos grandes momentos que me aguantaron en el estadio olímpico universitario apoyado en todo momento a los Pumas en las buenas y en las malas.

A mis tíos Celia Ramírez Jiménez, Alberto Ramírez Jiménez, Guadalupe Ramos, Francisco Valle (C.F.P.D.)

A mis primos Fernando, Héctor, Juan, Francisco, Alejandra, Elizabeth.

A esta gran institución que es la UNAM que gracias a ella he empezado a lograr cosas grandiosas.

Melker

Agradecimientos:

El primer agradecimiento que quiero hacer es para ti, que en todo momento has estado conmigo, ya sea mala o buena la situación que se me presente nunca me has abandonado y es por ese respaldo que me das que he podido cumplir mis objetivos no importando el plazo sin ti nunca lograría ninguna de mis metas, "GRACIAS DIOS".

A mi madre Ana Luisa Martínez que has dado todo por mí y mis hermanos, que siempre me motivas y porque no decirlo, me inspiras; con tu amor, pasión y el cuidado que brindas a tu familia. Gracias madre sin tu apoyo nunca hubiese podido obtener lo que ahora estoy logrando.

A mi abuelita María de Jesús, que ha sido como una segunda madre gracias por apoyarme y apoyar a mi madre para poder llevarnos en el buen camino.

A mi esposa Nancy Aguilar, que me ha sabido apoyar en todo momento y que día con día ayuda a reforzar el amor que siento por ella. Creo hasta el momento que no hubo mejor mujer que tuviera como esposa, te amo.

Y no puedo olvidar en mis agradecimientos a mis hermanos que han sabido respetar el esfuerzo de mi madre. Voy gracias a mi padre Juan Manuel en haber puesto su granito de arena para darme la vida.

Ing. Alberto Cortez, no sé cómo agradecerle el apoyo incondicional que nos brindó en nuestro desarrollo profesional, espero que las nuevas generaciones de ingenieros puedan aprovechar lo que en su momento yo aproveché tanto en la materia que me impartió como la amistad que sabe brindar, gracias.

Gracias UNAM por ser la mejor universidad que puede haber en este país, y por los mejores profesores con los que cuentas que se interesan en enseñar solo lo mejor.

Y por último y no menos importante, gracias Julio "Melker", por ser mi compañero en este último paso de mi carrera profesional.

Adolfo Jonathan

Índice

INTRODUCCIÓN.....	8
I. OBJETIVO	8
II. BREVE HISTORIA DE CIUDAD UNIVERSITARIA UNAM	9
1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS	11
1.1. TENSIÓN DEL SISTEMA.....	12
1.2. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	13
1.2.1. <i>Sistema de distribución radial.....</i>	<i>13</i>
1.2.2. <i>Sistema de distribución en anillo</i>	<i>15</i>
2. ELEMENTOS QUE INTEGRAN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	22
2.1. TRANSFORMADOR.	22
2.1.1. <i>Parte activa.....</i>	<i>22</i>
2.1.2. <i>Parte pasiva.....</i>	<i>23</i>
2.1.3. <i>Accesorios.....</i>	<i>23</i>
2.2. INTERRUPTOR.....	24
2.2.1. <i>Parte activa.....</i>	<i>24</i>
2.2.2. <i>Parte Pasiva.....</i>	<i>24</i>
2.2.3. <i>Accesorios.....</i>	<i>24</i>
2.2.4. <i>Interruptor en hexafluoruro de azufre</i>	<i>25</i>
2.3. CUCHILLAS.	25
2.3.1. <i>Base.....</i>	<i>25</i>
2.3.2. <i>Aisladores.....</i>	<i>26</i>
2.3.3. <i>Cuchilla.....</i>	<i>26</i>
2.3.4. <i>Operación.....</i>	<i>26</i>
2.4. APARTARRAYOS.....	26
2.5. TABLEROS.	27

2.5.1.	Tableros i-line.	28
2.5.2.	Tableros autosoportados.	28
2.6.	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN.	28
2.6.1.	Transformadores de corriente.	28
2.6.2.	Transformadores de potencial.	29
2.7.	EQUIPO DE MEDICIÓN.	29
2.7.1.	Sistema de medición local.	30
2.7.2.	Sistema de medición remoto.	30
2.7.3.	Sistema mixto.	31
2.8.	CONECTORES.	31
2.8.1.	Conectores atornillados.	31
2.8.2.	Conectores a presión.	31
2.8.3.	Conectores soldados (cadweld).	31
2.9.	SISTEMAS DE TIERRAS.	31
2.9.1.	Sistema radial.	32
2.9.2.	Sistema de anillo.	32
2.9.3.	Sistema de malla.	32
2.9.4.	Neutro corrido.	33
3.	EQUIPO PRINCIPAL DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE CU	34
3.1.	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PRINCIPAL (EQUIPO ORMAZABAL)	34
3.1.1.	Interruptor de potencia.	34
3.1.2.	Transformador de servicio.	36
3.2.	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DERIVADA	37
3.2.1.	Transformador	37
3.2.2.	Equipo de seccionamiento	38
3.2.3.	Tableros de baja tensión	39
3.3.	CABLE DE MEDIA TENSIÓN	40

4.	SEGURIDAD	43
4.1.	PELIGROS EN PRESENCIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.	43
4.1.1.	<i>Corto Circuito</i>	43
4.1.2.	<i>Arco eléctrico (arc flash)</i>	44
4.1.3.	<i>Límites de aproximación</i>	45
4.1.4.	<i>Energía incidente en un arco eléctrico</i>	51
5.	LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)	54
5.1.	TRAJES CONTRA ARCO.	54
5.2.	PROTECCIÓN DE LA CARA.	55
5.3.	PROTECCIÓN PARA LA CABEZA.	55
5.4.	PROTECCIÓN DE LAS MANOS.	56
5.5.	PROTECCIÓN DE LOS PIES.	56
5.6.	CUIDADO Y MANTENIMIENTO DE ROPA Y TRAJES DE ARCO.	57
5.7.	HERRAMIENTAS DE SEGURIDAD	57
5.7.1.	<i>Extensiones aisladas</i>	57
5.7.2.	<i>Puesta a tierra de protección temporal de equipos</i>	59
5.7.3.	<i>Tarimas aislantes</i>	60
5.7.4.	<i>Detector de voltaje</i>	60
5.8.	SEÑALES Y MEDIDAS DE SEGURIDAD	60
5.8.1.	<i>Señales de aviso</i>	61
5.8.2.	<i>Primeros auxilios</i>	61
5.8.3.	<i>Extintor</i>	62
6.	MANUAL DE OPERACIÓN	64
7.	MANUAL DE MANTENIMIENTO	75
8.	CASO PARTICULAR DE UNA FALLA EN LA RED ELÉCTRICA DE CIUDAD UNIVERSITARIA.....	106
9.	CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO	113
9.1.	MÉTODO POR MVA'S	113

9.2.	SISTEMA EN POR UNIDAD	114
9.3.	COMPONENTES ASIMÉTRICAS.....	116
9.4.	IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.	119
9.5.	CÁLCULO DE FALLAS.....	120
9.5.1.	<i>Falla monofásica</i>	121
9.5.2.	<i>Falla bifásica</i>	122
9.5.3.	<i>Falla bifásica a tierra</i>	124
9.5.4.	<i>Falla trifásica.</i>	126
9.6.	MÉTODO DE BUS INFINITO	129
9.7.	CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CORTO CIRCUITO EN EL ANILLO B	129
10.	CONCLUSIÓN.....	139
	ANEXO 1.....	141
11.	BIBLIOGRAFÍA	151

Introducción

Con la construcción de ciudad universitaria UNAM en los años cincuenta la red eléctrica cumplía completamente con todas las necesidades que se tenían en ese momento para poder cubrir con la demanda de cargas instaladas adecuadamente, pero con el paso del tiempo esa demanda de carga cambió de una manera considerable por lo cual se tuvo la necesidad de realizar un nuevo proyecto que pudiera satisfacer esa nueva demanda con las condiciones diferentes a largo plazo, y de cierta manera que al momento de presentarse una contingencia no hubiese afectaciones considerables en el suministro eléctrico de la red en media tensión de ciudad universitaria UNAM.

Con los cambios realizados en la red eléctrica de ciudad universitaria, esta se volvió un poco más compleja en su operación y mantenimiento, esto a consecuencia del nuevo equipo que se instaló a lo largo de las subestaciones por todo el campus de ciudad universitaria UNAM, la nueva configuración con la que se construyó la nueva red es en forma de anillos, esto quiere decir, que es un arreglo que está conformado por diferentes anillos instalados a lo largo del campus y que suministran energía a todas las cargas instaladas que se presentan en el trayecto del anillo correspondiente.

Con los nuevos cambios en la red eléctrica de media tensión de ciudad universitaria UNAM surge una pregunta ¿el personal está capacitado para poder operar la red de una manera adecuada sin presentar algún inconveniente de suma importancia? La respuesta a ello fue la creación de un manual de operación y mantenimiento que cubriera todos los aspectos posibles de la manera más adecuada, fácil de operar y sencilla de entender, en caso de que el personal que labore en la red tenga que intervenir en ella, y tener la confianza de que se tendrán los procedimientos que garanticen la seguridad del personal durante la intervención.

En los capítulos siguientes al lector se le va a proporcionar las herramientas adecuadas para que tenga el conocimiento mínimo requerido que debe de tener al momento realizar una operación en la red eléctrica de ciudad universitaria, como por ejemplo, el equipo de seguridad personal que debe de portar, los peligros al que se enfrenta al momento de intervenir en un equipo energizado, la manera adecuada de operación del equipo instalado, los procedimientos correctos de los diferentes casos de mantenimiento a la red eléctrica de ciudad universitaria, por último se hace el estudio de corto circuito para ver los niveles de corrientes y hacer la adecuada coordinación de protecciones.

A manera de reflexión una persona que va a intervenir en cualquier subestación debe de tener todos los sentidos alerta en todo momento requerido a que nunca se sabe cuándo va a ocurrir un incidente y cualquier mínima distracción puede marcar la diferencia, debe de tener más que claro su función a realizar y lo más importante de proteger su seguridad personal con el equipo de protección personal adecuado y en buen estado.

i. Objetivo

El presente documento tiene la finalidad de presentar un manual de operación y mantenimiento de la nueva red eléctrica de ciudad universitaria UNAM. En este manual se pretende recopilar los criterios generales que se deben considerar para garantizar la correcta operación del sistema de

distribución eléctrica en media tensión.

Estos procedimientos de operación de la red de distribución de energía eléctrica abarcarán, al menos, los siguientes aspectos:

- Criterios de operación
- Procedimiento de operación
- Procedimiento de mantenimiento
- Planes de emergencia.

Todo esto con la finalidad de que se le proporcione al operador las herramientas necesarias en caso de haber una operación o mantenimiento del equipo instalado y así tenga la seguridad de intervenir si se presenta una contingencia, de manera clara y sencilla de realizar por supuesto con las medidas necesarias de protección personal.

ii. Breve historia de ciudad universitaria UNAM

Los planes de construir una Ciudad Universitaria se remontan a 1929, cuando dos estudiantes de arquitectura presentan como tesis, un proyecto de Ciudad Universitaria. La zona en la que proyectaron su plan fue en Huipulco, también al sur de la Ciudad. Pero es hasta 1945, cuando por decreto se formula y aprueba una ley “sobre la fundación y construcción de Ciudad Universitaria”.

Para la realización del plano en conjunto se llevó a cabo un concurso de ideas en la Escuela Nacional de Arquitectura.

Es en 1949 cuando se inicia la construcción, sin embargo, se contaba con insuficiencia de fondos, así que la Universidad sabiendo el interés del presidente Miguel Alemán por la construcción de la misma, reorganiza el Patronato Universitario, nombrando presidente a Carlos Novoa, entonces director del Banco de México, y como vocales a Eduardo Suárez y David Thierry. La posición de estos personajes permitió mayor acercamiento con el presidente, quien procuró dotar a la Universidad de los fondos necesarios para continuar la construcción.

Posterior a esto se creó la Dirección del Proyecto de Conjunto, a cargo de Carlos Lazo y Mario Pani, que además de estar a cargo del proyecto maestro, se encargaron del proyecto en detalle de los espacios libres entre los edificios, coordinando los trabajos de los arquitectos encargados de proyectarlos hasta obtener el ajuste definitivo para lograr unidad y armonía en el conjunto.

La idea que explotaron fue la de lograr una fácil comunicación entre escuelas, y por lo tanto, entre estudiantes, profesores e investigadores, de la misma manera planearon un Museo de Arte (hoy MUCA) con el fin de dar a conocer el arte en México en todos los tiempos y para la exposiciones temporales que se renovarían constantemente.

De esta manera Carlos Lazo con ayuda del Patronato Universitario, logra concretar cada uno

de los planes con economía, orden y rapidez, permitiendo que fuera terminada en menos de tres años y que el 20 de noviembre de 1952 pudiera hacerse “la dedicación de la Ciudad Universitaria”, ceremonia encabezada por Miguel Alemán.



En 1953 Nabor Carrillo se convierte en rector de la Universidad, los principales problemas a los que se enfrentó fueron la terminación de los edificios junto con la infraestructura de apoyo, transporte, vivienda y la ampliación del presupuesto para la mudanza de escuelas universitarias.

El lunes 22 de marzo de 1954, en una ceremonia en la Sala del Consejo Universitario en la Torre de Rectoría, el presidente Ruíz Cortines inauguró los primeros cursos que se impartirían en Ciudad Universitaria, con este acto hizo entrega a los universitarios de la Ciudad Universitaria.

1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS

Para poder operar el sistema es importante tener un conocimiento básico de cómo está constituida la nueva red de distribución eléctrica de ciudad universitaria UNAM para tener un panorama mejor en el momento de una intervención y poder operarla con la certeza y seguridad, así se reducirá al máximo cualquier incidente que ponga en peligro al personal y al equipo instalado, esto se puede ver más fácilmente en un diagrama unifilar (debidamente plasmado y actualizado) ya que este facilita en gran manera la distribución en la que se encuentra la red eléctrica y así ubicar el o los puntos específicos de una manera rápida.

El diseño que se estableció a lo largo de todo el campus de ciudad universitaria. UNAM fue un sistema de distribución subterráneo con características particulares para las cuales se realizó un estudio que cubriera todas las necesidades de carga actual y futura, y sobre todo que se tuviera un sistema confiable y continuo.

Aunque el aspecto económico de los sistemas de distribución subterráneos es mayor que el de los aéreos, se ha demostrado que estos proporcionan una mayor seguridad contra accidentes y una mayor continuidad en el servicio, dado que se evitan muchas de las causas que propician interrupciones en los sistemas de distribución aérea, tales como: contaminación de los aisladores, ramas sobre las líneas, descargas atmosféricas, vandalismos, accidentes diversos y corrosión de partes expuestas al medio ambiente.

Unos de los factores que se consideran con carácter de importantes en el diseño de un sistema de distribución y de los cuales se hablará son: la tensión y la configuración del sistema.

SIMBOLOGÍA

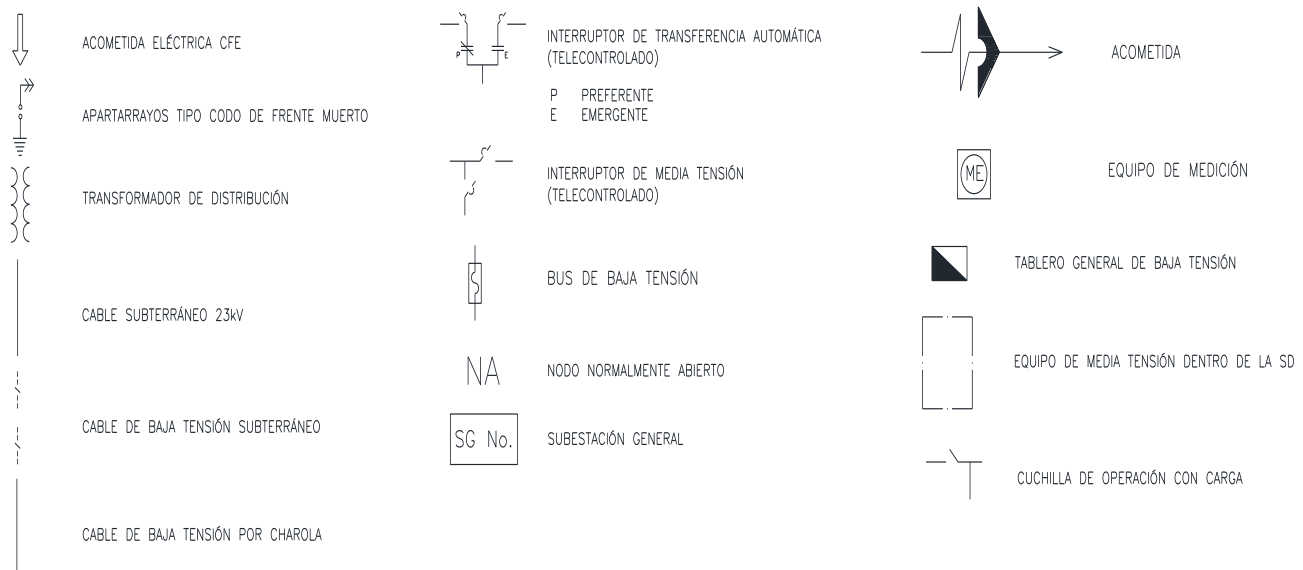


Figura 1.1 Simbología

1.1. Tensión del sistema

La selección de la tensión es regida por varios factores. En general, para una caída de tensión determinada, a mayor tensión, mayor es la energía eléctrica entregada. De otro modo, para una cantidad determinada de energía distribuida, cuanto mayor sea la tensión, menor será el tamaño de los conductores eléctricos requeridos.

Los parámetros a tener en cuenta cuando se selecciona una tensión y que los consumidores puedan utilizar la energía eléctrica de una forma eficiente, el sistema, debe satisfacer algunos requerimientos básicos como son:

- Suministrar siempre la potencia que los consumidores necesitan.
- Mantener una tensión nominal estable que no varíe más del $\pm 10\%$.
- Mantener una frecuencia estable que no varíe más de ± 0.1 Hz.
- Satisfacer las normas de seguridad.

Lo más apropiado para un sistema de distribución es ir a tensiones altas, argumentándose principalmente las razones siguientes:

- En sistemas con alta densidad de carga, el congestionamiento de alimentadores hace difícil su instalación, operación y mantenimiento.
- Las bajas tensiones requieren un mayor número de subestaciones y alimentadores para una zona determinada.
- A mayores tensiones se obtiene una mejor regulación y menores pérdidas para una misma longitud de alimentadores y sección del conductor.
- Existe limitación física en instalaciones actuales para acomodar el crecimiento futuro de los sistemas con las tensiones utilizadas.
- Los alimentadores tienen más capacidad a mayores tensiones.
- A mayor tensión se incrementa la capacidad y el costo de los equipos, así, aunque las instalaciones de alta tensión son más caras que las de baja tensión, tienen una capacidad mucho mayor; por lo cual, solamente se justifican económicamente cuando la actividad a la que se destina el consumo de energía permite obtener dividendos mucho mayores a los gastos efectuados en la compra de grandes cantidades de energía.

Las tensiones de distribución normalizadas actualmente en la república mexicana son de 13.8, 23 y 34.5 kV.

En muchas ciudades y zonas rurales del país, la tensión de 13.8 kV, (según estudios realizados), es la más económica y al mismo tiempo resulta adecuada para cubrir sus crecimientos de carga por un largo tiempo.

En cambio en zonas de alta densidad de carga y de rápido crecimiento, los estudios realizados al respecto indican que para estos casos una tensión del orden de 23 kV es la más adecuada.

1.2. Configuración del sistema de distribución

Un sistema de distribución eléctrico comprende desde la acometida eléctrica por parte de la compañía suministradora, subestación receptora, hasta llegar a la carga más lejana, en algunas instalaciones también incluye de una o varias plantas de emergencia. Estos son elementos que están diseñados para distribuir de forma correcta y en la medida de lo posible sin interrupciones la energía eléctrica a todas las cargas instaladas.

El problema de la distribución es diseñar, construir, operar y mantener el sistema de distribución que proporcionará el adecuado servicio eléctrico al área de carga a considerarse, tomando en cuenta la mejor eficiencia en operación. Desafortunadamente, no cualquier tipo de sistema de distribución puede ser empleado económicamente hablando en todas las áreas por la diferencia en densidad de carga.

Para diferentes áreas de carga o incluso para diferentes partes de la misma área de carga, el sistema de distribución más efectivo podría tomar diferentes formas. El sistema de distribución debe proveer servicio con un mínimo de variaciones de tensión y el mínimo de interrupciones, debe ser flexible para permitir expansiones en pequeños incrementos, así como para reconocer cambios en las condiciones de carga con un mínimo de modificaciones y gastos. Esta flexibilidad permite guardar la capacidad del sistema cercana a los requerimientos actuales de carga y por lo tanto permite que el sistema use de manera más efectiva la infraestructura. Además y sobre todo elimina la necesidad para predecir la localización y magnitudes de las cargas.

Los sistemas pueden ser por cableado aéreos o subterráneos, los conductores van a través de trincheras o soportado por postes e incluso combinación de estos, en el caso de ciudad universitaria existe un sistema subterráneo.

1.2.1. Sistema de distribución radial

Es aquel que cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica.

Un sistema radial es aquel que tiene un simple camino sin regreso sobre el cual pasa la corriente, parte desde una subestación y se distribuye por forma de “rama”, como se ve en la figura 1.2

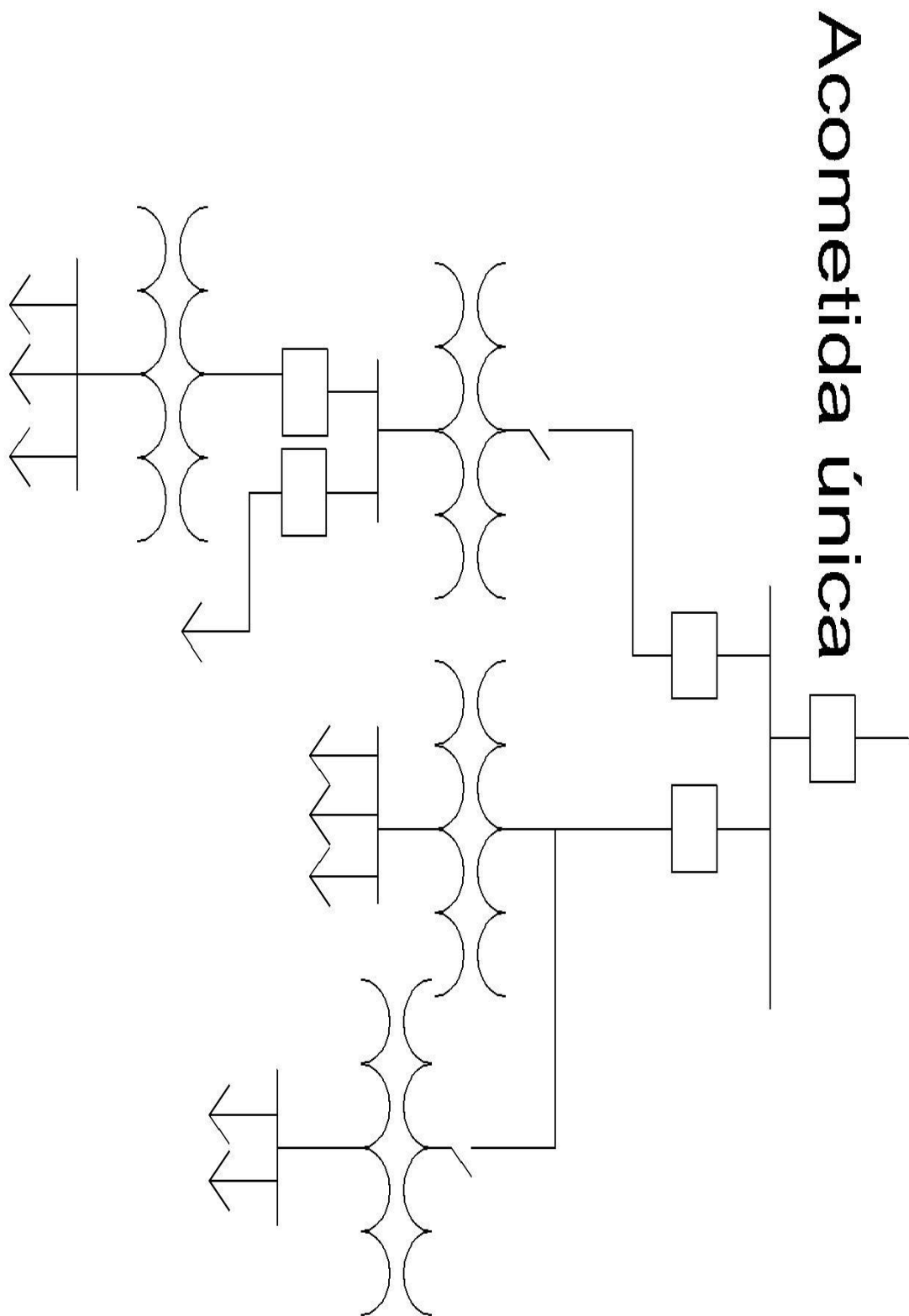


Figura 1.2 Configuración radial.

Este tipo de sistema de distribución tiene como característica básica, el que está conectado a un sólo juego de conductores.

Existen diferentes tipos de arreglo sobre este sistema, la elección del arreglo está sujeta a las condiciones de la zona, demanda, confiabilidad de continuidad en el suministro de energía, costo económico y perspectiva a largo plazo.

Este tipo de sistema, es el más simple y el más económico debido a que es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo, sin embargo, tiene varias desventajas por su forma de operar entre ellas están:

El mantenimiento de los interruptores se complica debido a que hay que dejar fuera parte de la red.

Son los menos confiables ya que una falla sobre el alimentador primario principal afecta a la carga.

Este tipo de sistemas es instalado de manera aérea y/o subterránea.

1.2.2. Sistema de distribución en anillo

Es aquel que cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica. Ver figura 1.3

Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un “ciclo” completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla.

Este sistema es más utilizado para abastecer grandes masas de carga, desde pequeñas plantas industriales, medianas o grandes construcciones comerciales donde es de gran importancia la continuidad en el servicio.

Cualquier variante del sistema en anillo, normalmente provee de dos caminos de alimentación a los transformadores de distribución o subestaciones secundarias. En general, la continuidad del servicio y la regulación de tensión que ofrece este sistema son mejor que da el sistema radial. La variación en la calidad del servicio que ofrecen ambos sistemas, depende de las formas particulares en que se comparen.

Regularmente, el sistema anillo tiene un costo inicial mayor y puede tener más problemas de crecimiento que el sistema radial, particularmente en las formas utilizadas para abastecer grandes cargas. Esto es principalmente porque dos circuitos deben ponerse en marcha por cada nueva subestación secundaria, para conectarla dentro del anillo.

A continuación, mostramos las ventajas en operación de este sistema:

- Son los más confiables ya que cada carga en teoría se puede alimentar por dos trayectorias.

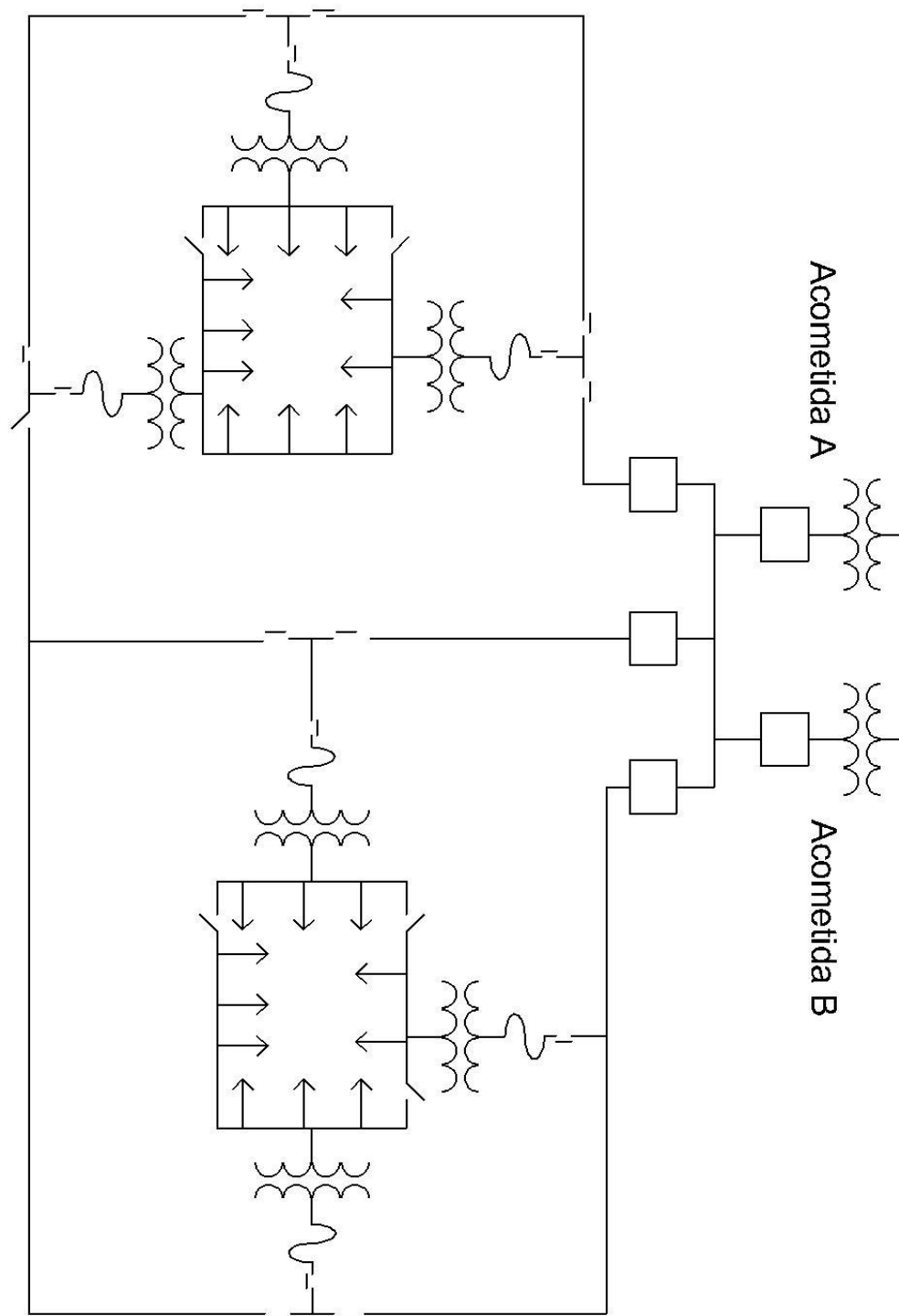


Figura 1.3 Sistema de distribución en anillo con operación radial.

