



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

**“CALIDAD DE LA ENERGÍA REQUERIDA PARA EL
CAMPUS UNIVERSITARIO EN EL SIGLO XXI”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA

P R E S E N T A N:

**MARCOS TELLO BALDERRAMA
GAUDENCIO CRUZ GONZÁLEZ**

ASESOR: ING. ROBERTO ESPINOSA Y LARA



MÉXICO

2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Dedico esta tesis:

A mis padres:

Daniel y Martina, por su amor, ternura y ejemplo.

A mis hermanos:

Domi, Beto, Julia, David, Mary, Daniel y Olga, que aunque separados por la distancia y el tiempo siempre están en mi pensamiento.

A mi esposa Noemí y mis hijos Melisa y Marcos, por ser el motivo de mi vida.

A la memoria de mi abuelo Manuel Balderrama.

Expreso mi más sincero agradecimiento:

Al Ing. Roberto Espinosa y Lara director de esta tesis, por las valiosas correcciones y sugerencias, que fueron fundamentales para su elaboración.

A los ingenieros Guillermo López Monroy y Alberto Cortéz Mondragón, por las aportaciones y ayuda proporcionadas durante el desarrollo de esta trabajo.

A Raúl Pérez López, compañero de grupo en el programa de apoyo a la titulación, por su empeño, esfuerzo, aportación, compañerismo y amistad.

A mi esposa Noemí Rojo Güemes, por apoyarme siempre con su comprensión, ternura, cariño, amor y sacrificio.

A aquellos hombres anónimos, que hace un poco mas de 11 años me ayudaron a recuperar la conciencia y ha encontrarle sentido a la vida.

A todas aquellas personas que me ayudaron durante mi época de estudiante y que no menciono por que seria injusto omitir el nombre de alguna de ellas, ya que a 19 años de distancia, la memoria suele fallar.

Marcos Tello Balderrama

Dedico este trabajo

A mis padres: Sr. Francisco Cruz López y Sra. Gregoria González Mauricio†.
Por su cariño y comprensión. Por sus desvelos y sufrimiento. Por su ejemplo.

A mis hermanos: Magdalena, Francisco, Lucia, Luis† y Guadalupe.
Por su incondicional apoyo.

A mis sobrinos: Manuel, Miguel, Uriel, Ximena, David y Emmanuel
Por aquellos momentos que solo la niñez puede regalar.

A mi tío Gonzalo y a mis tías Marta y Basilisa
A mis amigos Jorge, Roberto y Olga Lidia

A Carlos, Armando, Miguel y Pablo

A Joya, a Rebeca.

A todos aquellos que estuvieron conmigo durante mi vida estudiantil y a los que
ahora comparten mi vida laboral.

Agradezco

A los Ingenieros Roberto Espinosa y Lara, Guillermo Monroy, Alberto Cortés y a
Carlos Sánchez por el apoyo en la realización de este trabajo.

De manera muy especial a Raúl Pérez por el liderazgo mostrado en el desarrollo
de esta tesis.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Estudios
Superiores Aragón por darme la oportunidad de vestir la camiseta PUMA y con
ello hacer del GOYA universitario mi grito de batalla.

Gaudencio Cruz González



ÍNDICE GENERAL

	Página
INTRODUCCIÓN.	1
1. ANTECEDENTES.	4
1.1. Antecedentes históricos de Ciudad Universitaria.	4
1.2. El sistema eléctrico universitario a través del tiempo.	7
1.3. Condiciones actuales del suministro eléctrico de Ciudad Universitaria.	10
1.3.1. Subestación General No. 1.	
1.3.2. Subestación General No. 2.	
1.3.3. Alimentadores y subestaciones derivadas.	
1.4. Importancia de la calidad de energía en el impacto ambiental.	13
2. CALIDAD DE ENERGÍA.	14
2.1. Importancia de contar con una buena calidad de energía.	14
2.2. Repercusiones de una mala calidad de energía.	15
2.3. Fallas atribuidas al consumidor.	16
2.3.1. Variaciones de tensión.	
2.3.2. Caída de Tensión (Sags).	
2.3.3. Aumentos de tensión (Swell).	
2.3.4. Sobretensiones Transitorias.	
2.3.5. El flicker o parpadeo.	
2.4. Desbalance en la tensión.	25
2.5. Sistema de puesta a tierra.	26
2.6. Armónicas.	27
2.6.1. Como afectan las armónicas en las instalaciones del usuario.	



2.7.	Fallas atribuibles al suministrador.	36
2.7.1.	Variaciones en la frecuencia.	
2.7.2.	Regulación de tensión.	
2.8.	Tiempo de interrupción por usuario (TIU).	40
2.9.	Interrupciones de suministro de energía en Ciudad Universitaria.	42
3.	EQUIPOS EN MEDIA TENSIÓN.	46
3.1.	Cables de energía.	46
3.1.1.	Cables de energía con aislamiento PT.	
3.1.2.	Cables de energía con aislamiento EP y XLP.	
3.1.3.	Propiedades comparativas del EP y XLP.	
3.1.3.1.	Propiedades Térmicas.	
3.1.3.2.	Propiedades mecánicas.	
3.1.3.3.	Propiedades eléctricas.	
3.1.3.4.	Comportamiento en agua.	
3.2.	Transformadores de potencia.	54
3.2.1.	Transformadores de potencia sumergidos en aceite.	
3.2.2.	Transformadores de potencia tipo seco.	
3.3.	Interruptores de potencia.	57
3.3.1.	Características comparativas de los interruptores de potencia.	
3.3.2.	Interruptores de gran volumen de aceite.	
3.3.3.	Interruptores de pequeño volumen de aceite.	
3.3.4.	Interruptores neumáticos.	
3.3.5.	Interruptores en vacío.	
3.3.6.	Interruptores en hexafluoruro de azufre (SF ₆).	
3.4.	Seccionadores de maniobras.	71
3.4.1.	Seccionador sin carga.	
3.4.2.	Seccionador bajo carga.	



3.5.	Unidad de Transferencia Automática.	73
3.5.1.	Modo Preferente/Emergente.	
3.5.2.	Modo No-Preferente.	
3.6.	Sistemas de distribución subterránea.	77
3.6.1.	Configuración de los sistemas de distribución.	
3.6.2.	Sistema radial.	
3.6.3.	Sistema en anillo.	
3.6.4.	Sistema en malla.	
3.7.	Estructura de la red eléctrica subterránea de Ciudad Universitaria.	82
3.7.1.	Subestación general No. 1.	
3.7.2.	Subestación general No. 2.	
3.8.	Condiciones actuales de la red y del equipo eléctrico.	87
4.	SISTEMAS DE TIERRA.	90
4.1.	Suelo o terreno.	90
4.1.1.	Resistividad o resistencia específica del suelo.	
4.1.2.	Resistencia a tierra.	
4.1.3.	El suelo en el Campus Universitario.	
4.2.	Potenciales peligrosos.	94
4.2.1.	Potencial de toque o de contacto.	
4.2.2.	Potencial de paso.	
4.2.3.	Potenciales transferidos.	
4.3.	El electrodo de puesta a tierra.	98
4.3.1.	Electrodos múltiples.	
4.3.2.	Electrodos horizontales.	
4.3.3.	Electrodos profundos.	
4.3.3.1.	Varilla de Copper-weld.	
4.3.4.	Electrodos químicos.	
4.3.4.1.	Bentonita.	



4.3.4.2.	Método de Sanik.	
4.3.4.3.	Resinas sintéticas.	
4.4.	Sistema de electrodos de puesta a tierra.	103
4.5.	Diseño de sistemas de tierra.	104
4.5.1.	Diseño de una red de tierra para media tensión.	
4.5.2.	Parámetros para el cálculo de una red de tierras.	
4.5.3.	Consideraciones para calcular una red de tierra.	
4.5.4.	Resistencia de la malla de tierra.	
4.5.5.	Selección del conductor.	
4.5.6.	Procedimiento de diseño de un sistema de puesta a tierra para una subestación.	
4.5.7.	Diagrama de flujo para diseñar una red de tierras.	
4.6.	Puesta a tierra de equipo electrónico sensible.	118
4.6.1.	Sistema de puesta a tierra de referencia de señal.	
4.6.2.	Puesta a tierra en un solo punto.	
5.	MANTENIMIENTO DE EQUIPOS EN MEDIA TENSIÓN.	124
5.1.	Filosofía y teoría sobre el mantenimiento eléctrico.	125
5.1.1.	Mantenimiento correctivo.	
5.1.2.	Mantenimiento preventivo.	
5.1.3.	Mantenimiento predictivo.	
5.1.4.	Objetivos de mantenimiento eléctrico.	
5.1.5.	Requisitos de mantenimiento eléctrico.	
5.1.6.	Programas de mantenimiento eléctrico.	
5.1.7.	Características del personal para el mantenimiento.	
5.1.8.	Recolección, análisis y archivo de resultados.	
5.2.	Mantenimiento a cables de energía.	130
5.2.1.	Tipo de pruebas.	
5.2.2.	Influencia del medio ambiente en la realización de pruebas.	



- 5.2.3. Equipo de pruebas.
- 5.2.4. Seguridad del personal antes y durante la prueba.
- 5.2.5. Métodos de prueba.
- 5.2.6. Procedimiento general.
- 5.2.7. Evaluación de resultados.
 - 5.2.7.1. Evaluación de la relación corriente-tiempo.
 - 5.2.7.2. Evaluación analítica de la resistencia de aislamiento.
- 5.2.8. Localización de fallas.
- 5.2.9. Causas que producen fallas.
- 5.2.10. Problemas en la localización de fallas.
 - 5.2.10.1. Consolidación de la falla.
 - 5.2.10.2. Estimación de la distancia a la falla.
 - 5.2.10.3. Localización del lugar de la falla.
- 5.3. Mantenimiento a transformadores. 152
 - 5.3.1. Trabajos y pruebas de mantenimiento en campo.
 - 5.3.2. Pruebas a las partes fijas del transformador.
 - 5.3.2.1. Resistencia de aislamiento de los devanados.
 - 5.3.2.2. Factor de potencia del aislamiento.
 - 5.3.2.3. Relación de transformación, polaridad y desplazamiento angular.
 - 5.3.2.4. Resistencia óhmica de los devanados.
 - 5.3.2.5. Pérdidas en el núcleo y corriente de excitación.
 - 5.3.2.6. Pérdidas en el cobre y porcentaje de impedancia.
 - 5.3.3. Pruebas al aceite aislador del transformador.
 - 5.3.3.1. Rigidez dieléctrica del aceite.



5.3.3.2.	Tensión interfacial del aceite.	
5.3.3.3.	Color y condición del aceite.	
5.3.3.4.	Número de neutralización del aceite.	
5.3.3.5.	Humedad del aceite.	
5.3.3.6.	Factor de potencia del aceite.	
5.3.3.7.	Recuperación del aislamiento del aceite.	
5.4.	Mantenimiento a interruptores de potencia.	175
5.4.1.	Prueba de resistencia de contactos.	
5.4.2.	Prueba de resistencia de aislamiento.	
5.4.3.	Pruebas de tiempo de cierre y apertura y simultaneidad de contactos.	
5.4.3.1.	Tiempo de apertura.	
5.4.3.2.	Tiempo de cierre.	
5.4.4.	Prueba de factor de potencia del aislamiento.	
5.5.	Mantenimiento a seccionadores de maniobras.	186
5.5.1.	Ubicación de los seccionadores.	
5.5.2.	Pruebas de mantenimiento a seccionadores.	
5.6.	Investigación de fallas en equipos de media tensión.	188
5.6.1.	Análisis de falla.	
5.6.2.	Diagrama de flujo.	
5.6.3.	Fallas en la Red de 6.6 kV de Ciudad Universitaria.	
5.7.	Periodicidad de mantenimiento para el equipo de media tensión del Campus Universitario.	193
5.8.	Condiciones de seguridad para el mantenimiento eléctrico.	195
5.8.1.	Análisis de riesgos potenciales para el mantenimiento de las instalaciones eléctricas.	
5.8.2.	Condiciones de seguridad en instalaciones eléctricas permanentes o provisionales.	
5.8.2.1.	En el mantenimiento de la subestación.	
5.8.2.2.	En instalaciones eléctricas provisionales.	



- 5.8.3. Requisitos del procedimiento de rescate de un trabajador accidentado (por choque eléctrico) con energía eléctrica.

6. IMPACTO AMBIENTAL.	201
6.1. Energía e impacto ambiental.	201
6.2. Impactos sobre el medio social.	202
6.3. Clasificación de los impactos.	203
6.4. Desarrollo sustentable.	204
6.5. Impacto ambiental en la subestación eléctrica.	205
6.6. Tipos de contaminación en las subestaciones eléctricas.	209
6.7. Criterios técnicos y ambientales en la construcción de una subestación eléctrica.	213
6.7.1. Criterios técnicos.	
6.7.2. Criterios ambientales.	
6.8. Dispositivos y tecnologías ecológicas.	218
6.8.1. Interruptores de vacío y de SF ₆ .	
6.8.2. Nuevos aceites para uso en transformadores.	
6.8.3. Aceite vegetal para uso en seccionadores.	
6.8.4. Cables extruidos de energía subterráneos.	
CONCLUSIONES	227
BIBLIOGRAFÍA	247



INTRODUCCIÓN

Una característica del nivel de vida actual es el suministro de algunos bienes de consumo importantes, que en todas las edificaciones utilizadas por el hombre deben estar permanentemente a su disposición en la medida de sus deseos o necesidades: energía eléctrica, agua potable, gas, etc. En el caso de Ciudad Universitaria de la UNAM, presupone la instalación de subestaciones eléctricas y su conducción de energía a los distintos puntos de consumo. El suministro de tales bienes de consumo, en este caso la energía eléctrica, a toda la comunidad universitaria constituye un importante servicio a cargo de las Escuelas, Facultades e Institutos que se encuentran en el Campus de C.U.

En el primer capítulo se aborda los antecedentes históricos del Campus Universitario y la implementación de la actual red eléctrica para poder así tener un enfoque de la gran importancia de esta institución y del papel que juega en el desarrollo del país. Así, al día de hoy, la Ciudad Universitaria ha sido reconocida por la UNESCO como Patrimonio de la Humanidad a partir de mayo de 2007.

En el segundo capítulo, y base del presente trabajo, se expone los diferentes factores que intervienen en la calidad de energía.

La calidad de energía eléctrica es una característica de servicio inherente y necesario para facilitar el desarrollo tecnológico y la competitividad del Campus Universitario. Además, ante la evidencia de la vulnerabilidad de las cargas y equipos frente a las perturbaciones, el tema de calidad de la energía exige una mayor atención. La calidad de la energía está influenciada por perturbaciones de diversa naturaleza, fenómenos electromagnéticos, electromecánicos, falla de equipos por falta de mantenimiento u obsolescencia, características no lineales de la carga, conexión y desconexión de fuentes de potencia activa y reactiva, deficientes sistemas de tierra, entre otros.



El tercer capítulo explica y clasifica los principales equipos en media tensión como son los transformadores, interruptores y seccionadores, así como los cables de energía que influyen en las perturbaciones al ser operados. Debido a lo anterior, se busca obtener las mejores características de operación de estos equipos atendiendo a seleccionar el que más se adecuó a las condiciones de servicio de suministro de energía en el Campus Universitario. Además de utilizar el equipo de media tensión adecuado, es muy importante saber qué estructura de red de distribución se debe utilizar para aprovechar mejor las bondades de los equipos de media tensión y obtener un suministro de energía de los más confiable y seguro posible tanto para el usuario como para el personal que opere el sistema.

En el cuarto capítulo se expone la importancia de contar con un eficiente sistema de puesta a tierra, ya que éste es la parte fundamental y la columna vertebral de un sistema eléctrico. Este capítulo se desarrolló ya que varias instalaciones eléctricas en el Campus Universitario carecen de la puesta a tierra adecuada principalmente por el tipo de terreno rocoso en que se encuentra, por lo que se describen diversos métodos que se pueden utilizar para mejorar el sistema de tierra. El sistema de puesta a tierra es vital para la protección de las personas contra una descarga eléctrica, así como para la protección de los equipos e instalaciones. Es indispensable que todas las personas involucradas en las instalaciones eléctricas y su mantenimiento, reciban capacitación sobre la interpretación y cumplimiento de la normatividad vigente sobre este tema. El resultado será que las instalaciones eléctricas sean más seguras.

El quinto capítulo muestra la importancia de llevar a cabo el mantenimiento eléctrico a los equipos de media tensión como son los transformadores, interruptores y seccionadores; así como a los cables de energía, ya que al día de hoy, existe equipo que lleva en operación más de 50 años. Es así como las operaciones del mantenimiento moderno deben estar orientadas a asegurar la eficiencia del equipo mediante acciones preventivas y predictivas, de tal manera



que se pueda alcanzar el ideal de operación sin fallas a lo largo de la vida útil para contribuir en la calidad del suministro de energía eléctrica. Se describen los fundamentos de las principales pruebas y se realiza un análisis conceptual de los resultados posibles para contribuir en el diagnóstico del estado del equipo y poder de esta forma, prevenir fallas propias del equipo. Desde el aspecto económico, las pruebas que se recomiendan en el mantenimiento representan un costo bajo respecto al costo del mismo equipo y a los montos asociados a la salida de servicio.

En el sexto capítulo se expone la necesidad de prestar más atención en el impacto que se tiene sobre el medio ambiente al momento de desarrollar proyectos eléctricos en el Campus Universitario. Ya no basta con tener un eficiente sistema en lo que respecta a la calidad de energía, sino que es de vital importancia considerar que los elementos y equipos que se utilizan para implementar este sistema, cumplan con los requerimientos necesarios para que su operación no sea agresiva con el medio ambiente. En la actualidad, el desarrollo de nuevas tecnologías en los componentes de los equipos de media tensión han contribuido a su mejoramiento funcional y a disminuir la generación de sustancias contaminantes y tóxicas durante su operación o en caso de falla, lo cual nos obliga a implementar esta clase de equipo en el sistema eléctrico para contribuir al mejoramiento de nuestro entorno sin comprometer la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en el Campus Universitario.



1. ANTECEDENTES

1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE CIUDAD UNIVERSITARIA.

El 21 de septiembre de 1551 fue fundada lo que hoy es la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), bajo el nombre de "Real y Pontificia Universidad de México", en el Centro Histórico de la Ciudad de México. [36]

Durante el mandato de Porfirio Díaz, el 22 de septiembre de 1910, se inauguró la Universidad Nacional de México (UNM), aún sin su carácter de autonomía, luego de la presentación de su Ley Constitutiva por parte de Justo Sierra Méndez. Posteriormente, en 1921 José Vasconcelos, entonces rector de la UNM, creó el escudo y el lema que son parte de la identidad de la Universidad y que perduran hasta el día de hoy. Es hasta 1929 cuando la UNM obtiene su autonomía.

Antes de la construcción de Ciudad Universitaria, la Universidad con sus edificios dispersos en todo el Centro Histórico de la Ciudad de México era un ente moral, pero estaba muy lejos de ser un organismo físico integrado y, como consecuencia, cada escuela se consideraba prácticamente autónoma.

Rectoría, las dependencias administrativas y de investigación, la Escuela Nacional Preparatoria y las demás Escuelas que aún no contaban con el grado de Facultades, se localizaban cerca entre sí, de tal forma que toda la zona que ocupaban en parte del hoy Centro Histórico del Ciudad de México, era conocida como "Barrio Universitario", por la continua afluencia de estudiantes. Aún así, debido a la inconveniencia por la lejanía entre las escuelas de la Universidad y todos los problemas que de ello derivaban, desde la década de los veinte ya existía un deseo latente de realizar la construcción de la Ciudad Universitaria.



Paradójicamente, ninguno de los recintos estudiantiles anteriores fueron construidos para la Universidad, salvo en alguna de sus partes, y sólo unos cuantos habían sido concebidos como edificios para la educación; casi todos fueron cedidos al centro docente en momentos diferentes y bajo diversas circunstancias. La situación del país al principio del siglo XX no ofrecía otras posibilidades, y dedicarlos a la Universidad fue la manera de salvar de la destrucción algunos de ellos.

Con el crecimiento de la población, la demanda de estudios superiores creció en proporción similar y de manera acelerada. Todas estas necesidades fueron absorbidas por la Universidad al servicio del país. En la actualidad, desde luego no todo el estudiantado se encuentra dentro de Ciudad Universitaria; se han creado escuelas periféricas estratégicamente ubicadas en la zona metropolitana que albergan a una gran cantidad de estudiantes universitarios.

Entre los años 1943 y 1949, siendo rectores de la Universidad el Licenciado Rodolfo Brito Foucher, el Licenciado Genaro Fernández McGregor y posteriormente el Doctor Salvador Zubirán, fue decidido que Ciudad Universitaria (CU) se ubicara al sur de la ciudad, en el Pedregal de San Ángel, cuya adquisición se comenzó a gestionar y así fueron creadas diversas Comisiones que trabajaron en conjunto con las diversas dependencias gubernamentales federales a cargo del entonces Presidente de la República, el general Manuel Ávila Camacho.