- Permiten la continuidad de servicio, aunque no exista el servicio en algún transformador de línea.
- Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea la carga se pasa al otro transformador o línea o se reparte entre los dos adyacentes.
- Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo desenergizado, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.

1.2.2.1. Anillo abierto

Es aquel que cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica. Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un “ciclo” completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla. La única diferencia que tiene la estructura anillo abierto de la estructura anillo es que en la estructura anillo abierto se cuenta con seccionador que se encuentra normalmente abierto, dicho seccionador generalmente se encuentra en el punto medio de las cargas a alimentar, es decir que de ambos lados del seccionador hay casi la misma capacidad instalada. Ver figura 1.4.

1.2.2.2. Anillo cerrado

El esquema de esta estructura es similar al anterior, y varía únicamente en que no existe un punto normalmente abierto. Esta estructura tiene gran aplicación en zonas amplias; se desarrolla en cable subterráneo por la facilidad que se tiene de incrementar la capacidad instalada paulatinamente sin afectar la estructura fundamental. Ver figura 1.5.

En el caso de la red eléctrica de ciudad universitaria se encuentran distribuidos diferentes anillos de manera subterránea a lo largo del campus que dan suministro a todas las cargas instaladas, en este caso se muestra a continuación el anillo B y C que será objeto de nuestro estudio el cual tomaremos como referencia en su operación a manera de ejemplo y como el anillo B más adelante como cálculo de corto circuito. Ver figura 1.6 y 1.7.

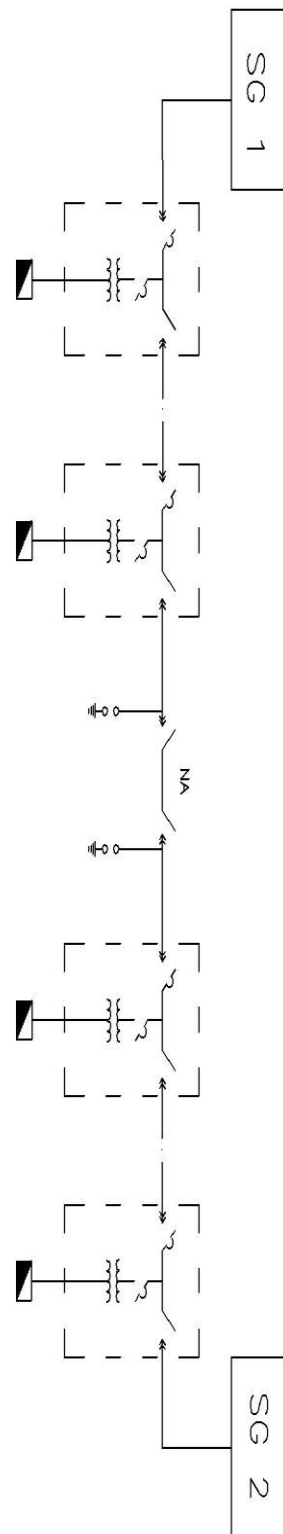


Figura 1.4 Anillo normalmente abierto con doble alimentación.

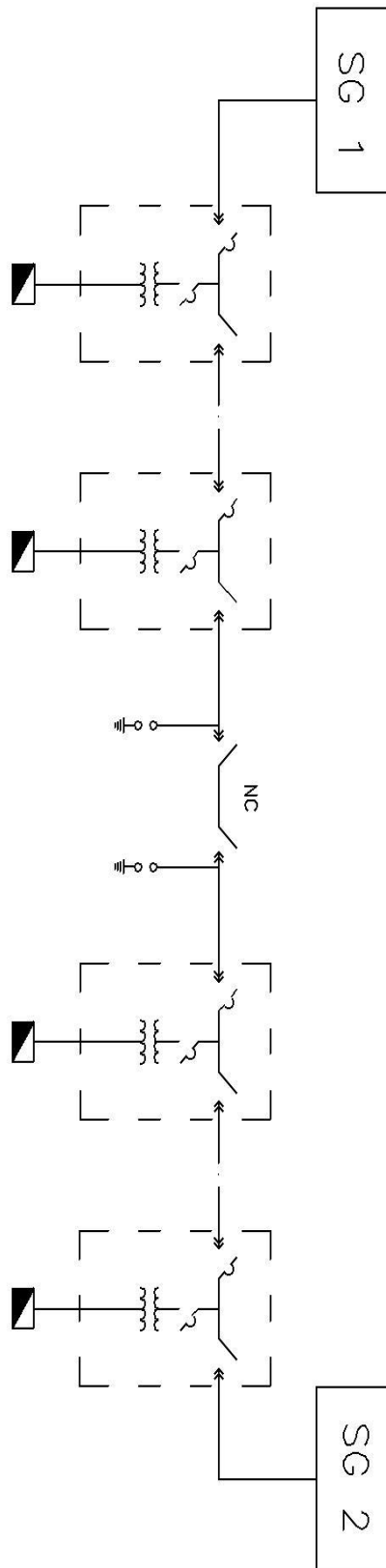


Figura 1.5 Anillo normalmente cerrado

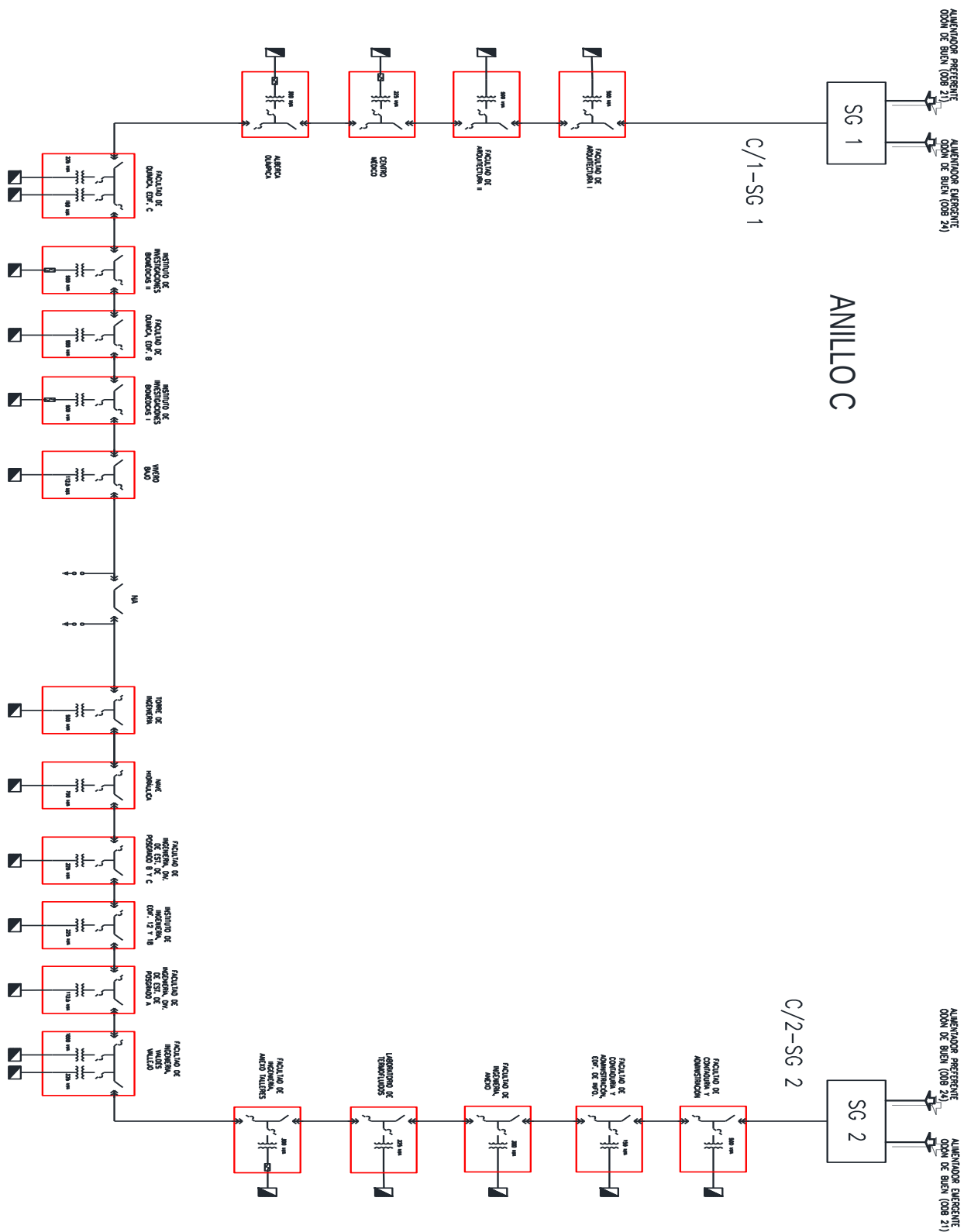


Figura 1.6 Anillo C

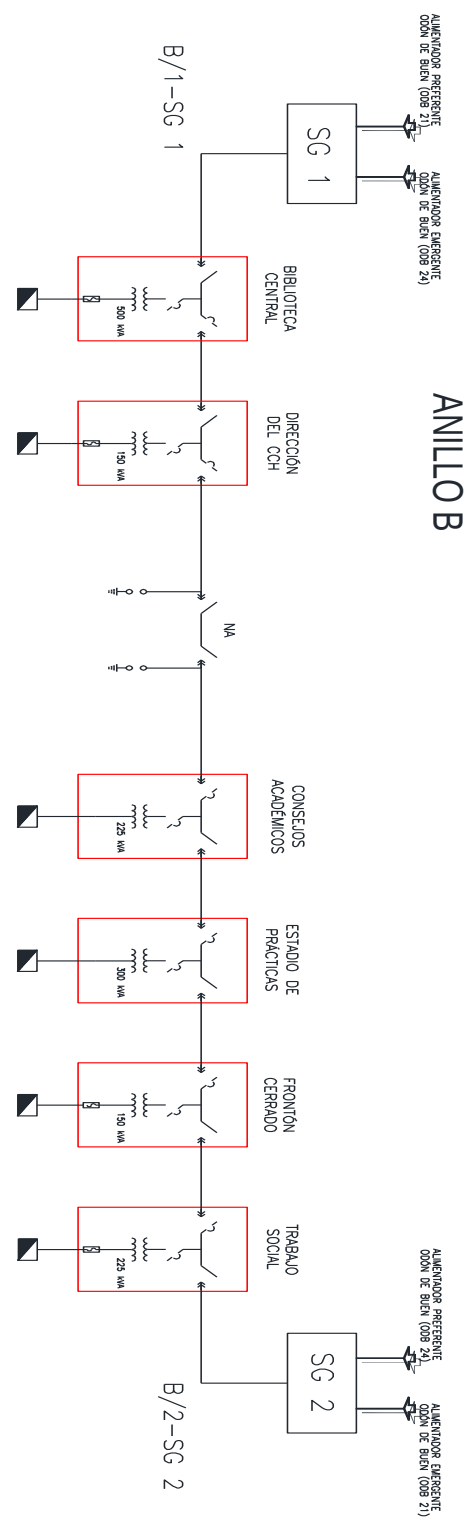


Figura 1.5 Anillo B

2. ELEMENTOS QUE INTEGRAN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Para poder operar el equipo dentro de una subestación es necesario tener el conocimiento previo de cómo funciona cada uno de los equipos instalados ya que al momento de haber alguna contingencia el operador identificara y atenderá de manera inmediata el problema que se presenta, debido a que ciertos equipos tienen características diferentes de operación y no operarlos como se debe podría resultar peligroso para el operador.

Se puede mencionar que todos los elementos de una subestación tienen una función primordial y cada uno es indispensable de acuerdo a la ubicación que guarda dentro de la instalación, sin embargo, es obvio conocer más a detalle aquellos elementos que por la función que realizan resultan de mayor énfasis.

A continuación se mencionan los elementos que integran la red de eléctrica de ciudad universitaria.

2.1. Transformador.

El transformador es una máquina estática eléctrica, que por inducción electromagnética transforma energía eléctrica, usualmente cambia los valores de tensión y corriente, manteniendo constante la frecuencia. Un transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica por la función que representa de transferir la energía eléctrica de un circuito a otro que son por lo general de diferente tensión y sólo están acoplados magnéticamente.

El transformador está formado por tres partes principales:

2.1.1. Parte activa.

Está formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal que agrupa los siguientes elementos:

2.1.1.1. Núcleo.

Constituye el circuito magnético, que está fabricado en lámina de acero al silicio. El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

2.1.1.2. Bobinas.

Constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre, solera de cobre o de aluminio. Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, y sobre todo los de tipo electromagnético que se producen durante los cortocircuitos.

2.1.1.3. Bastidor.

Capítulo 2 Elementos que integran una subestación eléctrica

Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

2.1.2. Parte pasiva.

Consta del tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en aceite. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y magnéticamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y su carga, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga de éste. El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por sí solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre ellos, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

2.1.3. Accesorios.

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Entre estos elementos, algunos de los cuales se observan en la siguiente figura, destacan los siguientes:

2.1.3.1. Boquillas.

Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.

2.1.3.2. Válvulas.

Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

2.1.3.3. Conectores de tierra.

Son piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.

2.1.3.4. Placa de datos.

Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como son potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagramas vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura

de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación.

2.2. Interruptor.

Un interruptor consiste en un juego de contactos que se separan en gas o en aceite bajo la influencia de un mecanismo acelerador puesto en operación al ocurrir una falla en el sistema, por un solenoide excitado con un sistema eléctrico detector; el arco se extingue fundamentalmente desplazándolo de tal manera que aumente su longitud enfriándolo para des ionizarlo y sustituyendo los gases ionizados por fluidos no ionizados.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito bajo carga en condiciones normales, y está en su función principal bajo condiciones de cortocircuito. Sin embargo, el interruptor sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor y el transformador son dispositivos importantes de una subestación eléctrica. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes.

El interruptor está conformado por tres partes principales:

2.2.1. Parte activa.

Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

2.2.2. Parte Pasiva.

Está formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, en los que se aloja la parte activa.

Es importante señalar que la parte pasiva desempeña las siguientes funciones:

- Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

2.2.3. Accesorios.

En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes:

Capítulo 2 Elementos que integran una subestación eléctrica

- Boquillas terminales.
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante
- Conectores de tierra
- Placa de datos
- Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

Cabe señalar que de acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, ahora los interruptores contienen un gas lo que hace su reducción de dimensiones.

2.2.4. Interruptor en hexafluoruro de azufre

Son aparatos cuyas cámaras de extinción operan dentro de hexafluoruro de azufre (SF_6), esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento. Estos interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos de 115 hasta 800 kV y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80 kA.

Pueden librar fallas hasta en dos ciclos.

2.3. Cuchillas.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos con la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá tener el equipo de protección personal adecuado y enseguida abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor radica en que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos la cuchilla. La cuchilla está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Ahora bien, los materiales utilizados en la fabricación de las cuchillas son los siguientes:

2.3.1. Base.

Se fabrica de lámina de acero galvanizado adecuado para poder soportar las demás partes que lo conforman.

2.3.2. Aisladores.

Los aisladores deben ser de porcelana o material polimérico de acuerdo con la norma para el diseño de aisladores.

La función de los aisladores es soportar el nivel de tensión y los esfuerzos mecánicos que se producen en las cuchillas.

La distancia de fuga de los aisladores debe estar de acuerdo a lo establecido en la norma IEC-62271-102, IEC-60694

2.3.3. Cuchilla.

Las cuchillas seccionadoras simples, cuchillas fusibles y cuchillas de operación con carga que algunas veces se llaman interruptores en aire. Se entiende que las cuchillas fusible operan sólo sin carga y con el corto circuito opera el fusible, en tanto que las cuchillas de operación con carga pueden interrumpir las corrientes de carga con una cámara de extinción y las de corto circuito con fusibles.

La cuchilla se puede fabricar de cobre o de aluminio según la contaminación predominante en la zona de instalación.

Para el caso de las cuchillas en SF₆ el principio es el mismo únicamente lo que hace el gas SF₆ sirve como medio aislante ayudando a reducir considerablemente el tamaño del equipo instalado.

2.3.4. Operación.

Desde el punto de vista de maniobra, las cuchillas se pueden operar en forma individual o en grupo. La operación en forma individual se efectúa cuando la tensión de operación es menor de 20 kV, se abren o cierran por medio de garrochas y el operador debe utilizar guantes protección adecuado. Sin embargo la operación en grupo se efectúa para tensiones superiores a 20 kV y puede ser por medio de un mecanismo de barras que interconectan los tres polos, moviéndolos simultáneamente a través de una operación que puede ser en forma manual, para tensiones de hasta 115 kV, o bien en forma motorizada por medio de energía eléctrica, hidráulica, neumática, etc.

2.4. Apartarrayos.

El Apartarrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de tipo atmosférico o en una sobretensión de la red. Las ondas que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan al equipo si no se tiene protegido correctamente.

Apartarrayos de Oxido de Zinc (ZnO)

Este tipo de apartarrayo en condiciones normales de tensiones de línea con respecto a tierra

conducen una poca corriente de fuga en miliampers, los cuales son tolerados en forma continua, y por lo tanto hay una mínima pérdida de potencia asociada en su funcionamiento.

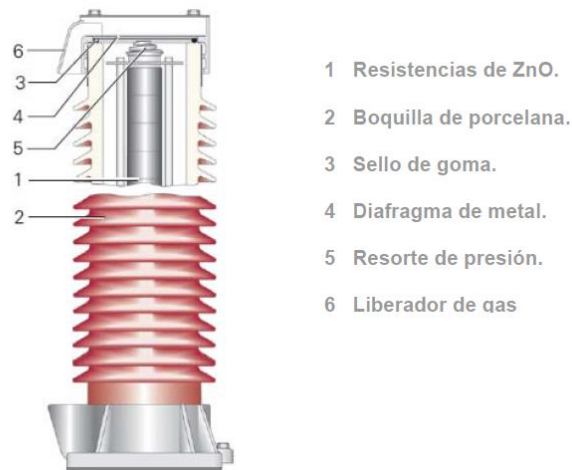


Figura 2.1 Partes que conforman un apartarrayos

Cuando se presenta la sobretensión la corriente que circula por el apartarrayos hace que la resistencia de sus válvulas disminuya de manera drástica, por lo que se absorbe la corriente de descarga, sin que aumente la tensión entre sus bornes.

Después de que la corriente de descarga disminuye, las resistencias de los óxidos metálicos (ZnO) aumentan a su valor nominal, conduciendo de nuevo a tierra poca corriente (miliampers), lo cual dice que la sobretensión se ha extinguido.

Las sobretensiones se pueden agrupar en las categorías siguientes:

- Sobretensiones de impulso por rayo.

Son generadas por las descargas eléctricas en la atmósfera (Rayos); tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.

- Sobretensiones de impulso por maniobra.

Son originadas por la operación de los interruptores. Producen ondas con frecuencia del orden de 10 kHz y se amortiguan rápidamente, tienen una duración del orden de milisegundos.

- Sobretensiones de baja frecuencia (60 Hz).

Se originan durante los rechazos de cargas en un sistema, por desequilibrio en una red o corto circuito de fase a tierra. Tienen una duración del orden de algunos ciclos.

2.5. Tableros.

Capítulo 2 Elementos que integran una subestación eléctrica

Los tableros de una subestación son una serie de dispositivos que tienen por objeto soportar los aparatos de control, medición y protección, los indicadores luminosos y alarmas. Los tableros pueden fabricarse con lámina de acero de 3 mm de grosor, o bien de plástico reforzado, y se montan sobre bases formadas por acero estructural tipo canal de 100 mm de ancho, que van ancladas en la base de concreto del cuarto de tableros.

Se emplean diversos tipos de tableros, dependiendo de la función que desempeñan y del tamaño de la subestación, como se indica a continuación:

2.5.1. Tableros i-line.

Los tableros tipo i-line son los tableros de montaje en pared, ya sea sobrepuestos o empotrados, que se caracterizan por tener un panel o platina en la que se montan las barras, conectores, aislantes y demás elementos que permiten hacer la distribución eléctrica, permitiendo acceso al gabinete sólo por la parte frontal.

2.5.2. Tableros autosoportados.

Los tableros tipo autosoportados son los tableros de montaje en piso, que se caracterizan por tener una rígida estructura metálica sobre la que se instalan todos los elementos que permiten hacer la distribución eléctrica. Pueden manejar mayor potencia que los tableros panel, por lo tanto, los conductores que se conectan en este tablero son también de mayor tamaño, por lo mismo se requiere con frecuencia que los tableros tengan acceso tanto por la parte frontal como posterior.

2.6. Transformadores de instrumentación.

Se denominan transformadores de instrumentación los que se emplean para alimentación de equipos de medición, control o protección. Los transformadores de instrumentación se dividen en dos clases:

- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencial.

A continuación se describen las características más importantes de las dos clases de transformadores de instrumento que existen.

2.6.1. Transformadores de corriente.

En las subestaciones de las redes eléctricas, resulta de gran importancia el uso de transformadores de corriente, por la sencilla razón de que la energía que se maneja, se presenta normalmente en grandes cantidades de corriente y de tensión, dichos equipos cubren las finalidades siguientes:

- Facilitar las mediciones de corriente elevadas en los circuitos principales, permitiendo el empleo de instrumentos de medición de bajo alcance.
- Obtener niveles de aislamiento y corrientes razonables para que los relevadores de

Capítulo 2 Elementos que integran una subestación eléctrica

protección (diferencial, distancia, sobrecarga, tierra, etc.) e instrumentos de medición trabajen a una base común de 5 amperes a la frecuencia industrial (60Hz).

- Aislar eléctricamente los instrumentos de medición y relevadores de protección del circuito principal, lo que permite la utilización de equipos de medición y de protección de baja tensión en los circuitos principales de alta tensión (generadores, bancos de transformadores, líneas de transmisión, cables subterráneos, banco de capacitores, etc.).
- Lograr una buena protección para la seguridad de los operadores y equipos eléctricos secundarios, contra las corrientes y tensiones elevadas, que normalmente se tienen en los sistemas eléctricos.

Los transformadores de corriente que se utilizan en los sistemas de medición, deben estar diseñados de tal manera que se sature el núcleo cuando circula una corriente de cortocircuito, para no dañar a los instrumentos de medición, mientras que los transformadores de corriente que tienen aplicación en los sistemas de protección, no debe saturarse el núcleo cuando circula una corriente de cortocircuito como máximo de 20 veces la corriente nominal, para permitir que los relevadores de protección operen de forma adecuada.

2.6.2. Transformadores de potencial.

Se denomina transformador de potencial a aquel cuya función principal es transformar los valores de tensión sin tomar en cuenta a la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieran señal de voltaje.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja ya que se determina sumando las capacidades bajas de los instrumentos de medición que se va a alimentar, y varía de 15 a 60 VA. Los aislamientos empleados son de muy buena calidad y son por lo regular los mismos que se emplean en la fabricación de los transformadores de corriente.

Se construyen para diferentes relaciones de transformación, pero la tensión en el devanado secundario es normalmente 115 V, para sistemas trifásicos se conectan en cualquiera de las conexiones trifásicas conocidas, según las necesidades técnicas.

2.7. Equipo de medición.

Se entiende por medición de un red eléctrica, a la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos de corriente y de potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como los dispositivos auxiliares de la subestación de que se trate. Los aparatos de medición se colocan sobre los tableros, ya sea en forma sobrepuesta o acondicionados en la superficie.

Sin embargo, en una red eléctrica es necesario conocer las siguientes magnitudes eléctricas involucradas:

Capítulo 2 Elementos que integran una subestación eléctrica

- Corriente
- Tensión
- Frecuencia
- Factor de Potencia
- Energía

Para conocer las magnitudes antes descritas se utilizan los siguientes aparatos de medición que pueden ser de lectura directa o de tipo graficador, según se requiera:

- Amperímetro
- Voltímetro
- Frecuencímetro
- Medidores de factor de potencia
- Watthorímetros y varhorímetros

El sistema de medición de una subestación eléctrica puede ser de tres tipos: *local*, *remoto* y *mixto*.

2.7.1. Sistema de medición local.

Es el más empleado en subestaciones operadas manualmente, y todos los aparatos de medición se instalan sobre los tableros correspondientes dentro del cuarto de tableros principal.

2.7.2. Sistema de medición remoto.

Este método se utiliza para transmitir datos de medición de la instalación considerada al centro de control del sistema. Debido a que el equipo de telecontrol no está diseñado para operar con señales del orden de volts o amperes, se conectan estas señales a transductores que las transforman en miliamperes. Los transductores convierten las señales de corriente alterna de los transformadores de instrumento, en señales de corriente directa con valor máximo de miliamperes, señales que ya pueden ser manipuladas por el equipo de telemedición que las envía a la terminal de control supervisorio de la Unidad Terminal Remota (UTR). A su vez, la unidad UTR envía las señales hasta el centro de control del sistema, para su detección.

Por lo regular se acostumbra enviar por telemedición las siguientes mediciones:

- Corriente en cada alimentador de distribución.
- Tensión en los buses principales.

Capítulo 2 Elementos que integran una subestación eléctrica

- Frecuencia en los buses principales.
- Potencia que fluye en líneas.

2.7.3. Sistema mixto.

Es el más utilizado en subestaciones de gran magnitud que pueden ser operadas manualmente o telecontroladas. Como en este tipo de instalaciones las distancias sobrepasan los cien metros, es más económico utilizar transductores de corriente, de tensión, de potencia activa y reactiva que convierten las señales de los transformadores de instrumento a escala.

Este cable sale de las casetas cercanas al lugar de la medición y corre por las trincheras hasta llegar al edificio principal de tableros, de donde parte una señal a los tableros propiamente, y otra señal parte hacia la terminal remota de la subestación, de donde a través de un línea de comunicación, se comunica con la estación regional o central del sistema.

2.8. Conectores.

Son los elementos que nos sirven para unir a la red de tierras, los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los transformadores, etc.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierras son principalmente de tres tipos:

2.8.1. Conectores atornillados.

Se fabrican con bronces de alto contenido de cobre, formando dos piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material está formado por bronces al silicio que le da alta resistencia mecánica a la corrosión.

2.8.2. Conectores a presión.

Son más económicos que los atornillados y proporcionan mayor garantía de buen contacto.

2.8.3. Conectores soldados (cadweld).

Son los más económicos y seguros por lo que se usan con mucha frecuencia. Los conectores para sistemas de tierra difieren de los usados en barras colectoras, en que se fabrican para unir los electrodos de tierra al cable, es decir, de la malla de tierra al cable de las estructuras.

2.9. Sistemas de tierras.

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es el de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

Capítulo 2 Elementos que integran una subestación eléctrica

- Limitar las sobretensiones por descargas atmosféricas o por operación de interruptores.
- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayo, sin exceder los límites de operación de los equipos.
- Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra en condiciones de cortocircuito puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, lo cual significa un peligro para el personal.
- Facilitar mediante sistemas de relevadores o microcomputadoras la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Sin embargo, para las redes de tierra se consideran los siguientes arreglos:

2.9.1. Sistema radial.

Este sistema es el más económico, pero el menos seguro ya que al producirse una falla en cualquier parte de la subestación se obtienen altos gradientes de potencial. Se utiliza para corrientes de tierra bajas.

2.9.2. Sistema de anillo.

Consiste en instalar un cable de suficiente calibre (aproximadamente 1 000 MCM) alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación, conectando derivaciones a cada aparato mediante un cable más delgado (500 MCM o 4/0 AWG). Es un sistema menos económico que el anterior. Los potenciales peligrosos disminuyen al dispararse la corriente de falla por varios caminos, lo que origina gradientes de potencial menor. Se utiliza para corrientes de cortocircuito intermedias de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2005.

2.9.3. Sistema de malla.

Es el sistema más utilizado en las redes eléctricas y consiste, como su nombre lo indica, en una retícula formada por cable de cobre (aproximadamente 4/0 AWG), conectada a través de electrodos de varillas copperweld a partes más profundas para buscar zonas de menor resistividad. Este sistema es el más eficiente, pero también el más caro de los tres.

Por otro lado, es de gran importancia conocer a los elementos que constituyen una red de tierra, y que a continuación se mencionan:

- Conductores.

Los conductores que se utilizan en la red de tierra son de cable de cobre, cuyo calibre es arriba de 4/0 AWG dependiendo del sistema que vaya a instalarse. Se emplea el cobre por su mejor conductividad eléctrica y térmica pero sobre todo, por su resistencia a la corrosión.

- Electroodos.

Son las varillas que se clavan en los diversos tipos de terrenos y sirven para aumentar la longitud del conductor de la red de tierra. Los electrodos pueden fabricarse con tubos o varillas de hierro galvanizado o bien con varillas de copperweld que consisten en una varilla de hierro cubierta con una lámina de cobre.

2.9.4. Neutro corrido.

El neutro corrido es un conductor que va desde el centro de la conexión estrella del transformador en la subestación principal que alimenta el ramal, dicho conductor debe estar aterrizado, por medio de un electrodo.

El neutro corrido debe instalarse directamente enterrado excepto en terrenos corrosivos con alto contenido de sales y sulfatos utilizando los cárcamos para el ingreso a los registros. En terrenos con nivel de humedad alto se utilizará el ducto dispuesto para este fin en la pared del registro.

El conductor de neutro corrido tiene la finalidad de permitir a las corrientes de falla a tierra un camino de retorno más fácil a su fuente (transformador), disparando rápidamente los fusibles y protecciones, esto hace que la inyección de corriente de falla a la malla de tierra sea mínima reduciendo el riesgo de las temidas tensiones de paso y contacto.

3. EQUIPO PRINCIPAL DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE CU

A lo largo de la red eléctrica de ciudad universitaria existen dos tipos de subestaciones que conforman dicha red una llamada subestación general o principal y otra subestación derivada la cual tiene diferentes tipos de elementos que la integran.

La subestación general simplemente está conformada únicamente por celdas en SF₆ la cual permite, o no, el paso de la energía eléctrica a través de ella y la manda a los cables subterráneos conectados y por supuesto un transformador la cual es de servicios propios de la subestación.

La subestación derivada está encargada de llevar energía a las dependencias de ciudad universitaria está conformada por un transformador reductor la cual baja la energía de llegada, unos equipos de seccionamiento y los tableros de baja tensión.

A continuación se muestran los detalles de cada una de ellas

3.1. Subestación eléctrica principal (equipo Ormazabal)

3.1.1. Interruptor de potencia

El interruptor, junto con el transformador, es el elemento más importante de una subestación, ya que su comportamiento determina la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Su función es abrir y cerrar la continuidad del sistema eléctrico en condiciones normales de carga, ya sea para dar mantenimiento, reparar o cambiar las máquinas, aparatos o líneas y cables que constituyen al sistema. Debe ser capaz de interrumpir corrientes que van desde su valor nominal hasta la corriente de corto circuito en forma confiable y eficiente.

Los interruptores están diseñados para formar módulos independientes, su construcción es de inserción simple junto con una cámara de gas de una sola presión, lo que los hace sencillos, compactos y robustos. La cámara de extinción consiste por lo general en un sistema de tipo embolar que envía un dieléctrico sobre el arco, a presiones varias veces mayores que la de llenado normal, originando el enfriamiento del arco y su corte cuando la corriente en él pasa por el valor cero. Este efecto de soplado acompañado obviamente al del alargamiento del mencionado arco, que se produce al incrementarse la distancia entre las partes fija y móvil.

Por lo cual las características generales del equipo que existe en la subestación principal son las siguientes;

Seccionador trifásico (Ormazabal) de frente muerto, Tipo Pedestal para distribución subterránea con aislamiento de gas Hexafluoruro de Azufre (SF₆) para 23 kV de 3 vías, 2 vías de 600 A con extinción de corriente de carga que cumpla lo indicado en la especificación de diseño 1 vía de 200 A con extinción de arco de cortocircuito en vacío. Con 2 vías principales de 600 A (lado preferente y lado emergente) sin protección y con capacidad de transferencia automática, equipado con unidad de control micro procesado del seccionador y sistema de comunicaciones para

Capítulo 3 Elementos que integran la subestación general y derivada de C.V.

transmisión de datos a sistema SCADA, con contactos secos para indicación de la posición de las vías preferente y de respaldo a una unidad terminal maestra utilizando el protocolo de comunicación DNP3.0 nivel 2; y 1 vía derivada de 200 A (lado carga) con protección eléctrica por medios electrónicos con dispositivo de alarma y bloqueo por bajo nivel de gas Hexafluoruro de Azufre (SF_6), de acuerdo a especificación CFE.

El seccionador tipo pedestal puede ser de uno o dos frentes, la configuración de los seccionadores puede variar hasta un máximo de cuatro vías considerando la subestación derivada en donde se instalará. Todos los equipos deben de ser del tipo metal-clad.

Metal-clad.- conjunto formado por varias secciones metálicas blindadas, firmemente ensambladas, autosoportadas y con divisiones metálicas sólidamente aterrizadas. Tiene las características de proteger a las personas contra el contacto o aproximación a partes vivas o partes móviles del interior del mismo.

- A. Compartimento de seccionadores en línea
- B. Compartimento de interruptor automático
- C. Compartimento de barras
- D. Compartimento de cables
- E. Compartimento de control
- F. Interfaz de operaciones

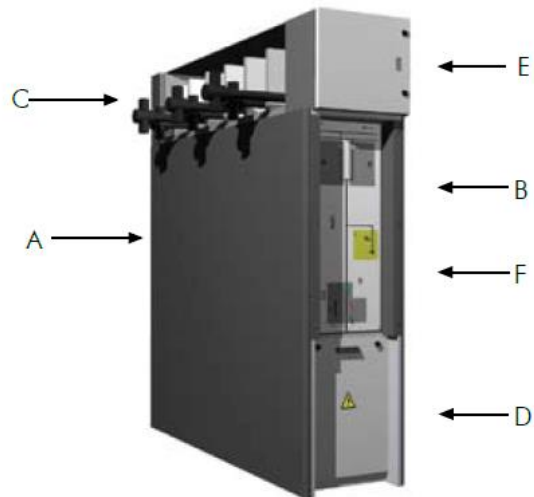


Figura 3.1 Celda en SF_6

Los dispositivos de protección considerados corresponden a:

- Interruptor de Media tensión con relevador MICOM P141.



Figura 3.2 Relevador MICOM P141.

- Relevadores de sobrecorriente SEL 751.



Figura 3.3 Relevador SEL 751.

3.1.2. Transformador de servicio

Alguna de las características que deben cumplir los transformadores trifásicos (Ormazabal) de 23000-220Y/127 V tipo interior de frente muerto autoenfriados en líquido aislante biodegradable de origen vegetal.

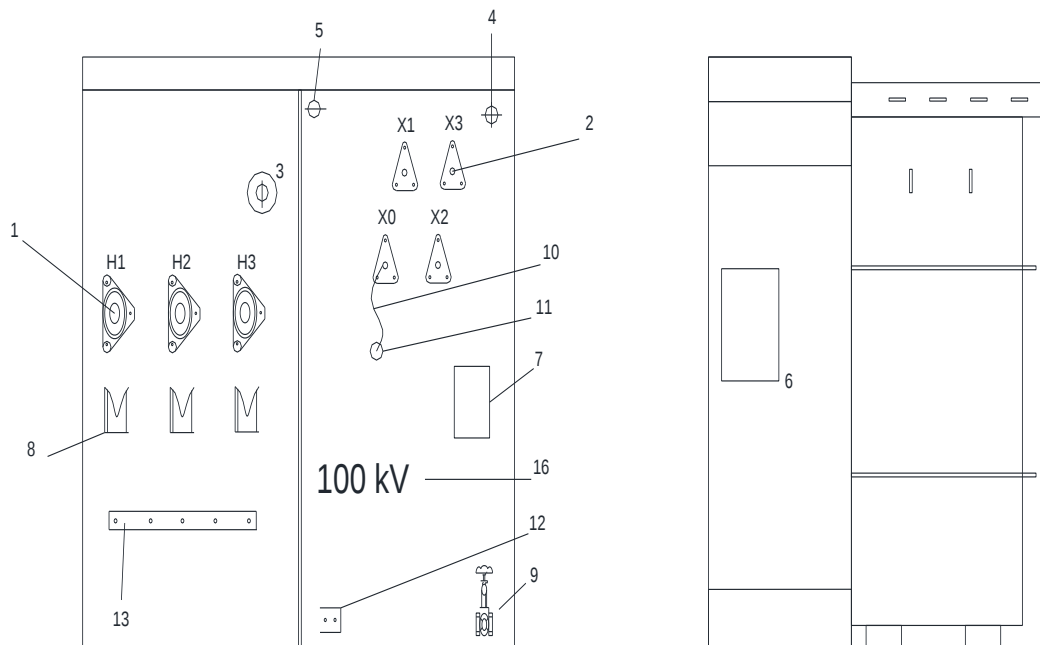


Figura 3.4 Transformador de servicio

Referencia	Descripción
1	Boquillas de media tensión tipo pozo
2	Boquillas de baja tensión
3	Cambiador de derivaciones OP. Exterior
4	Conexión para prueba de presión y llenado
5	Válvula de alivio de sobrepresión
6	Sistema de monitoreo Scada
7	Placa de datos
8	Soporte para conectores tipo codo
9	Válvula de drenaje con muestreo
10	Puente de baja tensión a tierra
11	Conexión de neutro de baja tension a tierra tipo A
12	Conexión a tanque a tierra tipo B
13	Barra para conexión a tierra en media tension
14	Cerradura tipo G
15	Orejas para llevar tanque
16	Dato estarcido de la capacidad

Tabla componentes del transformador de servicio

3.2. Subestación eléctrica derivada

3.2.1. Transformador

Estos transformadores están conectados al sistema eléctrico subterráneo de media tensión de ciudad universitaria, UNAM, para suministrar energía eléctrica a Edificios Administrativos, Facultades, Institutos y Áreas deportivas.

Capacidades nominales

75 kVA, 112.5 kVA, 150 kVA, 225 kVA, 300 kVA, 500 kVA, 750 kVA y 1000 kVA.

Tensiones nominales

Primaria: 23 kV con 2 derivaciones arriba y 2 derivaciones abajo de 2.5% cada una.

Secundaria: 220Y / 127 V

Eficiencia (%)

A valores nominales dependiendo de la capacidad del transformador debe ser como mínimo la indicada en la tabla siguiente.

Eficiencia							
75	112.5	150	225	300	500	750	1000
98.54%	98.64%	98.73%	98.77%	98.82%	98.91%	99.10%	99.10%

Eficiencia del transformador según su capacidad

Conexión de los devanados

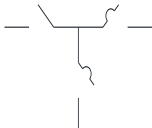
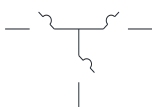
Delta – Estrella. Los devanados de media y baja tensión deben ser cobre-cobre.

Líquido aislante

Los transformadores deben suministrarse con el líquido aislante biodegradable de origen vegetal de alta temperatura, para el buen funcionamiento del transformador. Las características se podrán comprobar con los valores reportados de sus propiedades; mismos que deberán validarse por alguna institución certificada (EMA, Entidad Mexicana de Acreditación).

3.2.2. Equipo de seccionamiento

El seccionador tipo pedestal puede ser de uno o dos frentes, la configuración de los seccionadores puede variar hasta un máximo de cuatro vías considerando la subestación derivada en donde se instalará. Todos los equipos deben de ser del tipo frente muerto. El seccionador al que se refiere ésta ficha técnica se indican en la siguiente tabla. El seccionador es Clase 1 del tipo pedestal trifásico, operación manual con provisiones para su control remoto supervisorio, con medio de aislamiento en SF6, interrupción de carga y falla con interruptores en vacío, para una tensión de 27 kV máxima, corriente momentánea 12 000 Amperes simétricos, corriente instantánea 19 200 Amperes asimétricos, 127 kV de nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI) de dos, tres o cuatro vías. Con protección electrónica (PE), equipados con moto operadores en todas las vías, para poder operarse con control local en sitio a través de botoneras y con telecontrol mediante fibra óptica a distancia inmediatamente que se cuente con el equipo apropiado.

Medio		Tensión máxima (kV)	NBAI (kV) Cresta	Diagrama unifilar	Vías			
Aislante	Extinción de arco de corto circuito				Número			Capacidad
					Totales	Anillo	Anillo/Carga	Anillo/Carga
							Protección (PE)	
SF ₆	Vacío	27	127		3	2	1/1	600/200
					4	2	1/2	600/200
					2	2	2/0	600
					3	3	3/0	600

- PE – Protección electrónica
- 600, 200 capacidad de las vías en Amperes
- 4, 3, 2 Número de vías

3.2.3. Tableros de baja tensión

Las funciones primordiales de cualquier tablero de distribución son elevar al máximo la protección contra cortocircuitos y la segmentación del sistema de distribución para reducir al mínimo el efecto de las fallas del equipo en otras partes del sistema. Además incluir el diseño redundante para facilitar el mantenimiento y las reparaciones, los métodos de transferencia manual o automática de las cargas críticas, y la cuidadosa selección de equipos para las tareas de conmutación especiales o las condiciones ambientales.

Capítulo 3 Elementos que integran la subestación general y derivada de C.U.

Los tipos de tableros de distribución blindados más utilizados hoy en día en las instalaciones industriales y/o comerciales son los de distribución con revestimiento metálico tipo metal-clad o el tablero de distribución de interruptor con gabinete metálico tipo metal-enclosed.

El tablero de distribución con revestimiento metálico tipo metal-clad utiliza interruptores automáticos desmontables; este proporciona protección contra corto circuitos como interrupción de corriente de carga.

El tablero de distribución de interruptor con gabinete metálico tipo metal-enclosed utiliza seccionadores interruptores de carga y fusibles de potencia. Los seccionadores interruptores de carga proporcionan interrupción de corriente de carga (establecimiento e interrupción de corrientes de carga). Los fusibles de potencia proporcionan protección contra cortocircuitos de fase a tierra como de fase a fase.

Aspectos básicos a considerar:

- Voltaje real del sistema
- Magnitud total de la corriente de carga y por circuito
- Saber si habrán conmutaciones pesadas como bancos de capacitores, reactores o transformadores rectificadores conectados uno tras otro
- Frecuencia de las conmutaciones
- Lugar donde se instalará el equipo

El diseño que se más usado en los sistemas de distribución (y en nuestra propuesta) es el sistema radial.

Es sencillo y económico. En esta configuración, sólo existe una fuente de abastecimiento de la empresa suministradora y todos los circuitos de salida alimentan las cargas.

3.3. Cable de media tensión

Es necesario establecer las características y pruebas que deben cumplir los cables de 25kV a utilizar en la red subterránea del sistema de distribución dentro de la red eléctrica de Ciudad Universitaria.

Características del sistema	
Tensión nominal entre fase	23 kV eficaz
Frecuencia	60 Hz
Tipo de sistema	"C"
Tensión de aguante al impulso por rayo	150 kV cresta
Altitud de operación	2300 m.s.n.m.
Temperatura ambiente	-10° C a + 40° C
Humedad relativa	90 %
Medio ambiente	Altamente contaminante

Tomando en cuenta las características anteriores, se sugiere:

Un cable de energía monopolar con tensión nominal entre fases de 23 kV con aislamiento XLP-RA 133% N.A, de cobre compacto sellado contra humedad con hilos o cintas hidrófilas, compatibles con el conductor y con la pantalla semiconductora, pantalla de alambres de cobre con cintas bloqueadoras contra la humedad y con cubierta de polietileno de alta densidad. Además de cumplir con las normas NMX-J-142/1-ANCE-2009 y/o NRF-204-CFE-2003.

Características constructivas

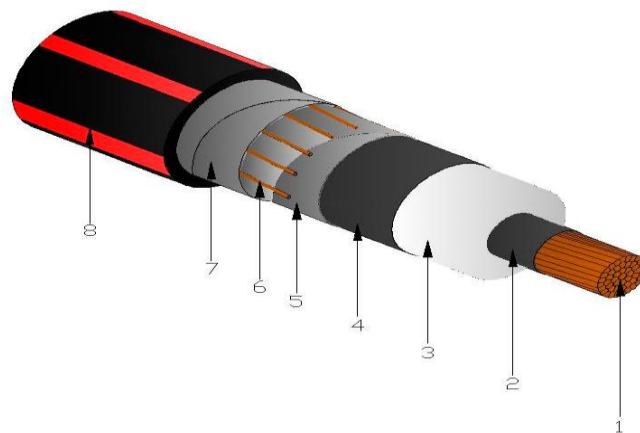


Figura 3.5 Esquema de cable 25kV

1. Conductor:

Conductor clase B de cobre suave compacto, con hilos bloqueadores para evitar la penetración longitudinal de agua.

Capítulo 3 Elementos que integran la subestación general y derivada de C.V.

2. Pantalla semiconductora sobre el conductor:

Compuesto semiconductor extruido termofijo.

3. Aislamiento:

Polietileno de cadena cruzada retardante a las arborescencias (XLP-RA), extruido en un proceso de triple extrusión. Nivel de aislamiento 133 %.

4. Pantalla semiconductora sobre el aislamiento:

Compuesto semiconductor extruido termofijo, con adecuada adhesión al aislamiento, lo cual facilita retirar la pantalla.

5. Cinta W/B semiconductora:

Aplicada helicoidalmente bajo la pantalla electrostática, evitando la penetración transversal de agua.

6. Pantalla metálica:

Alambres de cobre desnudo suave aplicados helicoidalmente. La sección total asignada para cada calibre cumple con lo indicado en la norma NMX-J-142/1.

7. Cinta W/B no conductora:

Aplicada helicoidalmente sobre la pantalla electrostática, evitando la penetración transversal de agua.

8. Cubierta exterior:

Cubierta de polietileno de alta densidad, con excelentes propiedades mecánicas y químicas

4. SEGURIDAD

En la red eléctrica de ciudad universitaria donde se trabaja con niveles de tensión altos es necesario tener un cuidado especial con la seguridad del personal, ya que mayoría de los accidentes son ocasionados por la falta de conocimiento o pericia, incluso por no tener una buena coordinación entre supervisores y técnicos que operan los equipos en un mantenimiento o maniobra dentro del área de trabajo.

Existen muchas normas en nuestro país que se enfocan a las instalaciones eléctricas, unas de las más significativas se encuentran:

NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización)

NOM-029-STPS-2011, Operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo – condiciones de seguridad

NOM-022-STPS-2008, Electricidad estática en los centros de trabajo – condiciones de seguridad.

NFPA70E, Los requisitos de seguridad eléctrica de los empleados en los lugares de trabajo.

IEEE 1584-2002 Los requisitos de seguridad eléctrica de los empleados en los lugares de trabajo.

En dichas normas se especifican los aspectos técnicos de cómo se debe proceder de manera adecuada durante un mantenimiento o maniobra en una instalación eléctrica, mismo que en el presente trabajo se recopilará información como propuesta a los pasos a seguir a la hora de operar o dar mantenimiento eléctrico en la red eléctrica de CU, UNAM.

A continuación se pretende dar a conocer el equipo mínimo necesario de seguridad personal y herramientas de trabajo para poder intervenir en la red eléctrica de ciudad universitaria, esto puede variar según lo que se planea realizar, pero al final lo que se pretende es concientizar al personal, que su integridad es lo más importante, y deberán de tanto exigir, como utilizar el equipo de seguridad y herramientas adecuadas, ya que no por ser incomoda o que sea algo sencillo y rápido de realizar no se deje de utilizar el equipo de protección correspondiente al contrario esto te puede ayudar a evitar algún accidente.

4.1. Peligros en presencia de la energía eléctrica.

La electricidad es una parte muy importante de nuestra vida diaria, muchas de las cosas que tenemos funcionan con ella por lo tanto es casi inevitable no ponernos en riesgo al entrar en contacto o manejo de la misma, al igual, hay maneras de prevenir y cuidar esos riesgos con las debidas protecciones y cuidarnos. Unos de los peligros a los que nos enfrentamos y no únicamente en la red de ciudad universitaria cuando hay presencia de electricidad no controlada es:

4.1.1. Corto Circuito

Capítulo 4 Seguridad

El cortocircuito es una corriente que circula en un circuito eléctrico cuando existe el contacto entre dos o más potenciales de diferente magnitud (trifásico), o entre un potencial y tierra (monofásico), esto sucede al perderse el aislamiento entre ellos.

La magnitud de las corrientes de cortocircuito depende de las diversas fuentes que las generan, hasta el punto de falla. Las fuentes de corrientes de cortocircuito son: la acometida, generadores, motores síncronos y de inducción.

Las fallas de corto circuito de los sistemas de potencia pueden categorizarse en diferentes tipos de fallas los cuales son los siguientes:

- Falla monofásica.
- Falla bifásica.
- Falla trifásica.

Desde el punto de vista estadístico, el mayor porcentaje de fallas por cortocircuito están representadas por las fallas denominadas de fase a tierra (monofásicas del orden del 85%), y por ejemplo el menor porcentaje de las fallas correspondiente a las denominadas fallas trifásicas (del 2 al 3% máximo). En las redes de distribución la falla que estadísticamente se presenta más es la de fase a tierra, en menor porcentaje las de falla bifásica a tierra y la falla trifásica casi se podría despreciar.

4.1.2. Arco eléctrico (arc flash)

Un arco eléctrico es una descarga disruptiva generada por la ionización de un medio gaseoso (por ejemplo, el aire) entre dos superficies o elementos a diferente potencial.

El arco es un fenómeno caótico complejo (depende de muchos factores como el medio físico donde se produce, la intensidad de corriente o la forma y materiales de la instalación eléctrica en tensión) y que puede originarse, tanto por un fallo técnico como por un error humano (caída de herramientas, maniobra inadecuada, etc.).

Cuando tiene lugar un arco eléctrico, se produce un flujo de cargas eléctricas y una gran liberación de energía y sustancias peligrosas, entre las que cabe destacar:

- Energía térmica, produce gran aumento de temperatura en las inmediaciones del arco.
- Onda de presión, que produce destrucciones mecánicas sobre las instalaciones y daños físicos sobre los trabajadores.
- Gases tóxicos, debida a las altas temperaturas que se alcanzan durante el arco.
- Radiaciones electromagnéticas, principalmente ultra-violeta (UV) e infrarroja (IR).

Las principales guías y recomendaciones de seguridad eléctrica, para prevenir este tipo de

riesgo y no ocurra nada en las subestaciones como en la red de ciudad universitaria están indicadas en las normas antes mencionadas.

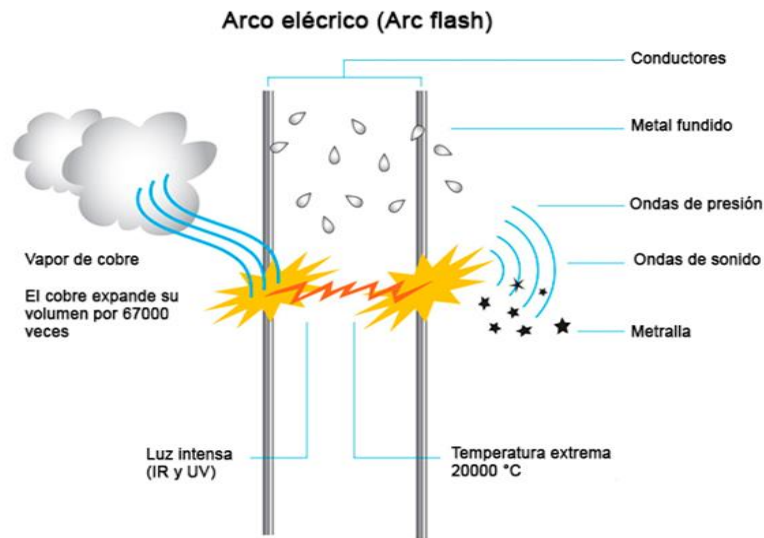


Figura 4.1 Arco eléctrico

4.1.3. Límites de aproximación

La NFPA 70E, menciona que se requiere cuatro límites de descarga eléctrica y un límite de protección del arco eléctrico que hay que saber y observar.

Los límites de descargas eléctricas están calculados por la cantidad de voltaje suministrada al equipo. Aunque la cantidad de corriente y el intervalo que dura el arco eléctrico son dos factores importantes que se consideran para determinar qué tan grave será un arco eléctrico, la gravedad de las lesiones depende de qué tan cerca está al arco eléctrico.

Unos centímetros de distancia puede ser la diferencia entre la vida o la muerte cuando una persona esté cerca de un arco eléctrico.

Si un accidente de arco eléctrico enorme ocurre y nadie está cerca del arco eléctrico, entonces no le hace daño a nadie. Es la razón que los límites de arco eléctricos son tan importantes.

Los cuatro límites comunes de riesgos eléctricos son:

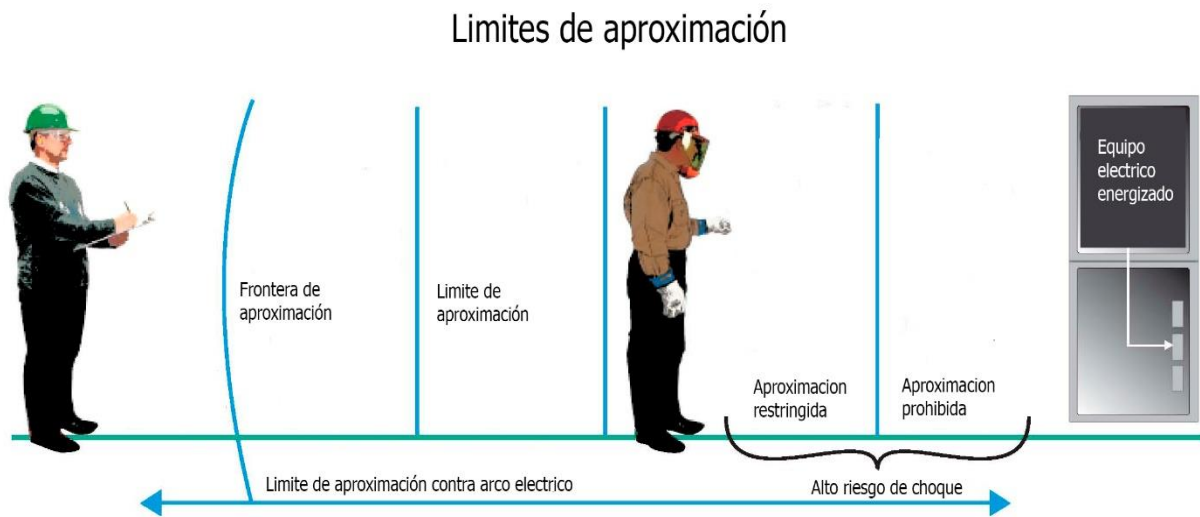


Figura 4.2 Límites de aproximación

- Frontera de aproximación contra el arco eléctrico
- Límite de aproximación
- Aproximación restringida
- Aproximación prohibida.

Frontera de aproximación contra el arco eléctrico

La frontera de aproximación contra arco eléctrico es la distancia donde una persona puede sufrir quemaduras de segundo grado si ocurre un arco eléctrico.

No se debe pensar que este límite es la distancia donde usted estará será totalmente seguro. Solo es la distancia donde se sufrirá las lesiones que probablemente se curarán si existiera un accidente de arco eléctrico.

Dado a esto se puede indicar qué tan importante es que se lleve la ropa apropiada de protección. La ubicación de la barrera de protección de arco eléctrico depende *de un estudio de riesgo*.

La más poderosa es la explosión y el más largo es el arco eléctrico durante un cortocircuito. Por lo que, la distancia más grande que resulte del estudio será la distancia calculada como la barrera de protección de arco eléctrico.

En teoría, las explosiones del arco eléctrico van igualmente en todas direcciones desde el centro. Pero generalmente lo que ocurre es que el tablero eléctrico o la pieza del equipo eléctrico aguantan alguna porción de la explosión en un lugar y envía la fuerza entera hacia la abertura del equipo, generalmente la parte que da frente al trabajador.

Capítulo 4 Seguridad

Lo mejor que puede hacer en esta situación de riesgo, es evitarlo alejándose y quedarse fuera de la barrera requerida.

Recuerde, estar lo más lejos en un arco eléctrico cuando ocurre.

Límite de aproximación

La barrera de aproximación limitada refiere a la distancia a la cual puede existir un riesgo de descarga eléctrica y esta queda establecida con el nivel de tensión.

La barrera de aproximación limitada define el límite del área que rodea las partes con energía expuestas donde se prohíben cruzar las personas no calificadas aunque estén acompañados por los trabajadores calificados, pero de ser necesario entrar en esta área con un trabajador calificado, esté seguro que lleve el equipo de protección personal apropiado.

Más cerca que la barrera de aproximación limitada se encuentra la barrera de aproximación restringida.

Aproximación restringida

Es la distancia de un riesgo aumentado de descarga eléctrica debido a un accidente. Estos accidentes pueden ser causados por unas herramientas que se le caen, por perder el equilibrio, agarrar una parte con energía eléctrica para mantener el equilibrio, o fácilmente por andar demasiado cerca de una parte electrificada.

La barrera de aproximación restringida solamente puede ser cruzada por personas calificadas y con el equipo apropiado.

Jamás se debe estar dentro de la barrera de aproximación restringido cuando el equipo está conectado a una fuente de electricidad o la energía eléctrica.

Solo por estar en esta área, se puede causar un arco eléctrico en la red eléctrica. Y si no tuviera el equipo de protección personal apropiado, podría sufrir graves heridas e inclusive poner en peligro a las demás personas. Solo en equipos que no tienen la protección adecuada. (Los interruptores presentan una protección de frente muerto)

Aproximación prohibida

Aunque nunca se debe de tocar un cable o alambre energizado, se podría creer que es seguro estar cerca de ellos, pero no es cierto de hecho es inseguro. Estar dentro de la barrera de aproximación prohibida es tan peligroso como tocar las partes energizadas. Esto es porque la electricidad puede generar un arco eléctrico por el aire completando el circuito a través del cuerpo. Cuando está tan cerca del equipo energizado es igual al hacer contacto físicamente con la parte. Este es un área muy peligroso y como personal, no debe entrar en esta área sin la protección necesaria cuando el equipo esté energizado.

Solo las personas calificadas, que llevan el mismo equipo de protección como si estuvieran en

Capítulo 4 Seguridad

contacto directo con partes energizadas, pueden entrar dentro de la barrera de aproximación prohibida.

Para entrar a la barrera de aproximación prohibida, el trabajador debe estar calificado, tener un plan que justifica la necesidad de trabajar en el equipo energizado, saber los riesgos potenciales, llevar el equipo de protección personal sobre todas las partes del cuerpo expuestas en el área de trabajo e indicar un área con límite de 1.3 metros por 1.3 metros.

Si se observa a una persona que esté trabajando en un área prohibida, deberá solicitar se retire para que no cause algún accidente que pudieran ocasionarle daño o afectar al empleado calificado que está realizando el trabajo.