Para hacer tangible el proyecto de CU, la escuela de Arquitectura realizó un concurso de ideas entre algunos profesores de la misma. El fallo fue favorable para el trabajo de los Arquitectos Mario Pani, Enrique del Moral y junto con Mauricio M. Campos serían los directores y coordinadores del proyecto conjunto, teniendo la autoridad de designar a todos los arquitectos que se encargarían de los proyectos de las diversas Facultades, Escuelas e Institutos. Entre los participantes en esta gran obra, destacan nombres como: Luis Barragán, Carlos



Lazo, Juan O'Gorman, Enrique Yáñez, Pedro Ramírez Vázquez, Enrique del Moral y José Villagrán García; además de artistas como Diego Rivera y David Alfaro Siqueiros.

Después de un inicio lento por la cantidad de problemas, en octubre de 1949, se iniciaron las obras, con muy pocos recursos económicos y el proyecto se dividió en 4 grandes zonas fundamentales.

La zona escolar, limitada por los edificios escolares, dividida a su vez en grupos de Edificios de carácter general correspondientes al gobierno de la Universidad. Edificios de Humanidades, Edificios de Ciencias, Museo de Arte y Escuela de Arquitectura, y Edificios Ciencias Biológicas.

La zona de prácticas de deportes, en las cuales se proyectaron plataformas en diferentes niveles para situar las distintas canchas de deportes. Los campos deportivos fueron proyectados por Mario Pani y Enrique del Moral.

El estadio de exhibición, con capacidad para 72 mil espectadores, está situado frente a la Torre de Rectoría. El proyecto estuvo a cargo de los Arquitectos Augusto Pérez Palacios, Raúl Salinas Moro y Jorge Bravo Jiménez. Fue construido en 1954 como parte del plan maestro original y se encuentra decorado por Diego Rivera. Su nombre original era Estadio Universitario y en un inicio casa de los equipos universitarios de fútbol americano. El estadio modificó su nombre en 1968, al ser sede de los Juegos Olímpicos de ese año.

La zona de servicios generales, de vital importancia para el funcionamiento general, comprende los edificios destinados a alojar servicios comunes como talleres, almacenes, bodegas, incineradores, servicios de vigilancia y conservación.



Para 1950 se celebró la ceremonia de la primera piedra, colocada en la Facultad de Ciencias, primer edificio del Campus y posteriormente en 1954 Ciudad Universitaria fue inaugurada. Con esto, se hizo la entrega formal de la Ciudad Universitaria a la Universidad Nacional Autónoma de México.

La Ciudad Universitaria tenía una extensión original de 2 millones de metros cuadrados y en la actualidad es de más de 6 millones de metros cuadrados, incluyendo la Reserva Ecológica y el Estadio Olímpico, lo que nos da una idea del crecimiento de la misma. En esta extensión de territorio el Campus cuenta con una población escolar de cerca de 90 mil alumnos de licenciatura y postgrado, y de alrededor de 13,500 académicos: aloja actualmente cerca de mil edificios de los cuales, 138 son bibliotecas con más de 5 millones de libros, una sala de conciertos Netzahualcóyotl, una biblioteca central y otra nacional, un espacio escultórico de proporciones colosales y el Estadio Olímpico México 68, dando un total aproximado, incluyendo a los administrativos del Campus, de 200 mil habitantes.

Expuesto lo anterior, se comprende que nuestra Universidad no es una Universidad más; sobresale como todo un sistema de educación nacional dada su magnitud y la responsabilidad que tiene encomendada. Así pues, la Ciudad Universitaria fue propuesta ante la UNESCO como candidata a Patrimonio de la Humanidad y otorgándosele este reconocimiento a finales de mayo de 2007.

1.2. EL SISTEMA ELÉCTRICO UNIVERSITARIO A TRAVÉS DEL TIEMPO.

La Red de Distribución Subterránea de 6 kV de la Ciudad Universitaria de la UNAM, tiene más de 50 años trabajando ininterrumpidamente. El crecimiento natural de la carga y la obsolescencia de los elementos de la Red provocan que la operación y el mantenimiento tanto preventivo como correctivo sean cada vez más críticos y tengan un alto impacto económico.



En la organización y diseño de la Ciudad Universitaria, uno de los factores indispensables y por demás importante fue el diseño y construcción de la Red de Distribución de Energía Eléctrica Subterránea. Notables Ingenieros universitarios como Carlos Luca Martín, Antonio Macías de Mier, Roberto Brown Brown entre otros, participaron bajo la dirección del Ingeniero Luis Mascott López en la planeación, diseño y construcción de dicha Red. La distribución de energía eléctrica a cada una de las dependencias de Ciudad Universitaria fue muy bien diseñada y ejecutada.

Es de considerarse que la consigna principal en el diseño de la red fue garantizar la máxima continuidad del servicio de distribución de energía eléctrica en el Campus Universitario.

Originalmente el Sistema de Distribución de Ciudad Universitaria estaba conformado por una Subestación Principal; cuya construcción se inicio en 1952 y fue puesta en servicio en 1954 con una capacidad de 5 MVA, proporcionada por 2 transformadores de 2.5 MVA cada uno, de 23 kV a 6 kV. La Compañía de Luz y Fuerza Motriz S.A., suministraba la energía eléctrica a través de dos alimentadores aéreos de 23 kV, provenientes de las Subestaciones Taxqueña y Olivar del Conde.

La red de 6 kV, estaba formada por tres circuitos tipo anillo; A, B y C cada uno con dos alimentadores denominados anillo exterior, anillo interior y circuito Estadio respectivamente. Se utilizó cable tripolar con aislamiento de papel impregnado en aceite de 250 KCM; alimentaban 37 subestaciones, con una capacidad total instalada de 14.65 MVA, correspondientes a Facultades y Edificios Administrativos, así como al Estadio Universitario. Cada circuito fue proyectado en forma de anillo abierto, con el fin de brindar un servicio continuo en caso de falla.



Al celebrarse los Juegos Olímpicos de 1968 y al tener una necesidad de un mayor nivel de iluminación, se construyeron las 4 torres para la iluminación del Estadio, lo que originó la instalación de dos anillos más, el D y el E, para dar confiabilidad a la instalación. Alimentaban 10 subestaciones, con una capacidad total instalada de 4.2 MVA.

El constante crecimiento de la población escolar, la ampliación del Estadio y la construcción de nuevos edificios e instalaciones diversas, generaron cambios sustanciales en la demanda de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria.

La Subestación 1 fue rebasada en su capacidad ya que sus dos transformadores dieron paso a dos de mayor capacidad para absorber la carga excedente y quedar con un margen de reserva. Se cambiaron los dos transformadores de 2.5 MVA por dos de 7.5 MVA de 23/6.6 kV que ayudaron a resolver la situación en ese momento.

La construcción en 1981 de la Subestación No. 2 fue necesaria por la saturación de la Subestación Principal No.1, debido al aumento de Institutos, Facultades y Centros de Investigación desde 1976.

Inicialmente la Subestación 2 estuvo formada por los tres transformadores de 2.5 MVA de la Subestación Principal que se encontraban en perfecto estado. La operación de los tres transformadores se planeó así: dos operarían de manera constante y se tendría uno de reserva en caso de falla, mantenimiento y pruebas. La red de 6 kV, estaba formada por dos circuitos tipo anillo I y II, cada uno con dos alimentadores. Se utilizaron cables monopolares con aislamiento de EPR de 3x350 KCM. Alimentaban 12 subestaciones derivadas, con una capacidad total instalada de 6.29 MVA, correspondientes a Facultades y Edificios Administrativos.



Dado el incesante crecimiento de Ciudad Universitaria, las Subestaciones 1 y 2 sufrieron continuas ampliaciones y cambios para soportar la creciente carga conectada, estos cambios consistieron en aumentar la capacidad instalada en cada una de ellas para poder alimentar a todas las cargas de la red, además, los circuitos iniciales se fueron diversificando y actualmente cada subestación alimenta varios circuitos derivados para llegar a cada uno de los rincones de Ciudad Universitaria; sin embargo, estos cambios no fueron suficientes para cubrir la demanda que se requería en ese momento.

1.3. CONDICIONES ACTUALES DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE CIUDAD UNIVERSITARIA.

A la fecha se ha realizado de manera general un diagnóstico y evaluación de las condiciones actuales de la red de distribución, incluyendo las características de la carga, las cuales arrojan los resultados siguientes.

Luz y Fuerza del Centro alimenta con 4 alimentadores de 23 kV desde la Subestación Odón de Buen a las Subestaciones Generales 1 y 2 de Ciudad Universitaria; cada una de ellas cuenta con un interruptor de transferencia automática, propiedad de la empresa suministradora.

Todo esto con el fin de mejorar la confiabilidad y reducir las pérdidas eléctricas.

1.3.1. Subestación General No. 1.

Se cuenta con dos transformadores de 7.5/9.375 MVA a 23/6.6 kV cada uno. Su operación actual es que uno de ellos se encuentra conectado y el otro se tiene de reserva en caso de falla, mantenimiento y pruebas; 14 interruptores en aire de 6 kV. Cuenta con 12 alimentadores que forman 5 circuitos tipo anillo, 1 alimentador radial y 1 alimentador de enlace entre esta subestación y la subestación 2.



Alimenta 97 subestaciones derivadas con una capacidad total instalada de 33.35 MVA.

El interruptor principal en 23 kV, aunque opera adecuadamente, su equipo de control ha presentado problemas de operación. En general, el estado de los tableros en baja tensión, debido a más de 50 años de operación, ajustes y reparaciones, no es satisfactorio y ya es necesaria su sustitución. Así mismo, los equipos de monitoreo son obsoletos y deberán de sustituirse. La capacidad de la subestación es de 7.5 MVA ya que los transformadores no se operan simultáneamente. De acuerdo con los últimos registros de operación, la demanda ya rebasa los 8 MVA, lo que representa una sobrecarga constante. Una situación crítica ocurre cuando hay eventos nocturnos en el Estadio Olímpico y se utiliza el alumbrado total. En virtud de la obsolescencia del equipo de protecciones existente, es necesario realizar una modernización de todo el equipo de protección existente y lograr con ello una adecuada coordinación y calibración de las protecciones de los interruptores que protegen los circuitos de alimentación primaria. Finalmente, las instalaciones de iluminación del Campus fueron construidas con equipos y especificaciones ya obsoletos y deben ser rediseñados y actualizados.

1.3.2 Subestación General No. 2.

Se cuenta con dos transformadores de 5/6.25 MVA a 23/6.6 kV cada uno. Su operación actual es que uno de ellos se encuentra conectado y el otro se tiene de reserva en caso de falla, mantenimiento y pruebas. Cuenta con 5 alimentadores que forman 2 circuitos tipo anillo y 1 alimentador de enlace entre esta subestación y la Subestación 1 y 7 interruptores en aire de 6 kV. Alimenta 41 subestaciones derivadas con una capacidad total instalada de 24.31 MVA.



En general, los equipos están en condiciones de operación, pero dada su antigüedad es necesario realizar estudios de su confiabilidad y un programa de reemplazo a corto plazo. El estado de los tableros en media tensión, debido a más de 25 años de operación, ajustes y reparaciones, no es satisfactorio y deben ser sometidos a una reparación general. Así mismo, los equipos de monitoreo son obsoletos y deberán de sustituirse.

En una revisión reciente del estado de los aisladores del bus principal, se encontraron 36 en mal estado y es necesario sustituirlos. En la trinchera es necesario realizar el reordenamiento de los cables de potencia, sustituir las cajas y bornes de conexión en mal estado, así como solucionar el problema del exceso de humedad; es necesario, la sustitución de resistencias calefactoras en ductos y tableros de distribución, como mantenimiento preventivo.

La capacidad de la subestación es de 5 MVA ya que los transformadores no operan simultáneamente. De acuerdo con los últimos registros de operación, la demanda medida llega con frecuencia a valores del orden de los 5.7 MVA, lo que representa una sobrecarga constante. Al igual que en la subestación 1, es necesario realizar una nueva coordinación y calibración de las protecciones de los interruptores que protegen los circuitos de alimentación primaria. Finalmente sus instalaciones de iluminación fueron construidas con equipos y especificaciones ya obsoletos y deben ser rediseñados y actualizados.

1.3.3. Alimentadores y subestaciones derivadas.

Actualmente se cuenta con los planos generales de las redes de las tres subestaciones. Es necesario el establecimiento de un sistema de normalización e identificación de los componentes. Los alimentadores de la Subestación No. 1 fueron instalados en los años 50's y los de la Subestación No. 2 en la época de los años 70's. Tienen ambos del orden de 50 y 30 años de antigüedad. Se han



realizado estudios para conocer el estado de los cables y su resultado indica ya la necesidad de sustituir el cable en algunos tramos importantes de las dos primeras subestaciones.

En relación con los seccionadores e interruptores sumergibles instalados en la red, son equipos de alta obsolescencia lo que provoca un alto grado de fallas, ya no se encuentran las refacciones y se tienen normalmente muchos problemas de operación y de seguridad.

Por lo que toca a las canalizaciones, debido a la antigüedad de la red, existen tramos en los cuales se presenta ya infiltración de agua pluvial que llega a los registros. Se hace necesario un programa de detección y localización de fallas y su reparación.

1.4. IMPORTANCIA DE LA CALIDAD DE ENERGÍA EN EL IMPACTO AMBIENTAL.

El presente trabajo corresponde al estudio de la calidad de energía requerida en el Campus Universitario de la Universidad Nacional Autónoma de México, enfocada al funcionamiento y mantenimiento de los componentes y sistemas que intervienen en el suministro de energía subterráneo en media tensión. Lo anterior, para contribuir al buen desempeño y servicio, en general, de la Comunidad Universitaria y técnicamente para ser más eficiente y segura la operación de los equipos eléctricos, asegurando el mejor aprovechamiento de la energía eléctrica y aportando una mejoría en el impacto ambiental.



2. CALIDAD DE ENERGÍA.

La calidad de energía en un sistema eléctrico se puede definir como una ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de tensión eficaz suministrado al usuario, esto tiene que ver con la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. En la actualidad, contar con una buena calidad de energía exige una atención continua en el servicio. Recientemente esta atención ha sido de mayor importancia debido a que se ha incrementado el número de cargas sensibles en los sistemas de distribución. Debido a la importancia que representa la energía eléctrica en la vida cotidiana, para su uso en la iluminación, la operación de diversos equipos, video, aire acondicionado y sistemas de cómputo; los disturbios y variaciones de tensión que se producen tienden a afectar de alguna u otra manera el sistema de distribución eléctrica y equipos.

Se puede decir, que el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para la corrección de los disturbios y variaciones de tensión en el lado de los usuarios y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras de energía eléctrica, para así lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad [1].

2.1. IMPORTANCIA DE CONTAR CON UNA BUENA CALIDAD DE ENERGÍA.

El suministro de energía eléctrica es uno de los principales servicios de las sociedades modernas para el soporte de la vida cotidiana.

Los usuarios de la electricidad en el Campus de Ciudad Universitaria poco a poco han tomado conciencia de la necesidad de contar con un servicio de alto nivel, en términos de calidad de la energía eléctrica en general, proporcionada por las compañías suministradoras.



La calidad del servicio de suministro de energía eléctrica soporta y apuntala la vitalidad en los trabajos de investigación científica, académica, cultural y social de la Universidad.

Por ejemplo, las compañías suministradoras del oeste de Europa son reconocidas internacionalmente como las mejores en el mundo en términos del desempeño, confiabilidad y efectividad costo beneficio. En México sólo se cuenta con recomendaciones para algunos factores de calidad de energía. Sin embargo, opiniones de expertos de las compañías suministradoras indican que es indispensable disponer de regulaciones en materia de calidad de energía, en cuando menos en los siguientes parámetros eléctricos:

- a) Corrientes armónicas.
- b) Fluctuaciones de tensión.
- c) Interrupciones de energía.

2.2. REPERCUSIONES DE UNA MALA CALIDAD DE ENERGÍA.

Las perturbaciones en los sistemas eléctricos de la Ciudad Universitaria normalmente son causadas por descargas atmosféricas, las operaciones de conmutadores e interruptores, los cortocircuitos, cargas no lineales, el mal estado de las instalaciones, la antigüedad de los equipos eléctricos y la alta resistividad del terreno en el que se encuentran instaladas las líneas y subestaciones. Todos estos factores tienen efectos negativos sobre la buena calidad de la energía que se requiere en las redes de distribución de media y baja tensión.

Estos efectos negativos repercuten en desviaciones de las condiciones adecuadas de tensión, corriente o frecuencia, dando como resultado fallas en los sistemas o en operaciones erráticas de los equipos electrónicos sensibles y en la degradación



del tiempo de vida de los elementos y equipos que componen la red eléctrica, como transformadores, interruptores, conductores etc.

Las costosas inversiones que hace la Universidad Nacional Autónoma de México en equipo e instrumentación para el trabajo de investigación, debe protegerse y es precisamente aquí donde se requieren soluciones a los problemas originados por una mala calidad de la energía eléctrica.

Con el fin de garantizar una energía de calidad en estos dos niveles de tensión, especialmente para las dependencias que desarrollan procesos y mediciones muy sensibles, es necesario realizar un análisis y estudio de los distintos fenómenos que se presentan en la red, de los distintos parámetros eléctricos, así como de las distintas fallas atribuibles al consumidor y al suministrador para poder corregir y prevenir de los distintos disturbios antes mencionados. Garantizando de esta forma un suministro con calidad en la energía eléctrica al usuario.

2.3. FALLAS ATRIBUIDAS AL CONSUMIDOR.

Dentro de las distintas fallas que ocurren en los sistemas de distribución, no todas son atribuibles al diseño y construcción del sistema. El usuario, ya sea por descuido, negligencia o mal uso de los equipos e instalaciones eléctricas puede provocar fallas que afectan a todo el sistema eléctrico. A continuación, se hará un análisis de las fallas más importantes provocadas por el consumidor.

2.3.1. Variaciones de tensión.

Los fenómenos de la variación de la tensión ya sea en el aumento o en la caída, normalmente se dan en zonas donde existen industrias cercanas, las cuales provocan repentinamente cambios en la carga, originados por arranque de motores o de grandes máquinas. Las condiciones de alto o bajo voltaje también



pueden representarse en circuitos durante la desconexión de cargas de gran tamaño o durante periodos de sobrecargas, respectivamente.

Una depresión severa se define como aquella tensión que sea menor al 85% del valor de la tensión nominal. Si estas condiciones se presentan con frecuencia o durante periodos prolongados, pueden dar lugar al envejecimiento de componentes electrónicos en sistemas digitales y errores durante el almacenamiento o lectura de la información. Su presencia puede, algunas veces, detectarse visualmente al presentarse “parpadeo” o disminución del nivel de iluminación en lámparas o reducción (encogimiento) del área de despliegue en monitores de televisión o computadoras.

2.3.2. Caída de Tensión (Sags).

Las caídas de tensión son la disminución rápida de la tensión nominal de entre 10 y 90 % o bien de la corriente instantánea eficaz a la frecuencia que se tiene en la red, en un punto determinado del sistema y que tiene una duración desde 0.5 ciclos hasta varios y se pueden clasificar como instantáneos, momentáneos o temporales. En la fórmula 2.1. y 2.2, se definen los valores de tensión y corriente eficaz.

$$I_{eficaz} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^t i^2 dt} = \frac{I_m}{\sqrt{2}} = 0.7071I_n \dots\dots\dots (2.1)$$

$$V_{eficaz} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^t v^2 dt} = \frac{V_m}{\sqrt{2}} = 0.7071V_n \dots\dots\dots (2.2)$$

Las caídas de tensión se pueden clasificar dependiendo de su duración y magnitud. En la tabla 2.1., se muestra la clasificación de las caídas de tensión con su correspondiente duración típica y magnitud de la tensión.



VARIACIONES EN LA TENSIÓN			
CATEGORIA		DURACIÓN TÍPICA	MAGNITUD TÍPICA DE LA TENSIÓN
Sags	Instantáneas	0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
	Momentáneas	30 ciclos – 3 s	0.1 - 0.9 pu
	Temporales	3 s - 60 s	0.1 - 0.9 pu

Tabla 2.1. Clasificación de las caídas de tensión. [4]

En la figura 2.1., se muestra la forma de onda característica de una caída de tensión.