A continuación, en la siguiente tabla se muestra las distancias de aproximación mínimas entre la parte energizada y el personal que se encuentre laborando de acuerdo a la NFPA 70E.

Distancias de los límites de aproximación a partes energizadas				
1	2	3	4	5
	Frontera límite de aproximación		Frontera de aproximación restringida; Incluye movimiento involuntario	Frontera de aproximación prohibida
Rango de la tensión nominal del sistema, fase	Conductor expuesto móvil	Parte de circuito fija expuesta		
0 a 50	No especificado	No especificado	No especificado	No especificado
51 a 300	3.048 [m]	1.0668 [m]	Evitar el contacto	Evitar el contacto
301 a 750	3.048 [m]	1.0668 [m]	0.3048 [m]	0.0254 [m]
551 a 15 kV	3.048 [m]	1.524 [m]	0.6604 [m]	0.1778 [m]
15.1 kV a 36 kV	3.048 [m]	1.8288 [m]	0.7874 [m]	0.254 [m]
36.1 kV a 46 kV	3.048 [m]	2.4384 [m]	0.8382 [m]	0.4318 [m]
46.1 kV a 72.5 kV	3.048 [m]	2.4384 [m]	0.9906 [m]	0.635 [m]
72.6 kV a 121 kV	3.2512 [m]	2.4384 [m]	0.9652 [m]	0.8128 [m]
138 kV a 145 kV	3.3528 [m]	3.048 [m]	1.0922 [m]	0.9398 [m]
161 kV a 169 kV	3.556 [m]	3.556 [m]	1.2192 [m]	1.0668 [m]
230 kV a 242 kV	3.9624 [m]	3.9624 [m]	1.6002 [m]	1.4478 [m]
345 kV a 362 kV	4.6736 [m]	4.6736 [m]	2.5908 [m]	2.4384 [m]
500 kV a 550 kV	5.7912 [m]	5.7912 [m]	3.429 [m]	3.2766 [m]
765 kV a 800 kV	7.239 [m]	7.239 [m]	4.5466 [m]	4.3942 [m]

Tabla de límites de aproximación entre una parte energizada y la persona

A continuación se les muestra la formula básica para calcular las distancias de la frontera de protección contra arco de acuerdo con lo establecido en LA NFPA 70E B-2

La corriente de corto circuito simétrico de una falla trifásica franca en los terminales del transformador se calcula con la formula siguiente:

$$I_{SC} = \{[MVA_{Base} \times 10^6] \div [1.732 \times V]\} \times \{100 \div \%Z\}$$

Capítulo 4 Seguridad

Donde:

I_{sc} esta en [A]

V esta en [V]

%Z se basa en los MVA del transformador

El valor típico para la máxima potencia (en MW) en un arco trifásico se puede calcular utilizando la formula siguiente:

$$P = [falla sólida MVA_{bf}] \times 0.707^2$$

La distancia de la frontera de protección contra arco eléctrico se calcula de acuerdo con la siguiente formula:

$$P = 1.731 \times V \times I_{sc} \times 10^{-6} \times 0.707^2$$

$$D_c = [2.65 \times MVA_{bf} \times t]^{1/2}$$

$$D_c = [53 \times MVA \times t]^{1/2}$$

D_c = Distancia en pie de la persona a la fuente de arco para justo una quemadura curable

MVA_{bf} = MVA de falla solida en el punto correspondiente

MVA = MVA nominal del transformador. Transformadores < 0.75 MVA multiplique MVA por 1.25

t = tiempo de exposicion al arco en segundos

El tiempo de apertura para un fusible limitador de corriente es aproximadamente 1/4 ciclo o 0.004 segundos. El tiempo de apertura para un interruptor automático de 5 kV y 15 kV es aproximadamente 0.1 segundos o 6 ciclos. Esto se muestra de la siguiente manera: tiempo real del interruptor (aproximadamente 2.0 ciclos), más el tiempo de operación del relé de aproximadamente 1.74 ciclos, más un margen de seguridad adicional de 2 ciclos, que da un tiempo total de aproximadamente 6 ciclos.

En el caso de nuestra celda instalada, de las subestación general de ciudad universitaria tiene una apertura de 45 ms por lo cual podemos también considerar un tiempo de 0.1 segundos y utilizando esos valores a la fórmula que nos proporciona la NFPA70E descrita de otra manera:

$$D_B = \sqrt{2.65 * 1.732 * V_{ff} * I_{bf} * t}$$

D_B = Distancia de la frontera al punto de arco (pulgadas).

V_{ff} = Tensión del sistema entre fase y fase en kV.

Capítulo 4 Seguridad

I_{bf} = Corriente de falla de corto circuito sólido en kA.

t = Duración del arco (segundos).

Y sustituyendo nuestros datos en la formula los cuales hay que considerar que el valor de corto circuito fueron calculados en el mismo capítulo paginas 129-137.

Para la SG1

$$D_B = \sqrt{2.65 * 1.732 * 23 * 3.7016 * 0.1}$$

$$D_B = 6.251 \text{ ft} = \mathbf{1.905 \text{ m}}$$

Para la SG2

$$D_B = \sqrt{2.65 * 1.732 * 23 * 4.4152 * 0.1}$$

$$D_B = 6.827 \text{ ft} = \mathbf{2.08 \text{ m}}$$

Ahora para obtener las distancias de aproximación contra arco en baja tensión nos menciona la IEEE 1584 emplear la ecuación siguiente para tensiones con rango de 100-400 (V) tabla E-1:

$$D_B = 9.16 * I_{bf} + 194$$

Nota: El resultado de la ecuación está dada en mm

Capacidad (kVA)	D_B (mm)
75	284.14
112.5	329.21
150	374.29
225	410.34
300	482.46
500	674.77
750	547.51
1000	665.34

Tabla de distancias contra arco eléctrico BT

4.1.4. Energía incidente en un arco eléctrico

La energía incidente no es más que el calor que emite un arco eléctrico. Esto es porque el calor se compone del calor irradiado (infrarrojos) y el calor de convencional (flujo de calor a través del aire). Energía incidente disminuye por la inversa del cuadrado de la distancia.

En términos más simples, cuando una persona se aleja de un arco eléctrico, el calor se reduce rápidamente. Este aspecto es fundamental para entender cómo protegerse a sí mismo de un arco. Considere la posición del cuerpo cuando se realiza el trabajo con energía. Una persona debe estar tan lejos del dispositivo como sea posible sin dejar de ser capaz de realizar el trabajo de manera eficaz. Así el estar cerca de lo necesario se incrementará la energía incidente cuando la persona reciba un arco eléctrico.

$$E = 5.12 * 10^5 * V_{ff} * I_{bf} \left(\frac{t}{D^2} \right)$$

E = Energía calorífica incidente (cal/cm²).

V_{ff} = Tensión del sistema entre fase y fase (kV).

I_{bf} = Corriente de falla de corto circuito sólido (kA).

t = Duración del arco (s).

D = Distancia de trabajo (mm).

Por lo que al sustituir los datos en la ecuación anterior, se tiene que:

Para la SG1

$$E = 5.12 * 10^5 * 23 * 3.7016 \left(\frac{0.045}{254^2} \right)$$

$E = 30.4$ (cal/cm²).

Para la SG2

$$E = 5.12 * 10^5 * 23 * 4.4152 \left(\frac{0.045}{254^2} \right)$$

$E = 36.26$ (cal/cm²).

Energía calorífica incidente (cal/cm ²)	
Subestación general 1	30.4
Subestación general 2	36.26

Tabla de energía incidente para media tensión

Por lo tanto el significado de estos datos es que al momento realizar una operación o mantenimiento en la subestación, el personal debe de tener una protección no menor de 36.26 cal/cm². En este sentido, para el trabajador a realizar, los fabricantes tienen rangos normalizados por lo cual el ingeniero y/o técnico presente en la operación o mantenimiento debe tener como mínimo un traje de protección contra arco de 40 cal/cm²

Ahora procedemos a calcular la energía incidente como marca la Norma IEEE 1584 tabla E-1 para tensiones del rango 100-400 (V) con la finalidad de conocer la protección adecuada para poder intervenir en el equipo energizado al momento de realizar una operación o mantenimiento del equipo instalado.

$$E = 0.045 * I_{bf} + 0.13$$

Y obtenemos la siguiente tabla:

Capacidad	Energía calorífica incidente (cal/cm ²)
75	0.5728
112.5	0.7942
150	1.0157
225	1.1928
300	1.5471
500	2.4918
750	1.8666
1000	2.4455

Tabla de energía incidente para baja tensión

Por lo tanto el significado de estos datos es que al momento realizar una operación o

mantenimiento en la subestación del lado de baja tensión, el personal debe de tener una protección no menor de 2.4910 cal/cm^2 . En este sentido, para el trabajador a realizar, los fabricantes tienen rangos normalizados por lo cual el ingeniero y/o técnico presente en la operación o mantenimiento debe tener como mínimo un traje de protección contra arco de 8 cal/cm^2

La norma NFPA70E proporciona los siguientes puntos:

Sistemas y medidas que disminuyen el arco eléctrico

- Planificar la realización del trabajo sin tensión.
- Ajustar los valores de impedancia del sistema de tierra que afectará al trabajo.
- Aumentar el valor de la impedancia impedancia del transformador de alimentación del circuito sobre el que se va a trabajar.
- Ajustar la coordinación de los dispositivos de protección de la instalación sobre la que se va a trabajar.
- Sustituir dispositivos de protección de alto rango por varios de rango inferior.

Sistemas y medidas que aumentan la distancia al arco

- Realizar las maniobras de forma remota.
- Situar los dispositivos de interrupción y control alejados de los elementos en tensión sobre los que actúan.
- Utilizar EPP que soporten los fenómenos y energías asociadas al arco.
- Señalizar adecuadamente los lugares de trabajo, para indicar la entrada dentro de los límites de la zona de seguridad frente al arco y asimismo, señalar y marcar la posible energía calorífica incidente en equipos sobre los que se suele realizar maniobras o realizar operaciones de mantenimiento en tensión.

5. LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)

A los ingenieros y técnicos que van a intervenir en la red eléctrica, como se ha comentado en este trabajo y dado a lo que representa el trabajar con energía eléctrica siempre existirá la posibilidad por mínima que sea de algún riesgo eléctrico, como se sabe a consecuencia de la presencia de potencial eléctrico, se les deberá proveer y deberán usar, equipo de protección que esté diseñado y construido para la parte específica del cuerpo que se va a proteger, de igual forma el equipo de protección se mantendrá en condiciones seguras y confiables ya que personal que lo utilizará deberá inspeccionar visualmente y validarlo si es adecuado para poder usarlo.

Cuando el empleado trabaje dentro de la barrera de aproximación él o ella deberá vestir ropa de protección y otros equipos de protección personal de acuerdo con el trabajo y nivel de tensión que va a estar sometido.

5.1. Trajes contra arco.

El traje dieléctrico es un equipo de protección personal el cual impide el flujo de energía eléctrica sobre el cuerpo.

Los ingenieros o técnicos deberán vestir ropas resistentes a la energía incidente siempre que exista la posibilidad de exposición a un arco eléctrico.

Esas ropas incluirán: camisa, pantalones, capucha, todas estas contra fuego y sobre estas botas, guantes, gafas, casco, (traje dieléctrico) que es el mayor grado de protección se consigue ante un posible arco eléctrico.

Los trajes contra arco deben de permitir su retiro fácil y rápido. Todo traje contra arco, incluyendo la ventana (protector facial), deberá tener características de absorción de energía que sean adecuadas para la exposición de un posible arco eléctrico.





Figura 5.1 Trajes contra arco eléctrico

5.2. Protección de la cara.

Las caretas (protección facial) fabricadas con policarbonato son más apropiadas para uso en situaciones con exposición a la radiación. Anteojos y gafas de vidrio dan menor protección, pero en tareas de bajo riesgo ellas se pueden justificar si la tarea involucra trabajo físico sustancial en combinación con exigencias visuales buenas. La protección de los ojos (anteojos o gafas de seguridad) siempre se deberá utilizar por debajo de las caretas o capuchas.



Figura 5.2 Protección para la cara

5.3. Protección para la cabeza.

El casco es muy importante para evitar las lesiones de la cabeza ya que son causadas por caídas u objetos que caen o por golpear su cabeza contra un objeto fijo. Otras lesiones de la cabeza provienen de descargas eléctricas y quemaduras. Los cascos están diseñados de poliuretano de

Capítulo 5 Los equipos de protección personal (EPP)

alta densidad para cumplir como mínimo lo siguiente: Proteger la cabeza contra la caída de objetos, golpes, choque eléctrico, lluvia y radiación UV, entre otros riesgos. Con eso disminuyen la posibilidad de una lesión porque ellos están diseñados con un casco exterior duro y un sistema de suspensión interior.



Figura 5.3 Protección para la cabeza

5.4. Protección de las manos.

Los guantes fabricados con capas de material resistente a la llama dan el más alto nivel de protección a las manos. Los guantes de cuero de trabajo pesado también dan buena protección. Cuando se utilizan guantes con valor nominal de tensión, los protectores de cuero se deberán utilizar sobre los guantes de caucho ya que los protectores de cuero también dan buena protección contra relámpago de arco para las manos.

Un ejemplo de este tipo de protección son los guantes dieléctricos estos deben ser seleccionados dependiendo el nivel de tensión con la que se esté trabajando, este equipo protege al personal de descargas eléctricas si es que se está trabajando con línea viva.



Figura 5.4 Protección para las manos

5.5. Protección de los pies.

Capítulo 5 Los equipos de protección personal (EPP)

Los zapatos de cuero de trabajo pesado dan un grado significativo de protección a los pies. Ellos se recomiendan para todas las tareas y se deberán utilizar para exposición a cualquier nivel de energía eléctrica.



Figura 5.5 Protección para los pies

5.6. Cuidado y mantenimiento de ropa y trajes de arco.

Inspección.

La ropa se deberá inspeccionar antes de usarla. La ropa de trabajo y los trajes de arco que estén: contaminados, grasosos, desgastados o dañados, hasta el punto de que sus cualidades de protección estén afectadas, se deberán: limpiar, reparar o reemplazar. Los elementos de protección que lleguen a estar sucios con grasa o líquidos inflamables se deberán retirar del servicio y se deberán limpiar.

Instrucciones del fabricante.

Se deberán seguir las instrucciones del fabricante de la prenda para uso, cuidado y mantenimiento de la ropa ya que así asegura la protección correcta de la parte del cuerpo para la que está diseñada y usarla de una manera diferente es como no portar el equipo de protección personal.

5.7. Herramientas de seguridad

Requisitos para las herramientas de seguridad.

Las herramientas de seguridad se deberán diseñar y construir para las condiciones ambientales a las cuales van estar expuestas y la manera en que se van a utilizar.

Existen una gran cantidad de herramientas que nos ayudan a evitar un accidente pero una de las más básicas en una subestación se menciona a continuación:

5.7.1. Extensiones aisladas.

Capítulo 5 Los equipos de protección personal (EPP)

Las extensiones (pértigas), este dispositivo de seguridad sirve para trabajar a distancia cuando se está maniobrando con línea viva, es indispensable para la colocación y retiro de fusibles así como la desconexión y conexión de cuchillas seccionadoras.



Figura 5.6 Pértiga

La pértiga puede contener varios accesorios que se acoplan en la cabeza universal del final de esta dependiendo que es lo que se necesita realizar es el accesorio que se debe de tener para poder lograrlo como por mencionar unos:

Herramienta tipo alicata es un accesorio que se utiliza para la extracción e inserción de fusibles en sus respectivos porta fusibles, proporcionando protección contra descargas eléctricas aislamiento térmico para evitar quemaduras o lesiones. Está diseñada para acoplarse a la pértiga universal. La herramienta alicata es fabricada de materiales aislantes.



Figura 5.7 Mordaza tira fusible

Gancho de descarga estática este accesorio se utiliza para descargar la línea una vez que ha sido des-energizada. Es una herramienta pre-armada, con un gancho en “U” de aleación de bronce,

con un acople universal la cual está unido con un tramo de cable de puesta a tierra y una grapa de bronce.



Figura 5.8 Gancho de descarga estática

5.7.2. Puesta a tierra de protección temporal de equipos.

Las tierras de protección temporal se deberán localizar en tales lugares y dispuesta de tal manera que se evite que cualquier empleado esté expuesto a los peligros de diferencias de potencial eléctrico.

Las tierras de protección temporal deberán ser capaces de conducir la máxima corriente de falla que pueda fluir en el punto de puesta a tierra durante el tiempo necesario para limpiar la falla.

Las tierras de protección temporal deberán tener una impedancia suficientemente baja para ocasionar la operación inmediata de los dispositivos de protección en caso de energización accidental de los conductores o partes de circuitos eléctricos.



Figura 6.9 Grapas y cable para puesta a tierra

5.7.3. Tarimas aislantes

Este equipo sirve para aislar al personal eléctricamente con la tierra y que no se tenga referencia de potencial para así evitar una descarga, estas tarimas deben estar colocadas frente al equipo donde se va a realizar cualquier operación o mantenimiento.

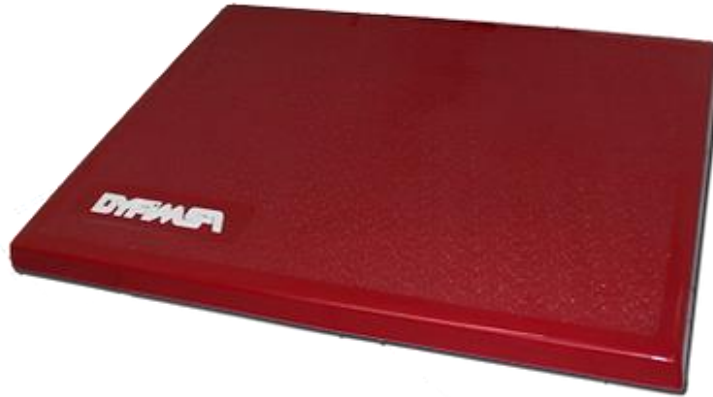


Figura 5.10 Tarima aislante

5.7.4. Detector de voltaje

Como su nombre lo indica sirve para detectar si existe potencial en algún equipo. Este equipo de trabajo es de gran ayuda porque nunca se sabe si, aun cuando ya está abierto el circuito en el que se va a trabajar aun exista un potencial presente y con esto lo podemos verificar de una manera sencilla para poder entrar al lugar con toda seguridad.



Figura 5.11 Detector de voltaje

5.8. Señales y medidas de seguridad

Una manera importante de prevenir algún accidente es la prevención y esta consiste en dar

aviso oportuno con algún tipo de señales de que alguna actividad está en proceso, tener cuidado o simplemente de dar aviso de que no debe de aproximarse a algún sitio en el momento. En una situación no esperada, cuando ocurre un accidente, es importante atender al personal lesionado de manera adecuada, posteriormente también contar con el equipo necesario para poder atacar el problema de manera más rápida posible y de manera correcta sin generar cualquier otro problema es por eso que dentro de la operación de la red eléctrica se deberá considerar con los siguientes puntos:

5.8.1. Señales de aviso

Cuando sea necesario advertirle a los empleados sobre peligros eléctricos que los puedan amenazar, se deberán utilizar: señales de seguridad, símbolos de seguridad o etiquetas de prevención de accidentes para que así las personas tengan la noción de mantener su distancia alejado de un punto en particular.



Figura 5.12 Señales de aviso

5.8.2. Primeros auxilios

Son los cuidados o la ayuda inmediata, temporal y necesaria que se le da a una persona que ha sufrido un accidente, enfermedad o agudización de esta hasta la llegada de un médico o profesional paramédico que se encargará, solo en caso necesario, del traslado a un hospital tratando de mejorar o mantener las condiciones en las que se encuentra.

La persona que decide participar en la atención de un lesionado. Puede o no ser un profesional de la salud, pero será el encargado de evaluar la escena, y así comenzar la revisión del lesionado.

Las obligaciones de esa persona son:

- Tener el primer contacto con el lesionado.
- Pedir ayuda porque no siempre se puede trabajar adecuadamente solo.
- Realizar la evaluación primaria del paciente.
- Solicitar el apoyo de los cuerpos de emergencia adecuados.

Capítulo 5 Los equipos de protección personal (EPP)

- Liberar el espacio.
- En caso necesario iniciar reanimación cardiopulmonar (RCP básico).
- Dar datos del padecimiento o atención a los servicios de emergencia al llegar.

Es muy importante la rapidez con la que el paciente reciba una atención adecuada. Ya que de esto la magnitud del daño, y el pronóstico de supervivencia o secuelas.

En el caso de que no sea una lesión de gravedad en el lugar se debe de contar con el equipo necesario como es el caso de un botiquín de primeros auxilios para poder atender la lesión.



Figura 5.13 Botiquín primeros auxilios

5.8.3. Extintor

La prevención de accidentes es muy importante ya que se pueden evitar sucesos no deseados pero desafortunadamente no todos los accidentes se pueden evitar ya que como cualquier humano se llegan a cometer errores y por cualquier motivo que llegara a ocurrir puede desencadenar algo como es el ejemplo de un incendio y para eso existen normas por parte de STPS para atacar un incendio de manera adecuada, rápida, por supuesto estamos hablando de un extintor.

Un extintor es un aparato que contiene un agente o sustancia extintora que puede ser proyectada y dirigida sobre un fuego por la acción de una presión interna. Esta presión interna puede obtenerse por una compresión previa permanente, por una reacción química o por la liberación de un gas auxiliar. El extintor debe estar en buen estado y el personal debe saber cómo manejarlo, su colocación debe ser visible y accesible, deben estar próximos a las salidas de evacuación y, preferentemente, sobre soportes fijados o paramentos verticales, de modo que la parte superior del extintor quede como máximo a 1,70 m sobre el suelo.

Existen clases de fuego dependiendo el combustible que lo alimenta y en la tabla siguiente se muestra esa clasificación:

Clases de fuego	
Clase A: Se denominan a los que se producen en combustibles sólidos que producen brasas, por ejemplo: madera, tejidos, papel, goma, etc. Para su extinción requieren de enfriamiento, o sea se elimina el componente temperatura. El agua es la sustancia extintora ideal o se usan componentes químicos clase A, ABC o espuma química.	
Clase B: Se denominan fuegos de clase B los que se producen en combustibles líquidos, por ejemplo: pinturas, grasas, solventes, naftas, etc. o gases. Se apagan eliminando el aire o interrumpiendo la reacción en cadena. Se usan componente químico clase BC, ABC, AFFF (espuma química).	
Clase C: Fuego de equipos eléctricos de baja tensión. El agente extintor no debe ser conductor de la electricidad por lo que no se puede usar agua (químicos clase A ni espuma química). Se usan químicos clase BC ó ABC. (Una vez cortada la corriente, se puede usar agua o extintores clase A o espuma química AFFF).	
Clase D: Se denominan fuegos de clase D los que se producen en metales y aleaciones, por ejemplo: magnesio, titanio, zirconio, sodio, potasio, etc. Requieren extintores con polvos químicos especiales.	
Clase K: Se denominan fuegos de clase D los que se producen en aceites vegetales o grasas animales, y se requieren extintores especiales para fuegos clase K, que contienen una solución acuosa de acetato de potasio.	

Tabla clases de fuego

Por lo que las subestaciones de ciudad universitaria deben de contar con extintores Clase C para condiciones eléctricas, con compuestos químicos Clase BC ó ABC.

6. MANUAL DE OPERACIÓN

Al operar el equipo que se tiene en la red eléctrica de ciudad universitaria, sin ningún inconveniente, es necesario llevar ciertos pasos que se deberán seguir al pie de la letra ya que de no hacerlo podría resultar en algo no deseado, se menciona esto ya que equipos como es el caso de las cuchillas deben de manipularse sin carga; o simplemente también por que se tiene un plan de trabajo trazado, el cual se tendrá que ejecutar de la manera correcta. Una coordinación adecuada de todo el personal que vaya a intervenir y ejecutando en orden todos los pasos a seguir de manera ordenada se logrará que la operación salga de una manera exitosa.

Es por eso la razón de que se propone un manual de operación para la red eléctrica de ciudad universitaria con la intención de que al momento de operar determinado equipo dentro de la subestación el personal tenga el conocimiento y la seguridad de lo que va a realizar es una manera adecuada de manipular el equipo.

A continuación se muestra la lista de la mayoría de los casos posibles que se pueden presentar al momento de operar el equipo adecuadamente.

No.	Operación	Referencia
1	Operación del cierre y apertura de una celda con interruptor automático	O – 1
2	Procedimientos de operación de los anillos que alimentan las cargas en ciudad universitaria UNAM	O – 2
3	Interrupción de acometida eléctrica ODB21	O – 3
4	Interrupción de acometida eléctrica ODB24	O – 4
5	Interrupción de acometida eléctrica ODB21 y ODB24	O – 5
6	Falla en subestación general (SG1,SG2)	O – 6
7	Falla en alimentador eléctrico	O – 7
8	Falla en subestación derivada	O – 8
9	Falla en carga eléctrica	O – 9
10	Mantenimiento a subestaciones generales	O – 10

De igual forma se menciona detalladamente y paso a paso lo que se debe realizar al momento de operar adecuadamente el anillo, esto se explica de una manera muy sencilla de entender, con la finalidad de que personal capacitado y autorizado pueda maniobrar los equipos eléctricos, bajo las precauciones adecuadas de seguridad.

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 1
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
OPERACIÓN DEL CIERRE Y APERTURA DE UNA CELDA CON INTERRUPTOR AUTOMÁTICO		
ACTIVIDAD		
Las celdas utilizadas para la distribución de energía en media tensión, están diseñadas para que su operación sea segura tanto para el personal que la ópera, como para la instalación y equipo eléctrico. Dichas celdas cuentan con elementos de maniobra y corte con los cuales se puede realizar las operaciones que se requieran. El equipo cuenta con dos botones: de apertura y de cierre de interruptor, el mecanismo funciona con acumulación de energía de un resorte de cierre el cual es tensado de forma eléctrica (con un motor) o manual (con palanca), después de haber finalizado el proceso de tensado se engatilla. De este modo es acumulada la energía cinética, la cual a la hora de la operación es liberada desde el mecanismo hacia los polos del interruptor a través de varillas de accionamiento. Para que se efectuó la maniobra de cierre, el resorte de cierre se desengatilla localmente de forma mecánica (botón de cierre) o a distancia por vía eléctrica (telemando). Durante este proceso el resorte de cierre tensa los resortes de apertura o los resortes de presión de contacto. El resorte de cierre, ahora relajado, se vuelve a tensar automáticamente a través del motor o a mano. Ahora los resortes tienen acumulada la secuencia de maniobras apertura-cierre-apertura. El estado relajado/tensado del resorte de cierre puede detectarse por vía eléctrica mediante un interruptor de posición.		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 2
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE LOS ANILLOS QUE ALIMENTAN LAS CARGAS EN CIUDAD UNIVERSITARIA UNAM		
ACTIVIDAD		
Los anillos que conforman la red de distribución de energía eléctrica en media tensión del campus universitario de la UNAM, son semejantes entre sí por la forma en que operan en caso de falla eléctrica o mantenimiento de sus equipos. Por tal razón se consideró al anillo C, a guía de ejemplo, para la explicación de la operación, por la distribución y números de subestaciones derivadas que posee. El esquema principal de todos los anillos de la red eléctrica está dividido en dos partes por así decirlo (sistema en anillo operación radial), por un lado el anillo es alimentado por la subestación general 1 y por el otro lado por la subestación general 2, separado por un enlace en posición normalmente abierto (ver diagrama unifilar página 19). Para explicar la operación del anillo se debe tomar en cuenta distintos escenarios, los cuales pueden ser principalmente por falla eléctrica y/o por mantenimiento a las instalaciones, por lo que se mencionarán algunos de los más significativos. Escenarios: • Interrupción de acometida eléctrica ODB21 • Interrupción de acometida eléctrica ODB24 • Interrupción de acometida eléctrica ODB21 y ODB24 • Falla en subestación general (SG1,SG2) • Falla en alimentador eléctrico • Falla en subestación derivada • Falla en carga eléctrica • Mantenimiento a subestaciones generales		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 3
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
INTERRUPCIÓN DE ACOMETIDA ELÉCTRICA ODB21		
ACTIVIDAD		
Las subestaciones generales cuentan con transferencias automáticas, las cuales están en función basculante, lo que quiere decir que si se detecta una ausencia de potencial eléctrico en la acometida que está suministrando la energía, la transferencia hará el cambio automáticamente hacia la acometida con potencial eléctrico. Cabe mencionar que esta falla solo afectará la operación de las cargas de la subestación general 1, a menos que la subestación general 2 se esté alimentando por su acometida emergente (ODB21). Si se presentase este caso, los pasos que debe seguir el personal de monitoreo y control son los siguientes: 1. Corroborar que la transferencia haya realizado correctamente su función y este del lado de la acometida emergente (ODB24). 2. Verificar que las cargas estén alimentadas y no presenten problemas, de lo contrario analizar cuál es el problema, comunicarse con el personal operativo de la subestación general 1. Si fuese el caso. Personal de monitoreo a. Asegurarse de que exista potencial eléctrico en la acometida emergente. b. Indicar a personal operativo que haga la transferencia de forma manual. Personal operativo c. Colocarse el equipo de protección personal. d. Ya que este confirmado por personal de monitoreo de que existe potencial en la acometida emergente, proceder a operar el seccionador en SF₆. e. Verificar que el resorte de apertura este cargado, de lo contrario proceder a cargarlo. f. Abrir celda de acometida preferente, oprimiendo el botón verde. g. Cerrar celda de acometida emergente, oprimiendo el botón rojo. h. Verificar que las operaciones de los pasos f y g, hayan sido realizadas en los esquemas sinópticos. i. Verificar que la carga esté alimentada por la acometida emergente.		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 4
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
INTERRUPCIÓN DE ACOMETIDA ELÉCTRICA ODB24		
ACTIVIDAD		
La acometida ODB24 es preferente en la subestación general 2, por lo tanto si hay una falla en el suministro de energía por parte de esta acometida, solo se verá afectada las cargas de dicha subestación. Al menos que la subestación general 1 esté utilizando la acometida ODB24 por falla o mantenimiento de la acometida ODB21 (escenario anterior). Los pasos a seguir se mencionan a continuación: 1. Corroborar que la transferencia haya realizado correctamente su función y este del lado de la acometida emergente (ODB21). 2. Verificar que las cargas estén alimentadas y no presenten problemas, de lo contrario analizar cuál es el problema, comunicarse con el personal operativo de la subestación general 1. Si fuese el caso. Personal de monitoreo a. Asegurarse de que exista potencial eléctrico en la acometida emergente. b. Indicar a personal operativo que haga la transferencia de forma manual. Personal operativo c. Colocarse el EPP. (40 cal/cm² de acuerdo con lo calculado en la página 51) d. Ya que este confirmado por personal de monitoreo de que existe potencial en la acometida emergente, proceder a operar el seccionador en SF₆. e. Verificar que resorte de apertura este cargado, de lo contrario proceder a cargarlo. f. Abrir celda de acometida preferente, oprimiendo el botón verde. g. Cerrar celda de acometida emergente, oprimiendo el botón rojo. h. Verificar que las operaciones de los pasos f y g, hayan sido realizadas en los esquemas sinópticos. i. Verificar que la carga esté alimentada por la acometida emergente.		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 5
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
INTERRUPCIÓN DE ACOMETIDA ELÉCTRICA ODB21 Y ODB24		
ACTIVIDAD		
Cuando existe una falla en las dos acometidas ODB21 y ODB24, las cargas se quedan sin alimentación eléctrica, solo las cargas que cuentan con planta de emergencia como lo es el caso del anillo A estarán respaldadas el tiempo en que dure la falla. En este caso, el operador de la subestación derivada que fue afectada y cuenta con el respaldo de una planta de emergencia, tendrá que verificar que la planta haya tomado la carga y que esté operando de forma adecuada, revisando continuamente los parámetros como temperatura, nivel de diésel, y corrientes demandadas.		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 6
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
FALLA EN SUBESTACIÓN GENERAL (SG1, SG2)		
ACTIVIDAD		
Como se ha mencionado anteriormente las subestaciones generales cuentan con dos acometidas, esto con el fin de garantizar el suministro de energía a las cargas, cuando falla una de las acometidas la carga es transferida a la otra acometida disponible automáticamente, como ya se vio en el escenario dos y tres. Este escenario trata de una falla en la subestación, no precisamente por falta de acometidas, por ejemplo, falla en el alimentador principal, fundición de un fusible, etc. Para ello se debe seguir los siguientes pasos: 1. El personal de monitoreo y control, detecta la falla e identifica su origen. 2. El personal de monitoreo y control se debe comunicar con personal operativo de la subestación general para cambiar información acerca de la situación. 3. Personal operativo debe solicitar permiso a personal de control para liberar la subestación de cualquier carga. 4. Personal de control valora la falla y autoriza o niega, según el caso la libranza de la subestación. 5. Si la falla es de tal magnitud que se requiere desenergizar la subestación, se tendrá que solicitar la libranza a la compañía suministradora CFE. 6. Si se libera la subestación de la carga, se tendrá que energizar la parte del anillo afectada con la subestación que no está presentando problemas, este paso lo debe evaluar y autorizar el encargado en turno del centro de control. Para realizar la alimentación del anillo con una sola subestación de debe proceder a los pasos a continuación descritos: a. El personal técnico operativo deberá colocarse su EPP (40 cal/cm² de acuerdo con lo calculado en la página 51) b. El personal técnico operativo deberá solicitar autorización para abrir seccionadores de subestación que presenta la falla c. El personal de control autoriza la apertura de los seccionadores d. El personal técnico operativo solicita a personal de control la autorización para realizar el cierre del enlace normalmente abierto. e. Una vez que se autoriza el cierre del enlace, el personal técnico procederá de forma precavida a realizar la maniobra. Teniendo la certeza de que el resorte de cierre este cargado deberá oprimir el botón de cierre de la celda por ambas partes de los seccionadores. 7. Una vez que se hayan realizado los pasos anteriores tanto el personal de control como el operativo tendrán que monitorear el comportamiento de las cargas, como también el de la subestación. Cabe mencionar que todas las maniobras se pueden efectuar a distancia desde el centro de control, por medio del telemando de las celdas en SF₆ de ser necesario.		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 7
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
FALLA EN ALIMENTADOR ELÉCTRICO		
ACTIVIDAD		
Las fallas en los alimentadores eléctricos subterráneos tienen un porcentaje bajo de que se presenten. Los principales factores que pueden provocar fallas son principalmente el vandalismo y robo del conductor, el daño por roedores, el mal mantenimiento de los conductores, entre otros. Aunque sea bajo el riesgo de presentarse una falla en los conductores eléctricos en media tensión subterráneos, se presentan y para ello se debe actuar de la siguiente manera: 1. El personal de control detectará la falla y la hará saber al personal operativo. 2. El personal operativo se colocará su EPP (40 cal/cm² de acuerdo con lo calculado en la página 51) y valorará la situación de la falla. 3. Una vez detectado el punto de falla, el personal de control decidirá como bloquear la falla y seguir alimentando la carga que no fue afectada. Para entender claramente se propone el siguiente ejemplo: En el anillo analizado C, se detecta una falla en el alimentador que está entre la carga “Instituto de ingeniería edificio 12 y 18” y “Facultad de ingeniería división de estudios de posgrado A”. El personal de control da instrucciones a personal operativo para valorar la falla, en caso de que se necesite liberar de energía al alimentador dañado, se tendrá que proceder de la siguiente manera: a. Personal técnico operativo se colocará el EPP (40 cal/cm² de acuerdo con lo calculado en la página 51) b. Personal operativo solicitará autorización para abrir celda de la carga “Instituto de ingeniería edificio 12 y 18” por el lado de la falla c. Personal operativo solicitará autorización para abrir celda de la carga “Facultad de ingeniería división de estudios de posgrado A”. por el lado de la falla. Con este paso se libera de energía el conductor que presentó falla. d. Personal operativo debe solicitar autorización para cerrar el enlace normalmente abierto por sus dos extremos, con esto alimentamos las cargas “Instituto de ingeniería edificio 12 y 18”, “Facultad de ingeniería división de estudios de posgrado B y C”, “Nave hidráulica” y “Torre de ingeniería” por el lado de la subestación general 1. En este paso se debe tener la certeza de que el alimentador esté totalmente desenergizado de lo contrario se estará alimentado la falla lo cual puede ocasionar daños graves al personal que está operando y al equipo. Los puntos anteriores se deben seguir en cualquier parte del anillo donde se presente una falla en el alimentador, el objetivo es aislar la falla y alimentar las partes que no fueron afectadas, de esta forma se puede proceder a dar el mantenimiento correctivo al alimentador donde ocurrió el evento.		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 8
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
FALLA EN SUBESTACIÓN DERIVADA		
ACTIVIDAD		
Cuando la falla se presente en una de las subestaciones derivadas, se deberá analizar donde se originó. De las fallas que se pudieran presentar en la subestación derivada son: Falla de seccionador en SF₆, falla en alimentador de carga. Si la falla se origina en el seccionador se debe verificar los siguientes pasos: 1. El personal operativo se comunicará con el personal de control para dar información de la falla y pueda ser analizada. 2. El personal operativo se deberá colocar el EPP (40 cal/cm² de acuerdo con lo calculado en la página 51) y después de recibir autorización por parte del personal de control, esté procederá a revisar si la transferencia está trabada o presenta alguna alarma. 3. Si el problema se puede solucionar con personal operativo proceder de forma precavida, de lo contrario contactar al personal especializado para solicitar reparación del equipo. 4. Si el problema no se pudo solucionar al instante y requiere de un especialista, se tendrá que proceder a liberar esa subestación derivada y alimentar las cargas restantes por medio del enlace, con previa autorización del personal de control. Si la falla se presentase en el alimentador de la carga se deberá proseguir de la siguiente manera: 1. El personal operativo debe solicitar autorización para abrir el interruptor de potencia de la subestación derivada. 2. Una vez que fue autorizada la operación el personal operativo deberá colocarse el EPP (40 cal/cm² de acuerdo con lo calculado en la página 51) y proceder a abrir el interruptor de potencia, oprimiendo el botón verde. 3. Verificar que no haya potencial eléctrico en el alimentador. 4. Mandar a tierra los alimentadores y proceder a la corrección de la falla.		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 9
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
FALLA EN CARGA ELÉCTRICA		
ACTIVIDAD		
Cuando la falla se presenta en la carga de la subestación derivada, se procederá de la misma forma que el escenario anterior con la falla del alimentador eléctrico ósea de la siguiente manera: 1. El personal operativo debe solicitar autorización para abrir el interruptor de potencia de la subestación derivada. 2. Una vez que fue autorizada la operación el personal operativo deberá colocarse el EPP 8 (cal/cm² de acuerdo con lo calculado en la página 52) y proceder a abrir el interruptor de potencia, oprimiendo el botón verde. 3. Verificar que no haya potencial eléctrico en el alimentador. 4. Mandar a tierra los alimentadores y proceder a la corrección de la falla.		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE OPERACIÓN
		O – 10
	OPERACIÓN EN SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES GENERALES		
ACTIVIDAD		
Los interruptores y seccionadores de potencia aislados en SF₆ se caracterizan por ser prácticamente nulos de mantenimientos, los pocos que se tienen es en los mecanismos de apertura y cierre. Cuando se requiera de dar mantenimiento a los equipos de las subestaciones es necesario analizar si se tiene que hacer la libranza o trabajar con línea viva de ser necesario. Los pasos a seguir para liberar las subestaciones generales para su mantenimiento son los siguientes: 1. Tener definido si se hará mantenimiento a la subestación general en su totalidad o será por partes. 2. Si es en su totalidad se tendrá que respaldar la parte del anillo que se está afectando con el mantenimiento por medio de la subestación que alimenta la parte complementaria. 3. El personal operativo y de control se tendrán que coordinar para que se transfiera la carga a la subestación que no tendrá mantenimiento, por medio del enlace normalmente abierto. 4. Si el mantenimiento se presenta solo en una de las secciones que conforman los anillos esté estará respaldado por la otra subestación general, por medio del enlace normalmente abierto. Sin que los demás anillos sean afectados con el mantenimiento.		

7. MANUAL DE MANTENIMIENTO

En el siguiente capítulo se verá la manera correcta de como poder realizar una maniobra exitosa siempre y cuando sigan paso a paso las instrucciones que se mencionan sin omisión de alguno, ya que saltarse pasos pondría ponerse en riesgo la integridad del personal, todo esta está debidamente diseñado para que no ocurra nada fuera de lo normal y salga a la perfección. Se recuerda que al realizar este tipo de procedimientos es indispensable que cada persona que interviene porte el equipo de protección personal adecuado para su realizar su labor correspondiente.

A continuación se presenta la lista de los procedimientos que se llegan a ocurrir en una subestación:

No.	Procedimiento	Referencia
1	Procedimiento de rescate por electrocución	P-1
2	Procedimiento de libranza de subestación	P-2
3	Procedimiento de análisis de datos	P-3
4	Procedimiento de puesta en servicio	P-4
5	Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento	P-5
6	Procedimiento de mantenimiento a transformador con red en operación	P-6
7	Procedimiento de muestra de aceite a transformador	P-7
8	Procedimiento de mantenimiento para componentes de medición y protección	P-8
9	Procedimiento a subestación compacta	P-9
10	Procedimiento a interruptor de potencia en vacío	P-10
11	Procedimiento preventivo a transformadores	P-11
12	Averías comunes en el transformador	P-12
13	Procedimiento de manejo de línea viva en 23 kV	P-13
14	Procedimiento a cable de energía en 23 kV	P-14
15	Procedimiento de potencial aplicado a cables de tensión media	P-15
16	Procedimiento de maniobra para subestaciones de 23 kV	P-16

Para ver cada procedimiento se explica a continuacion paso a paso lo que se debe realizar al momento de intervenir al anillo, esto se explica de una manera muy sencilla de entender con la finalidad de que el personal calificado y autorizado tenga la oportunidad de manipularla con un debido plan de trabajo, y por supuesto tomando las precauciones adecuadas de seguridad.

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 1
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE RESCATE POR ELECTROCUCIÓN		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Todo el personal presente	1-2 IMPORTANTE: Este procedimiento debe ser conocido por todo el personal que labore en el mantenimiento de Subestaciones y/o equipos y ser aplicado de forma inmediata. 1. Guardar la calma y una persona deberá pedir ayuda al teléfono de emergencia del Servicio Médico de la U.N.A.M., los teléfonos de emergencia son los siguientes: 5616 0914, 5622 0140 ó 5622 0202 mientras se trata de prestar auxilio al accidentado. 2. Si la víctima ha quedado en contacto con un conductor o pieza bajo tensión, debe ser separada del contacto como primera medida siguiendo los siguientes pasos: 2.1. Dar la alarma y cortar de ser posible la corriente, según manual de operaciones de alimentadores o según sea el caso. 2.2. Si resulta imposible cortar la corriente o el interruptor se encuentra lejos, se intentará desenganchar a la persona con un elemento no conductor como pértigas, tablas y/o cintas de cuero los cuales deberán estar disponibles de acuerdo al formato F-2, “Determinación de riesgos y acciones preventivas”. 2.3. Cuando el accidentado haya quedado enganchado en líneas de ALTA TENSIÓN, no hay que acercarse a él.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 1
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE RESCATE POR ELECTROCUCIÓN		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Todo el personal presente	3. Una vez que el accidentado ha quedado libre del contacto eléctrico, se iniciarán las operaciones de socorrismo, que por orden de urgencia son las siguientes:	
Solamente personal capacitado para reanimación cardiopulmonar	3.1. Apagar el incendio de la ropa (si existe), colocando a la víctima sobre el suelo y tratando de sofocar las llamas con mantas, arena o cualquier otro material incombustible del que se disponga.	
	3.2. Verificar pulso y respiración.	
	3.3. Si la persona está consciente y los servicios de emergencia no llegan, llevar de inmediato al Centro Hospitalario más cercano.	
Todo el personal presente	3.4. Si la persona está inconsciente, no respira y no presenta pulso en la muñeca o cuello, presenta un paro del corazón, practicar la respiración artificial y el masaje cardíaco.	
	3.5. Si se desconoce las técnicas de reanimación cardiopulmonar y los servicios de emergencia no llegan, llevar de inmediato al Centro Hospitalario más cercano.	
	FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 2
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE LIBRANZA DE SUBESTACIÓN		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingenieros responsables de los trabajos	1-2	
	1. Realizar visita a subestación con diagrama unifilar para verificar el estado físico de los componentes de la subestación.	
	2. Realizar termografía de los puntos de unión de los componentes que conforman la subestación.	
	3. Asentar las observaciones en bitácora de obra.	
	4. Si el mantenimiento es a una subestación conectada a las líneas de la empresa suministradora, se deberá pagar la libranza para llevarse a cabo, previa solicitud con diez días mínimos de anticipación. Se deberá informar a las áreas afectadas con un mes de anticipación.	
	5. La libranza de las subestaciones en 23kV se realizan de la siguiente manera:	
	5.1. Desconectar la carga desde los anillos que sean necesarios.	
	5.2. Corroborar la apertura del circuito de enlace.	
	5.3. Apertura individual de los circuitos en vacío.	
	5.4. Apertura de interruptor principal.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 2
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE LIBRANZA DE SUBESTACIÓN		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Personal responsable del mantenimiento	2-2	
	6. Colocar candados en los interruptores que estén abiertos para evitar su conexión y el mismo personal deberá guardar la llave.	
	7. Colocar carteles que indiquen la realización de los trabajos, para evitar que terceras personas ingresen al área de trabajo.	
	8. Mantener extintores para atacar algún problema que se pudiera suscitar durante el mantenimiento.	
	8.1. Corroborar que la línea este desconectada con el detector inductivo.	
	8.2. Colocar sistema de puesta a tierra.	
	8.3. Colocar la línea del bus de distribución a tierra.	
	8.4. Aterrizar los buses del tablero de distribución.	
	8.5. Colocar a tierra las secciones derivadas de los interruptores del tablero o aterrizar de forma individual la carga.	
	8.6. Proceda a realizar las actividades de mantenimiento.	
FIN DE PROCEDIMIENTO		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 3
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS DE DATOS		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Personal responsable del mantenimiento	1-1 1. Concluido los trabajos de mantenimiento, registrar los valores obtenidos y fechas en la forma F-4. 2. La F-4 debe ser llenada una por cada tipo de prueba y equipo. 3. La forma F-4 debe ser foliada de forma consecutiva y archivada de forma histórica. 4. Unir con una línea los valores obtenidos, para observar el comportamiento de los equipos e inferir posibles fallos futuros. 5. Firmar la F-4, en cada uno de los registros hechos. 6. Si se detecta algún cambio brusco en las gráficas durante el transcurso del tiempo. Programar mantenimiento.	
	FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 4
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE PUESTA EN SERVICIO		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable de los mantenimientos.	1-1	
	1. Al finalizar las actividades de mantenimiento y antes de cerrar tapas y cubiertas, corroborar inventario de herramienta y equipo.	
	2. Si la herramienta está completa, cerrar tapas y retirar terminales de tierra adicionales.	
	3. Para la subestación.	
	3.1. Retirar las tierras físicas de los puntos de acometida.	
	3.2. Desbloquear la transferencia.	
	3.3. En coordinación con la empresa suministradora se procede a energizar las líneas de acometida.	
	3.4. Cerrar las cuchillas de operación sin carga.	
	3.5. Cerrar cuchillas seccionadoras internas del (los) tablero(s) de distribución.	
	3.6. Proceder al cierre del (los) interruptor(es) trifásico(s).	
3.7. Corroborar la apertura del interruptor de enlace (con otras subestaciones).		
3.8. Proceder al cierre de los seccionamientos por anillo.		
FIN DE PROCEDIMIENTO		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 5
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Todo el personal	1-2 1. No realizar ninguna actividad si el responsable del mantenimiento, con el técnico de mayor categoría, no ha realizado las acciones de libranza correspondiente. 2. Los operadores se ubicarán en los lugares asignados para iniciar las actividades a desarrollar.	
Ingeniero responsable	1. Asignará a un oficial el resguardo general de la herramienta la cual debe contabilizar al iniciar las actividades. 2. Terminado el mantenimiento este oficial informará si la herramienta se encuentra completa.	
Ayudantes generales y eléctricos	1. Responsables de realizar limpieza general de las áreas y/o cuartos eléctricos. 2. Limpieza general, aspirado de polvo en el interior y exterior de los gabinetes, pisos generales, tarimas dieléctricas, recoger trapos, etc. 3. Responsables de acomodar y recoger el sobrante de materiales utilizados en el mantenimiento.	
Oficiales electricistas	1. Responsables de la limpieza de aislamientos. 2. Responsables de apriete general de tornillería, de acuerdo a estándar de aprietes según grado de los tornillos en buses, conectores, zapatas, terminales con opresor, etc.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 5
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Oficiales electricistas	2-2 1. Verificar que los juegos de tornillos estén completos (Doble roldana plana, 1 roldana de presión, tornillo de grado galvanizado y tuerca). 2. Responsables de verificar los accionamientos y bloqueos en puertas, interruptores, seccionadores, cuchillas, cambio o reposición de chicotes y ajustes correspondientes. 3. Responsables de verificar y ajustar las conexiones de control y equipos de medición.	
Ingeniero Supervisor	1. Dar fe del desarrollo de las actividades. 2. Coordinar al personal para que se ejecuten los trabajos. 3. Levantar los datos de anomalías detectadas por los electricistas. 4. Verificar que las correcciones sean realizadas y/o apoyar para su realización. 5. Tomar memoria fotográfica del desarrollo del servicio. 6. Verificar con el electricista encargado, que la herramienta está completa y que los puentes de tierra sean retirados.	
Ingeniero de pruebas	1. Responsable de realizar todas las pruebas a los equipos involucrados en el mantenimiento, llenado de los reportes y análisis de resultados para determinar alguna condición anormal en los equipos y actuar en consecuencia. FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 6
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A TRANSFORMADOR CON RED EN OPERACIÓN		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable	1. Maniobra para cambio de carga del Transformador:	
Equipo de seguridad completo, guantes de látex y guantes dieléctricos electricistas	1.1. Cambio de carga transformador.	
	1.1.1.Retiro de carga del transformador.	
	1.1.2.Apertura de Interruptor principal.	
	1.1.3.Extracción de interruptor principal.	
	1.1.4.Cierre de cuchillas de enlace.	
	1.1.5.Cierre de interruptores derivados de carga del transformador.	
	1.2. Apertura de cuchillas de operación sin carga en 23kV.	
	1.3. Aterrizaje de terminales en secundario de cuchillas en 23 kV.	
	2. Acciones previas a la operación de mantenimiento:	
	2.1. Identificación de cables con cinta de color y número.	
Personal (electricistas y ayudantes)	2.2. Apertura de cables en el primario y secundario del transformador.	
	2.3. Limpieza de aislamientos y boquillas con dieléctrico para la tensión de operación del sistema.	
	2.4. Limpieza de aislamientos en cuchillas, interruptores, aisladores.	
	Ingeniero de pruebas	
Ingeniero responsable	3. Realizar procedimiento: Pruebas al devanado del Transformador.	
	4. Restablecimiento de las condiciones de operación normal	
	4.1. Retiro de puentes de tierra y verificación de herramienta.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 6
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A TRANSFORMADOR CON RED EN OPERACION		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ayudantes	2-2 4.2. Cierre de elementos en 23 kV. 4.2.1. Cierre de cuchillas de operación sin carga. 4.2.2. Introducción en celda del interruptor principal. 4.2.3. Apertura de carga de circuitos del transformador. 4.2.4. Apertura de cuchillas de enlace. 4.2.5. Verificar apertura de interruptor de enlace. 4.2.6. Cierre de interruptor principal. 4.2.7. Cierre de carga de transformador. Recoger materiales, herramientas y limpiar el área de trabajo.	
	FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 7
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE MUESTRA DE ACEITE A TRANSFORMADOR		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero de pruebas: Tomar datos de placa del equipo Rotular frasco y jeringa Equipo de seguridad Guantes de látex	1-2 1. Muestra de aceite del transformador para análisis en laboratorio. 2. Equipo y accesorio necesario. 2.1. Jeringa de vidrio de 50 ml, limpio y rotulado con los datos del transformador. 2.2. Frasco de 1000 ml limpio y rotulado con los datos del transformador. 2.3. Juego de válvulas de 3 vías y manguera 3/16. 2.4. Charola para escurrimientos y aserrín. 2.5. Juego de reducciones para obtener una salida de 3/16 para el muestreo 2.6. Cinta teflón. 2.7. Frasco para aceite sucio y garrafón antiderrames de aceite 3. Obtención de la muestra 3.1. Colocar las reducciones en válvula del transformador 3.2. Colocar toma 3/16, manguera 3/16, válvula 3 vías (1), manguera 3/16, válvula 3 vías (2), jeringa 3.3. Charola para escurrimientos y aserrín en área de muestreo.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 7
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE MUESTRA DE ACEITE A TRANSFORMADOR		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero de pruebas.	2-2	
	3.4. Para obtener aceite limpio, válvulas 1 y 2 cerradas.	
	3.5. Colocar frasco para derrame en válvula 1 y abrir válvula transformador, dejar salir aproximadamente 200 ml para sacar suciedad y asentamientos de carbón en válvula.	
	3.6. Abra válvula 2 y obtenga aproximadamente 500 ml cierre y pase aceite a jeringa, extraiga muestra, regrésela al frasco 2, vuelva a tomar muestra en jeringa asegure no llevar aire, cierre y termine obtener muestra en frasco 2 hasta 1000 ml.	
	3.7. Cierre frasco 2 y abra válvula 1 recolecte aceite sobrante en frasco escurrimientos.	
	4. Retire accesorios, coloque tapón con teflón, asegure no haya fugas o lloriqueo en válvula transformador.	
	5. En caso de pequeños derrames, limpie con aserrín para absorber el aceite y este aserrín confínelo en desechos con aceite.	
	6. Enviar la muestra al laboratorio con el formato de “ Cadena de custodia externa ” (F-5), asentando todos los datos del transformador y responsable de la toma.	
	FIN DE PROCEDIMIENTO	

[illegible]