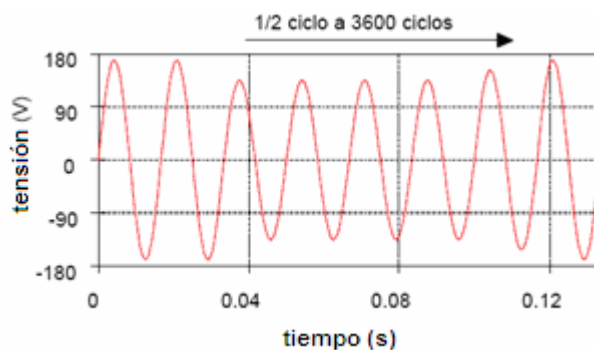


Figura 2.1. Caída de tensión (Sags).

Este fenómeno también puede ser causado por la desconexión temporal de la instalación, por la corriente de arranque de motores de gran capacidad así como al flujo de corrientes de falla.

Cuando se ha presentado un cortocircuito monofásico en un circuito trifásico, normalmente aparecen las variaciones de tensión rápidas (Sags) en las fases que no presentaron fallas. Este fenómeno suele aparecer también cuando los sistemas han rechazado carga.



2.3.3 Aumentos de tensión (Swell).

Los aumentos de tensión son el incremento temporal del valor RMS de tensión, superior del 10% del valor nominal hasta el 80%, a la frecuencia del sistema, con duración de 0.5 ciclos o hasta 1 minuto. Normalmente son frecuentes en las fases que no presentan falla de un circuito trifásico cuando se presenta un cortocircuito monofásico. Que se pueden clasificar también como instantáneas, momentáneas y temporales.

Los aumentos de tensión se pueden clasificar dependiendo de su duración y magnitud. En la tabla 2.2., se muestra la clasificación de los aumentos de tensión con su correspondiente duración típica y magnitud de la tensión.

VARIACIONES EN LA TENSIÓN			
CATEGORIA		DURACIÓN TÍPICA	MAGNITUD TÍPICA DE LA TENSIÓN
Swell	Instantáneas	0.5 – 30 ciclos	1.1 – 1.8 pu
	Momentáneas	30 ciclos – 3 s	1.1 – 1.4 pu
	Temporales	3 s – 1 min.	1.1 – 1.2 pu

Tabla 2.2. Clasificación de los aumentos de tensión. [4]

En la figura 2.2., se muestra la forma de onda característica de un aumento de tensión.

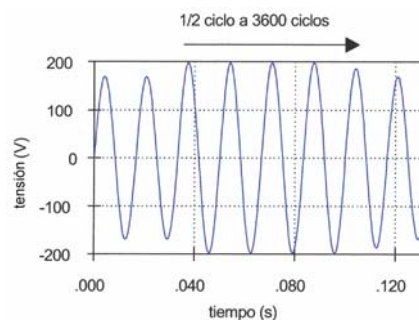


Figura 2.2. Aumentos de tensión (Swell).



Estas perturbaciones pueden ser causadas por operaciones de maniobras asociadas con la desconexión temporal de la instalación, así como la gran demanda de corriente asociada al arranque de motores de gran capacidad, o bien al flujo de corrientes de falla.

Los aumentos en la tensión pudieran ocasionar fallas en los controladores de estado sólido y los controles de motores, especialmente en los dispositivos que nos permiten variar la velocidad de un motor, los cuales pueden hacer que la operación sea interrumpida al accionarse los equipos de protección de sus equipos electrónicos. Así también, pudiera ser que se sometieran a esfuerzos dieléctricos a los componentes de computadoras ocasionando que su vida útil sea acortada. Para que estos efectos dañinos, producidos por este tipo de fenómenos sean mínimos, se deberán instalar supresores de transitorios y sistemas ininterrumpibles de energía eléctrica en los circuitos donde se encuentren instalados los equipos más sensibles a este tipo de fenómenos.

2.3.4. Sobretensiones Transitorias.

Estas se manifiestan en forma de impulsos de tensión de corta duración en un sistema de potencia, superpuestos en la señal de alimentación y frecuentemente intermitentes, con una duración menor a dos milisegundos. Los impulsos pueden tener su origen en las descargas atmosféricas, en maniobra de interruptores y al conectar o desconectar capacitores para la corrección del factor de potencia. Estos son los llamados “picos” de tensión.

A diferencia de las sobretensiones temporales y exceptuando el caso crítico de descargas atmosféricas cercanas a las instalaciones que producen chispas en los contactos, estas sobretensiones no presentan una indicación clara de su existencia, que pueda detectarse visualmente en circuitos de alumbrado o en alguna otra forma. Sin embargo, dado que su nivel puede llegar a alcanzar cinco



veces o más la tensión nominal, su efecto consiste en someter a esfuerzos excesivos el aislamiento de diversos equipos o disturbios a componentes electrónicos sensibles. Esto último puede traer como consecuencia interrupción de programas en procesos de computadoras, pérdida de información almacenada en memoria o daño a los elementos mismos (hardware). Otros factores transitorios, dentro de esta clasificación, son las operaciones de conexión y desconexión de motores eléctricos en elevadores, equipos de aire acondicionado, refrigeradores, etc.

Los transitorios pueden ser impulsos unidireccionales de cualquier polaridad o bien ondas oscilatorias amortiguadas con el primer pico ocurriendo en cualquier polaridad.

Cuando se abre o se cierra un interruptor, tanto en baja como en alta tensión, como se menciono anteriormente, se pueden observar frecuencias muy altas, originadas por este evento, y que llegan a ser del orden de 3 megaHertz , con lo cual origina que la componente transitoria afecte y provoque una inducción entre cables que vayan pegados a los conductores que llevan esta señal de alta frecuencia como son los conductores de los circuitos de control y protección, pudiendo ocasionar así, la operación indeseada de algún interruptor. Estos transitorios se pueden clasificar de la siguiente manera.

a) Impulso.

Es un cambio repentino de potencia a una frecuencia distinta de la fundamental, unidireccional en su polaridad (positiva o negativa). Normalmente son caracterizadas por sus tiempos de cresta y valle, la causa más común son las descargas atmosféricas. Ellos involucran altas frecuencias, por esto son amortiguados rápidamente por la componente resistiva del circuito y no son conducidos a largas distancias desde su fuente. Pueden excitar la resonancia de



los circuitos y producir transitorios oscilatorios. En la tabla 2.3., se muestra una clasificación de estos.

TRANSITORIOS			
CATEGORIA		CONTENIDO TÍPICO ESPECTRAL	DURACIÓN TÍPICA
Impulsos	Nanosegundos	5 nano seg de elevación	Menor a 50 ns
	Microsegundos	1 micro seg de elevación	50 ns – 1 ms
	Milisegundos	0.1 mili seg de elevación	Mayor a 1 ms

Tabla 2.3. Clasificación de los impulsos. [4]

b) Oscilatorios.

Son transitorios en los cuales su valor instantáneo de tensión cambia de una manera rápida de polaridad. Siempre son ocasionados por maniobra de equipos, tales como desconexión de líneas, banco de capacitores; cada uno de ellos tiene un rango de tiempo y de frecuencia característica, tal como se muestra en la tabla 2.4.

TRANSITORIOS				
CATEGORIA		CONTENIDO TÍPICO ESPECTRAL	DURACIÓN TÍPICA	MAGNITUD TÍPICA DE TENSIÓN
Oscilatorios	Baja frecuencia	Menor a 5 khz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
	Frecuencia media	5 - 500 khz	20 micro seg	0 - 8 pu
	Alta Frecuencia	0.5 - 5 Mhz	5 micro seg	0 - 4 pu

Tabla 2.4. Clasificación de los oscilatorios. [4]



c) Sugerencias para eliminar los efectos de los transitorios en los sistemas de potencia.

Para eliminar o al menos atenuar los efectos de los transitorios a valores que no produzcan daños tanto a la red eléctrica como a los equipos y dispositivos en la Subestación No.1 y la Subestación No. 2 que alimentan al Campus Universitario, se proponen los siguientes pasos a seguir:

- a) Se debe tener cuidado en el proyecto cuando se diseñen las trayectorias del cableado para protección y control, evitándose en lo más posible que estas trayectorias se mantengan paralelas a los buses y en el caso de que así fuera deberán ir lo más separadas posibles de las barras.
- b) Las tensiones producidas por los transitorios deberán permanecer a un nivel menor al de falla del aislamiento de los conductores, que se considera más o menos de 3 kV. Este puede ser obtenido conectando a tierra el equipo y separando las bajadas de los neutros de los bancos de transformadores, y de las bajadas de conexión a tierra de los aparatos conectados a la subestación.
- c) El neutro de los transformadores de corriente debe estar conectado a tierra en el edificio de tableros.
- d) Los cables de los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial que salen de los equipos de alta tensión deben instalarse lo más cercano posible a los conductores de la red de tierras en su trayectoria al edificio de tableros.
- e) Para eliminar las señales de altas frecuencias acopladas a los cables de control, se debe instalar en el extremo de cada cable de control que remate en el edificio de tableros, un capacitor de 0.1 Farads. También hay que conectar a tierra la otra terminal del capacitor, para descargar estas señales y disminuir así las tensiones inducidas de varios kV a unos 20 volts. [5]
- f) Los conductores que son instalados en trincheras tienen mayor protección contra transitorios, a medida que se instalan más próximos a la red de tierras.



2.3.5. El flicker o parpadeo.

El flicker o parpadeo de la luz se define como “la impresión subjetiva de fluctuación de la intensidad luminosa”. Es un fenómeno de origen fisiológico visual que se presenta en los usuarios de lámparas alimentadas por una fuente común a los circuitos de iluminación y también a algún tipo de carga.

El parpadeo produce cierta molestia que se manifiesta principalmente en las lámparas que operan con baja tensión; sin embargo, las llamadas perturbadoras, que producen el fenómeno de parpadeo, se pueden encontrar conectadas en cualquier nivel de tensión.

El origen del flicker o parpadeo se encuentra en las fluctuaciones bruscas de la tensión en la red y básicamente se consideran las fluctuaciones de amplitud menor al 10% y por períodos de tiempo inferiores a una hora.

Principalmente el flicker es el resultado de fluctuaciones rápidas de amplitud pequeña en la tensión de alimentación y que pueden ser provocadas principalmente por:

- a) La variación fluctuante de potencia que absorben cargas como máquinas soldadoras eléctricas, hornos de arco eléctrico, motores eléctricos (arranque principalmente), etc.
- b) Energización o desenergización de motores eléctricos y bancos de capacitores.

Desde el punto de vista normativo, las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben cumplir con ciertos valores de referencia, como son:

- a) De $\pm 10\%$ de tolerancia para las tensiones nominales en baja tensión (menores de 1000 V). [1]



b) De $\pm 3\%$ para tensiones de 440 V y 220 V. [1]

2.4. DESBALANCE EN LA TENSIÓN.

Este desbalance se hace manifiesto cuando en la magnitud de las tres fases existe una diferencia o no se cuenta con los ángulos que existen entre las tres fases que es de 120 grados eléctricos. En la fórmula 2.3., se define este desbalance como la máxima desviación del promedio de tensión de las tres fases, dividido entre el promedio de tensión de estas, expresado en porcentaje. [4]

$$Desbalance = \left(\frac{\text{máximo desvío del promedio}}{\text{promedio de tensión de las tres fases}} \right) \times 100 \dots\dots\dots (2.3)$$

En un sistema de potencia cualquiera, aún cuando exista un correcto balanceo tanto de tensión como de carga, siempre existirá en sus estados instantáneos un desbalance de tensiones que oscilan entre el 1 al 1.5 % del valor de la tensión nominal con que se cuenta. Cuando el desbalance de tensiones es mayor del 5 % que es el máximo permisible, se correrá el riesgo de que existan sobrecalentamientos en los conductores de las líneas. En la tabla 2.5., se puede apreciar la magnitud típica de tensión.

CATEGORIA	DURACIÓN TÍPICA	MAGNITUD TÍPICA DE TENSIÓN
Desbalance de tensión	Estado Estable	0.5 - 2 %

Tabla 2.5. Desbalance de tensión. [4]



2.5. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Una de las necesidades básicas con las que debe contar una subestación eléctrica y los sistemas de potencia y distribución, es para la protección de sobre tensiones y corrientes que pudieran dañar a la red y a los equipos eléctricos así como para la protección del personal que da mantenimiento y que opera el sistema.

El sistema de tierra interviene en la calidad de energía de la siguiente manera:

- a) Proporciona un circuito con una impedancia muy baja para que circulen las corrientes a tierra, las que pudieran ser producidas por una falla de cortocircuito o bien cuando un pararrayos entra en operación por una descarga atmosférica.
- b) Evitan, cuando exista una circulación de corrientes a tierra, diferencias de potencial entre diversos puntos de la red y la subestación, lo cual se puede traducir en un serio peligro para el personal que opera los equipos.
- c) Nos da una mayor confiabilidad y continuidad en el servicio eléctrico.
- d) La instalación de relevadores facilita la eliminación de las fallas a tierra.

Aproximadamente el 80% de la problemática en relación con la calidad de la energía esta relacionada con la conexión a tierra. La efectividad de la conexión a tierra de un sistema esta relacionada también con la resistencia del mismo. Mientras más baja sea la resistencia de la conexión a tierra más efectiva será esta conexión.

Dado que una buena conexión a tierra es muy importante para la seguridad del sistema y la continuidad en el servicio, el mantenimiento preventivo, las revisiones y pruebas deberán hacerse periódicamente.



Cuando es deficiente este sistema, los problemas serán continuos interfiriendo en el buen funcionamiento de los equipos de protección.

2.6. ARMÓNICAS.

Las armónicas son formas de onda senoidales tanto de las tensiones como de las corrientes, tienen frecuencias de múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la onda de la línea de alimentación de la empresa suministradora. Estas cuando se suman a la onda fundamental provocan una distorsión, según sea el orden de la armónica será el grado de distorsión de la onda fundamental. Por ejemplo, en un sistema en donde la onda fundamental es de una frecuencia de 60 Hertz la segunda armónica será de 120 Hertz, la tercera de 180 Hertz, y así sucesivamente.

Se denominan interarmónicas a las frecuencias de las tensiones y de las corrientes que no son múltiplos enteros de la onda fundamental. Los equipos que operan con tensiones y corrientes de tipo no lineal son los causantes de provocar las distorsiones armónicas y las interarmónicas. Estas se pueden manifestar como frecuencias discretas o como un espectro en la banda de frecuencias.

La aparición creciente de cargas no lineales en sistemas de distribución, tales como convertidores estáticos de potencia, controladores de motores con rectificadores controlados de silicio, hornos de arco, equipo de cómputo, iluminación fluorescente, lámparas de descarga, etc, ha traído como consecuencia un aumento notable del contenido de componentes armónicas, que son manifestadas en forma de distorsiones diversas de la forma de onda de tensión en la red de distribución como se muestra en la figura 2.3.

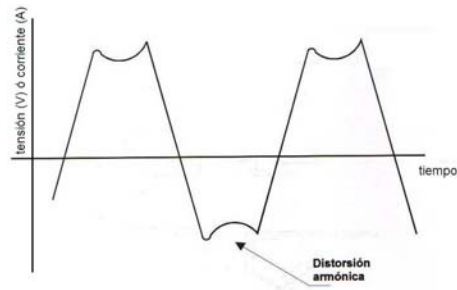


Figura 2.3. Distorsión armónica. [1]

Los consumidores ubicados cerca de instalaciones industriales o aquellos que tienen alguna carga no lineal como es el caso del Campus Universitario, pueden ver expuestos sus equipos sensibles a esfuerzos excesivos o a una operación inadecuada.

La existencia de armónicas en la red de distribución provoca aumento de las pérdidas en equipo por efecto Joule con el consecuente aumento de temperatura, sobre esfuerzo en aislamientos y disturbios provocados por interferencia en circuitos de control de protecciones y en sistemas de telecomunicaciones.

El problema de las armónicas en los sistemas eléctricos no es nuevo, ya que siempre ha existido. Lo notable es la cantidad y magnitud de armónicas que se han observado en los últimos años en los sistemas eléctricos como es el caso de la red eléctrica del Campus Universitario. La razón principal de esto es la presencia cada vez mayor de las llamadas cargas no lineales instaladas en este campus, es decir, aquellas cargas como:

- a) Computadoras.
- b) El reemplazo de balastos ferrosresonantes por balastos electrónicos.
- c) Equipo electrónico en general.
- d) Iluminación fluorescente.
- e) Lámparas de descarga.



Estos elementos distorsionadores de la forma de onda introducen, cuando tienen una cierta magnitud, problemas a la red eléctrica. La mayoría de las veces se presentan los problemas en el lado de las cargas (usuarios) y si no se controlan aquí se transmiten a la red y de aquí a otros usuarios o cargas conectadas a la misma. Eventualmente las armónicas pueden amplificar su efecto cuando pasan a través de los bancos de capacitores en paralelo, como aquellos usados para la corrección del factor de potencia.

Generalmente, se evalúa la magnitud de estas armónicas en dos formas:

Haciendo mediciones en las ondas de corriente en el lado de la carga del usuario o bien haciendo mediciones en la onda de tensión en el lado de la red como se observa en la figura 2.4.

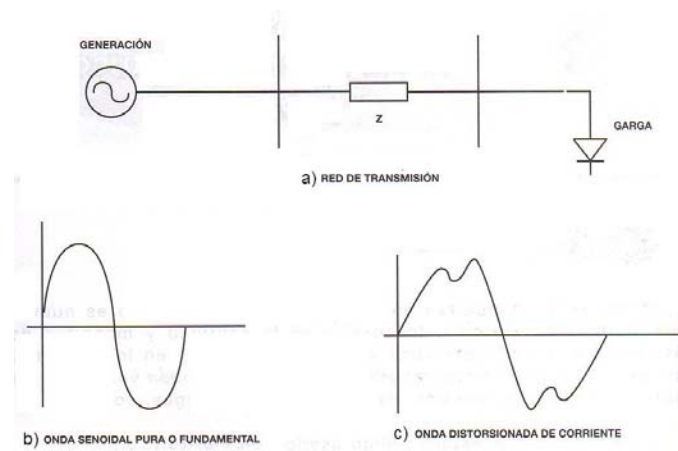


Figura 2.4. Medición de la distorsión armónica. [4]

La onda distorsionada de corriente en el lado de la carga produce una caída de tensión con la impedancia de la red de distribución, de manera que se distorsiona la onda de tensión, en estas condiciones cualquier otro usuario conectado a la misma red toma una señal distorsionada o contaminada con armónicas.



Es decir, en el problema de las armónicas, si no se controla en el punto en donde se generan, se puede transmitir a otros usuarios o a la misma red.

La presencia de estas armónicas se puede detectar en una red dada, a través de los efectos que se producen, como son:

- a) Fusibles fundidos con mucha frecuencia en los bancos de capacitores.
- b) Transformadores y motores eléctricos que se sobrecalientan sin razón aparente. En el caso de los transformadores, las pérdidas en el circuito magnético denominadas también pérdidas en vacío, se deben al flujo magnético en el núcleo, que es en condiciones normales de tipo senoidal, cuando la excitación al transformador se hace con ondas distorsionadas que contiene terceras armónicas o múltiplos de estas, novena, doceava, quinceava, etc., entonces las pérdidas en vacío aumentan y se tiene mayor calentamiento, sin que exista sobrecarga en el transformador. Una cosa similar ocurre con los motores, sin que estén sobrecargados.
- c) Operación incorrecta de protecciones por relevadores que reciben señal de corriente.
- d) Efectos de ruido eléctrico en líneas telefónicas.

Generalmente, los sistemas eléctricos de potencia operan con bajas frecuencias (60 Hz) a altas corrientes (cientos o miles de amperes) y altas tensiones (volts o kilovolts); y los sistemas de comunicación operan con bajas corrientes (mA), bajas tensiones (mV o Volts) pero altas frecuencias (kHz o MHz).

Cuando se producen armónicas altas en los sistemas eléctricos, como por ejemplo: 5^a ($5 \times 60 = 300$ Hz), 7^a ($7 \times 60 = 420$ Hz), 11^a ($11 \times 60 = 660$ Hz), se aproximan más al rango de interferencia electromagnética con los sistemas de comunicación; introduciendo a estos lo que se conoce como el ruido.



Las magnitudes que comúnmente se tratan para el estudio de estas perturbaciones son las siguientes:

- a) Componente fundamental. Es la componente original o principal de orden uno de la serie de Fourier de una cantidad periódica. En la figura 2.5., se muestra la forma de onda fundamental.

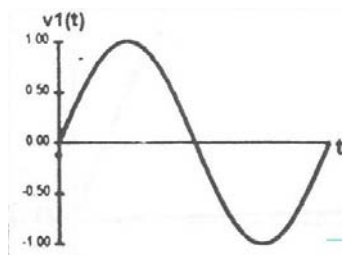


Figura 2.5. Onda Fundamental (sinusoidal pura). [3]

- b) Componente Armónica. Es la componente de orden mayor que uno de la serie de Fourier de una cantidad periódica. En la figura 2.6 se muestra la descomposición de las componentes armónicas; de izquierda a derecha, a) onceava armónica, b) séptima armónica y c) quinta armónica.

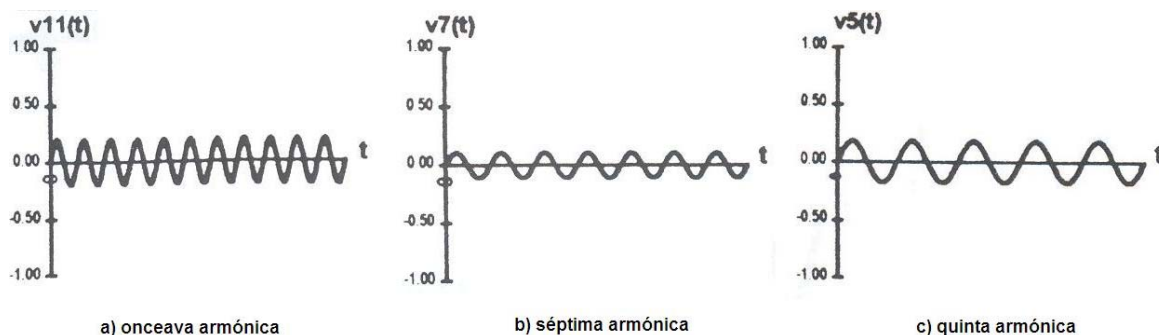


Figura 2.6. Descomposición de componentes armónicas. [3]

- c) Distorsión Armónica Total (THD). Es el disturbio general presente. En la figura 2.7, se muestra la forma de onda con distorsión. En la fórmula 2.4. y 2.5. se



expresa la distorsión armónica en la corriente y tensión respectivamente. La THD se define como la relación de la raíz cuadrada del contenido armónico entre la raíz cuadrada de la cantidad fundamental, expresada en por ciento.

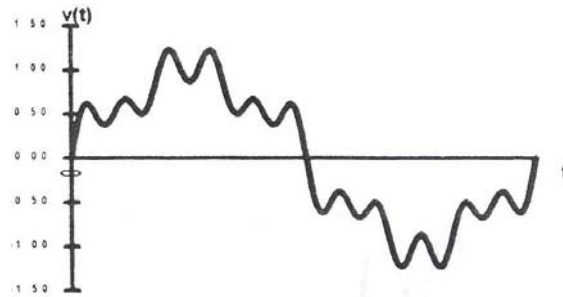


Figura 2.7. Onda periódica real distorsionada. [3]

$$THD = \frac{\sqrt{\sum I_n^2}}{\sqrt{I_f^2 \pm \sum I_n^2}} \dots\dots\dots (2.4)$$

$$THD = \frac{\sqrt{\sum V_n^2}}{\sqrt{V_f^2 \pm \sum V_n^2}} \dots\dots\dots (2.5)$$

donde:

I_f = Componente fundamental de corriente.

I_n = Componente armónica de corriente.

V_f = Componente fundamental de tensión.

V_n = Componente armónica de tensión.

- d) Aumento de la tensión con respecto al neutro y tierra. Esta magnitud se caracteriza por la diferencia de tensión que se da entre el neutro y la tierra del sistema, por que se debe principalmente a que circulan corrientes de gran magnitud por el conductor de neutro o por el conductor de tierra o también por que el dimensionamiento de estos conductores no fue el apropiado.



2.6.1. Como afectan las armónicas en las instalaciones del usuario.

Las armónicas en los sistemas de potencia son un problema de estado continuo trayendo como consecuencia que sean potencialmente peligrosos. Las armónicas se pueden presentar en corriente, tensión o ambas y se pueden combinar con la onda de la frecuencia fundamental para crear una distorsión en esta. El grado de distorsión esta relacionado directamente con las frecuencias y amplitudes de las corrientes armónicas.

Las armónicas normalmente no son producidas por un sistema eléctrico de potencia, pero si en la mayoría de los casos por las cargas conectadas al mismo.

Algunas de las fuentes más comunes donde se producen armónicas son: convertidores estáticos, transformadores sobre-excitados, alumbrado fluorescente, motores eléctricos, dispositivos de estado sólido como computadoras, balastros electrónicos, controladores de velocidad para motores, plantas eléctricas para soldar y hornos de arco.

Principalmente las consecuencias que estos fenómenos traen sobre las cargas son:

- a) En los equipos como son transformadores y generadores: las armónicas provocan un fenómeno de calentamiento considerable sobre los valores de la corriente RMS debido a la histéresis, las corrientes parásitas y el efecto piel.
- b) En los motores: producen un sobrecalentamiento debido a las corrientes armónicas de secuencia negativa (5^a armónica) y las corrientes parásitas.
- c) En los conductores: la existencia de corrientes armónicas aumenta el valor medio cuadrático de la corriente, lo que nos ocasiona más pérdidas y sobrecalentamiento. Este efecto en los conductores también se da por que la corriente alterna tiende a fluir hacia la superficie externa de un conductor



- (efecto piel), fenómeno que es más pronunciado a altas frecuencias, lo que ocasiona pérdidas adicionales y sobrecalentamiento.
- d) En los interruptores termomagnéticos automáticos que trabajan por medio de un mecanismo de activación que se acciona con el efecto de calentamiento por la corriente del circuito, pudiera activarse debido al sobrecalentamiento ocasionado por las armónicas.
 - e) Cuando se usan conductores eléctricos y barras de mayor tamaño se reducen las pérdidas y efectos causados por las armónicas; es recomendable separar las cargas lineales de las no lineales que son las causantes de las armónicas y cambiar los tableros e interruptores automáticos donde se este dando este fenómeno.
 - f) En la barra de neutro: Para la situación de los circuitos con cargas no lineales, las armónicas de orden impar (3° , 9° , 15° , etc) no se anulan en el conductor neutro trayendo como resultado que la corriente por este conductor pueda ser mayor que la corriente de fase. El riesgo estaría en que pudiera existir un sobrecalentamiento considerable en el cable neutro, pero con esto también se presentarían caídas de tensión entre el neutro y la tierra, arriba de los valores permitidos. En estos casos se recomienda que el tamaño del conductor de neutro sea el doble que el conductor de fase esto cuando se están alimentando cargas no lineales.
 - g) Existe la opción de instalar un conductor neutro para cada fase. Otra opción para el bloqueo del flujo de armónicas que tienden a circular por el neutro, es utilizar transformadores con delta-estrella.
 - h) En el tablero de distribución: Debido a las corrientes parásitas que generan vibraciones y zumbidos se origina un calentamiento en los componentes que forman estos tableros.
 - i) En los capacitores que se emplean en la corrección del factor de potencia: Dado que estos capacitores pueden ser la impedancia mas baja de un sistema, las armónicas pueden quemar los fusibles.



- j) En los dispositivos que protegen contra sobrecorrientes: los dispositivos que protegen contra sobrecorrientes como fusibles y desconectores son afectados por el calentamiento debido al efecto piel en corrientes con alto contenido armónico.
- k) En los equipos de protección: estos son afectados por las armónicas, provocando disparos en situaciones en las que no debiera producirse este evento. Esto se debe a que existe un calentamiento adicional en el tablero, generado por que existe una corriente de la 3^o armónica circulando en el conductor del neutro.
- l) En los instrumentos de medición: las armónicas pudieran provocar errores en la medición de la energía cuando son utilizados equipos de inducción. Estas armónicas también pudieran ocasionar que los discos corran mucho más rápido o más lento para la misma corriente RMS. Si este medidor es utilizado para facturar el consumo, el pago puede ser más alto o más bajo de lo que debiera ser.
- m) En los equipos electrónicos: al distorsionarse la forma de onda de la línea que los alimenta, estos equipos pueden presentar fallas en su funcionamiento.
- n) En los equipos para regular la tensión (reguladores). Varios de estos equipos de control usan circuitos que miden el punto de cruce por cero de las ondas de tensión y de corriente, pero con un contenido elevado de armónicas pudieran existir muchos cruces, lo que provocaría con ello la inestabilidad en la velocidad y en el control de frecuencia.

Por todo lo anterior, un aspecto primordial en el estudio y análisis de la calidad de energía en una red eléctrica como la del Campus Universitario corresponde al concepto de distorsión armónica total. En la actualidad el uso cada vez mayor de cargas no lineales que es ya de uso común como las computadoras, balastos electrónicos, variadores de velocidad y fuentes de poder ininterrumpibles (UPS), son generadores de tensiones y de corrientes armónicas que afectan considerablemente a distintos equipos que fueron diseñados para trabajar con



cargas lineales, es decir, que fueron diseñados para trabajar con una forma de onda senoidal pura de 60 Hz. Por lo antes dicho es necesario evaluar el impacto que tienen las corrientes y las tensiones armónicas dentro de las instalaciones y de los equipos.

Cuando la distorsión armónica en la tensión es menor al 3% se considera que el nivel de distorsión es aceptable, aunque esto dependerá de las cargas que se estén alimentando. Usualmente la señal de corriente puede tolerar más armónicas que la señal de tensión. Entonces, es recomendable que se mantenga en observación el comportamiento de las armónicas a lo largo del tiempo, para plantear una solución adecuada y rentable cuando se quiera.

Las llamadas cargas no lineales, representan para la red eléctrica corrientes armónicas las cuales por lo general fluyen hacia la empresa suministradora debido a que la impedancia de la fuente es baja. Este fenómeno de la distorsión armónica es un problema actual que debiera preocupar no sólo a los usuarios de la energía sino también a las empresas que suministran la energía.

2.7. FALLAS ATRIBUIBLES AL SUMINISTRADOR.

Si analizamos el sistema eléctrico con el cual las empresas suministran el servicio a los usuarios, encontramos que la mayor parte de su instalación es aérea, por lo tanto está expuesta a un gran número de fenómenos ocasionados por la naturaleza entre los que se encuentran:

- a) Contacto de ramas de los árboles sobre las líneas.
- b) Al choque entre fases originado por el viento.
- c) A descargas atmosféricas (rayos).
- d) Nieve.
- e) Vandalismo (objetos arrojados hacia los conductores).



f) Choque de automóviles con los postes de energía eléctrica.

Estas condiciones pueden originar que se presente un cortocircuito en la red en cualquier punto y, como se sabe, los más comunes son las fallas monofásicas a tierra y las más severas son las trifásicas.

En un sistema eléctrico de distribución, las fallas más comunes son las de una fase a tierra, las cuales son originadas por la acción del viento, las ramas de los árboles que tocan los conductores, o bien por los rayos o descargas atmosféricas. También pueden ocurrir fallas trifásicas, las cuales son las de mayor severidad por los esfuerzos a que se somete a toda la instalación; sin embargo, su probabilidad de ocurrencia es bastante baja.

Al ocurrir una falla monofásica, (supóngase que una rama de árbol toca un conductor), esa fase tendrá una corriente alta, es decir, la corriente de falla será igual a la corriente de esa fase en el punto en que ocurrió la falla, por efecto de la alta corriente se tendrá una gran caída de tensión, que hará que en ese punto la tensión a esa fase sea casi cero.

Esta depresión en la tensión será un problema que afectará la red mientras que los aparatos de protección operan para librar la falla, es decir, su duración está dada en función del tiempo en que el relevador detecta la falla y del tiempo que tarda en abrir.

Durante este mismo tiempo, en las fases que no presentan falla del sistema se pueden presentar tensiones momentáneas que serán más altos que lo nominal. Como se sabe, la misma impedancia de la red sirve como atenuador de la corriente de falla, por lo que al incrementarse la impedancia (es decir, conforme se aleja el punto de la falla), la corriente de falla será menor y, por lo tanto, las tensiones no sufrirán cambio considerable con respecto al nominal.



En la figura 2.8., se muestra que al ocurrir una falla F1 en el sistema de transmisión, todas las tensiones de los buses del sistema serán afectados. En tanto que una falla como la F2, las tensiones que serán afectadas son las de los buses cercanos al punto de ocurrencia de la falla, pero el sistema de transmisión “no verá” la falla con la misma severidad que la F1.

Finalmente, si se presentara una falla F3, es decir, en el nivel de distribución, esta afectará únicamente a ese nivel de tensión y, en muy bajo grado a la red de subtransmisión; mientras que el nivel de subtransmisión “no sentirá” la falla en lo más mínimo.

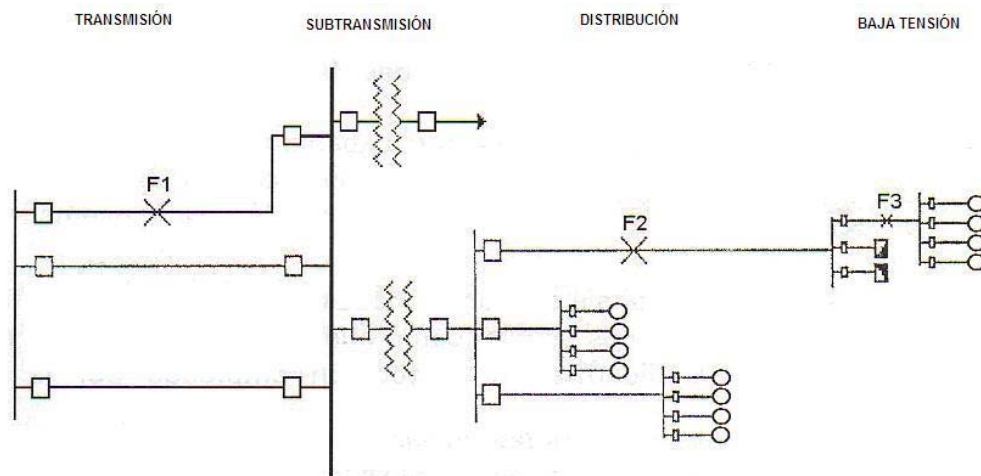


Figura 2.8 Ejemplo de un sistema eléctrico en cual se presentan las fallas mencionadas en diversos puntos [1].

2.7.1. Variaciones en la frecuencia.

Las variaciones del parámetro llamado frecuencia en un sistema eléctrico, se define como la desviación de la frecuencia fundamental, que es el valor nominal especificado. Esta desviación de la frecuencia en su valor nominal es una indicación de desbalance entre la generación de potencia real y la demanda de carga, un defecto en la generación hace que la frecuencia caiga y la generación en exceso hace que la frecuencia suba.



La frecuencia del sistema en cualquier instante, está definida por la relación entre carga y la capacidad disponible de generación, como se muestra en la ecuación 2.6, si este balance dinámico cambia, se presentan pequeños cambios en la frecuencia. La duración y magnitud de los cambios depende de las características de la carga y de la respuesta del sistema de generación ante dichos cambios.

$$frecuencia_{sistema} = \frac{carga\ del\ sistema}{capacidad\ de\ generación} \dots\dots\dots (2.6)$$

En el caso de la reducción de frecuencia conduce a una disminución de la productividad de los accionamientos eléctricos, al trabajo inestable de equipos electrónicos, de mediciones y de sistemas de protecciones. En las centrales termoeléctricas tiene también influencia en las variaciones de las turbinas, las que tienen bandas estrictas de variaciones admisibles de este parámetro.

2.7.2. Regulación de tensión.

Las variaciones de tensión siempre tienen un efecto negativo en las cargas de cualquier equipo. En México la regulación de tensión puede variar $\pm 10\%$ con respecto a la tensión nominal, pero no es de extrañarse que se den variaciones del 12% y hasta el 15% en algunos casos. En iluminación incandescente, un aumento del 10% del valor nominal de la tensión provocaría un incremento del 21% en el consumo y un 70% de reducción en su vida útil.

Este problema de regulación de tensión en las líneas de alimentación por las empresas suministradoras normalmente se debe a la conexión y desconexión de grandes cargas, arranque de generadores, o a las condiciones de baja tensión de las distribuidoras de electricidad durante las horas pico del verano, aunque este problema normalmente puede controlarse por medio de reguladores de tensión, no



deja de afectar al usuario causando una drástica reducción en la vida útil de los equipos y sistemas eléctricos.

2.8. TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO (TIU).

Las actividades que el ser humano realiza dependen cada día más del suministro de energía eléctrica, teniendo como consecuencia, que la continuidad y calidad del servicio sean características solicitadas a las empresas de suministro de energía eléctrica por parte de los que utilizan este servicio y de la industria en general. Esto es en todos los niveles de tensión que ofrecen las empresas suministradoras.

Los disturbios que comúnmente se presentan en la red eléctrica y que afectan a los usuarios, a la industria y en este caso particular al Campos Universitario, son las variaciones de tensión y las interrupciones, fenómenos mencionados y analizados anteriormente los cuales ocurren con frecuencia en los sistemas de distribución. Actualmente esta situación se presenta en un gran número de empresas suministradoras de electricidad en todo el mundo, por lo cual se están introduciendo y empleando técnicas con las que se pueda cuantificar la confiabilidad en el servicio eléctrico.

Para la verificación continua de la calidad en el suministro de energía eléctrica, se toma como base la comparación de los valores previamente fijados por las compañías de distribución eléctrica y los que se presentan en la operación real de los sistemas a través del tiempo.

Se podría señalar que las metas de calidad deben ser fijadas en función de las necesidades de suministro a los consumidores, tomando en cuenta siempre las inversiones necesarias que se deberán hacer en el equipo y su mantenimiento. La consideración de estos objetivos tiene que ser establecida a través de índices numéricos que se conocen como índices de confiabilidad. Como ejemplo, el TIU



es un índice para poder evaluar la continuidad, la confiabilidad y, por lo tanto, la calidad del suministro de energía eléctrica por las empresas suministradoras, pero en este caso se podría aplicar el índice de confiabilidad para evaluar la calidad en el suministro de la energía eléctrica al Campus Universitario.

Este índice de confiabilidad se define como:

TIU (tiempo de interrupción por usuario). Este indicador refleja la calidad en el suministro de la energía eléctrica.

$$TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{l=1}^{Mi} D[i]UA_{il}}{\sum_{i=1}^T NU_i} \dots\dots\dots (2.7)$$

En donde:

- D[i] = Duración de la interrupción (1) en minutos ocurrida durante el mes (i) en un circuito de distribución de la zona de que se trata.
- UA_{i1} = Usuarios afectados por la interrupción (1) ocurrida durante el mes de (i) en un circuito de distribución de la zona de que se trata.
- NU_i = Número total de consumidores del sistema o alimentador.
- i = Mes de que se trata, variando desde 1 hasta T; en donde 1 corresponde al mes del inicio del periodo y T al término.
- 1= número ordinal en que ocurrió la interrupción (1) durante el mes (i) hasta Mi.
- Mi = Última interrupción ocurrida durante el mes (i).

Por lo tanto, con este índice se podrá evaluar el tiempo de interrupción total por usuario en el Campus Universitario, haciéndolo por mes y sumando todos estos,



obteniendo así un total de minutos de interrupción en el servicio de energía eléctrica por año. El objetivo de realizar lo antes mencionado será también para observar el tiempo total de interrupción mensual y anual, y a futuro disminuir ese tiempo y tender así a una calidad en el servicio de energía eléctrica suministrado al Campus Universitario.

2.9. INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN CIUDAD UNIVERSITARIA.

Se recabaron datos de las interrupciones de suministro de energía ocurridas en el año 2006 y 2007 de la Red de 23 kV de Ciudad Universitaria consultando las bitácoras de las Subestaciones 1 y 2, las cuales se muestra en la tabla 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9.

2006				
FECHA	HORARIO	TIEMPO DE INTERRUPCION	CAUSA DE INTERRUPCION	RESPONSABLE DE INTERRUPCION
19 febrero	9:39 a 13:50 hrs.	251 min.	Al regresar la energía del alimentador preferente y hacer el cambio de emergente a preferente, se trabó el interruptor de transferencia dejando sin energía a toda la subestación.	Luz y Fuerza del Centro
13 marzo	14:10 a 14:15 hrs.	5 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
21 marzo	09:40 A 18:40 hrs.	540 min.	Libranza total para realizar mantenimiento en la Subestación.	UNAM
25 abril	21:00 a 21:02 hrs.	2 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
27 abril	18:46 a 18:50 hrs.	4 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
20 mayo	10:07 a 10:50 hrs.	43 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
06 junio	17:34 a 17:36 hrs.	2 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
16 agosto	00:20 a 00:23 hrs.	23 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro

Tabla 2.6. Interrupciones de suministro de energía ocurridas en 2006 en la Subestación 1.



2007				
FECHA	HORARIO	TIEMPO DE INTERRUPCION	CAUSA DE INTERRUPCIÓN	RESPONSABLE DE INTERRUPCIÓN
23 marzo	16:00 a 16:40 hrs.	40 min.	Libranza de toda la subestación para revisión y reparación de interruptor de transferencia.	Luz y Fuerza del Centro
18 mayo	07:46 a 08:07 hrs.	21 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
17 al 18 agosto	23:55 a 01:55 hrs.	120 min.	Libranza total para realizar mantenimiento en la Subestación.	UNAM
01 octubre	10:55 a 11:03 hrs.	68 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
13 diciembre	05:50 a 06:15 hrs.	25 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
13 diciembre	06:33 a 06:39 hrs.	6 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
26 diciembre	13:40 a 13:47 hrs.	7 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro

Tabla 2.7. Interrupciones de suministro de energía ocurridas en 2007 en la Subestación 1.