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 9
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO A SUBESTACIÓN DERIVADA		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable	1-2 1. Tramitar libranza si se requiere, para dejar fuera los equipos a intervenir. Se inicia eliminando la carga de los tableros de distribución, interruptores principales, interruptores de potencia en aire y cuchillas de servicio.	
Electricista responsable	2. Probar que el equipo no esté energizado verificando la apertura física de los interruptores y/o cuchillas seccionadoras. 3. Aterrizar el tanque y estructura del equipo a intervenir. 4. Aterrizar el equipo a intervenir por 5 minutos para eliminar las cargas capacitivas que puedan afectar las pruebas y por seguridad personal. 5. Preparar el área de trabajo de acuerdo a lo requerido, delimitándola para evitar el paso de personas ajenas mediante en la realización del servicio de mantenimiento preventivo y pruebas. 6. Preparar el equipo y herramientas indispensables para la realización del servicio. 6.1. Limpieza general exterior de los gabinetes utilizando líquido desengrasante a base de silicones para eliminar polvo y mugre acumulada. 6.2. Limpieza general interior de los gabinetes, barras, aisladores, apartarrayos, conos de alivio, cuchillas de prueba y seccionadores.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 9
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO A SUBESTACIÓN DERIVADA		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable	2-2 6.3. Revisión general de operación de cuchillas de prueba y seccionadores sin carga y desconectador con carga en aire, ajuste y lubricación en superficies de contacto móviles, verificación y ajuste de dispositivos de seguridad de los mecanismos de accionamiento de cierre y apertura del sistema de energía almacenada con disparo automático rápido.	
Electricista responsable	6.4. Verificación de apartarrayos: estos dispositivos se revisan a fin de comprobar el grado de seguridad que ofrecen éstos, contra descargas atmosféricas. 6.5. Apriete de conexiones: comprobación y reapriete de los tornillos de unión entre barras, cables y terminales de los transformadores a fin de evitar calentamientos peligrosos por falsos contactos.	
Ingeniero responsable	7. Retiro de herramienta y equipo utilizado durante el servicio. 8. Retiro de sistema de puesta a tierra puesto a los equipos. 9. Energizar el sistema eléctrico. colocar y cerrar, cuchillas de servicio, interruptores de potencia en vacío, interruptores termo-magnéticos y/o electromagnéticos e interruptores termo-magnéticos derivados. FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 10
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO A INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACÍO		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable. Electricista responsable. Ingeniero de pruebas.	1-2 1. Realizar el procedimiento de libranza. 2. Realizar aspirado de polvo en mecanismo de operación, cámaras de arqueo, terminales auxiliares, además de lubricar las partes móviles del equipo de acuerdo a recomendaciones del fabricante, en áreas de contacto eléctrico, se recomienda el uso de grasa conductiva. 3. Realizar pruebas de operación a los relevadores de sobrecorriente y auxiliares para su verificación y chequeo. Tipos de relevadores de sobre corriente: Electrónicos de 1° generación, contempla las protecciones de sobrecarga, cortocircuito, protección de Instantáneo, y protección de falla a tierra. Utilizan un transformador de corriente en cada una de las fases, su operación está en función de la corriente que pasa por la dona. Normalmente se ajustan a 6 veces la corriente de calibración para su disparo. Electrónica con microprocesador. Su operación es más confiable al trabajar sobre la corriente eficaz de operación del equipo, las corrientes de la dona son menores a la unidad, cuentan con equipo de auto prueba, medición integrada, comunicación a PLC's, y computadoras.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 10
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO A INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero de pruebas.	2-2 4. Para realizar la prueba de operación del relevador de sobre corriente, tome en cuenta: 5. El tipo, el modelo y los elementos con lo que realizará la prueba. 6. Los relevadores de sobre corriente electromecánicos y neumáticos se prueban por cada fase. Los Electrónicos se chequea en una fase o en las tres si se requiere.	
	FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 11
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable. Electricista responsable.	1-2 1. Realizar el procedimiento de libranza especificado. 2. Mantenimiento preventivo a subestación derivada. 2.1. Inspección y limpieza exterior del tanque. 2.2. Revisión de empaques en boquillas de baja tensión, alta tensión y tapa principal del transformador. 2.3. Apriete de conexiones en lado de alta y baja tensión del transformador. 2.4. Inspección y apriete en estructura metálica y herrajes. 2.5. Apriete de tornillería en bornes de línea y carga del interruptor principal. 2.6. Inspección de alimentador y canalización en baja tensión. 2.7. Inspección de conductor y electrodo de puesta a tierra. 2.8. Prueba de resistencia de aislamiento en devanados del transformador. 2.9. Prueba de resistencia óhmica. 3. Mantenimiento preventivo a transformador en aceite. 3.1. Limpieza exterior de tanque utilizando líquido desengrasante a base de silicones. 3.2. Verificación externa de indicador de nivel y temperatura. 3.3. Reapriete de conexiones de línea y de carga del transformador, y de puesta a tierra.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 11
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Electricista responsable.	2-2 3.4 Verificar que el cambiador de taps se encuentre en la posición correcta de operación. 3.5 Revisión de boquillas de alta y baja tensión. 3.6 Prueba de resistencia de aislamiento, relación de transformación, resistencia óhmica, hermeticidad, físico-química, eléctrica, cromatografía de gases y factor de potencia a devanados. 4. Rutina de servicio de pruebas a subestaciones compactas 4.4 Pruebas de aislamiento entre buses y a tierra. 4.5 Apartarrayos. Verificación de conexión y que no exista terminales sueltas 4.6 Prueba de resistencia de aislamiento a cables de potencia en el primario el transformador. FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 12
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
AVERIAS COMUNES EN EL TRANSFORMADOR		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable y/o Ingeniero de pruebas. Seguir los procedimientos de rutina.	1-2 1. Los aspectos que permiten determinar anomalías en un transformador, así como, prever la posibilidad de mayores alteraciones en el comportamiento del mismo son las siguientes: 1.1. Acumulación de material húmedo entre los puentes de conexión o cambiadores de Taps. 1.2. Falla en la conexión del devanado a las boquillas del transformador. 1.3. Temperatura excesiva del transformador. 1.4. Variación de tensión. 2. En estos casos se requiere realizar las pruebas indicadas para su determinación. 2.1. Ruptura de boquillas en alta y baja tensión. 2.2. Fugas de aceite en empaques, uniones, válvulas y sellos de unión. 3. Estos son resultado de la revisión que se realiza al transformador en las inspecciones de rutina, recuerde que la falta de aceite en el transformador puede provocar alguna de las anomalías indicadas previamente. Realizar filtrado y desgasificado del aceite aislante del transformador cuando el aceite de un transformador acusa humedad y su nivel de dieléctrico no llega a 21,000 Volts.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 12
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
AVERÍAS COMUNES EN EL TRANSFORMADOR		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable	2-2	
	1. Si los resultados de las pruebas indican valores bajos, anormales, o fuera de límites permitidos se deberá considerar el filtrado y desgasificado del aceite aislante. Este proceso se realiza sin necesidad de parar la planta o desenergizar el transformador.	
Acciones a realizar	2. Cuando el análisis físico químico da como resultado presencia de acidez en el aceite, no es posible su regeneración.	
	3. Poner fuera de servicio al transformador.	
	4. Retirar el aceite existente y almacenar de acuerdo a los procedimientos de recolección y contención.	
	5. Lavar el tanque internamente con aceite nuevo por 3 hr. y desechar éste, de acuerdo al procedimiento de contención.	
	6. Introducir aceite nuevo al transformador.	
	7. Restablecer el servicio y energizar el transformador.	
	8. A los 6 meses realizar una nueva prueba del aceite y asignar como patrón para futuras referencias.	
	FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 13
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE MANEJO DE LINEA VIVA EN 23 kV		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable. Electricista en tensión media. Equipo de seguridad obligatorio: Casco Lentes. Guantes dieléctricos a la capacidad de la línea o mayor. Zapato dieléctrico normalizado a 40 kV STPS. Electricista en tensión media.	1-2 1. Para el manejo de guantes para una tensión media 23 kV, es necesario: - Guante de algodón para evitar la sudoración de la mano. - Guante dieléctrico con capacidad para 25 kV mínimo. - Protección al electricista operador. - Guante de piel para proteger el guante dieléctrico. 2. En este orden deben ser colocados y operados. - El guante dieléctrico debe estar limpio y sin grasa, sin cuarteaduras, ni estar quebradizo, pegajoso o chicloso. Si el guante dieléctrico presenta alguna de estas características deberá ser desechado, SUS PROPIEDADES HAN CADUCADO Y PONEN EN PELIGRO DE MUERTE AL OPERADOR. 3. Para la operación de extracción e inserción de codos inserto Este trabajo se realiza en línea viva en 23 kV y deberá de verificar los puntos: - Los codos cuentan con las colillas de tierra correspondientes. - Las orejas de jalado e inserción no presentan cuarteaduras o roturas. - El cable del adaptador de tierra está conectado a la red de tierra física del equipo o pozo. - Humedad en el registro o equipo. - Tarima de fibra aislante.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 13
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE MANEJO DE LINEA VIVA EN 23 kV		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable.	2-2 4. Indique las medidas correctivas en caso de no cumplir alguno de los puntos anteriores. 5. Operación de pértiga escopeta. 6. Extracción de codo inserto. 6.1. Colóquese el equipo de seguridad completo. 6.2. Abra las tenazas de la pértiga, enganche el punto de jalado cierre la pinza. 6.3. Aplique el seguro. 6.4. Apoyado firmemente realice un tirón firme y extraiga el codo, colóquelo en soporte. 6.5. Abra el seguro y abra la mordaza. 7. Con un detector de tensión inductivo, compruebe que el codo quedo sin energía. 8. Realice las correcciones por las cuales abrió la línea. FIN DE PROCEDIMIENTO	
Electricista en tensión media		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 14
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO A CABLE DE ENERGÍA EN 23 kV		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable.	1-2 1. Cumplir los puntos del procedimiento de línea viva y las medidas de seguridad para el electricista operador.	
Electricista en tensión media.	2. Revisar obra civil general, para verificar las condiciones de seguridad y asentar observaciones en el reporte de inspección a cables.	
Equipo de seguridad obligatorio:	3. Operación de pértiga Escopeta.	
Casco.	4. Extracción de codo inserto.	
Lentes.	4.1. Colóquese el equipo de seguridad completo.	
Guantes dieléctricos a la capacidad de la línea o mayor	4.1.1.Abra las tenazas de la pértiga, enganche el punto de jalado cierre la pinza.	
Zapato dieléctrico normalizado a 40 kV STPS.	4.1.2.Aplique el seguro.	
	4.1.3.Apoyado firmemente realice un tirón firme y extraiga el codo, colóquelo en soporte.	
	4.1.4.Abra el seguro y abra la mordaza.	
Ingeniero de pruebas	5. Con un detector de tensión inductivo, compruebe que el codo quedo sin energía.	
	6. Realice las correcciones por las cuales abrió la línea.	
	7. Realiza la prueba de aislamiento al conductor por 5 minutos. Según procedimiento de prueba a cables de energía.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 14
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO A CABLE DE ENERGÍA EN 23 kV		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Electricista en tensión media	2-2 8. Inserción de codo inserto. 8.1. Colóquese el equipo de seguridad completo. 8.1.1.Abra las tenazas de la pértiga, enganche el punto de jalado, cierre la pinza. 8.1.2.Aplique el seguro. 8.1.3.Verifique que el codo tenga suficiente lubricante. 8.1.4.Apoyado firmemente realice el empuje e inserte el codo, asegure su conexión con la liga de color en su sitio. 8.1.5.Abra el seguro y abra la mordaza. 8.1.6.Retire la tarima aislante. FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
	P – 15	
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE POTENCIAL APLICADO A CABLES DE TENSIÓN MEDIA		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable Valor mínimo requerido R = K log (D/d) Dónde: k= 50,000, D= Diámetro exterior, d= diámetro del cobre. Ingeniero de pruebas	1-2 1. Medición de la resistencia de aislamiento. 1.1. Pruebas a cables en operación. 1.2. Realizar procedimiento de apertura de cable de energía en ambos extremos del conductor a probar. 1.3. Todos los accesorios (codos, empalmes) deberán estar colocados. 1.3.1.Colocar la terminal + en la punta del codo. 1.3.2.Colocar la terminal – en la trenza de tierra. 1.3.3.Realizar la lectura de tensión por 5 minutos a 5000 Vcd. 1.3.4.Anotar los valores obtenidos en el formato correspondiente. 2. Aplicación de high-pot. 2.1. Tensión de prueba para 23 kV aplicar 30 kV por 5 minutos. 2.1.1.Coloque el cable de alta tensión en la punta del cable a probar. 2.1.2.Coloque el cable de retorno en pantalla de tierra. 2.1.3.Energice el equipo, lentamente suba la tensión hasta la tensión de prueba. 2.1.4.Mantenga la tensión de prueba por 5 minutos y registre los valores de fuga de corriente durante cada minuto.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 15
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE POTENCIAL APLICADO A CABLES DE TENSIÓN MEDIA		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero de pruebas	2-2 2.1.5. Al terminar reduzca lentamente la tensión hasta cero, cuide la aguja del medidor de corriente. 2.1.6. Retire los cables de prueba, limpie el área. 2.1.7. Al terminar reduzca lentamente la tensión hasta cero, cuide la aguja del medidor de corriente. 2.1.8. Apague el equipo. 2.1.9. Retire los cables de prueba, limpie el área. 2.2. Proceda a la conexión del cable de acuerdo al procedimiento de cierre de cable de energía	
Ayudantes	3. Limpieza general del área, acomodo de la herramienta y cierre de tapas. FIN DE PROCEDIMIENTO	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 16
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE MANIOBRA PARA SUBESTACIÓN GENERAL		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable	1-3 1. Procedimiento de apertura. 1.1. Verifique componentes de la subestación contra el diagrama unifilar. 1.2. Apertura de carga de los circuitos derivados. 1.3. Apertura de interruptor general. 1.4. Verificar que el Interruptor de enlace permanezca abierto y quede bloqueado. 1.5. Apertura del circuito de control del tablero Metalclad. 1.6. Apertura de cuchillas. 1.7. Apertura de transformador de servicios. 1.8. Apertura de cuchillas en medición. 1.9. Apertura de transferencia automática y bloqueo de control. 1.10. Apertura de cortacircuitos. 1.11. Desconecte las terminales de salida del banco de baterías. 2. Procedimiento de puesta a tierra. 2.1. Verifique con detector inductivo que no exista tensión en las líneas y acometidas por parte de CFE. 2.2. Coloque los puentes de tierra en las terminales de llegada de la acometida eléctrica. 2.3. Proceda a aterrizar los componentes de la subestación. 2.4. Extraiga los interruptores de sus respectivas silletas.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 16
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE MANIOBRA PARA SUBESTACIÓN GENERAL		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable	2-3 3. Procedimiento de mantenimiento. 3.1. En los puntos de unión y terminales de conexión. 3.2. En puntos de unión abra los elementos, aplique grasa conductiva (PENETROX). 3.3. Realice le verificación de torque en todos los componentes de la subestación. 3.4. Verifique apriete de terminales y tablillas de control de todas las secciones del Tablero. 4. Protocolo de pruebas, aplican: 4.1. Protocolo de pruebas tablero de media tensión. 4.2. Protocolo de pruebas de interruptor de potencia. 4.3. Protocolo de pruebas cuchillas. 4.4. Protocolo de pruebas relevadores. 4.5. Protocolo de pruebas cables de energía. 5. Procedimiento de cierre de la subestación 5.1. Revisión de herramienta completa, inspección en tableros 5.2. Cierre de tapas y cubiertas. 5.3. Retiro de puentes de tierra. 5.4. Energice banco de baterías. 5.5. Coloque interruptores en sus silletas compruebe la inserción correcta, pruebe cierre y apertura de cada uno. 5.6. Habilite control de la transferencia automática. 5.7. Cierre cortacircuitos. 5.8. Cierre cuchilla de equipo de medición de CFE.	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		P – 16
	MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS	
PROCEDIMIENTO DE MANIOBRA PARA SUBESTACIÓN GENERAL		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable	3-3 5.9. En coordinación con el personal de CFE cierre la alimentación de las acometidas. 5.10. Compruebe la operación de la transferencia automática. 5.11. Verifique presencia de tensión en las tres fases con un detector inductivo. 5.12. Proceda al cierre del transformador de servicios. 5.13. Compruebe que el interruptor de enlace se encuentre abierto y bloqueado. 5.14. Cierre interruptor principal, verifique datos generales en equipo de medición y protección. 5.15. Cierre circuitos derivados. 6. Realizar limpieza general de pasillos terminado el servicio de mantenimiento.	
	FIN DE PROCEDIMIENTO	

8. CASO PARTICULAR DE UNA FALLA EN LA RED ELÉCTRICA DE CIUDAD UNIVERSITARIA

A continuación se presentará un caso particular de una falla en la red de distribución eléctrica de ciudad universitaria UNAM, esto con el fin de proporcionar un claro ejemplo de cómo proceder en una contingencia. Aunque existen diversos tipos de fallas, en nuestro ejemplo nos enfocaremos en específico a la falla de fase a tierra, esto debido a que es la falla que se presenta con un mayor porcentaje que cualquier otra incidencia.

Nuestro escenario será el anillo B, el cual está conformado de la siguiente manera:

SG1 – Biblioteca Central – Dirección del CCH – Consejos Académicos – Estadio de Practicas – Frontón cerrado – Trabajo Social – SG2

El anillo B en condiciones normales opera de la siguiente forma:

La SG1 suministra la energía eléctrica por medio del circuito B/ 1-SG1 del punto Biblioteca Central hasta Dirección del CCH en seguida se encuentra al enlace normalmente abierto.

La SG2 suministra la energía eléctrica por medio del circuito B/ 2-SG2 del punto Trabajo Social hasta Consejos Académicos terminando en el enlace normalmente abierto para tener una mejor noción ver diagrama unifilar anillo B en la figura 8.1.

Equipos eléctricos a considerar

Un punto importante es tener en cuenta que equipos conforman la subestación debido a que el operador se deberá de poner el equipo de seguridad personal para opera la red.

Como primer lugar está el interruptor de potencia el cual libera de forma automática la falla, es importante mencionar que para la selección de este equipo se debió analizar el nivel de corto circuito en el punto, el cual para nuestro ejemplo en el punto que se está analizando es de 2415.98 [A], esto por el simple hecho de saber qué nivel de energía va a interrumpir en caso de una falla para que no se produzcan soldaduras en los contactos del mismo que impidan la apertura u otra falla que afecte la operación del sistema.

El relevador es el dispositivo con el cual se gobierna la lógica de operación del interruptor, por medio de éste se establecen los parámetros de apertura y cierre en el interruptor de potencia.

El siguiente dispositivo importante en el análisis de nuestro ejemplo es el seccionador con el cual como su nombre lo indica nos sirve para seccionar las partes de nuestro circuito.

Una parte que no debemos dejar de considerar es el sistema de tierras, el cual dirige la corriente de falla hacia tierra, en la red eléctrica de ciudad universitaria se conforma por electrodos profundos.

Origen de la falla

Capítulo 8 Caso particular de una falla en la red eléctrica de ciudad universitaria

Como se mencionó anteriormente se analizará una falla de fase a tierra, esta falla se originó en el circuito B/ 1-SG1, debido a que en la fase A el aislamiento sufrió un daño ocasionado por un roedor.

El daño del aislamiento provocó que la distancia dieléctrica entre el conductor de tierra y la fase del circuito disminuyera y la rigidez dieléctrica del aire en ese punto se rompiera y se produjera un corto circuito por arco eléctrico.

Procedimiento para resolver falla de forma manual

Para llevar a cabo el procedimiento se debe considerar la participación de cuatro equipos formados de la siguiente manera:

Equipo monitoreo: integrado por 1 ingeniero o 1 técnico certificado

Equipo operativo 1: integrado por 2 técnicos electricistas

Equipo operativo 2: integrado por 2 técnicos electricistas

Equipo operativo 3: integrado por 2 técnicos electricistas

1. Surge la falla de fase a tierra en alimentador B/ 1-SG1 del anillo B.
2. El interruptor principal en media tensión del circuito B/ 1-SG1 del anillo B libera la falla automáticamente.
3. Personal de monitoreo detecta la falla por apertura de interruptor principal del circuito B/ 1-SG1 del anillo B.
4. Personal de monitoreo analiza la falla y valora la situación, da a visto a los equipos de personal operativo para que se trasladen al punto de falla.
5. Personal de monitoreo autoriza a personal operativo realizar labores en SG1.
6. Personal operativo equipo 1 se coloca el equipo de protección personal.
7. Personal de monitoreo autoriza a personal operativo para seccionar el alimentador del circuito B/ 1-SG1 del anillo B.
8. Personal operativo equipo 1 procede a verificar físicamente que interruptor de potencia haya abierto correctamente (se observa en el indicador de posición de interruptor).
9. Personal operativo equipo 1 debe abrir seccionador de la celda en media tensión del circuito B/ 1-SG1, esto para garantizar el corte de energía en el alimentador.
10. Personal de monitoreo da la orden a personal operativo equipo 2 que ingrese la subestación "Biblioteca Central". Debido a que el interruptor que operó fue en la SG1, el circuito B/ 1-SG1 del anillo B quedó desenergizado dejando fuera todas las cargas.

Capítulo 8 Caso particular de una falla en la red eléctrica de ciudad universitaria

11. Personal de monitoreo confirma que se puede abrir interruptor de subestación “Biblioteca Central” del lado del alimentador B/ 1-SG1.
12. Personal operativo 2 con EPP colocado procede a abrir el interruptor de potencia.
13. Personal de monitoreo da la orden a personal operativo equipo 3 que ingrese a cuarto de enlace de anillo B.
14. Personal de monitoreo confirma que se puede cerrar enlace de anillo B.

Con el enlace cerrado se restablece el suministro a las cargas del circuito B/ 1-SG1, por medio de la SG2 mediante el circuito B/ 2-SG2.

15. Personal de monitoreo vigilará el comportamiento de la SG2 y de las cargas del anillo B.
16. Personal operativo equipo 1 reportará a personal de monitoreo la situación en la SG1 y en el alimentador B/ 1-SG1.
17. Se establecerá que tipo de mantenimiento se requiere para solucionar la falla.
18. Para este caso de falla la solución está en reemplazar el conductor dañado.

Procedimiento para resolver falla de forma remota

La red de distribución en media tensión de ciudad universitaria UNAM, está diseñada para operar de forma automática y puede ser operada a distancia, es por ello que de presentarse una contingencia se puede solucionar rápidamente por medio de mandos del personal de monitoreo.

Para llevar a cabo el procedimiento se debe considerar la participación de dos equipos formados de la siguiente manera:

Equipo monitoreo: integrado por 1 ingeniero o 1 técnico certificado

Equipo operativo 1: integrado por 2 técnicos electricistas

1. Surge la falla de fase a tierra en alimentador B/ 1-SG1 del anillo B.
2. El interruptor principal en media tensión del circuito B/ 1-SG1 del anillo B libera la falla automáticamente.
3. Personal de monitoreo detecta la falla por apertura de interruptor principal del circuito B/ 1-SG1 del anillo B.
4. Personal de monitoreo analiza la falla y valora la situación, da a visto al equipo de personal operativo para que se traslade al punto de falla.
5. Personal de monitoreo manda la señal para que el seccionador del alimentador del

Capítulo 8 Caso particular de una falla en la red eléctrica de ciudad universitaria

circuito B/ 1-SG1 del anillo B opere y abra.

6. Personal de monitoreo manda la señal para que el interruptor de subestación “Biblioteca Central” del lado del alimentador B/ 1-SG1 abra.
7. Personal de monitoreo manda la señal para cerrar enlace del anillo B.

Con el enlace cerrado se restablece el suministro a las cargas del circuito B/ 1-SG1, por medio de la SG2 mediante el circuito B/ 2-SG2.

8. Personal de monitoreo da la orden al equipo de personal operativo a que verifique físicamente que todas las operaciones no hayan presentado ningún problema.
9. Personal de monitoreo vigilará el comportamiento de la SG2 y de las cargas del anillo B.

El procedimiento que se llevó a cabo es similar si ocurriera la falla en cualquier sección del anillo ya sea del lado del circuito B/ 2-SG2 o entre las cargas.

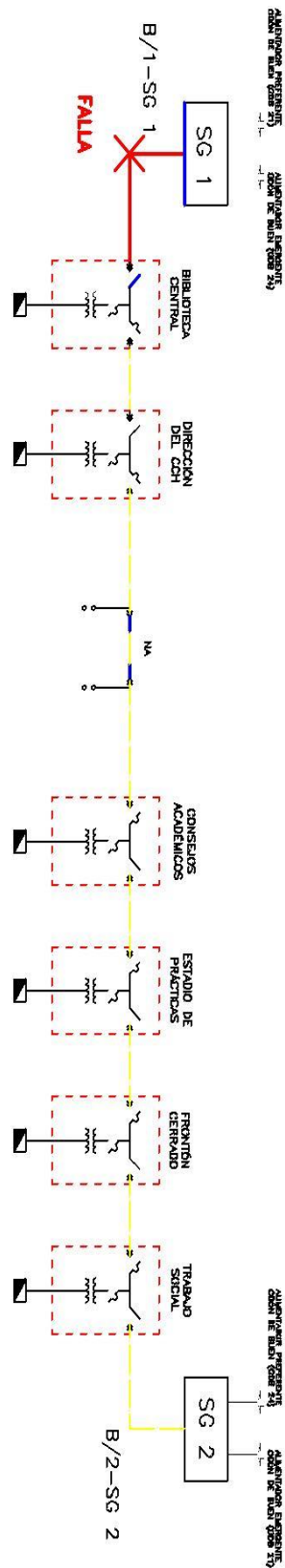


Figura 8.1 Diagrama unifilar caso particular falla anillo B

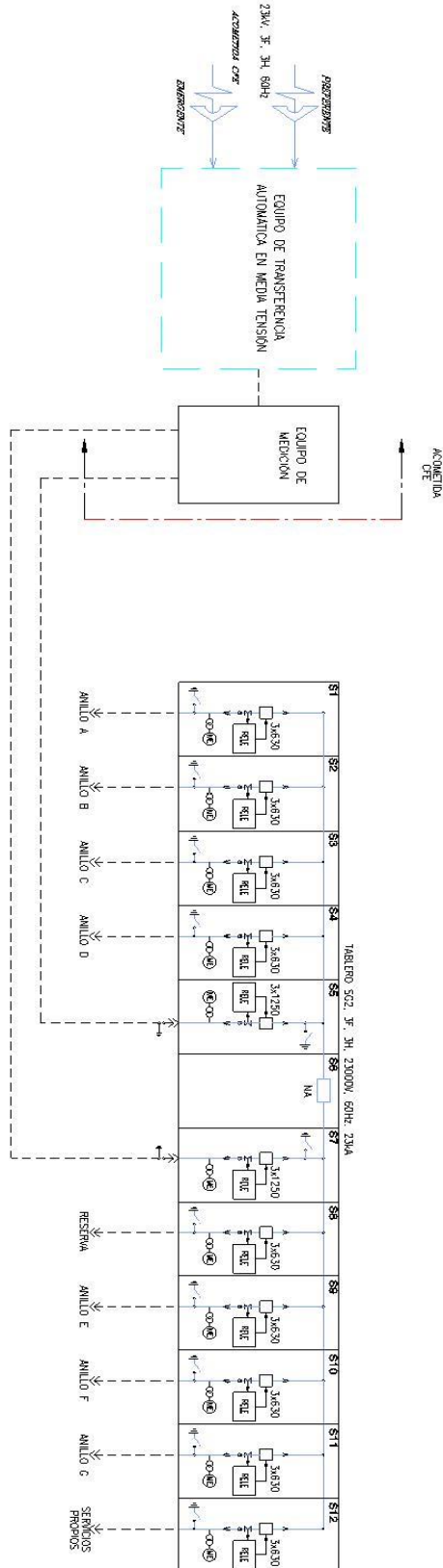


Diagrama unifilar Subestación General 2

9. CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO

Los equipos eléctricos y las partes conductoras funcionan adecuadamente solo en el caso en que sean seleccionadas correctamente bajo las condiciones de operación normal y de falla, tomando en consideración su lugar de instalación dentro del sistema eléctrico.

Todos los equipos y partes conductoras de la instalación eléctrica que entran al circuito en corto, se ven sometidos a la acción dinámica y térmica de la corriente de cortocircuito, por lo cual deben comprobarse en estabilidad térmica y estabilidad dinámica. Además, se debe corroborar algunos parámetros como: capacidad interruptiva, tensión, etc.

La estabilidad dinámica se comprueba por medio de la corriente de golpe trifásica, es decir, la corriente de máxima amplitud que se presenta en el primer ciclo después de producirse el cortocircuito.

La estabilidad térmica se comprueba por la corriente de cortocircuito trifásica o bifásica, dependiendo de cuál de ellas genera más calor en el elemento dado. Si se da el caso de que la corriente de cortocircuito monofásica sea la mayor, entonces el equipo se selecciona en base a ésta.

9.1. Método por MVA's

Este método es usado en donde se requiera no ser considerada la resistencia de los elementos que integran el sistema, ya que resulta ser un método aproximado. El desarrollo de este método se basa en los siguientes pasos:

- La impedancia del equipo deberá convertirse directamente a MVA de corto circuito por la primera ecuación, si la reactancia del equipo está en % o por la segunda ecuación, si la reactancia está en por unidad.

$$MVA_{cc} = \frac{(MVA_{equipo}) \times 100}{\% X \text{ del equipo}}$$

$$MVA_{cc} = \frac{(MVA_{equipo}) \times 100}{\% X \text{ del equipo}}$$

- La impedancia de líneas y alimentadores (cables) deberá convertirse directamente a MVA de corto circuito por medio de la siguiente ecuación, si la reactancia de la línea está en Ohms.

$$MVA_{cc} = \frac{kV^2}{X_{Ohms}}$$

Donde se observa que los kV son los correspondientes a los de línea-línea del cable.

- Dibujar dentro de rectángulos o círculos todos los MVA de corto circuito de equipos y

alimentadores siguiendo el mismo arreglo que éstos tienen en el diagrama unifilar.

- Cambiar los valores de MVA_{cc} del sistema hasta encontrar un valor equivalente en el punto de falla, considerando que los valores en serie se combinan como si fueran resistencias en paralelo y los valores que estén en paralelo se suman directamente.
- Reducir el diagrama unifilar (ya con los cambios del punto anterior) como si fuera una red de secuencias del método de componentes simétricas.
- Con el valor encontrado en el paso anterior, se calcula la corriente de corto circuito trifásico de la siguiente manera:

$$I_{cc} = \frac{(MVA_{cc}) \times 1000}{\sqrt{3}(kV)}$$

Donde se observa que los kV son los correspondientes a los de línea-línea en el punto de falla.

Cabe mencionar que, este método solo se aplica a una falla trifásica, ya que para una monofásica el procedimiento se complica demasiado.

9.2. Sistema en por unidad

El valor en por unidad (p.u.) es el resultado de la relación de un valor cualquiera con respecto a una cantidad elegida como base, ambas con las mismas unidades.

$$\text{Valor en p. u.} = \frac{\text{Valor real}}{\text{Valor base}}$$

La impedancia o reactancia de los elementos pasivos (transformadores, líneas de transmisión, cables) se considera constante a través del tiempo.

La impedancia o reactancia de los elementos activos (máquinas rotatorias) se representa como una fuente de voltaje constante en serie con su impedancia, la cual varía a través del tiempo, después de ocurrida la falla. Con este método se tienen las siguientes ventajas:

- Los parámetros de los elementos del sistema tienden a caer en un intervalo relativamente angosto, lo que hace resaltar estos valores y permite detectar errores.
- Se eliminan los transformadores ideales que aparecen en la red.
- El voltaje en las diferentes secciones de la red es normalmente cercano a la unidad.
- Los fabricantes de equipo eléctrico expresan normalmente la impedancia de sus aparatos en por ciento o en por unidad de los valores nominales que figuran en la placa de datos.

Sin embargo el método presenta las siguientes desventajas:

Capítulo 9 Cálculo de corto circuito

- El sistema modifica los componentes de los circuitos equivalentes, haciéndolos más abstractos.
- Algunas veces los desfases que están presentes en un circuito normal, desaparecen en el circuito en por unidad.

En el sistema en por unidad existen cuatro cantidades base:

- Potencia base
- Tensión base
- Corriente base
- Impedancia base

Usualmente se selecciona un valor conveniente para la potencia base en Volt-Ampere y un voltaje base en determinado nivel, quedando establecidos los voltajes base en otros niveles por la relación de transformación de los transformadores.

Cabe aclarar que el sistema en por unidad es simplemente un método de normalización.

En las fórmulas siguientes, las tensiones base son tensiones de línea a línea en kV y la potencia base es la potencia trifásica en kVA o MVA.

La corriente base y la impedancia base en cada nivel se obtienen a partir de las relaciones:

$$S = V * I$$

$$V = I * Z$$

De donde, para un sistema trifásico se obtienen las siguientes relaciones:

$$I_{base} = \frac{KVA_{base}}{\sqrt{3}KV_{base}}$$

$$Z_{base} = \frac{(KV_{base})^2}{MVA_{base}}$$

Cuando las impedancias de los elementos del sistema se expresan en ohms, se convierten los valores en por unidad mediante la siguiente relación:

$$Z_{p.u.} = \frac{Impedancia\ en\ Ohms\ x\ MVA_{base}}{(KV_{base})^2}$$

Capítulo 9 Cálculo de corto circuito

La impedancia de los transformadores, expresada en por ciento y referida a su potencia nominal en kVA, se convierte en valor en por unidad de acuerdo con la siguiente relación:

$$Z_{p.u.} = \frac{\text{Impedancia en \%} \times kVA_{base}}{kVA_{transformador} \times 100}$$

La reactancia de los motores y generadores expresada en por unidad y referida a su potencial en kVA, se convierte en la nueva base con la relación:

$$X_{p.u.} = \frac{X_{p.u.Motor} \times kVA_{base}}{kVA_{Motor}}$$

Las reactancias para representar las máquinas rotatorias de la compañía suministradora, se determinan suponiendo que los MVA disponibles toman el valor de 1.0 en por unidad referida a una base unitaria en MVA, o que una potencia de 1.0 en por unidad corresponde a una reactancia de 1.0 en p.u. a una tensión de 1.0 en p.u.

Es necesario que las impedancias a utilizar en un estudio de corto circuito queden referidas a la base elegida (base1), por lo tanto, para conocer el nuevo valor en p.u. de un elemento del cual ya tenemos su anterior valor en p.u. referido a otra base cualquiera (base2), bastará utilizar la siguiente ecuación.

$$Z_{p.u.} = Z_{p.u.1} \left(\frac{MVA_{base\ 2}}{MVA_{base\ 1}} \right) \left(\frac{kV_{base\ 1}}{kV_{base\ 2}} \right)^2$$

9.3. Componentes asimétricas

En un sistema trifásico balanceado en condiciones normales de operación, al ocurrir una falla, por lo general se presenta un desequilibrio en las ondas de tensión y de corriente, modificando sus magnitudes y sus ángulos en cada una de las tres fases, para la determinación de estas magnitudes y ángulos se requiere del método denominado componentes simétricas.

El método de las componentes simétricas es una herramienta matemática, que se aplican comúnmente en el cálculo de fallas en un sistema eléctrico de potencia.

El método consiste en que cualquier sistema desbalanceado de N fasores, puede ser resuelto como la suma de N sistemas de fasores balanceados, llamados componentes simétricas de los fasores originales (Teorema de Fortescue).