2006				
FECHA	HORARIO	TIEMPO DE INTERRUPCION	CAUSA DE INTERRUPCIÓN	RESPONSABLE DE INTERRUPCIÓN
14 febrero	12:46 a 12:50 hrs.	4 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
19 febrero	11:43 a 13:02 hrs.	79 min.	Ausencia de energía en alimentador preferente y emergente de 23 kV. Se presentó una falla en el interruptor de transferencia.	Luz y Fuerza del Centro
14 marzo	14:14 a 14:17 hrs.	3 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
14 marzo	13:30 a 13:33 hrs.	3 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
15 marzo	12:13 a 12:15 hrs.	2 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
16 marzo	12:12 a 12:14 hrs.	2 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
16 marzo	13:10 a 13:12 hrs.	2 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM



22 marzo	12:20 a 12:23 hrs.	3 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
24 abril	13:25 a 13:30 hrs.	5 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
25 abril	10:50 a 10:53 hrs.	3 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
25 abril	11:35 a 11:38 hrs.	3 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
25 abril	11:40 a 11:46 hrs.	6 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
26 abril	21:01 a 21:05 hrs.	4 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
27 abril	18:48 a 18:51 hrs.	3 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
08 mayo	11:19 a 11:21 hrs.	2 min.	Se disparó el interruptor principal por sobrecarga.	UNAM
09 mayo	12:14 a 12:16 hrs.	2 min.	Se disparó el interruptor principal (falla provocada porque el banco de los TC'S de baja tensión cerró el diferencial de voltaje)	UNAM
09 mayo	12:18 a 12:20 hrs.	2 min.	Se disparó el interruptor principal (falla provocada porque el banco de los TC'S de baja tensión cerró el diferencial de voltaje)	UNAM
21 mayo	9:46 a 13:37 hrs.	231 min.	Libranza total para realizar mantenimiento en la Subestación.	UNAM
06 junio	17:40 a 17:48 hrs.	8 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
12 julio	08:06 a 16:50 hrs.	524 min.	Libranza total para realizar mantenimiento en la Subestación.	UNAM
08 noviembre	08:12 a 09:55 hrs.	103 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
08 diciembre	01:53 a 01:56 hrs.	3 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
20 diciembre	08:30 a 20:40 hrs.	730 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV. Compañía de Luz y Fuerza del Centro desenergizó la subestación y se presentó un arqueo en un fusible en mal estado que se tuvo que conseguir y sustituir.	Luz y Fuerza del Centro

Tabla 2.8. Interrupciones de suministro de energía ocurridas en 2006 en la Subestación 2.



2007				
FECHA	HORARIO	TIEMPO DE INTERRUPCION	CAUSA DE INTERRUPCIÓN	RESPONSABLE DE INTERRUPCIÓN
17 enero	11:30 a 18:30 hrs.	420 min.	Libranza total para realizar mantenimiento en la Subestación.	UNAM
19 enero	11:00 a 17:30 hrs.	390 min.	Libranza total para realizar mantenimiento en la Subestación.	UNAM
02 febrero	03:52 a 07:07 hrs.	195 min.	Se disparó el interruptor general, debido a que un ratón ocasionó un arco en el interruptor de enlace del bus de 6.6 kv.	UNAM
03 al 04 marzo	23:30 a 5:40 hrs.	370 min.	Libranza total para realizar mantenimiento en la Subestación.	UNAM
23 junio	18:35 a 18:42 hrs.	7 min.	Se disparó el interruptor principal de la subestación, sin causa visible. Se restableció éste normalizándose el servicio.	UNAM
19 septiembre	20:05 a 20:10 hrs.	5 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro
25 octubre	15:30 a 16:00 hrs.	30 min.	Se disparó el interruptor general, debido a que una ardilla se metió en el interruptor de enlace del bus de 6.6 kV.	UNAM
14 diciembre	05:53 a 06:25 hrs.	32 min.	Ausencia de energía en alimentadores preferente y emergente de 23 kV.	Luz y Fuerza del Centro

Tabla 2.9. Interrupciones de suministro de energía ocurridas en 2007 en la Subestación 2.



3. EQUIPOS EN MEDIA TENSIÓN.

El sistema eléctrico de potencia en media tensión tiene por finalidad garantizar el suministro regular de energía eléctrica dentro del Campus Universitario, para lo cual debe operar garantizando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; pero al mismo tiempo, debe cumplir con los niveles de calidad de energía.

A continuación, definiremos y compararemos los principales equipos de media tensión que de acuerdo a sus características eléctricas y físicas, tienen el mayor impacto a contribuir en la calidad de energía de las diferentes configuraciones de los sistemas eléctricos de potencia subterráneos.

3.1. CABLES DE ENERGÍA.

Actualmente, las acometidas de energía subterráneas de las Subestaciones Generales No. 1 y No. 2 del Campus Universitario están conformadas por cables de energía en 23 kV de tipo PT. Es necesario considerar la opción de sustituirlos por cables de energía de tecnología más reciente, dada la diversidad de tipos de aislamiento que existen en la actualidad para cables de energía como el EP (etileno propileno) y XLP (polietileno de cadena cruzada). Así la Dirección General de Obras debe tener presente para su adecuada selección las características de cada uno, tanto en el aspecto técnico como en el económico.

La función primordial de un cable de energía aislado es la de transmitir energía eléctrica a una corriente y tensión preestablecidas durante su vida útil. Es por ello que sus elementos constitutivos primordiales que se muestran en la figura 3.1., deben estar diseñados para soportar el efecto combinado producido por la conducción de la energía eléctrica.

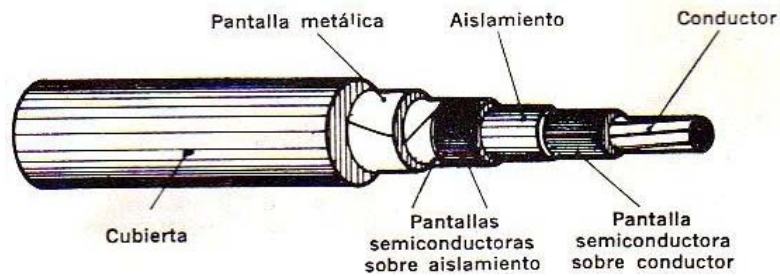


Figura 3.1. Cable de energía unipolar aislado para media tensión.

3.1.1. Cables de energía con aislamiento PT.

Este tipo de cables de energía está conformado por un aislamiento de papel impregnado y cubierta de plomo. En la figura 3.2., se muestra los materiales que conforman a este tipo de cable.

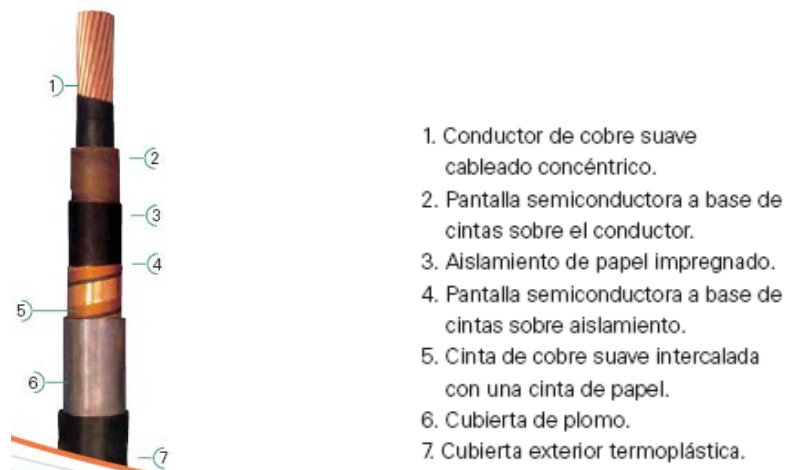


Figura 3.2. Construcción del cable de energía unipolar con aislamiento PT. [13]

Este tipo de cables para instalaciones subterráneas ha quedado en desuso debido a problemas ecológicos con el plomo; sin embargo, a continuación se enlistan sus ventajas:

- Resistencia a la abrasión.
- Resistencia a golpes.



- Flexibilidad.
- Resistencia al corte por compresión.
- Resistencia a la humedad.

3.1.2. Cables de energía con aislamiento EP y XLP.

El etileno propileno (EP) y el polietileno de cadena cruzada (XLP), han sido los aislamientos extruidos más comunes durante los últimos años para cables de energía de media y alta tensión. Ambos aislamientos están clasificados para operar a 90°C en condiciones de operación normal en forma continua, 130°C en condiciones de sobrecarga y 250°C en condiciones de cortocircuito.

El que ambos aislamientos se utilicen indistintamente, no significa que se comporten de igual manera durante su vida útil, ni que la probabilidad de falla sea la misma. Estos aislamientos presentan varias propiedades superiores uno con respecto al otro en función de su aplicación. El uso de cualquiera de los dos, requiere de un estudio cuidadoso, en base a sus propiedades y a los requerimientos de operación. En la figura 3.3., se muestra los materiales que conforman a este tipo de cable.

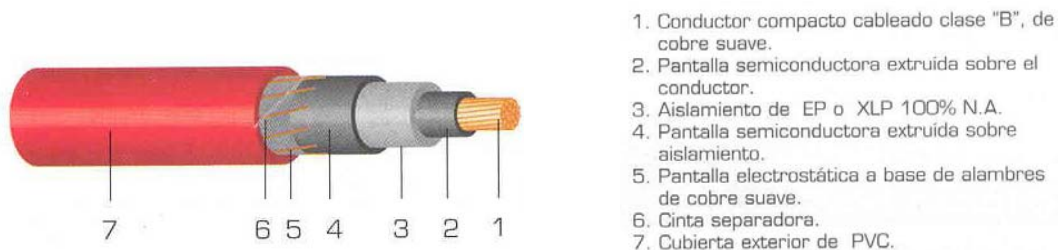


Figura 3.3. Construcción del cable de energía unipolar con aislamiento EP ó XLP. [13]



3.1.3. Propiedades comparativas del EP y XLP.

A continuación se presentan las propiedades del EP y XLP en forma comparativa bajo diferentes condiciones de operación, para que sirva de guía en la selección del material del aislamiento. Esta selección será en base a las condiciones reales que se presentan durante la vida del cable. Con una selección adecuada, se asegura una operación confiable del mismo y se puede obtener el mejor aprovechamiento de los recursos con que se cuenta.

3.1.3.1. Propiedades Térmicas.

a) Expansión térmica.

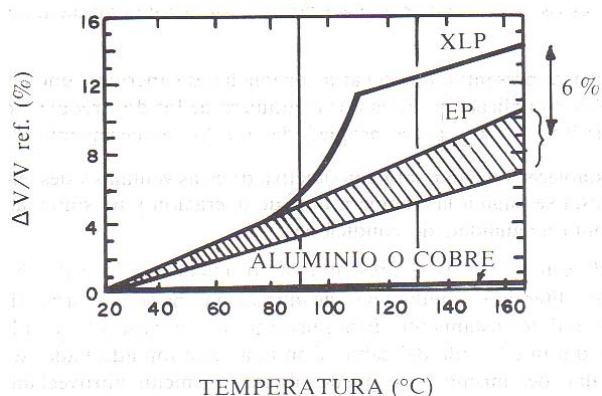
Durante los ciclos térmicos de un cable, los elementos que lo componen se expanden o contraen, según varíe la temperatura. Un coeficiente térmico de expansión bajo es más conveniente, ya que evita que se pierda el contacto entre el aislamiento y el conductor. Con respecto a la expansión volumétrica en función de la temperatura, mostrada en la figura 3.4.a), el EP y XLP tienen características semejantes hasta los 90°C. A temperaturas superiores, el XLP se expande más que el EP y a la temperatura de sobrecarga (130°C) puede haber una deformación permanente. Para solucionar el problema con XLP, puede escogerse un calibre del conductor mayor al necesario, para que se reduzca la temperatura de operación en condiciones normales y de sobrecarga.

b) Conductividad térmica.

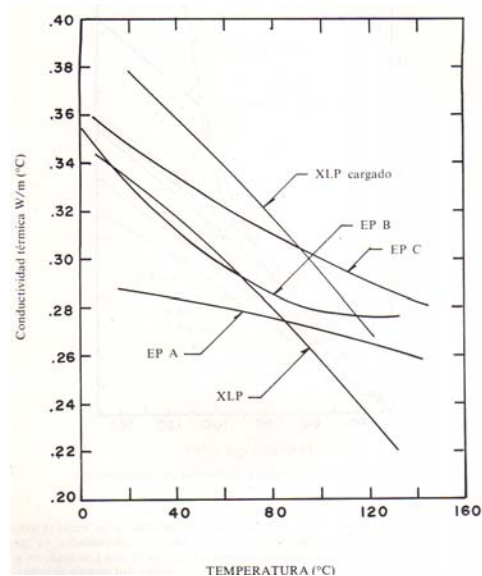
Se define como la capacidad de un material para conducir calor. Este es de especial interés cuando se habla de cables aislados, ya que controla la rapidez con la que el aislamiento disipa el calor que se está generando en el conductor y dieléctrico mismo. Mientras mayor es la conductividad térmica del aislamiento, el



calor generado será conducido más fácilmente, y en combinación con el medio que rodea al cable, este podrá llevar una corriente mayor. En la figura 3.4.b) se muestra la conductividad térmica del EP y XLP en un amplio rango de temperaturas. Puede observarse que para el rango de operación normal, ambos presentan conductividad térmica similar en promedio, y a la temperatura de sobrecarga el EP muestra una conductividad térmica mayor que el XLP.



a)



b)

Figura 3.4. La gráfica a) muestra la expansión térmica del EP y XLP en función de la temperatura. La gráfica b) muestra la conductividad térmica del EP y XLP en función de la temperatura. [15]

3.1.3.2. Propiedades mecánicas.

a) Módulo de elasticidad.

Durante la instalación de cables subterráneos el aislamiento es sometido a esfuerzos de tensión y compresión debidos al paso del cable por los ductos y los cambios de dirección. El módulo de tensión determina la magnitud de la fuerza que se puede aplicar a un material antes que se deforme y está dado por el módulo de elasticidad en tensión y compresión. En la figura 3.5 se muestran los



módulos de elasticidad en tensión y compresión del EP y XLP. Se puede observar que a bajas temperaturas el XLP es más resistente que el EP a las deformaciones. El tener valores mayores el XLP que el EP, implica que es mucho más rígido, y por lo tanto la instalación de un cable XLP contra la de uno de EP será más difícil por el manejo del cable.

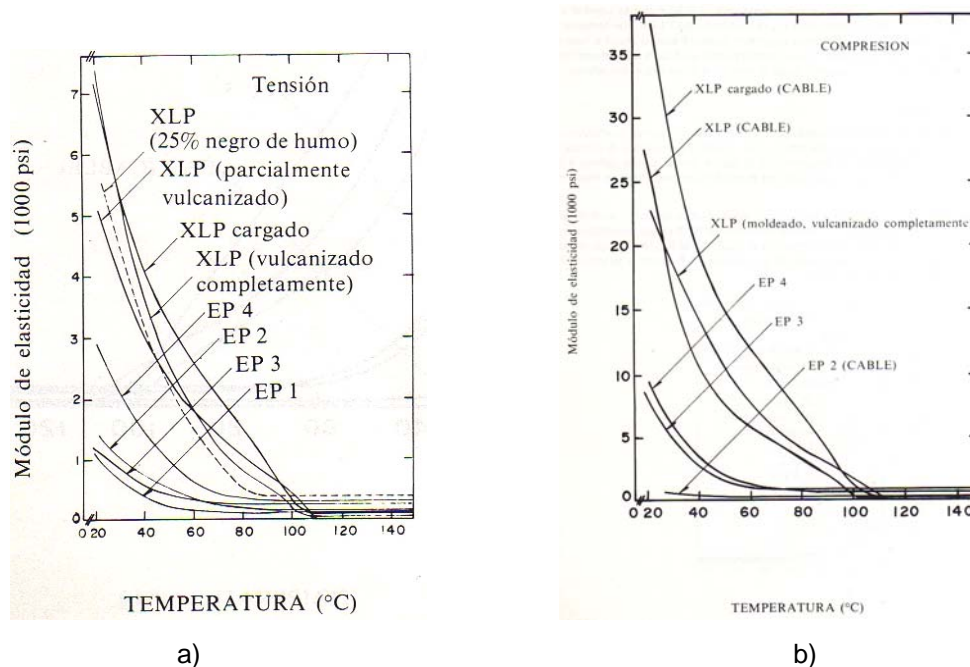


Figura 3.5. La gráfica a) muestra el módulo de elasticidad en tensión en función de la temperatura. La gráfica b) muestra el módulo de elasticidad en compresión en función de la temperatura. [15]

b) Retención de las propiedades mecánicas.

A temperaturas inferiores a 100°C se puede observar en las gráficas anteriores que el XLP tiene mejores propiedades mecánicas que el EP, pero si la temperatura se incrementa, el XLP pierde sus propiedades y es superado por el EP. Lo anterior indica que a temperaturas de sobrecarga y cortocircuito, el XLP es el más susceptible a fallas mecánicas que el EP. En la operación de cable, la temperatura no va a ser constante y algunas veces se incrementará hasta arriba de 100 °C y con estas variaciones de temperatura, hay que tomar en cuenta como



se verán afectadas las propiedades mecánicas y como influyen estos cambios en la vida del cable para así determinar que material usar.

3.1.3.3. Propiedades eléctricas.

a) Pérdidas en el dieléctrico.

La importancia del análisis de ésta característica de los aislamientos, resulta del incremento en los costos de la energía eléctrica, y que la distribución de los esfuerzos eléctricos está determinada por la constante dieléctrica. La constante dieléctrica y el factor de potencia del aislamiento están en función de la formulación del compuesto y de su grado de curado. En la tabla 3.1., se muestra las pérdidas en el dieléctrico como % de las pérdidas totales. Puede notarse en todos los casos, que las pérdidas en el dieléctrico son inferiores en el XLP que en el EP.

TENSION kV	MATERIAL AISLAMIENTO	PERDIDAS EN EL DIELECTICO COMO % DE LAS PERDIDAS TOTALES
5	EP	0.045
	XLP	0.003
15	EP	0.109
	XLP	0.015
25	EP	0.220
	XLP	0.030
35	EP	0.343
	XLP	0.048
69	EP	0.665
	XLP	0.084
115	EP	1.631
	XLP	0.208

Tabla 3.1. Pérdidas en el dieléctrico en función de la tensión de operación. [15]

b) Rigidez dieléctrica.

El valor de la rigidez dieléctrica de los aislamientos depende fundamentalmente de cómo se hace la prueba. Pueden hacerse pruebas de rigidez dieléctrica con elevación rápida, y con elevación en pasos. En todos los casos, el valor alcanzado de rigidez dieléctrica es diferente y va de valores elevados a valores reducidos,



respectivamente. En la figura 3.6 se muestra el promedio de la rigidez dieléctrica en el EP y XLP en función de la temperatura y puede observarse que dentro del rango de operación normal (90°C), los valores promedio de la rigidez dieléctrica son alrededor de 40-50 kV/mm.

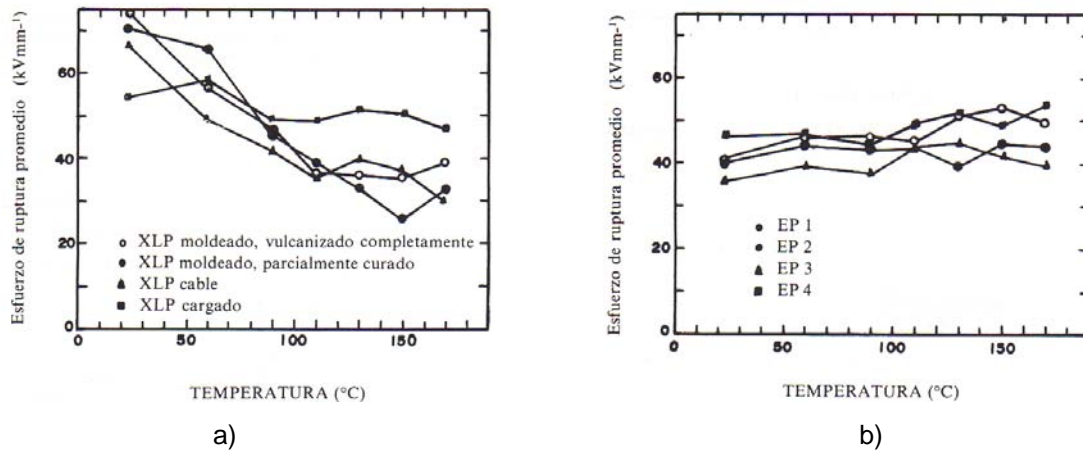


Figura 3.6. La grafica a) muestra la rigidez dieléctrica del XLP en función de la temperatura. La grafica b) muestra la rigidez dieléctrica del EP en función de la temperatura. [15]

3.1.3.4. Comportamiento en agua.

Los cables de energía frecuentemente entran en contacto con humedad y el cable absorbe agua a una velocidad que queda determinada por las temperaturas del medio ambiente, temperatura en el conductor, temperatura en el aislamiento y la permeabilidad del aislamiento y cubierta. La absorción de humedad es causa de fallas, que se presentan en forma de ramificaciones conocidas como arborescencias. Las mediciones en pruebas de arborescencias muestran que el agua penetra con mayor rapidez en el EP. Sin embargo, con un potencial aplicado en presencia del agua, el XLP muestra una probabilidad mayor de falla, por lo que en lugares húmedos el EP resulta la mejor alternativa.



3.2. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Los transformadores se definen como máquinas estáticas que tienen la misión de transformar o transferir, mediante un campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema primario con determinada tensión, a un sistema secundario con tensión deseada.

La sección de transformación en el sistema eléctrico de potencia es la más importante porque es en ella donde se transfiere la energía eléctrica cambiando el valor de la tensión a los valores de utilización. Las subestaciones eléctricas utilizan en su sección de transformación, transformadores trifásicos que pueden ser tipo sumergido en aceite o tipo seco (transformadores en resina epóxica).

En teoría un transformador es una máquina que tiene una vida útil “casi eterna”; sin embargo, se ha demostrado que la edad media para los transformadores en general, es del orden de los 25 a 30 años. Durante este lapso los transformadores se encuentran sometidos a diferentes períodos de carga y demandas transitorias, que evidentemente influyen en el grado de envejecimiento de los aislantes. En la red del Campus Universitario casi todos los transformadores existentes ya sobrepasaron su vida útil.

3.2.1. Transformadores de potencia sumergidos en aceite.

Este tipo de transformadores, está diseñado de tal manera que sus partes constitutivas se encuentran dentro de un tanque sumergidas en aceite para su correcto funcionamiento como se observa en la figura 3.7.

Al hablar de la vida útil de un transformador se habla de la vida útil de sus aislamientos sumergidos en aceite pues es sabido que al aumentar la temperatura sufren alteraciones moleculares que implican una reducción de sus propiedades



mecánicas y dieléctricas ocasionando flameo o cortocircuito en los devanados cuando se presentan cortocircuitos externos o cambios bruscos de carga.

Los aislantes líquidos se encuentran conformados por el aceite dieléctrico, cuyas funciones sustanciales son las de aislar, refrigerar y extinguir eventuales arcos. Históricamente los aceites minerales han sido los más empleados, no obstante en los últimos años se han desarrollado aceites sintéticos de características biodegradables con alto punto de inflamación, como las siliconas y los polyalfaolefines, alguno de ellos biodegradables.



Figura 3.7. Transformador de distribución sumergido en aceite tipo intemperie.

El aceite que se encuentra en contacto con los devanados y el núcleo se calentará y por diferencia de densidad se moverá hacia la superficie y el aceite frío se precipitará, pero al calentarse se moverá y al moverse a través de los radiadores se enfriará al contacto con el exterior retornando al interior frío y enfriando nuevamente a las bobinas y núcleo; así de esta forma, el aceite estará en movimiento constante para poder enfriar adecuadamente al transformador.

Finalmente, es conveniente resaltar que en condiciones normales, el esfuerzo sobre el aceite es del 50 al 100% superior que el esfuerzo sobre el aislamiento sólido, debido a la constante dieléctrica relativamente baja del aceite.



3.2.2. Transformadores de potencia tipo seco.

El desarrollo de los transformadores de tipo seco se originó con la idea fundamental de encontrar una solución alternativa al uso de transformadores sumergidos en aceite aislante, instalados en áreas peligrosas (inflamables o explosivas) lográndose combinar las ventajas de transformadores secos tradicionales y los autoenfriados en aceite.

Las bobinas de baja tensión son de fabricación convencional con devanados de aluminio o cobre, las cuales son colocadas en la parte interna de la unidad en forma concéntrica con las de alta tensión, como se muestra en la figura 3.8. Estas pueden ser simplemente barnizadas o bien totalmente encapsuladas, según sea especificado y de acuerdo con el tipo de trabajo a que esté destinado el transformador. Los transformadores secos con bobinas encapsuladas son del tipo de enfriamiento natural en aire o por medio de aire forzado, para aplicaciones en el interior o en el exterior; siempre y cuando sea colocado dentro de un gabinete o subestación tipo intemperie.



Figura 3.8. Transformador de potencia tipo seco.

Los transformadores tipo seco son especialmente contruidos para aplicaciones donde las normas de seguridad implican costos excesivos por el hecho de requerirse el uso de transformadores sumergidos en aceite. El diseño de éstos



transformadores permite su instalación en aquellas instalaciones con condiciones atmosféricas adversas, en donde existen problemas de grandes cantidades de polvo, gases químicos, áreas explosivas, etc.

La selección de este tipo de transformadores de acuerdo con los estudios de Inversión resulta más económica si se considera que son más ligeros y ocupan menor espacio. Por otra parte, significan un ahorro en los gastos de mantenimiento previstos así como en el menor costo de las primas de seguridad para instalaciones eléctricas. No se requieren fosas ni áreas especiales para recibir el aceite inflamado en caso de falla (pues no lo contiene) y además pueden ser instalados en el lugar que más convenga, junto a los propios centros de carga.

3.3. INTERRUPTORES DE POTENCIA.

Un interruptor de potencia es un equipo cuya función es la de conectar y desconectar las corrientes eléctricas en las redes de distribución y de transmisión de potencia para las operaciones de rutina y la protección de otros equipos. Para lograr su propósito, separa mecánicamente dos puntos en el circuito para interrumpir el flujo de las corrientes eléctricas.

Los interruptores tienen una gran variedad y usan diferentes tecnologías. A pesar de su gran diferencia, todos los tipos comparten los mismos principios; todos deben suministrar dos funcionalidades principales:

- a) Funcionalidad eléctrica (Interruptor).
- b) Funcionalidad mecánica (Mecanismo).



Funcionalidad Eléctrica

Los interruptores están diseñados para satisfacer las condiciones predeterminadas de ruptura y tienen propiedades eléctricas que se pueden resumir en lo siguiente:

- a) Propiedad de transportar la corriente. Implica que el material de contacto es muy conductivo; una alta calidad del contacto de apertura y una baja reacción del contacto a la atmósfera y a la temperatura ambiente.
- b) Propiedad de aislamiento. Dependiendo del nivel de tensión, implica la distancia de separación de los contactos en la posición de apertura; la distancia de la línea a tierra; las características del medio de aislamiento y la reacción sobre el tiempo.
- c) Propiedad de apertura y de cierre de la corriente. Implica la velocidad de los contactos de cierre y de apertura; técnicas de soplado de arco; resistencia al material del arco; la energía requerida para continuar con la apertura o el cierre de grandes corrientes de cortocircuitos; las características del medio de aislamiento y la reacción sobre el tiempo y la frecuencia de la interrupción de la corriente.

Funcionalidad Mecánica

Las propiedades eléctricas anteriores implican propiedades mecánicas que pueden ser más o menos demandantes dependiendo de la tecnología usada.

El interruptor de potencia tiene tres componentes mecánicos principales:

- a) Cámara de interrupción: donde ocurre la conducción y la interrupción de la corriente en el circuito de potencia. Generalmente es un volumen cerrado que contiene los contactos de apertura y cierre, y un medio de interrupción (aire



- comprimido, aceite, SF₆, vacío, etc.) usado para el aislamiento y para apagar el arco.
- b) Mecanismo de Operación: donde se inicia la energía requerida para cerrar o abrir los contactos y para apagar el arco.
 - c) Control: donde se monitorea el estado y las órdenes que se generan para operar al interruptor.

3.3.1. Características comparativas de los interruptores de potencia.

Los interruptores se pueden clasificar de acuerdo a sus características constructivas. Las principales características constructivas de los interruptores consisten en la forma en que se extingue el arco y a la habilidad mostrada para establecer la rigidez dieléctrica entre los contactos para soportar en buena forma (sin reencendido del arco) las tensiones de reignición.

En la figura 3.9 se indican las curvas de la tensión de descarga entre dos contactos en función del medio de extinción en campos eléctricos no homogéneos.

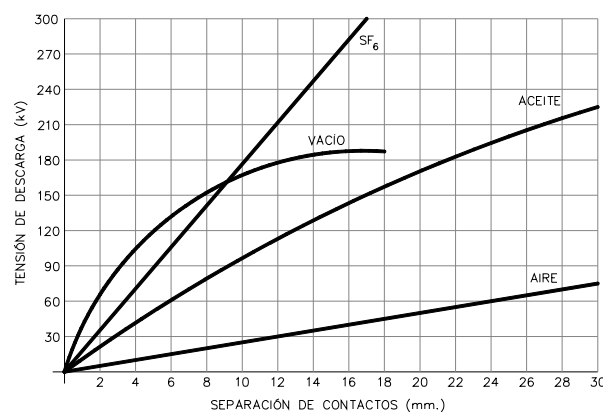


Figura 3.9. Extinción del arco eléctrico en los interruptores de potencia. [22]

Las ventajas y desventajas de los principales tipos de interruptores se indican a continuación.



3.3.2. Interruptores de gran volumen de aceite.

Para este tipo de interruptor la energía del arco es disipada en la descomposición del propio aceite. Utiliza la energía eléctrica del arco para romper las moléculas del aceite, produciendo hidrógeno que ayuda a enfriar y extinguir el arco.

Ventajas:

- a) Construcción sencilla.
- b) Alta capacidad de ruptura.
- c) Pueden usarse en operación manual y automática.
- d) Pueden conectarse transformadores de corriente en las boquillas de entrada.

Desventajas:

- a) Posibilidad de incendio o explosión.
- b) Inspección periódica de la calidad y cantidad de aceite en el tanque.
- c) Ocupan una gran cantidad de aceite mineral de alto costo.
- d) No pueden usarse en interiores.
- e) No pueden emplearse en conexión automática.
- f) Los contactos son grandes y pesados y requieren de frecuentes cambios.
- g) Son grandes y pesados.

3.3.3. Interruptores de pequeño volumen de aceite.

Para este tipo de interruptor la energía del arco es disipada en la descomposición del propio aceite. Trabajan por medio de flujos de aceite como medio de extinción del arco y se utiliza la energía propia del arco para generar dichos flujos.

*Ventajas:*

- a) Comparativamente usan una menor cantidad de aceite.
- b) Menor tamaño y peso en comparación a los de gran volumen.
- c) Menor costo.
- d) Pueden emplearse tanto en forma manual como automática.
- e) Fácil acceso a los contactos.

Desventajas:

- a) Peligro de incendio y explosión aunque en menor grado comparados a los de gran volumen.
- b) No pueden usarse con reconexión automática.
- c) Requieren un mantenimiento frecuente y reemplazos periódicos de aceite.
- d) Sufren de mayor daño los contactos principales.

3.3.4. Interruptores neumáticos.

Para este tipo de interruptor la energía del arco es disipada aplicándole una fuerte inyección de aire comprimido. Se usan principalmente en alta tensión.

Ventajas:

- a) No hay riesgos de incendio o explosión.
- b) Operación muy rápida.
- c) Pueden emplearse en sistemas con reconexión automática.
- d) Alta capacidad de ruptura.
- e) La interrupción de corrientes altamente capacitivas no presenta mayores dificultades.
- f) Menor daño a los contactos.
- g) Fácil acceso a los contactos.
- h) Comparativamente menor peso.

**Desventajas:**

- a) Poseen una compleja instalación debido a la red de aire comprimido, que incluye motor, compresor, cañerías, etc.
- b) Construcción más compleja.
- c) Mayor costo.

3.3.5. Interruptores en vacío.

Para este tipo de interruptor la energía del arco es disipada al mantener en estado de vapor los materiales metálicos provenientes de los contactos. La alta rigidez dieléctrica que presenta el vacío (es el aislante perfecto) ofrece una excelente alternativa para apagar en forma efectiva el arco.

Los nuevos interruptores emplean botellas en vacío encapsuladas en polos de resina. El recubrimiento de las botellas de resina confiere gran robustez a los polos del interruptor y protege eficazmente las botellas de los golpes, depósitos de polvo y humedad. Cada botella aloja los contactos que constituye la cámara de interrupción, como el que se muestra en la figura 3.10.

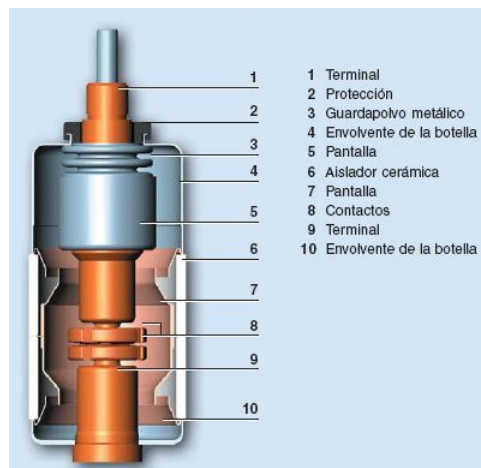


Figura 3.10. Partes constitutivas de la botella de vacío de uno de los polos del interruptor.



Este tipo de interruptor, aprovecha las características dieléctricas del vacío que no necesita un medio de interrupción y aislante. La botella no contiene por lo tanto gas ionizable.

Al operar y separarse los contactos, se genera un arco eléctrico que está constituido exclusivamente por la fusión y vaporización del material de los contactos. La energía externa mantiene el arco eléctrico hasta que no se anula la corriente en proximidad del cero natural, característico de la onda senoidal. A continuación, la brusca reducción de la densidad de carga transportada y la rápida condensación del vapor metálico, lleva a un inmediato restablecimiento de las propiedades dieléctricas. La botella de vacío vuelve a adquirir su poder aislante y la capacidad de sostener la tensión transitoria de retorno, extinguiendo definitivamente el arco.

Con el vacío es posible alcanzar una elevada rigidez dieléctrica, incluso con distancias mínimas, la interrupción del circuito está garantizada también cuando la separación de los contactos ocurre a pocas milésimas de segundo antes que la corriente pase por el cero natural. El particular diseño de los contactos y del material, como así también, la reducida duración y la baja tensión del arco, garantizan un desgaste mínimo de los contactos y una gran durabilidad. El vacío además impide su oxidación y contaminación.

Luego de la separación de los contactos se forman puntos individuales de fusión en toda la superficie del cátodo. Esto provoca la formación de vapores metálicos que soportan el arco mismo.

El arco difuso está caracterizado por la expansión en la superficie del contacto mismo y por el esfuerzo térmico uniformemente distribuido. Al valor nominal de corriente de la botella, el arco eléctrico es siempre de tipo difuso. La erosión del contacto es muy reducida y el número de interrupciones de la corriente es muy



elevado. Al aumentar el valor de corriente interrumpida (más allá del valor nominal), el arco eléctrico tiende a transformarse de difuso a contraído por efecto Hall, como se muestra en la figura 3.11.

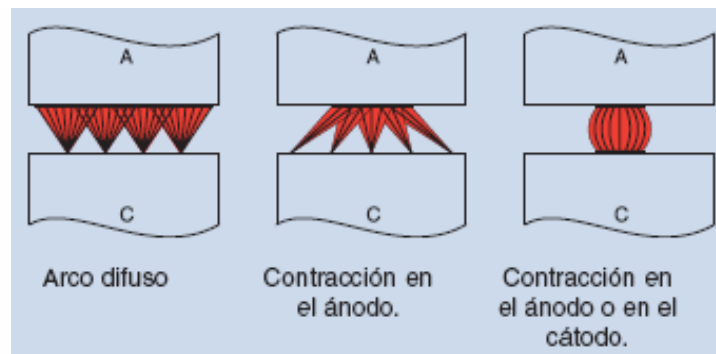


Figura 3.11. Proceso de un arco difuso a un arco contraído en una botella de vacío.

Iniciando del ánodo, el arco se contrae y a medida que aumenta la corriente tiende a concentrarse. En la respectiva área se produce un aumento de temperatura con consecuente esfuerzo térmico del contacto. Para evitar el recalentamiento y la erosión de los contactos se mantiene el arco en rotación. Con la rotación, el arco pasa a ser similar a un conductor móvil a través del cual pasa la corriente.

La particular geometría de los contactos en espiral genera un campo magnético radial en cada zona de la columna de arco concentrada en las circunferencias de los contactos. Se autogenera una fuerza electromagnética que actúa tangencialmente provocando la rotación veloz del arco alrededor del eje de los contactos, como se muestra en la figura 3.12. De este modo, el arco está forzado a rotar y abarcar una superficie más amplia con respecto a la de un arco contraído fijo. Todo esto, además de limitar el esfuerzo térmico de los contactos, hace insignificante la erosión de los contactos y, sobre todo, permite controlar el proceso de interrupción también con corrientes de cortocircuito muy elevadas.

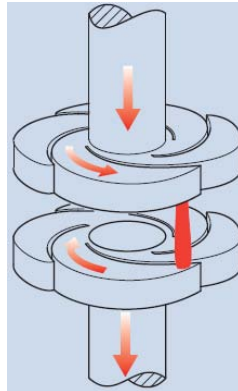


Figura 3.12. Geometría del contacto en el campo magnético radial con un arco en vacío rotativo.

La rápida reducción de la densidad de corriente y la rápida condensación de los vapores metálicos al instante cero de corriente, permiten restablecer la máxima resistencia dieléctrica entre los contactos de la botella dentro de pocas milésimas de segundo.

Las fuerzas magnéticas no solo difunden el arco; también ponen en funcionamiento los contactos. Cualquier interruptor, sea de gas o de vacío, deberá accionar los contactos de cerrado a abierto o de abierto a cerrado según lo requiera la situación. La pieza que mueve los contactos, el actuador, ha funcionado durante muchos años por medio de un muelle mecánico. Sin embargo, los progresos de la electrónica de potencia han permitido conseguir un actuador magnético cuyos contactos se mueven gracias a una combinación especial de electroimanes e imanes permanentes.

Los contactos en los interruptores de vacío y de gas más avanzados se mantienen en posición, abiertos o cerrados, por la fuerza del imán permanente, sin necesidad de energía externa alguna. Un muelle interno proporciona la fuerza suficiente para alinear perfectamente los contactos estando el interruptor cerrado. Para abrirlo es posible separar los contactos modificando la dirección del campo magnético, para lo cual hay que suministrar energía a los electroimanes, los elementos de control del actuador. Se deberá ajustar la fuerza magnética para los distintos tipos de



interruptores y para las diversas potencias nominales. Este ajuste se realiza modificando los componentes básicos del actuador, concretamente el número de láminas de hierro que constituyen el material magnético permanente.

La gran ventaja del nuevo actuador es la sencillez y solidez de su diseño, que lo hace más confiable. La drástica reducción del número de piezas hace más improbables los fallos de funcionamiento, por lo que el mantenimiento se reduce al mínimo.

Es determinante el material con que se fabrican los contactos de los interruptores en vacío. La estabilidad del arco al momento de separarse los contactos, depende principalmente de la composición química del material con que fueron fabricados. Por ejemplo materiales con buena conductividad térmica y eléctrica, tienen bajos puntos de fusión y ebullición, y alta presión de vapor a altas temperaturas. Sin embargo, metales que presentan baja presión de vapor a altas temperaturas son malos conductores eléctricos. Para combinar ambas características se han investigado aleaciones entre metales y materiales no metálicos como Cobre-Bismuto, Cobre-Plomo, Cobre-Tantalio, Plata-Bismuto, o Plata-Telurio. Este tipo de interruptor se muestra en la figura 3.13.

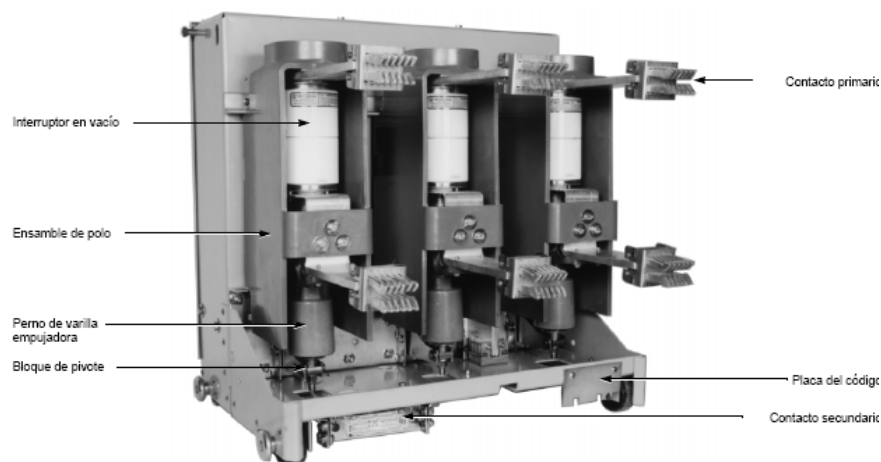


Figura 3.13. Interrupor en vacío para capacidades de 27 kV.