Por lo tanto, los fasores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de fasores que son: un sistema de secuencia positiva, un sistema de secuencia negativa y otro de secuencia cero, que sumados vectorialmente dan como resultado el sistema de fasores desbalanceado original.

Este conjunto de componentes balanceados son:

Capítulo 9 Cálculo de corto circuito

- De secuencia positiva, que consiste de tres fasores de igual magnitud, separados cada uno por 120° y con la misma secuencia de fase que los fasores originales (abc).
- De secuencia negativa, que consiste de tres fasores de igual magnitud, separados cada uno por 120° y con la secuencia de fases opuesta de los fasores originales (acb).
- De secuencia cero, que consiste de tres fasores de igual magnitud y con cero grados de espaciamiento entre ellos, es decir, están en fase).

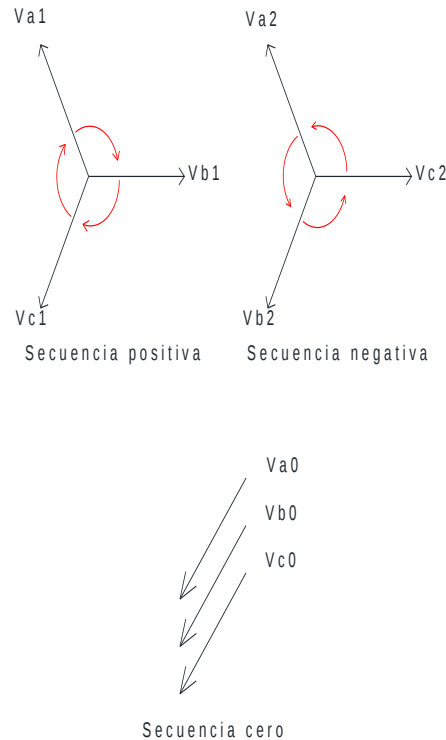


Figura 9.1 Secuencia de fase positiva negativa y cero

En donde:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0}$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}$$

Por otro lado, trabajando con cantidades trifásicas, es conveniente tener un operador fasorial que adelanta 120° al ángulo de fase de cualquier fasor y mantiene constante su magnitud. Llamando a este operador o fasor “a”, se tiene:

$$a = 1\angle 120^\circ = e^{j2\pi/3}$$

Es conveniente tener presente que el operador “a” rota un fasor por $+120^\circ$. Utilizando el operador “a” en los diagramas fasoriales de secuencia positiva, negativa y cero, se tiene:

$$V_{b1} = a^2 V_{a1}$$

$$V_{b2} = a V_{a2}$$

$$V_{b0} = V_{a0}$$

$$V_{c1} = a V_{a1}$$

$$V_{c2} = a^2 V_{a2}$$

$$V_{c0} = V_{a0}$$

Y las ecuaciones para los fasores originales quedan:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2}$$

$$V_c = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2}$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

Y si se hace:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones para los fasores originales en forma reducida queda:

$$V_{abc} = A V_{a0,1,2}$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación anterior por A^{-1} , se tiene:

$$V_{a0,1,2} = A^{-1} V_{abc}$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Aplicando esto mismo para las corrientes, se llega a:

Capítulo 9 Cálculo de corto circuito

$$I_{abc} = AI_{a0,1,2}$$

Esto es:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}$$

$$I_c = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2}$$

Y al igual que para las tensiones:

$$I_{a0,1,2} = A^{-1} I_{abc}$$

Esto es:

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + a I_b + a^2 I_c)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c)$$

Ahora bien, en un sistema trifásico la corriente del neutro es:

$$I_n = I_a + I_b + I_c$$

Y como:

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$$

Por lo que:

$$I_n = 3I_{a0}$$

9.4. Impedancias de secuencia.

Se designan como:

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa

Z_0 = Impedancia de secuencia cero

Capítulo 9 Cálculo de corto circuito

Estos valores representan las impedancias del sistema al flujo de corrientes positivas, negativas y de secuencia cero.

Para el caso de las máquinas síncronas se tienen valores típicos de reactancias todas ellas de secuencia positiva:

X''_d = Reactancia subtransitoria.

X'_d = Reactancia transitoria.

X_s = Reactancia síncrona.

La reactancia de secuencia negativa (X_2) generalmente es igual a la subtransitoria (X''_d), excepto en los casos de generadores hidráulicos sin devanados amortiguadores. La reactancia de secuencia cero (X_0) generalmente es menor que las otras.

Para los transformadores se tienen reactancias de secuencia positiva y negativa iguales ($X_1=X_2$). La reactancia de secuencia cero (X_0) también tiene el mismo valor excepto en los transformadores tipo acorazado.

Las corrientes de secuencia cero no fluyen si el neutro del transformador no está conectado a tierra. Cuando dichas corrientes no fluyen, X_0 se considera infinita.

En los transformadores conectados en estrella-delta, la corriente de secuencia cero puede fluir a través del neutro de la estrella, si el neutro se conecta a tierra. No hay corrientes de secuencia cero que fluyan en el lado de la conexión delta.

En un transformador conectado en estrella-estrella con neutros puestos a tierra, las corrientes fluyen tanto en el primario como en el secundario. La resistencia de los devanados del transformador normalmente no se toma en cuenta en los cálculos de corto circuito, excepto cuando se aplican algunas normas para la selección de interruptores. En la siguiente figura se puede visualizar.

En los cables y líneas de transmisión, las reactancias de secuencia positiva y negativa se consideran iguales. En las líneas de transmisión, la reactancia de secuencia cero dependerá de si el retorno de la corriente se hace a través del hilo de guarda, tierra, ambos o por ninguno. En los cables la reactancia de secuencia cero dependerá de las vías de retorno para la corriente de esta secuencia (tierra, pantalla metálica o ambos).

9.5. Cálculo de fallas

Las fallas eléctricas originan aumentos bruscos en las corrientes circulantes en una instalación, pudiendo dañar al equipo eléctrico, equipos cercanos a la instalación e incluso seres vivos. Algunos de los incidentes más graves en los sistemas eléctricos pueden ser presentados por fallas por la caída de un rayo en una línea de transmisión, el incendio de un transformador, la inundación de una subestación, etc.

La mayoría de las fallas (entre el 70% y 80%) que ocurren en los sistemas eléctricos de

potencia, son fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos. Las fallas asimétricas que pueden ocurrir son: falla monofásica a tierra, falla bifásica y falla bifásica a tierra.

Aproximadamente el 5% de las fallas intervienen las tres fases, éstas son llamadas fallas trifásicas simétricas.

9.5.1. Falla monofásica

De la figura se puede apreciar que:

$$V_a = Z_f I_a$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

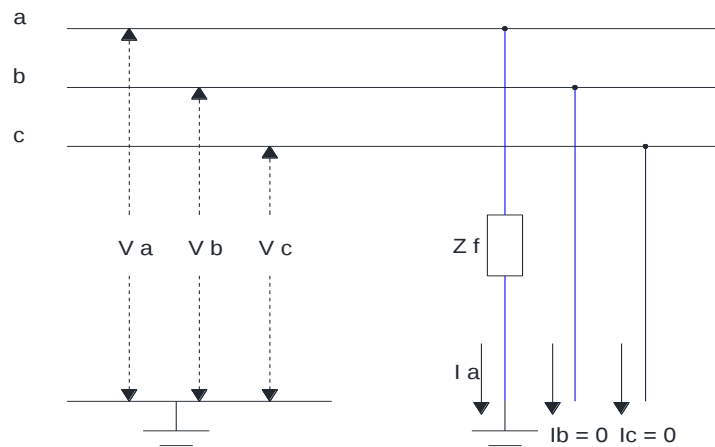


Figura 9.2 Diagrama de falla monofásica

Se observa que las corrientes de secuencia son iguales

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{3} I_a$$

En donde

$$I_a = 3I_{a1}$$

Para satisfacer esta condición las redes de secuencia deberán conectarse en serie como se muestra en la Figura

Obteniendo así las tensiones de secuencia:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = Z_f I_a = Z_f (3I_{a1})$$

De la figura podemos notar que las componentes de secuencia de la corriente de falla son:

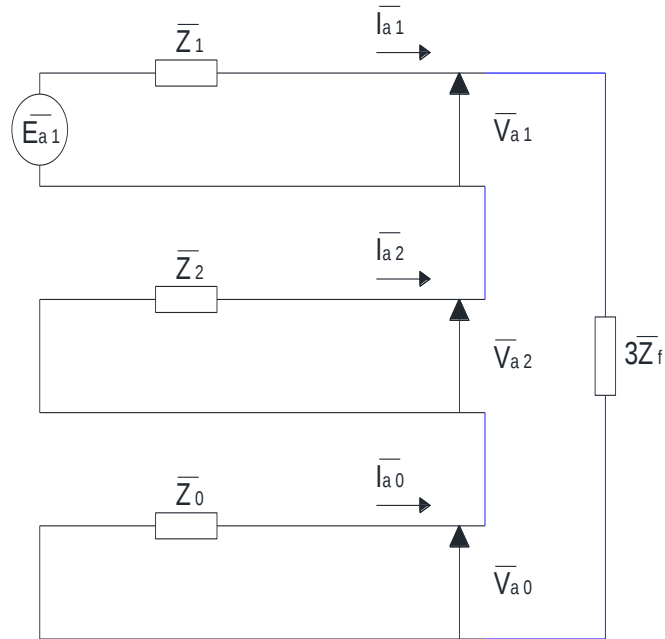


Figura 9.3 Redes de secuencia para una falla monofásica a través de una impedancia.

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{3E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$$

Para una falla sólida se tiene que $Z_f = 0$ por lo tanto:

$$I_a = \frac{3E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

9.5.2. Falla bifásica

Para analizar esta falla consideramos las fases b y c, como se muestra en la siguiente figura, en la cual incluiremos la impedancia de falla Z_f .

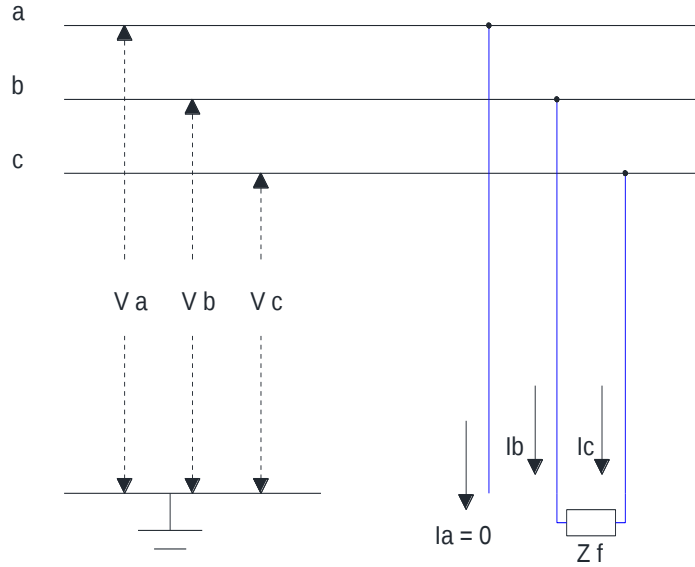


Figura 9.4 Diagrama de una falla bifásica.

De la figura se puede observar que:

$$V_b - V_c = Z_f I_b$$

$$I_c = -I_b$$

$$I_a = 0$$

Transformando las corrientes de fase a secuencia se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_c \end{bmatrix}$$

De esta ecuación notamos que: $I_{a0}=0$, $I_{a2}=-I_{a1}$; obteniendo así la siguiente ecuación:

$$(V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2}) - (V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2}) = Z_f (I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2})$$

Simplificando

$$(a^2 - a)V_{a1} - (a^2 - a)V_{a2} = Z_f (a^2 - a)I_{a1}$$

$$V_{a1} - V_{a2} = Z_f I_{a1}$$

Estas conexiones se satisfacen conectando las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo en el punto de falla a través de la impedancia de falla Z_f como se muestra en la siguiente figura.

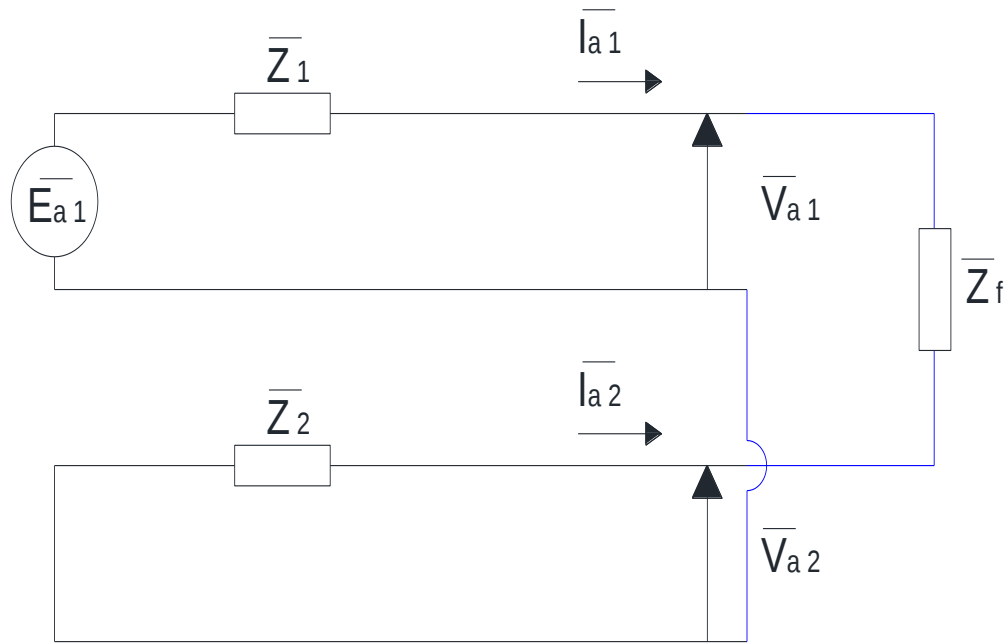


Figura 9.5 Redes de secuencia para una falla bifásica

De la figura se observa que las corrientes de falla son:

Transformando ahora las corrientes de secuencia a fase y usando la identidad $(a^2 - a) = -j\sqrt{3}$, la corriente de falla en la fase b es:

$$I_b = -I_c = \frac{-j\sqrt{3}E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_f}$$

9.5.3. Falla bifásica a tierra

Para analizar esta falla consideramos las fases b y c conectadas a través de una impedancia Z_f a tierra, como se muestra en la figura.

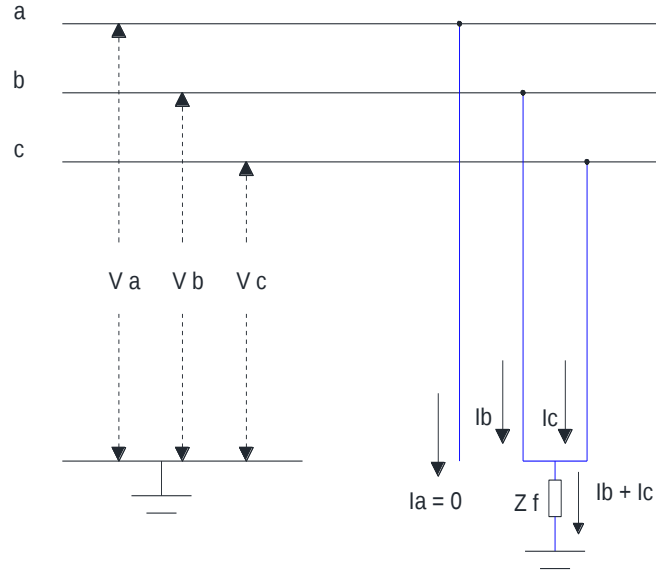


Figura 9.6 Diagrama de una falla bifásica a tierra

De la figura se puede observar que:

$$V_b = V_c = Z_f(I_b + I_c)$$

$$I_a = 0$$

$$I_N = I_b + I_c$$

Con lo cual podemos obtener las siguientes ecuaciones:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0$$

$$V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2}$$

Simplificando:

$$V_{a1} = V_{a2}$$

Para la tensión en la fase b tenemos:

$$V_{a0} + (a^2 + a)V_{a1} = Z_f(I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2})$$

Agrupando términos y utilizando la identidad $(a^2 + a) = -1$, tenemos:

$$V_{a0} - V_{a1} = Z_f(2I_{a0} - I_{a1} - I_{a2})$$

Como $I_{a0} = -(I_{a1} + I_{a2})$, por lo tanto:

$$V_{a0} - V_{a1} = 3Z_f I_{a0}$$

Para satisfacer esta ecuación será necesario que las redes de secuencia positiva, negativa y cero estén conectadas en paralelo en el punto de falla.

Adicionalmente se debe incluir la impedancia $3Z_f$ conectada en serie con la red de secuencia cero como se muestra en la siguiente figura.

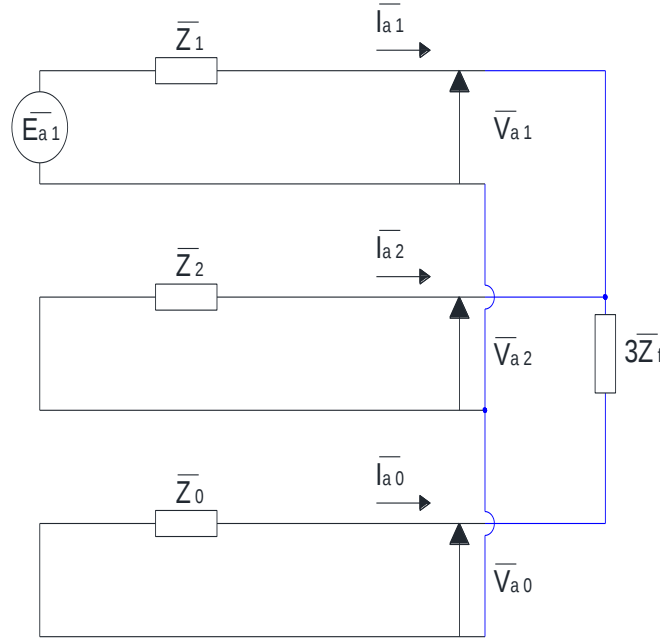


Figura 9.7 Redes de secuencia para una falla bifásica a tierra a través de una impedancia

De la figura se observa que la corriente de falla de secuencia positiva es:

$$I_{b1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + \left[\frac{Z_2(Z_0 + 3Z_f)}{Z_0 + Z_2 + 3Z_f} \right]}$$

Y como $I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = \frac{1}{3}(I_b + I_c)$, podemos obtener:

$$V_{a1} - V_{a0} = -3Z_f I_{a0}$$

$$V_{a1} = V_{a0} - 3Z_f I_{a0}$$

$$3V_{a0} = (I_b + I_c)$$

9.5.4. Falla trifásica.

Para analizar este tipo de falla consideramos las tres fases conectadas a tierra. Este tipo de falla introduce desequilibrio en el sistema trifásico y por lo tanto, no existirán corrientes ni voltajes de

secuencia negativa y cero, independientemente de que la falla trifásica este o no conectada a tierra. En la figura se observa el diagrama de este tipo de falla.

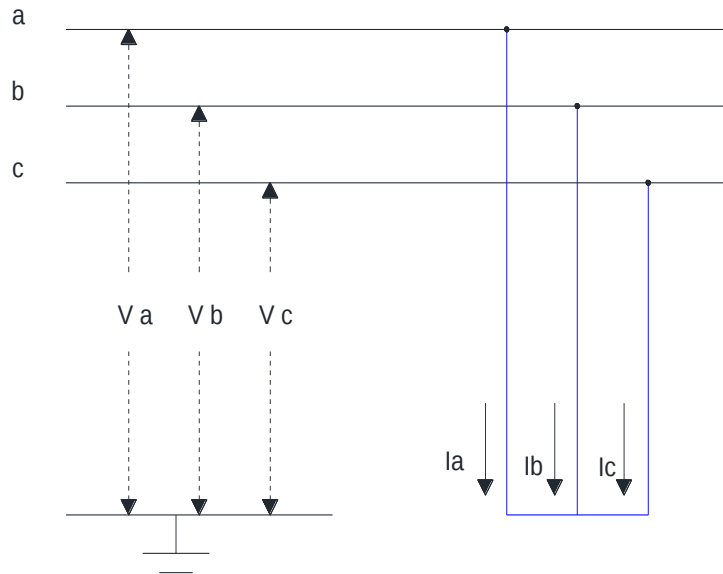


Figura 9.8 Diagrama de una falla trifásica.

De la figura se observa que se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

Por lo tanto tenemos que:

$$V_{a1} = V_{a0} - 3Z_f I_{a0}$$

$$V_{a1} = E_{a1} - Z_1 I_{a1}$$

$$V_{a2} = -Z_2 I_{a2}$$

$$V_{a0} = -Z_0 I_{a0}$$

Teniendo en cuenta las corrientes y tensiones de secuencia:

$$I_{a1} = I_a$$

$$I_{b1} = I_b$$

$$I_{c1} = I_c$$

$$V_{a1} = V_a = 0$$

$$V_{b1} = V_b = 0$$

$$V_{c1} = V_c = 0$$

Para satisfacer estas ecuaciones el diagrama unifilar de la red de secuencia positiva queda como se muestra en la siguiente figura.

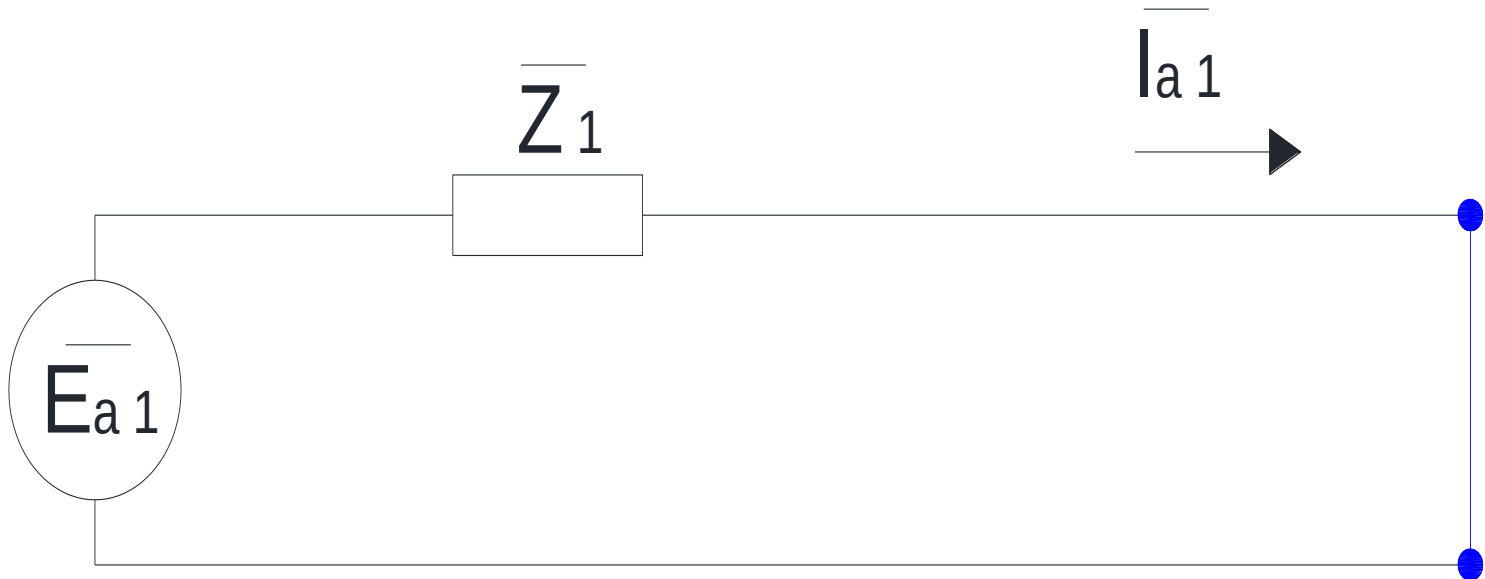


Figura 9.9 Red de secuencia para una falla trifásica.

De la figura se puede observar que:

$$I_{a1} = I_a$$

$$V_{a1} = V_a = 0$$

$$V_{a1} = E_{a1} - Z_1 I_{a1}$$

Por lo que la corriente de secuencia positiva será:

$$I_{a1} = I_a = \frac{E_{a1}}{Z_1}$$

Con lo cual se pueden determinar las ecuaciones:

$$I_a = I_{a1}$$

$$I_b = a^2 I_{a1}$$

$$I_c = aI_{a1}$$

9.6. Método de bus infinito

El método general está basado en el principio para el análisis de fallas asimétricas por el método de las componentes simétricas, en donde se considera también la forma en cómo se encuentran los neutros conectados a tierra para la red de secuencias cero.

Se puede considerar que como en general las reactancias de secuencia positiva y negativa son iguales, entonces las secuencias de estas son también iguales.

$$MVA_{x1}=MVA_{x2}$$

Los MVA de secuencia cero se calculan con los valores de impedancia que se indiquen, y en el caso particular de los transformadores:

$$MVA_{x1}=MVA_{x2}=MVA_{x0}$$

Para los motores eléctricos, se puede considerar en forma aproximada que:

$$MVA_{x0} = \frac{MVA_{x1}}{2}$$

Los MVA de falla de línea a tierra se pueden obtener combinando los MVA de cada secuencia con las reglas dadas por la falla trifásica y posteriormente, los equivalentes para cada secuencia para obtener los de falla en la misma que se hace por el método de las componentes simétricas para determinar la corriente de falla a tierra.

9.7. Cálculo de los niveles de corto circuito en el anillo B

Para obtener los niveles de corto circuito en las Subestaciones Generales No. 1 y 2, se solicitaron a la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (extinta) los niveles de corto circuito en el bus de la Subestación de Distribución “Odon de Buen”.

Los datos proporcionados son los siguientes:

Niveles de corto circuito en la subestación de distribución “Odon De Buen” [MVA]	
S_{cc3φ}	356.41
S_{cc1φ}	347.65

Niveles de corto circuito en la subestación de distribución “Odon De Buen” LyFC.

Es preciso aclarar que se decidió utilizar los valores en la Subestación de Distribución, debido que a los datos proporcionados en su momento por Compañía de Luz y Fuerza del Centro (extinta) y la Comisión Federal de Electricidad en las Subestaciones Generales No. 1 y 2 varían demasiado unos respecto de otros por lo que se tiene incertidumbre en los datos proporcionados.

Capítulo 9 Cálculo de corto circuito

La energía eléctrica es suministrada por medio de dos circuitos de distribución aéreos con una longitud de 4 km para la Subestación General No. 1 y de 3 km para la Subestación General No. 2. Las características del conductor que conforman los circuitos son:

- Cable ACSR, 336, 400 MCM, 26 hilos de Aluminio.
- Con las siguientes impedancias de secuencia positiva, negativa y cero:

Impedancias de secuencia de circuito [Ω/km]	
$Z_{1,2}$	0.4924+j0.3785
Z_0	0.6702+j1.8772

Impedancias de secuencia del circuito. LyFC.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar del arreglo:

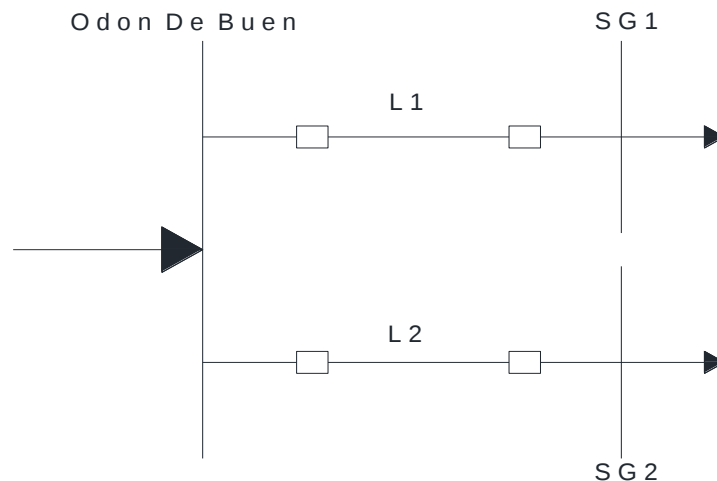


Figura 9.10 Diagrama unifilar simplificado del arreglo del sistema de distribución actual de C.U.