**Ventajas:**

- a) Tiempos de operación muy rápidos, en general la corriente se anula al primer cruce por cero.
- b) Rigidez dieléctrica entre los contactos se restablece rápidamente impidiendo la reignición del arco.
- c) Son menos pesados.
- d) Prácticamente no requieren mantenimiento y tienen una vida útil mucho mayor a los interruptores convencionales.
- e) Especial para uso en sistemas de baja y media tensión.

Desventajas:

- a) Dificultad para mantener la condición de vacío.
- b) Generan sobre-tensiones producto del elevado di/dt .
- c) Tienen capacidad de interrupción limitada.

3.3.6. Interruptores en hexafluoruro de azufre (SF_6).

Para este tipo de interruptor la energía del arco es disipada en el gas SF_6 , de acuerdo a las leyes de termodinámica. El SF_6 se usa como material aislante y también para apagar el arco. El SF_6 es un gas muy pesado (5 veces la densidad del aire), altamente estable, inerte, inodoro y no flamable. Este tipo de interruptor se muestra en la figura 3.14.

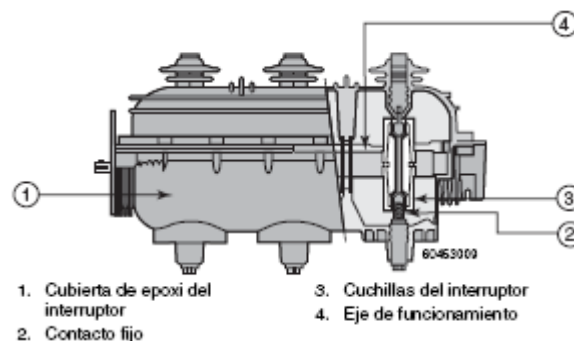


Figura 3.14. Interruptor en SF_6 . El gabinete está herméticamente cerrado y contiene gas SF_6 a presión de 22 psi para capacidades de 25.8 a 38 kV.



La elevada estabilidad del gas de hexafluoruro de azufre (SF_6) se debe a las 6 uniones covalentes de su molécula, como se observa en la figura 3.15.

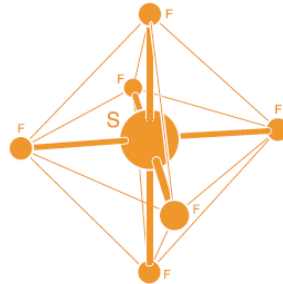


Figura 3.15. Esquema de la composición de una molécula del gas SF_6 .

La rigidez dieléctrica del SF_6 es superior a la de la mayoría de los medios conocidos; llega a ser 5 veces superior a la del aire, a una presión de unas pocas décimas de MPa.

El SF_6 como “gas de corte” tiene una alta capacidad de evacuación de la energía calorífica producida por el arco y es así como el arco se enfría rápidamente por convección durante el arqueo. Cuando la corriente pasa por cero, el gas presenta una alta conducción radial térmica y alta capacidad de captura de electrones. El gas SF_6 , durante la operación de apertura, permite un rápido intercambio de calor del centro del arco hacia el exterior. Los átomos de fluor, que son altamente electro-negativos, actúan como “trampas” verdaderas de electrones; debido a que son los electrones los mayormente responsables de la conducción eléctrica en el gas, el espacio entre los contactos recupera su fuerza dieléctrica inicial a través de este fenómeno de captura de electrones con corriente cero.

El sistema de corte está diseñado para funcionar sin mantenimiento alguno durante años; en especial sin necesidad de reposición del SF_6 alguna durante su vida útil, gracias a su recombinación luego del corte y sin monitoreo continuo de la presión.



Además de las partes activas (para corte), el cierre del compartimiento contiene las partes mecánicas necesarias (transmisión de movimiento). El resultado es un sistema completamente aislado. Además, las largas distancias de fuga del compartimiento aislado contribuyen a la no contaminación del medio ambiente. Los compartimientos se llenan a una presión relativa baja de 0.05 a 0.35 MPa (0.5 a 3.5 bar). El sellado y la lubricación de por vida de los sellados de rotación son provistos mediante una película de aceite.

La ausencia de sobretensión es una de las ventajas de la técnica de interrupción del SF₆. Este tipo de interruptor no provoca recebados múltiples. Por lo tanto, las corrientes capacitivas (líneas, cables no cargados, bancos de capacitores) pueden interrumpirse sin crear sobretensiones que puedan dañar el equipamiento conectado a la red. Numerosas pruebas realizadas en laboratorios internacionales han demostrado que no se producen recebados (de apertura) o precebados (de cierre) con los interruptores en SF₆. Igualmente, asegura una interrupción sin subidas de tensión, eliminando los sucesivos cortes dieléctricos y la necesidad de dispositivos de retención.

La duración corta del arco en la cámara de interrupción y la recuperación rápida de las propiedades dieléctricas del SF₆, le permiten a este interruptor cortar corrientes de hasta 50 kA RMS. Así mismo, la corriente de corte que resulta de la inestabilidad del arco en corrientes bajas, se reduce a un nivel muy bajo. La sobretensión correspondiente, por lo tanto, se reduce considerablemente a un nivel que no puede dañar el equipo.

Los contactos eléctricos alojados en un compartimiento sellado a presión, como el no requieren mantenimiento especial. El mecanismo de funcionamiento solamente requiere un mantenimiento mínimo de vez en cuando dependiendo de las condiciones de uso. Bajo condiciones normales de funcionamiento, no se necesita un mantenimiento preventivo antes de las 10,000 maniobras ó 10 años de servicio.

*Ventajas:*

- a) En presencia del SF₆ la tensión del arco se mantiene en un valor bajo, razón por la cual la energía disipada no alcanza valores muy elevados.
- b) La rigidez dieléctrica del gas es 2.5 veces superior a la del aire (a presión atmosférica).
- c) Si se logra establecerse un campo magnético no uniforme entre los contactos, la rigidez dieléctrica del SF₆ puede alcanzar valores cercanos a 5 veces la rigidez del aire.
- d) Son unidades selladas y pueden operar durante años sin mantenimiento, debido a que prácticamente el gas no se descompone y no es abrasivo.
- e) La reducción en espacio alcanzada con el uso de unidades de SF₆ es cercana al 50% comparado a subestaciones tradicionales.

Desventajas:

- a) Hay un mayor costo inicial, en su implementación.
- b) La degradación del SF₆ puede darse por la adición de vapor de agua, aire u otros gases producto de la descomposición del propio SF₆.
- c) La rigidez dieléctrica del SF₆ en casi todas las aplicaciones, es directamente proporcional a la densidad del gas y cuando este empieza a licuarse y se condensa como líquido, entre -30°C a -40°C, la densidad del gas remanente se reduce y puede presentarse una falla.

El continuo aumento en los niveles de cortocircuito en los sistemas de potencia ha llevado a encontrar formas más eficientes de interrumpir corrientes de fallas que minimicen los tiempos de corte y reduzcan la energía disipada durante el arco. Es por estas razones que se han estado desarrollando con bastante éxito interruptores en vacío y en hexafluoruro de azufre (SF₆).



3.4. SECCIONADORES DE MANIOBRAS.

Antes de realizar trabajos sin tensión en una instalación de Ciudad Universitaria debe interrumpirse, en primer lugar, el paso de la corriente. A continuación puede interrumpirse la tensión a través de un seccionador. Después debe ponerse a tierra el conductor para descargar la carga eléctrica que puede existir debido a la capacidad. Finalmente, la puesta a tierra debe realizarse en ambos extremos para evitar que las corrientes inducidas por otros dispositivos en servicio circulen a través de las personas que entran en contacto con la instalación.

La red eléctrica del Campus Universitario crece constantemente así como la distribución de los circuitos. Esto requiere la necesidad de poner o sacar de servicio parte de la instalación. Los interruptores de potencia incluyen una serie de elementos llamados seccionadores cuya principal finalidad es la de conectar y desconectar los circuitos de energía con valores de 1 kV o mayores.

Los seccionadores deben cumplir las siguientes funciones:

- a) Proporcionar un corte efectivo que garantice la ausencia de tensión en la zona de trabajo.
- b) Disponer de un sistema de enclavamiento que impida la posibilidad de conectarlos por error.
- c) Disponer de un sistema de enclavamiento coordinado con los interruptores que no permita la apertura en carga.
- d) Tener la tensión nominal suficiente para la instalación a la que sirven. Su tensión nominal es proporcional a la distancia entre sus contactos cuando están abierto, lo que garantiza que no puedan aparecer arcos eléctricos.

El seccionador de maniobras debe ser de accionamiento tripolar que permita la operación y las modificaciones topológicas del circuito de media tensión, minimizando los tiempos de interrupción del servicio. Para uso a la intemperie, en



el tipo pedestal los mandos y conexiones eléctricas deben quedar en posición vertical e inaccesible al público, y en el tipo subterráneo o bajo el terreno natural todas las conexiones y mandos deben estar en la tapa superior del equipo.

3.4.1. Seccionador sin carga.

Se utiliza principalmente para aislar el equipo o una porción de un circuito para la reparación o mantenimiento. Éste seccionador tiene poca o ninguna capacidad de interrupción de la corriente. Su operación tiene que realizarse sin ningún flujo de corriente en el circuito. Este es un elemento de seguridad que consta usualmente de un contacto de ruptura y que puede ser bloqueado en su posición abierta.

Los seccionadores sin carga son los elementos encargados de interrumpir la tensión en un circuito sin corriente. Se dice que este tipo de seccionadores no tienen poder de corte, mientras que los interruptores sí. No obstante, existen seccionadores de carga, que poseen una cierta capacidad de ruptura, suficiente para desconectar servicios auxiliares o usuarios individuales.

El seccionador sin carga no ha sido diseñado para interrumpir corrientes de carga; sin embargo, si puede abrir circuitos de alimentación a transformadores sin carga.

3.4.2. Seccionador bajo carga.

Es un elemento de maniobra que permite interrumpir circuitos con carga nominal. La diferencia con el interruptor es que en la apertura tiene elementos constructivos en sus polos que permiten manejar la interrupción del circuito con carga nominal y el arco eléctrico.

El seccionador bajo carga tiene elementos que puede manejar el arco eléctrico a través de cámaras de extinción de arco, dispositivos que enfrían el arco eléctrico,



etc. Los seccionadores de maniobras deben poseer una construcción robusta, con tecnología de aislamiento en aceite ó SF₆ y operación en aceite, vacío ó SF₆ para la cámara de interrupción del arco; son de accionamiento tripolar bajo carga y operados manualmente mediante palanca removible individual para cada seccionador y fácil de maniobrar. En la figura 3.16 se muestra un seccionador que utiliza aceite para su operación y extinción del arco eléctrico.

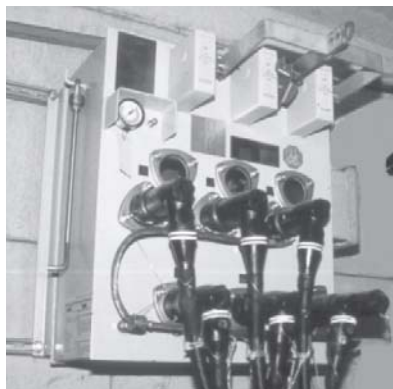


Figura 3.16. Seccionador de maniobra para líneas subterráneas.

Los seccionadores se pueden instalar a la intemperie, en locales o registros de inspección. A la intemperie se instalan los seccionadores de maniobra tipo pedestal. En registros de inspección se instalan los seccionadores de maniobra que tienen capacidad de soportar inundaciones.

3.5. UNIDAD DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA.

La unidad de transferencia automática se emplea en aquellos lugares en los que se precisa una doble alimentación que, por motivos de seguridad, implique mantener el servicio, aunque se ausente la energía procedente de la línea de abastecimiento principal o preferente. En la figura 3.17 se muestra el tipo de transferencia automática, con su correspondiente diagrama unifilar, que se encuentran actualmente funcionando en las Subestaciones 1 y 2 de Ciudad



Universitaria. Este equipo, aunque se encuentra dentro de las instalaciones del Campus Universitario, es propiedad de Luz y Fuerza del Centro.

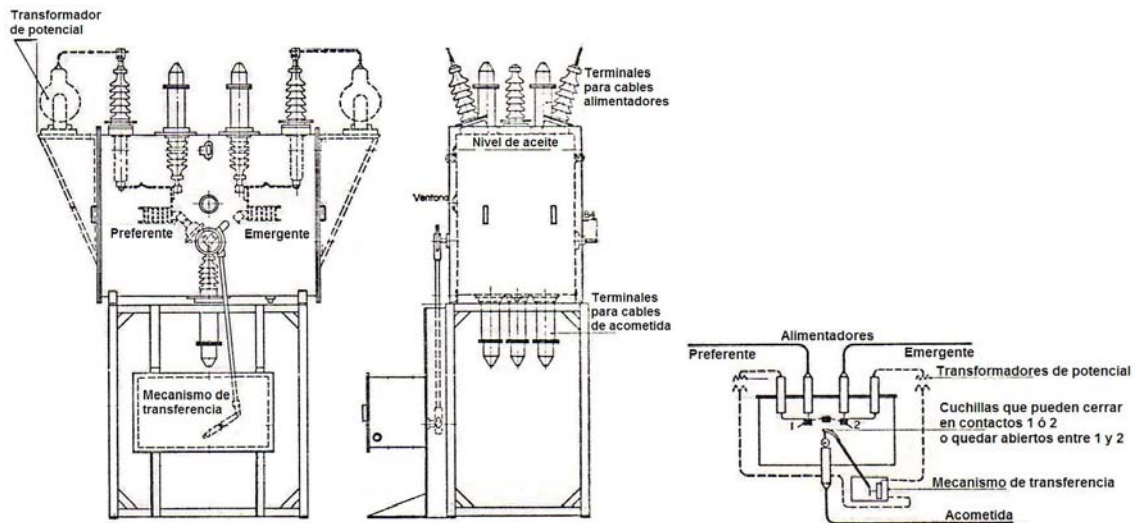


Figura 3.17. Transferencia automática y diagrama unifilar existentes en Ciudad Universitaria.

La mayoría de las unidades de transferencia automática son un sistema selectivo principal o de configuración de bus de carga común, como se muestra en la figura 3.18. En este caso, el mecanismo de transferencia y los sensores de potencial (del tipo análogo o digital) son instalados en los interruptores para que suministre energía la Acometida 1 o la Acometida 2. Uno de los interruptores de las acometidas es normalmente cerrado (el que alimenta preferentemente la carga) y el otro es normalmente abierto (preparado como alimentación emergente).

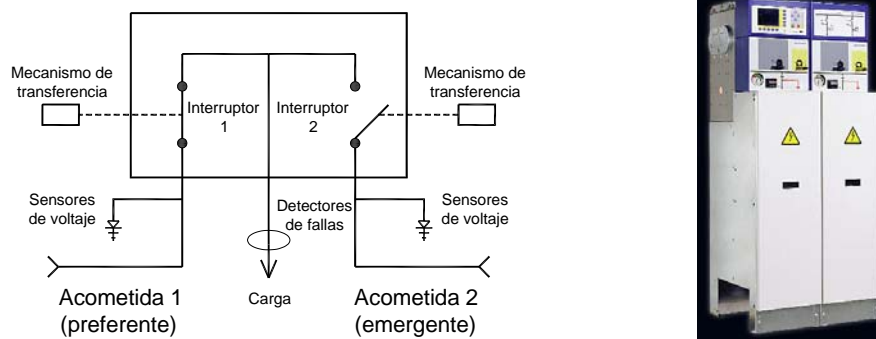


Figura 3.18. Transferencia Automática en configuración de bus de carga común.



Los interruptores de las transferencias automáticas pueden ser del tipo seco (con dieléctrico sólido Epóxico), en aceite o en SF₆. Los dos interruptores de las acometidas de las diferentes fuentes pueden estar contenidos en un solo gabinete o en dos interruptores por separado. El accionamiento del interruptor de la transferencia automática, tanto manual como automáticamente, se realiza a través del mecanismo de transferencia. Este mecanismo puede de ser de tres tipos y cada uno de ellos proporciona diferentes velocidades de operación: mecanismo de motor, mecanismo de motor con disparo y mecanismo magnético.

El mecanismo de motor es un equipo montado externamente que se une al mecanismo del interruptor con una flecha. El motor gira para cargar el resorte de operación del mecanismo del interruptor hasta alcanzar la carga total para que cuando se requiera, se libere el seguro del mecanismo y opere el interruptor. La velocidad típica de operación del mecanismo de motor es de 3 segundos, lo que resulta en un tiempo total de transferencia de aproximadamente 8 segundos.

El mecanismo de motor con disparo puede suministrarse con interruptores en SF₆, incorporando un mecanismo interno de almacenamiento de energía. El resorte del mecanismo de transferencia en el interior del interruptor se carga, entonces cuando el control envía un comando de operación al interruptor, el seguro del mecanismo se dispara y el interruptor opera inmediatamente. El motor del mecanismo de transferencia recarga el resorte nuevamente, esperando el próximo comando de operación. La velocidad típica de operación del mecanismo de motor con disparo es de menos de 2 ciclos, lo que resulta en un tiempo total de transferencia de aproximadamente 10 ciclos.

El mecanismo de transferencia magnético puede suministrarse para transferencias automáticas rápidas. Al igual que el mecanismo de motor con disparo, este mecanismo es cargado y preparado para operar inmediatamente después del comando de control. Es así, que este mecanismo no tiene los 3 segundos de



retardo para la recarga del motor para su próxima operación. La velocidad típica de operación del mecanismo de transferencia magnético es cerca de 1 ciclo, lo que resulta en un tiempo total de transferencia de aproximadamente 8 ciclos.

El tiempo total de transferencia es la suma del tiempo al sensor el voltaje, dos veces el tiempo de operación del mecanismo (para una secuencia de transición real), y el tiempo de procesamiento del control. Este valor varía ligeramente con diferentes combinaciones de sensores, mecanismos y tipos de control.

3.5.1. Modo Preferente/Emergente.

Una de las dos acometidas puede ser asignada como línea preferente o acometida primaria. En este modo de operación, el interruptor de la línea preferente es normalmente cerrado y el interruptor de la línea emergente es normalmente abierto. La comunicación entre los sensores de tensión y el control de la transferencia automática indica el estado de cualquiera de las dos líneas; si está presente o ausente. Si la tensión en la línea preferente se ausenta o está por debajo de un valor predeterminado, el control iniciará la transferencia a la línea emergente, siempre y cuando en ésta línea haya tensión presente. Cuando la tensión se hace presente en la línea preferente, el control iniciará la retransferencia a la línea preferente. La transferencia y la retransferencia se llevan a cabo en la secuencia de operación “abrir antes de cerrar” o “cerrar antes de abrir” según lo programe el usuario. El interruptor puede operarse manualmente desconectando los transformadores de potencial en el mecanismo de transferencia.

3.5.2. Modo No-Preferente.

Algunas aplicaciones de la transferencia automática no requieren de una línea preferente. En este modo de operación, la transferencia automática iniciará la



transferencia sí la acometida que suministra energía eléctrica a la carga se ausenta. En este momento, el suministro de energía será con la otra acometida que presenta tensión. No hay retransferencia cuando se selecciona este modo de operación, aunque en la primera acometida vuelva a presentar tensión.

3.6. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.

Un sistema de distribución consiste en un gran número de unidades interconectadas que operan en conjunto para entregar energía a los consumidores. Lo más frecuente es que en las áreas urbanas el sistema de alimentadores sea esencialmente una red de conductores operados de manera anillada mediante la abertura y cierre de adecuados interruptores; un ejemplo de este caso es el Campus Universitario.

En México los usuarios contratados en media tensión son suministrados con tensiones en 34.5 kV, 23 kV, 13.2 kV y solo algunos en 6 kV; tensión ya fuera de uso y por tanto a punto de desaparecer del en el país. El Campus Universitario aún tiene un sistema de distribución en esta tensión. La diversidad de los niveles de tensión en las redes se justifica por la disparidad de consumos y por la necesidad de reducir las pérdidas óhmicas en las líneas, dado que estas disminuyen según aumenta el nivel de tensión. La mayoría de los sistemas eléctricos en media tensión son con corriente alterna trifásica. [8]

Debido a su bajo costo y facilidad de instalación, los sistemas aéreos son los más utilizados, aunque los sistemas subterráneos proporcionan mayor continuidad en el servicio. Las redes subterráneas presentan menos posibilidades de falla que los sistemas aéreos por la forma en que se encuentran contruidos, ya que no se encuentran expuestos a fenómenos externos tales como la lluvia, descargas atmosféricas, terremotos, etc., y por lo tanto ofrecen mayor confiabilidad. En la



actualidad, Ciudad Universitaria es el único centro educativo que cuenta con la red de distribución subterránea más grande del país.

Uno de los problemas principales de sistemas eléctricos subterráneos es el costo de la obra, varias veces mayor que el de un sistema aéreo. Es en estos casos cuando el diseño de la red desempeña un papel importante, permitiendo que las instalaciones bien proyectadas sean económicamente competitivas. Un ejemplo del reparto de las inversiones que se realizan en un sistema subterráneo de distribución se muestra en la figura 3.19.

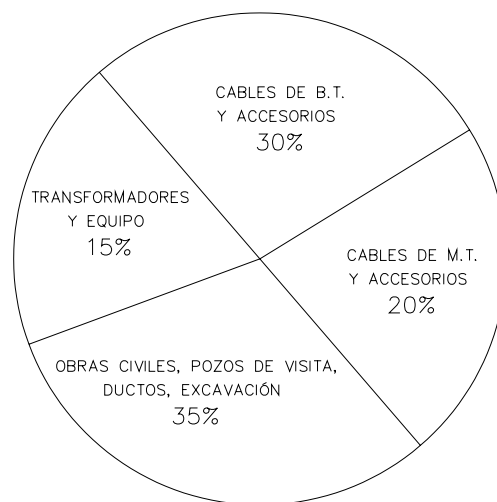


Figura 3.19. Reparto de la inversión en un sistema subterráneo de distribución. [16]

Los porcentajes podrán variar de acuerdo al lugar de la instalación, el tipo de subsuelo y los obstáculos que se encuentren en el, así como de los materiales y equipos seleccionados.

En la tabla 3.2., se presenta un resumen general de los procedimientos para la planeación y diseño de los sistemas de distribución subterráneos; estos se dividen en tres grandes conceptos:



- a) Consideraciones generales.
- b) Diseño del sistema.
- c) Selección del equipo.

Los sistemas de distribución pueden adoptar distintas topologías. La estructura que se utilice depende principalmente de la densidad de carga, costo de la instalación, grado de confiabilidad, facilidad de operación, seguridad y estética.

A. Consideraciones generales	B. Diseño del sistema	C. Selección del equipo
1. Normas nacionales y/o internacionales.	1. Localización de la alimentación al sistema.	1. Selección de las SE de distribución incluyendo: interruptores, transformadores y gabinetes.
2. Seguridad del personal y equipo.	2. Conocimiento de la carga.	2. Selección de cables.
3. Simplicidad.	3. Tasas de crecimiento.	3. Optimización del calibre.
4. Facilidades de la alimentación desde el sistema de potencia.	4. Selección de la tensión de alimentación.	4. Selección, en caso necesario, de equipo para supervisión de la carga y automatización del sistema, para la operación bajo condiciones normales y anormales.
5. Optimización de costos.	5. Selección de las estructuras de M.T. y B.T.	
6. Mantenimiento-política de piezas de repuesto.	6. Localización óptima de las SE de distribución.	
7. Condiciones climáticas.	7. Diseño del sistema de tierra.	
8. Confiabilidad de los componentes.	8. Análisis de cortocircuito.	
9. Entrenamiento del personal.	9. Diseño de la protección.	
	10. Protección contra sobretensiones.	

Tabla 3.2. Planeación y diseño de sistemas de distribución.

3.6.1. Configuración de los sistemas de distribución.

La selección de la estructura adecuada para el desarrollo del sistema de distribución subterránea es muy importante en la planeación, ya que influirá en la operación, en su costo y confiabilidad a través de la vida útil de la red.



En cuanto a su operación, existen tres tipos fundamentales de redes de distribución subterránea: radial, anillo y malla. [6]

3.6.2. Sistema radial.

Los sistemas radiales, como el que se muestra en la figura 3.20, son aquellos en los que desde una subestación parten uno o más alimentadores. Cada uno de ellos puede o no ramificarse, pero no vuelven a encontrar un punto común. Estos sistemas, sencillos, fáciles de controlar y proteger, son los más baratos, pero ofrecen baja confiabilidad de servicio. A partir de tensiones medias se instalan circuitos redundantes para mejorar el servicio.

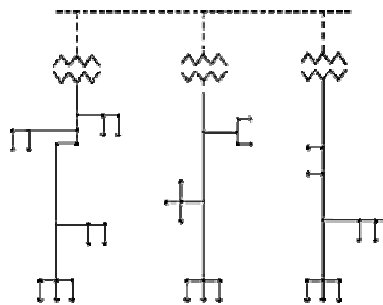


Figura 3.20. Sistema radial

3.6.3. Sistema en anillo.

Los sistemas en anillo, como el que se muestra en la figura 3.21, permiten mejores condiciones de confiabilidad de servicio al ser alimentados en paralelo desde varias fuentes a la vez mediante líneas continuas sin interrupciones. El número de anillos así formado es siempre reducido y cada uno puede contener derivaciones más o menos importantes y ramificadas, pero en caso de problemas de la alimentación en un transformador es posible mantener el suministro desde otra fuente. Por otra parte, si falla una de las líneas puede aislarse la parte afectada y alimentar desde uno de los lados en forma radial. Cuantas más divisiones puedan



hacerse en la explotación de un anillo será mayor la confiabilidad, aunque también el costo.

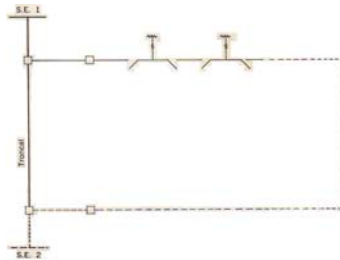


Figura 3.21. Sistema en anillo

3.6.4. Sistema en malla.

Los sistemas en malla, como el que se muestra en la figura 3.22, son aquellos en los que todas las líneas forman anillos, obteniéndose una estructura similar a la de una malla. Esta disposición exige que todos los tramos de la línea acepten sobrecargas permanentes y estén dotados con equipos de desconexión en ambos extremos. Se obtiene así la máxima seguridad y calidad de servicio al mayor costo. Este tipo de redes se emplea en sistemas de distribución importantes y algunas redes de transmisión.

Generalmente se utilizan las configuraciones radial y de malla para la distribución subterránea. El sistema tipo malla se parece a una rejilla en paralelo. Dada su facilidad de lectura se ha convertido en el estándar para los sistemas de distribución subterráneos, donde existe una densidad elevada de carga.

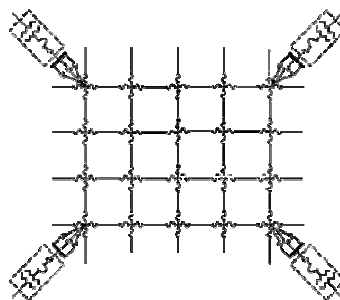


Figura 3.22. Sistema en malla.



3.7. ESTRUCTURA DE LA RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA DE CIUDAD UNIVERSITARIA.

En Ciudad Universitaria, las Subestaciones Generales 1 y 2 reducen la tensión de 23 kV de la compañía suministradora a la tensión de servicio de 6 kV al interior del Campus.

La configuración de los alimentadores de la red de distribución de energía eléctrica de Ciudad Universitaria corresponde a la de anillos abiertos para proporcionar mayor confiabilidad al sistema, ya que en caso de falla de alguna sección, el servicio puede ser reestablecido rápidamente. La red de distribución de media tensión se hace a través de ductos subterráneos de asbesto cemento de 4 pulgadas de diámetro ahogados en concreto, se tienen pozos para la colocación de seccionadores y registros para mantenimiento a lo largo de todo el campus.

Actualmente, la red de distribución en 23kV/6kV se encuentra integrada por la Subestación General No. 1, ubicada en la parte norte de Ciudad Universitaria, a un costado de la Facultad de Psicología y por la Subestación General No. 2, ubicada en el circuito exterior frente a la Escuela de Trabajo Social.

La Subestación General No. 3, ubicada en avenida del IMAN, zona cultural y la Subestación General No. 4 que se localiza en el Instituto de investigaciones Biomédicas son subestaciones alimentadas directamente en 23 kV.

En la tabla 3.3., se muestra un resumen de la capacidad y nivel de tensión de las subestaciones en el Campus Universitario.



Subestación	Tensión (kV)	Capacidad (kVA)
S.E. General No. 1	23/6	7 500
S.E. General No. 2	23/6	5 000
S.E. General No. 3	23	10 000
S.E. General No. 4	23	10 000
Total		32 500

Tabla 3.3. Subestaciones generales y capacidades en el Campus Universitario.

3.7.1. Subestación general No. 1.

Esta subestación tiene ya 52 años de funcionamiento con una demanda de 5 MVA. Los transformadores actuales fueron instalados alrededor de 1970 con una capacidad de 7.5 MVA.

En la figura 3.23, se muestra como está conformada la Subestación General No. 1. Se tienen dos alimentadores trifásicos a 23 kV con conductores 3H-23 PT-1X240 (3 hilos, 23 kV, cable con aislamiento tipo PT, un conductor calibre 240 mm²), marca Condumex, provenientes de la Subestación de Luz y Fuerza del Centro “Odón de Buen y Lozano”, Un alimentador es preferente y otro emergente, controlados por un interruptor de transferencia automático marca G&W, de 400 A.



SUBESTACIÓN GENERAL No. 1

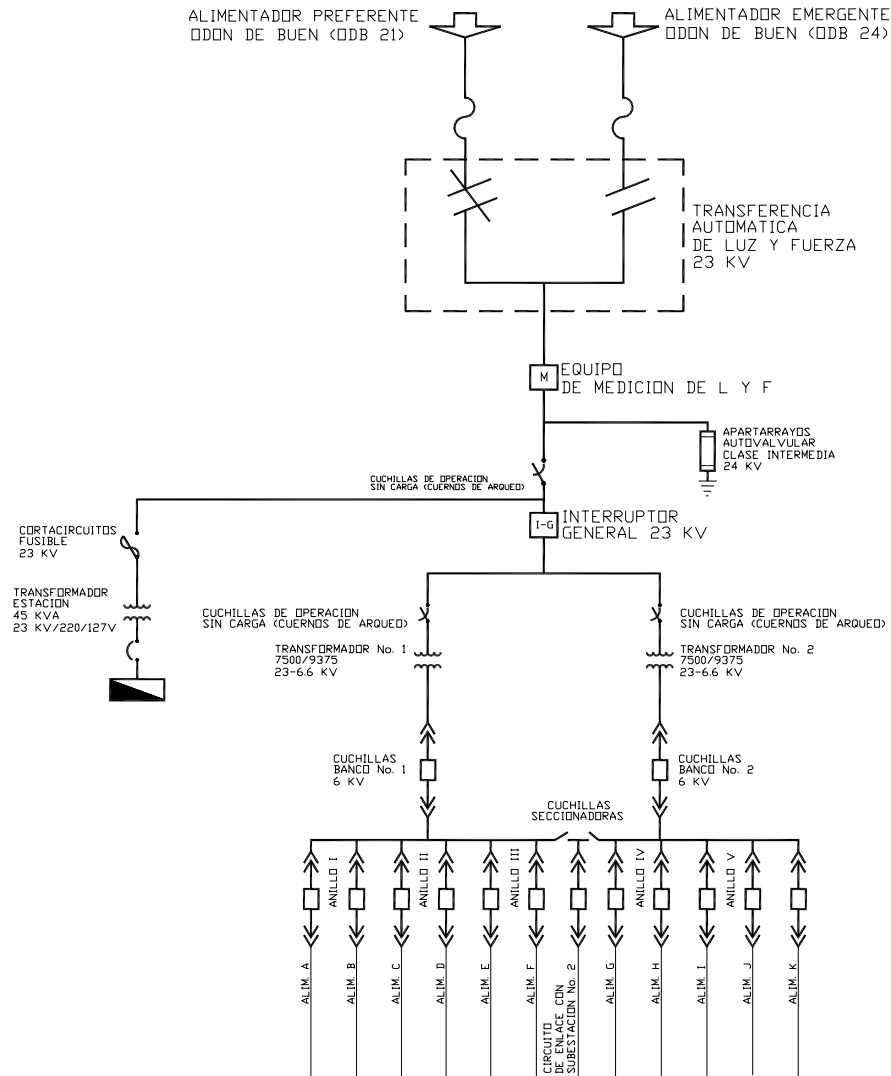


Figura 3.23. Diagrama unifilar de la Subestación General No. 1.

Está integrada por dos transformadores trifásicos marca IEM, con las características siguientes:

Capacidad: 7500/9375 kVA

Tensión: 23/6 kV

Configuración: Delta – Estrella

Enfriamiento: OA/FA



La operación consiste en tener uno de los transformadores conectado mientras el otro permanece de reserva en caso de falla. Cada transformador está conectado la mitad del año.

Cuenta con 12 alimentadores derivados a una tensión de 6.6 kV, cada uno controlado por un interruptor electromagnético trifásico de 1200 A tipo mecánico marca Westinghouse. De los 12 alimentadores se forman 5 circuitos de distribución en configuración de anillo, un alimentador radial y un circuito de enlace con la Subestación General No. 2. [8]

3.7.2. Subestación general No. 2.

Esta subestación opera desde hace 27 años; su funcionamiento comenzó en 1981. Los transformadores tienen una capacidad de 5 MVA.

En la figura 3.24, se muestra como está conformada la Subestación General No. 2. Se tienen dos alimentadores trifásicos a 23 KV con conductores 3H-23 PT-1X150, marca Condumex, provenientes de la Subestación de Luz y Fuerza del centro "Odón de Buen y Lozano". Un alimentador es preferente y otro emergente, controlados por un interruptor de transferencia automático marca Comanel tipo TACI.DT de 100 A. [8]

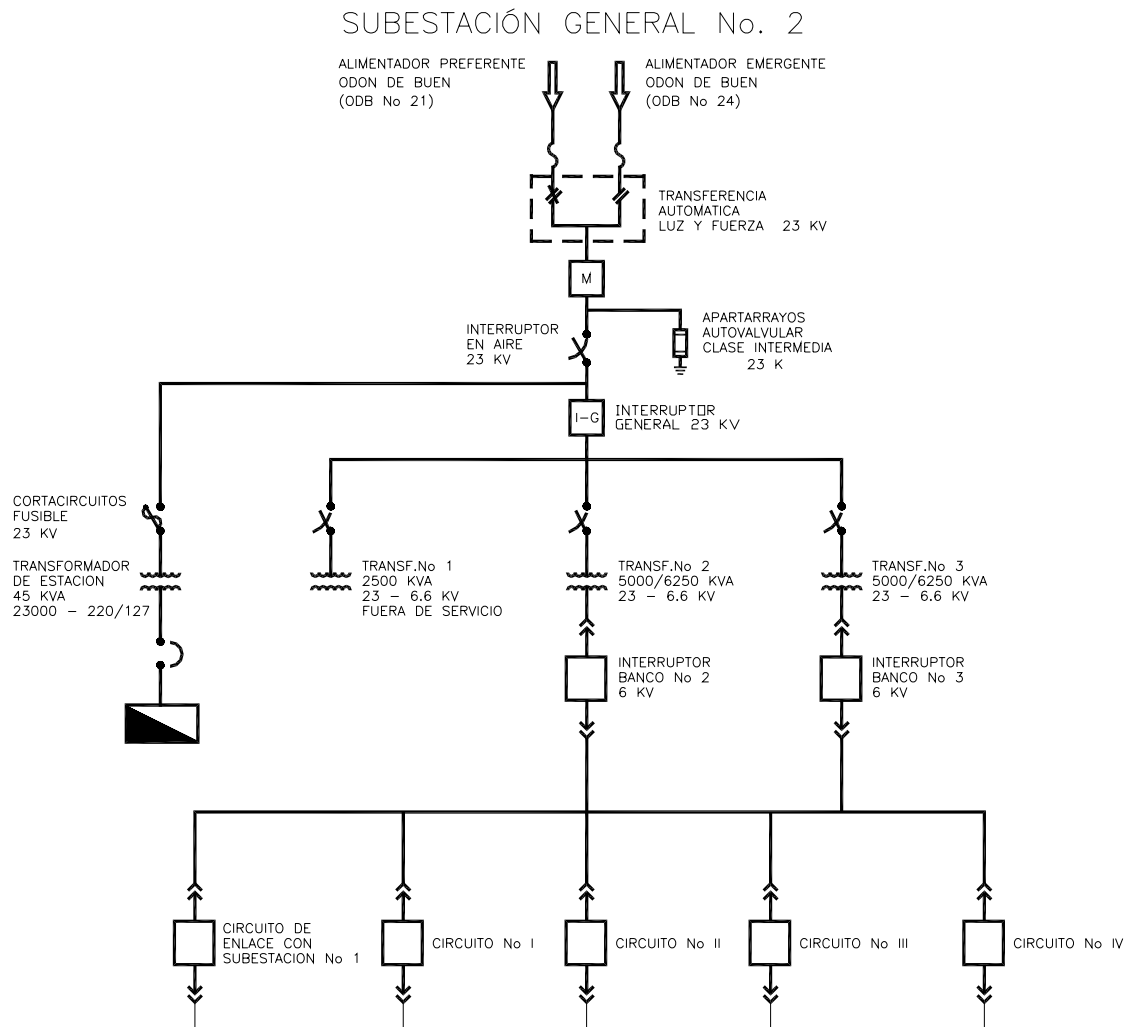


Figura 3.24. Diagrama unifilar de la Subestación General No. 2.

Está integrada por dos transformadores trifásicos marca IEM, con las características siguientes:

Capacidad: 5000/6250 kVA

Tensión: 23/6.6 KV

Configuración: Delta – Estrella

Enfriamiento: OA/FA



La operación consiste en tener uno de los transformadores conectado mientras el otro permanece de reserva en caso de falla. Cada transformador está conectado la mitad del año.

Cuenta con 5 alimentadores derivados a una tensión de 6.6 kV, cada uno controlado por un interruptor electromagnético trifásico de 1200 A, tipo mecánico, marca General Electric. De los 5 alimentadores se forman 2 circuitos de distribución en configuración de anillo, un alimentador radial y un circuito de enlace con la Subestación General No. 1.

3.8. CONDICIONES ACTUALES DE LA RED Y DEL EQUIPO ELÉCTRICO.

Se tienen bitácoras de visitas a las instalaciones de distribución eléctrica de Ciudad Universitaria, de estos se desprenden las siguientes observaciones:

Obra civil.

Las condiciones de la obra civil de la red son aceptables en la mayoría de las construcciones esto como consecuencia de un continuo mantenimiento, aunque se observa que se tienen tapas de registro con la albañilería dañada; algunas de estas tapas presentan oxidación. Existen algunos registros y pozos inundados, además de que en la mayoría se encontraron desechos sólidos. Hay registros que se encuentran cubiertos por tierra y vegetación lo que hace difícil su acceso.

Conductores y terminales.

La mayor parte del conductores que compone la red es cable Kerite de 8 KV de aislamiento EPDM de tres conductores con pantalla individual para cada fase, con cubierta externa y sin armadura de calibre 250 kCM en los troncales de la subestación 1 y de 350 kCM en el caso de la subestación 2; además de calibres 4,



2, 4/0 y 1/0 AWG generalmente para los ramales de ambas subestaciones. La condición de este tipo de conductor en su mayoría es buena; sin embargo, se encontraron cables deteriorados en algunas partes. Se ha encontrado cable con soportes dañados y exceso de aceite en el piso de los registros. El cable no está ordenado siguiendo una trayectoria única; los conductores se encuentran cruzando sus caminos entre sí. No existe algún elemento de identificación en los cables. No se sabe de donde vienen ni a donde van, ni su voltaje de operación o su calibre. Se han encontrado terminales con falsos contactos, secciones con descargas por arco y aislamientos dañados. La mayoría de los empalmes, la pantalla metálica no tiene conexión a tierra, situación que en los cables monofásicos podría causar fallas o accidentes.

Seccionadores

En estos equipos se encontraron fugas de material aislante de las terminales, así como fugas de aceite en aquellas unidades equipadas con terminales del tipo aceite. Hay equipos que necesitan mantenimiento debido a la excesiva corrosión externa del tanque. Se carece de conexiones a tierra de las estructuras metálicas y algunas presentan oxidación. De nueva cuenta la ausencia de identificación del equipo se hace presente.

Subestaciones derivadas.

Se encontraron cuartos de subestaciones que están siendo utilizados como bodegas, encontrando objetos como mobiliario, equipo de cómputo, instrumentos de limpieza entre otros. La mayor parte del equipo eléctrico de las subestaciones se encuentra en condiciones aceptables; sin embargo, hay equipos que no están aterrizados correctamente.

**Transformadores.**

Se