Con los datos proporcionados se puede calcular los niveles de corto circuito en las Subestaciones Generales No. 1 y 2. El procedimiento es el descrito a continuación:

Como parámetros se seleccionó una potencia base de 100 [MVA] y una tensión base de 23[kV] y 220 [V], a partir de estos datos, se obtuvieron la impedancia y corriente base. En seguida se muestran las ecuaciones y datos obtenidos:

$$S_{Base} = 100[MVA]$$

$$V_{Base} = 23[kV]$$

$$Z_{Base} = \frac{kv_{Base}^2}{MVA_{Base}} [\Omega]$$

$$Z_{Base} = \frac{23^2}{100} = 5.29[\Omega]$$

$$I_{Base} = \frac{S_{Base}}{\sqrt{3}V_{Base}} [A]$$

$$I_{Base} = \frac{100000}{\sqrt{3}(23)} = 2510.22[A]$$

Por lo que, las impedancias de secuencia para la Subestación de Distribución “Odón de Buen”, son las siguientes:

Si la impedancia de secuencia positiva y negativa es:

$$X_{1,2} = \frac{E_{a1}^2}{S_{CC3\phi}} S_{Base} [pu]$$

Entonces:

$$X_{1,2} = \frac{1^2}{356.41} (100)$$

$$X_{1,2} = j0.2806[pu]$$

Y si la impedancia de secuencia cero es:

$$X_0 = \frac{3S_{Base}}{S_{CC1\phi}} E_{a1} - 2X_{1,2} [pu]$$

Entonces:

$$X_0 = \frac{3(100)}{347.65} (1) - 2(0.2806)$$

$$X_0 = j0.3018[pu]$$

Ahora se refieren las impedancias de las líneas a la nueva base de 5.29 $[\Omega]$ de la siguiente manera:

Para la línea L1:

$$Z_{1,2} = \frac{4(0.4924 + j0.3785)}{5.29}$$

$$Z_{1,2} = 0.3723 + j0.2862[pu]$$

$$Z_0 = \frac{4(0.6702 + j1.8772)}{5.29}$$

$$Z_0 = 0.5068 + j1.4194[pu]$$

Para la línea L2:

$$Z_{1,2} = \frac{3(0.4924 + j0.3785)}{5.29}$$

$$Z_{1,2} = 0.2792 + j0.2147[pu]$$

$$Z_0 = \frac{3(0.6702 + j1.8772)}{5.29}$$

$$Z_0 = 0.3800 + j1.0646[pu]$$

Entonces los diagramas de secuencia positiva, negativa y cero quedan de la siguiente forma:

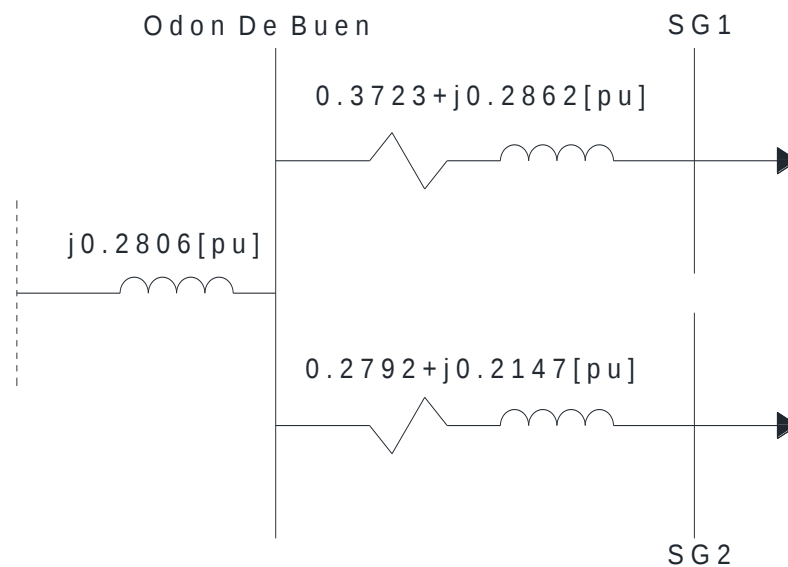


Figura 9.11 Diagrama de impedancias de secuencia positiva y negativa.

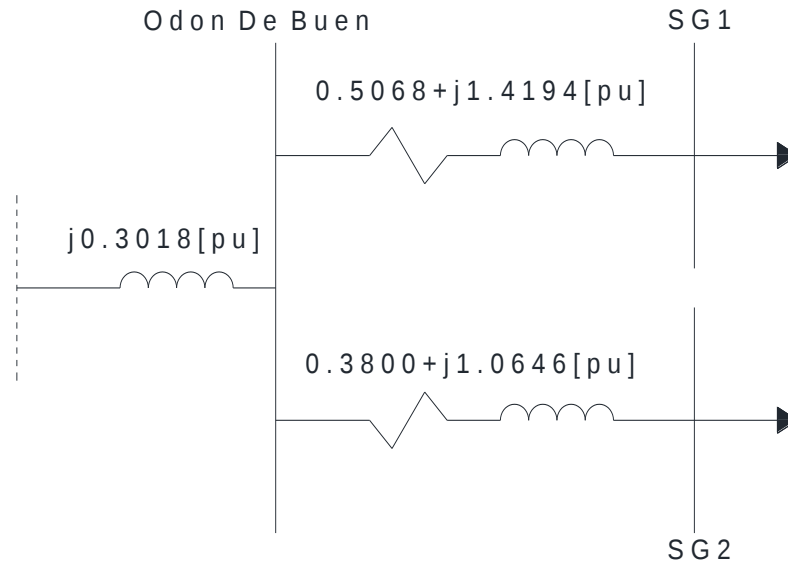


Figura 9.12 Diagrama de impedancias de secuencia cero.

Enseguida, con ayuda de los diagramas de secuencia, se calculan las impedancias equivalentes de cada uno de los puntos, como se muestra a continuación:

Para la Subestación General No. 1, la impedancia equivalente de secuencia positiva y negativa es:

$$Z_{EQ1} = Z_{OB} + Z_{L1}[pu]$$

$$Z_{EQ1} = j0.2806 + 0.3723 + j0.2862$$

$$Z_{EQ1} = 0.3723 + j0.5668[pu]$$

Y las impedancias de secuencia cero:

$$Z_{EQ0} = Z_{OB} + Z_{L1}[pu]$$

$$Z_{EQ0} = j0.3018 + 0.5068 + j1.4147$$

$$Z_{EQ0} = 0.5068 + j1.7212[pu]$$

Para la subestación general No. 2, la impedancia equivalente de secuencia positiva y negativa es:

$$Z_{EQ1} = Z_{OB} + Z_{L2}[pu]$$

$$Z_{EQ1} = j0.2806 + 0.2792 + j0.2147$$

$$Z_{EQ1} = 0.2792 + j0.4953[pu]$$

Y las impedancias de secuencia cero:

$$Z_{EQ0} = Z_{OB} + Z_{L2}[pu]$$

$$Z_{EQ0} = j0.3018 + 0.3800 + j1.0646$$

$$Z_{EQ0} = 0.3800 + j1.3664[pu]$$

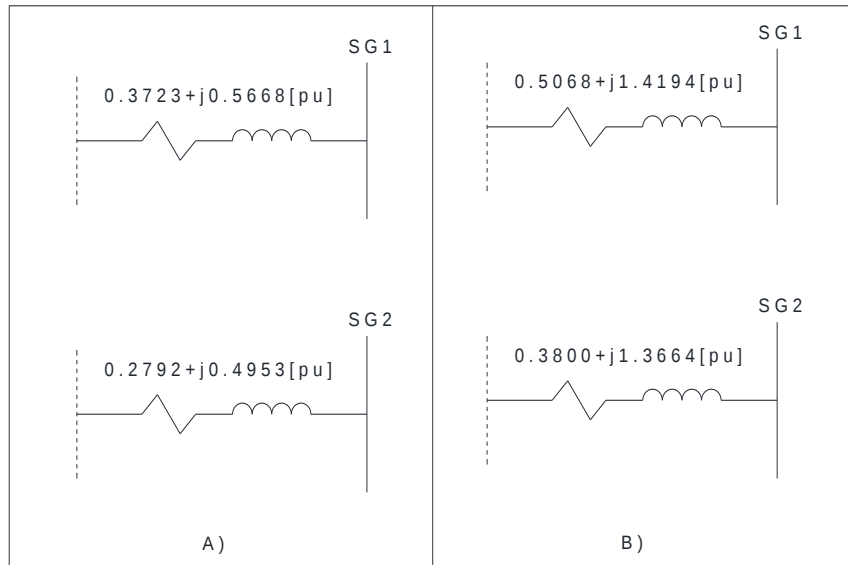


Figura 9.13 Diagrama de impedancias equivalentes de secuencia: A) positiva y negativa, B) cero.

Con las impedancias que se obtuvieron se calcularon las corrientes de cortocircuito en cada uno de los buses.

Para la subestación general 1:

Falla monofásica.

$$I_a = \frac{3E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}[pu]$$

$$I_a = \frac{3}{2(0.3723 + j0.5668) + 0.5068 + j1.4194}$$

$$I_a = 0.3864 - j0.8815[pu]$$

Si se obtiene la magnitud de I_a y se multiplica por la corriente base (I_{Base}) calculada por la ecuación para una tensión de 23[kV], se tiene:

$$I_a = \sqrt{(0.3864)^2 + (-0.8815)^2}$$

$$I_a = 0.9625[pu]$$

$$I_a = 0.9625(2510.22)$$

$$I_{1\phi} = 2415.98[A]$$

Falla trifásica.

$$I_a = \frac{E_{a1}}{Z_1}[pu]$$

$$I_a = \frac{1}{0.3723 + j0.5668}$$

$$I_a = 0.8096 - j1.225[pu]$$

Si se obtiene la magnitud de I_a y se multiplica por la corriente base (I_{Base}) calculada por la ecuación para una tensión de 23[kV], se tiene:

$$I_a = \sqrt{(0.8096)^2 + (-1.2325)^2}$$

$$I_a = 1.4746[pu]$$

$$I_a = 1.4746(2510.22)$$

$$I_{3\phi} = 3701.68[A]$$

Falla bifásica:

$$I_b = -j \frac{\sqrt{3}E_{a1}}{Z_1 + Z_2}[pu]$$

$$I_b = -j \frac{\sqrt{3}}{2(0.3723 + j0.5668)}[pu]$$

$$I_b = -1.2325 - j0.8096[pu]$$

Si se obtiene la magnitud de I_b y se multiplica por la corriente base (I_{Base}) calculada por la ecuación para una tensión de 23[kV], se tiene:

$$I_b = \sqrt{(-1.2325)^2 + (-0.8096)^2}$$

$$I_b = 1.2771[pu]$$

$$I_b = 1.2771(2510.22)$$

$$I_{2\phi} = 3205.74[A]$$

Para la subestación general 2:

Falla monofásica.

$$I_a = \frac{3E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} [pu]$$

$$I_a = \frac{3}{2(0.2792 + j0.4952) + 0.3800 + j1.3664}$$

$$I_a = 0.4375 - j1.0987[pu]$$

Si se obtiene la magnitud de I_a y se multiplica por la corriente base (I_{Base}) calculada por la ecuación para una tensión de 23[kV], se tiene:

$$I_a = \sqrt{(0.4375)^2 + (-1.0987)^2}$$

$$I_a = 1.1826[pu]$$

$$I_a = 1.1826(2510.22)$$

$$I_{1\phi} = 2968.57[A]$$

Falla trifásica.

$$I_a = \frac{E_{a1}}{Z_1} [pu]$$

$$I_a = \frac{1}{0.2792 + j0.4952}$$

$$I_a = 0.8639 - j1.5321[pu]$$

Si se obtiene la magnitud de I_a y se multiplica por la corriente base (I_{Base}) calculada por la ecuación para una tensión de 23[kV], se tiene:

$$I_a = \sqrt{(0.8639)^2 + (-1.5321)^2}$$

$$I_a = 1.7589[pu]$$

$$I_a = 1.7589(2510.22)$$

$$I_{3\phi} = 4415.28[A]$$

Falla bifásica:

$$I_b = -j \frac{\sqrt{3}E_{a1}}{Z_1 + Z_2} [pu]$$

$$I_b = -j \frac{\sqrt{3}}{2(0.2792 + j0.4952)} [pu]$$

$$I_b = -1.5321 - j0.8639 [pu]$$

Si se obtiene la magnitud de I_b y se multiplica por la corriente base (I_{Base}) calculada por la ecuación para una tensión de 23[kV], se tiene:

$$I_b = \sqrt{(-1.5321)^2 + (-0.8639)^2}$$

$$I_b = 1.5233 [pu]$$

$$I_b = 1.5233(2510.22)$$

$$I_{2\phi} = 3823.75 [A]$$

En la siguiente tabla se muestran las corrientes de corto circuito:

Corriente de corto circuito [A]	Subestación general 1	Subestación general 2
$I_{3\phi}$	3701.68	4415.28
$I_{2\phi}$	3205.74	3823.75
$I_{1\phi}$	2415.98	2968.57

Ahora también procedemos a calcular las corrientes de corto circuito en el lado de baja tensión de los transformadores que alimentan a las cargas con los siguientes datos con el propósito de calcular las distancias de aproximación de arco y de energía incidente en baja tensión y así tener una selección del equipo de protección personal adecuado al momento de realizar una operación o mantenimiento de un equipo instalado.

Cabe mencionar que contando que tenemos como dato del transformador tenemos el porcentaje de impedancia procedemos a realizar el cálculo de corto circuito por decidió del método de MVA's

Capacidad (kVA)	Z (%)	$I_{cc3\phi}$ (kA)
75	2	9.84
112.5	2	14.76
150	2	19.68
225	2.5	23.61
300	2.5	31.49
500	2.5	52.48
750	5.1	38.59
1000	5.1	51.45

Si vemos las corrientes de corto circuito nos podemos dar cuenta que estas son por mucho de mayor magnitud que las de alta.

Ahora con ayuda de estas corrientes calculadas las emplearemos para obtener la distancia del límite de aproximación contra arco que se encuentran en la página 48 podrán ver la distancia correspondiente.

10. CONCLUSIÓN

Las instalaciones eléctricas en la actualidad, crecen a un ritmo muy acelerado, así como en varios ámbitos de la vida diaria el ahorro de tiempo es tan importante como el de recursos. Las necesidades propias de una instalación hacen que por momentos se detenga todo el proceso ósea el proceso que constituye desde el momento en que se piensa en la instalación, los días en que se hace el diseño tanto eléctrico como civil, hidráulico, etc., los días en que inicia la obra civil y, en conjunto con el eléctrico, el hidráulico, etc. trabajan juntos, los días en los que se realiza la instalación, y por último el momento en que ya como unidad que funciona. Es en esos momentos cuando se enciende un foco, cuando en presencia de una falla los equipos y la instalación no sufren daño alguno, cuando el funcionamiento es continuo y óptimo, cuando se evitan accidentes y daños a los trabajadores, etc., es en esos momentos en que todos estos días son valorados, quizás no de modo directo, pero ahí está, ahí se refleja por principio un buen diseño de la red eléctrica.

La importancia de las normas consultadas para la elaboración de este documento, ayudo como una guía, que basado en teoría y sobretodo en la práctica asegure llevar a cabo buenas condiciones en la seguridad personal como el equipo de la red eléctrica. Es indiscutible, sobre todo en cuanto a seguridad, que cada artículo aplicado, junto con la teoría indicada y la mano de obra adecuada, llevan a tener instalaciones que duraran por años trabajando en forma óptima.

El mantenimiento en un sistema eléctrico es esencial para tener las óptimas condiciones de operación, es por ello que se deben seguir al pie de la letra, los procesos del manual en una operación ya que de esto depende la integridad de las personas que lo lleven a cabo como el tiempo de vida útil de un equipo. Es importante recalcar que el manual es un apoyo el cual se complementa con la experiencia y habilidad de los trabajadores.

Unos de los capítulos que parecen tener más importancia es el capítulo de seguridad personal ya que se suele tomar mucho a la ligera por el motivo de que en ocasiones lo que se va a realizar, es algo sin importancia, pero son esos momentos de descuido cuando de verdad llegan a pasar algo que no teníamos contemplado, y que al final terminamos lamentando haber pasado ese detalle de seguridad personal.

Las maniobras durante el mantenimiento ya sea preventivo o correctivo se deben ejecutar con el equipo de protección adecuado de 40 cal/cm² en media tensión o 8 cal/cm² en baja tensión como se demostró, así como también crear un plan de trabajo el cual presente el apoyo necesario en caso de cualquier contingencia, designar puestos a los integrantes de la o las brigadas que participen en la operación, esto permitirá tener mayor control del personal que va a intervenir en la operación o trabajo y que tenga así la idea de que respete las distancias de protección que se manejan para que no corra riesgo de un arco eléctrico.

Los equipos instalados en la red eléctrica de ciudad universitaria son de nueva tecnología los cuales se pueden operar de forma remota y esto se ve reflejado como una medida de seguridad ya que al operarlo en forma remota el personal no interviene directamente con el equipo a operar lo cual disminuye la probabilidad de un accidente además también permite realizar más rápida la acción de corrección de un problema cuando este se presenta.

Ahora en cuanto la importancia de operación y mantenimiento se concluye que si se cumple con el objetivo de librar los equipos, que se considera de primordial importancia, la seguridad, organización, control y planeación del trabajo. Para la cual no tener alguna descarga, ni tengan corrientes circulando por los equipos y líneas que conduzcan corrientes y evitar algún accidente al personal o desperfecto en equipos eléctricos.

Para finalizar menciono que todo esto es solo una muestra de la aplicación de los conocimientos adquiridos que se aplican a la práctica en campo y la investigación realizada en esta tesis.

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		FORMATO											
			F - 1											
			Anexo 1											
AUTORIZACIÓN DE MANTENIMIENTO														
Orden de trabajo No <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px; text-align: center;">-</td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> </tr> </table> Instrucciones: El ingeniero responsable de los trabajos deberá foliar esta orden y llenar toda la sección 1 por triplicado. La original para el responsable de los trabajos, la 2ª para el personal que autoriza y la 3ª para el área de captura de datos. El responsable de la autorización deberá llenar la sección 2. Una vez foliada deberá ser aprobada o desaprobada. Esta forma será una orden de trabajo solamente si ha sido aprobada. Fecha _____ Año Mes Día 1. Para el llenado por el ingeniero responsable de los trabajos Equipo Marca: _____ Tipo: _____ kV: _____ No Serie: _____ Resumen del trabajo a realizar: _____ Lugar de trabajo: _____ Edificio: _____ Detalles del trabajo a realizar al reverso								-						
			-											
Mantenimiento preventivo ☐ Otro ☐														
Mantenimiento correctivo ☐ Si es de emergencia indicar la posible causa														
Tiempo estimado de los trabajos:	1 _____ 3 _____ 2 _____ 4 _____													
Trabajos asignados a:														
Trabajos de: Día ☐ Noche ☐		Indicaciones de seguridad y/o especiales:												
<table style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20%;">Estimaciones</td> <td style="width: 20%;">Totales de horas utilizadas</td> <td style="width: 20%;">Costo por labor</td> <td style="width: 20%;">Material</td> <td style="width: 20%;">Total</td> </tr> <tr> <td></td> <td>\$ _____</td> <td>\$ _____</td> <td>\$ _____</td> <td>\$ _____</td> </tr> </table>					Estimaciones	Totales de horas utilizadas	Costo por labor	Material	Total		\$ _____	\$ _____	\$ _____	\$ _____
Estimaciones	Totales de horas utilizadas	Costo por labor	Material	Total										
	\$ _____	\$ _____	\$ _____	\$ _____										
Firma Ing. Responsable de trabajos _____														
2. Autorización El trabajo descrito ha sido: Aprobado ☐ Desaprobado ☐		_____ Autorización de los trabajos Indicar los motivos: _____												



FORMATO

F - 1

AUTORIZACIÓN DE MANTENIMIENTO

Resumen de actividades a realizar

[illegible]

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		FORMATO	
			FORMATO F -2	
	Determinación de riesgos y acciones preventivas			
NOMBRE	Nombre de la subestación		Fecha	
	Descripción	Riesgo		Acciones preventivas en caso de acciones afirmativas
		Si	No	
Golpeado contra	Partes metálicas			- Botiquín de primeros auxilios - Ropa de protección
	Trabes y losas			
Golpeado por	Puertas			- Botiquín de primeros auxilios - Ropa de protección - Casco dieléctrico
	Herramientas			
	Herrajes			
	Objetos metálicos y/o cerámicos			
Caída del mismo nivel	Caminando o parado			- Calzado dieléctrico - Botiquín de primeros auxilios
Caída a diferente nivel	Caminando, parado o caída de alturas			- Botiquín de primeros auxilios - Ropa de protección - Calzado dieléctrico - Teléfonos de emergencia - Mapa de ubicación de hospitales cercanos - Ubicación de las salidas del campus más cercanas las cuales deben de permanecer cerradas pero sin candados
Atrapado entre	Un objeto móvil			- Botiquín de primeros auxilios - Ropa de protección - Calzado dieléctrico - Teléfonos de emergencia - Regla de la segunda persona
	Un objeto móvil y otro fijo			
	Dos objetos móviles			
Atrapado en	Lugares cerrados			- Ropa de protección - Calzado dieléctrico - Radio de comunicación - Colocación de cintas, banderolas o estandartes de color amarillo con indicaciones "Personas Laborando" - Regla de la segunda persona la cual debe estar fuera de las instalaciones
	Lugares abiertos			
Contacto con objetos peligrosos	Electricidad			- Ropa de protección - Calzado dieléctrico - Guantes dieléctricos - Casco dieléctrico - Teléfonos de emergencia - Botiquín de primeros auxilios - Mapa de ubicación de hospitales cercanos - Ubicación de las salidas del campus más cercanas las cuales deben de permanecer cerradas pero sin candados - Contar por lo menos con una persona capacitada en técnicas de reanimación cardiopulmonar (RCP) - Contar con pértigas, tablas y/o cintas de cuero

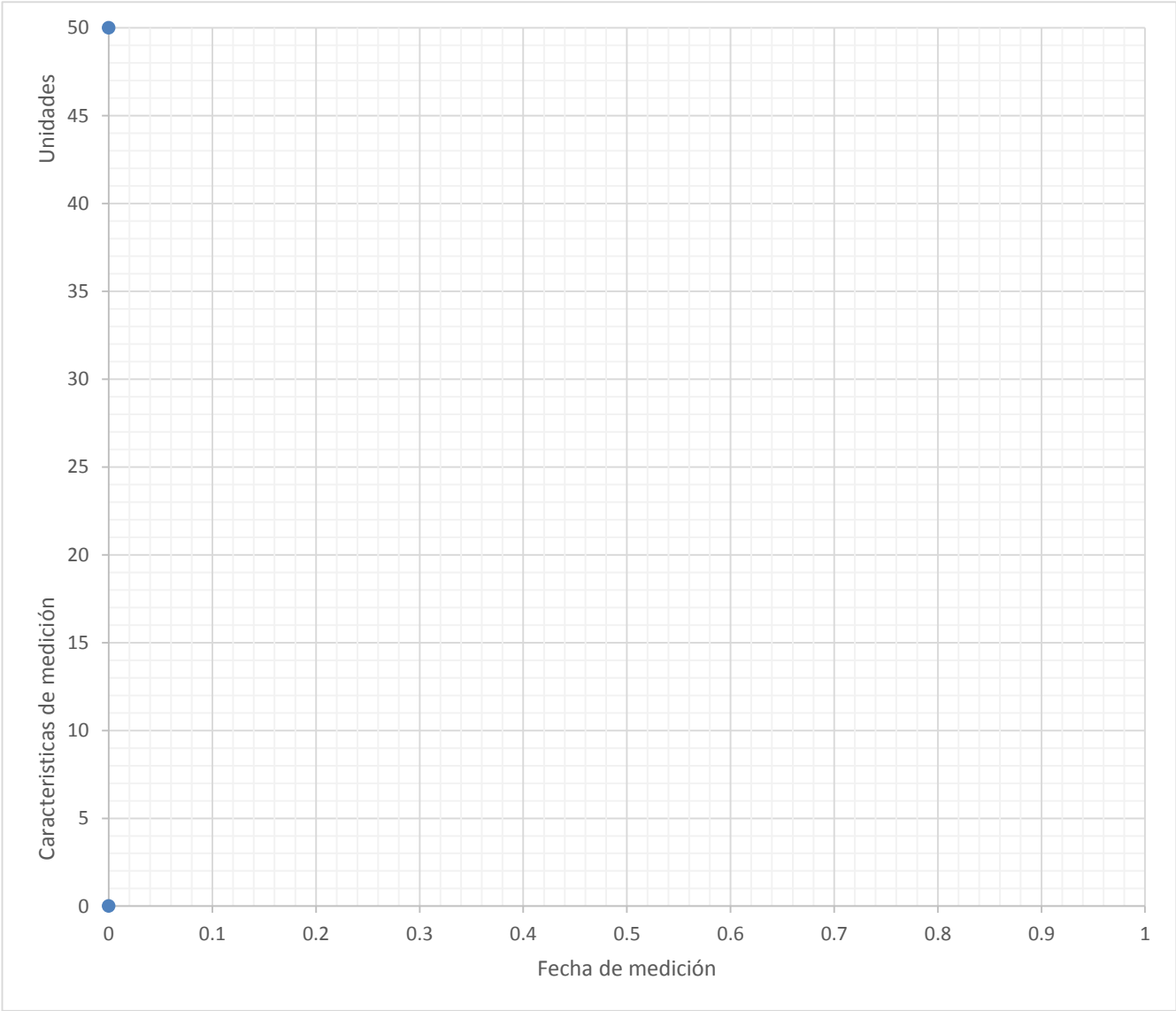
	Partes con bordes filosos			• Ropa de protección • Calzado dieléctrico • Guantes dieléctricos • Casco dieléctrico • Botiquín de primeros auxilios
Exposición a agentes químicos	Humos Vapores Gases Polvos Otros			• Identificación de las salidas • Ropa de protección • Calzado dieléctrico • Guantes dieléctricos • Casco dieléctrico • Botiquín de primeros auxilios • Teléfonos de emergencia • Regla de la segunda persona • Ventilación previa al ingreso de instalaciones cerradas (10min)
Exposición a agentes biológicos	Microorganismos			• Ventilación previa al ingreso de instalaciones cerradas (10min) • Ropa de protección • Calzado dieléctrico
	Fauna nociva			• Ventilación previa al ingreso de instalaciones cerradas (10min) • Ropa de protección • Calzado dieléctrico • Fumigación • Teléfonos de emergencia

Nombre y firma del ingeniero: _____

Nombre y firma de enterado de los trabajadores que realizan las actividades de mantenimiento:

Observaciones:

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		FORMATO
			F - 3
VERIFICACIÓN DE CONDICIONES DE SEGURIDAD			
Descripción	Riesgo		Acción a realizar en caso de respuesta negativa
	Si	No	
¿Candado presente en buen estado?			• Instalar candados, marcando las piezas candado-llave por cualquier medio asegurándose diferenciarlas entre los demás • Aceitarse candados o cambio de los mismos.
¿Candados con llave marcados idénticamente?			• Marcarlos con cualquier medio para asegurarse su unicidad.
¿La subestación tiene instalados letreros de seguridad?			• Instalar letreros de seguridad en un lugar visible
¿La subestación cuenta con extintores para fuego eléctrico?			• Colocar lugares en el sitio
¿Se encuentra materiales almacenados dentro de la subestación?			• Retirar los materiales almacenados
¿Las instalaciones se encuentran con demasiado polvo?			• Realizar limpieza general mientras el mantenimiento.
¿Los equipos están debidamente identificados por medio de placas y letreros?			• Identificar los equipos con placas de datos que contengan sus características eléctricas.
¿Los transformadores cuentan con un expediente de funcionamiento?			• Tener un registro de cada transformador (mantenimiento, pruebas, funcionamiento, etc.)
¿La subestación se encuentra libre de humedad?			• Ventilar
¿Las instalaciones civiles se encuentran en buen estado?			• Solicitar el mantenimiento correctivo de la obra civil dañada.
Nombre y firma del ingeniero responsable			

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA	FORMATO
	DE MÉXICO	F - 4
	GRAFICA MANTENIMIENTO Y PRUEBAS	
Equipo:		Localización:
		



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Departamento de mantenimiento

Mantenimiento y pruebas continuación formato F - 4

[illegible]

		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO				FORMATO				
						F - 5				
MUESTRA DEL ACEITE DEL TRANSFORMADOR										
"Cadena de custodia externa"										
Dependencia: Dirección: Código postal: Teléfono:					Correo electrónico: Identificación de muestras: Fecha de recepción:					
Equipo	# de serie	Marca	Relación	Capacidad	F-Q-E	BPC's	Toga	Jeringas	Envase	
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		FORMATO	
			F - 6	
PROTOCOLO DE PRUEBAS				
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE				
Proyecto:				
Nombre S.E.		Ciudad:		Fecha:
Tipo:		Marca:		Temperatura:
Serie:		kV:		% H.R.:
BIL:		Hz:		Carga:
Style:		Clase:		Relación teórica:
Transformador de corriente				
	TC-A	TC-B	TC-C	
Serie				
Sección				
Resistencia óhmica				
Resistencia de aislamientos gigaohms				
Relación				
Polaridad				
Prueba de saturación				
Corriente medida en miliamperes				
Tensión aplicada	TC-A	TC-B	TC-C	
Observaciones:				
Realizo: Superviso: Reviso: Atestiguo:				

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		FORMATO	
			F - 6	
PROTOCOLO DE PRUEBAS TRANSFORMADOR DE POTENCIAL				
Proyecto:		Ciudad:		
Fecha:		Temperatura:		
Nombre S.E.		% H.R.:		
Tablero:		Marca:		
Tipo:		Nivel de aislamiento:		
Identificación / # serie		Tipo de aislamiento:		
Tensión:				
Relación de transformación				
Relación en placa	Relación medida en los secundarios			
	TP - 1	TP - 2	TP - 3	
Teórica				
4 / 1				
Polaridad				
Relación óhmica				
Resistencia en ohms				
TP - 1		TP - 2		TP - 3
S2 – S2	H1 – H2	S2 – S2	H1 – H2	S2 – S2 H1 – H2
Resistencia de aislamiento				
Tipo de prueba	Resistencia en gigaohms			
	TP - 1	TP - 2	TP - 3	
Resultados:				
Pruebas efectuadas bajo norma y especificaciones:				
Realizo:	Superviso:	Reviso:	Atestiguo:	

11. BIBLIOGRAFÍA

- http://100.unam.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=116&Itemid=111
- MORENO SEGURA, Eduardo. **Estudio de rentabilidad de un sistema de distribución subterráneo**. México, 2008.
- SERAFIN SANCHEZ, Porfirio.
Manual de mantenimiento de subestaciones de distribución del campus universitario. UNAM. México, 2009.
- Condumex.
Manual técnico de cables de energía. México 2006.
- NORMA Oficial mexicana NOM-001-sede-2005, instalaciones eléctricas(utilización)
- ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales**. 2ª edición, Limusa. México. 2003.
- CORTES LOPEZ, Sergio, SANCHEZ VILLANUEVA, Rafael.
Estudio de corto de la red eléctrica de distribución subterránea en media tensión de C.U. en 23 kV. México. 2011.
- <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1073&tip=7&xit=reduccion-de-perdidas-en-motores-el-equilibrio-de-tensiones>
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-STPS-2008, edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad
- Norma Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad para la prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.
- NFPA70E Requisitos de seguridad eléctrica en los lugares de trabajo de los empleados
- <http://eststraining.com/arcflashshock>
- IEEE 1584-2002 Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations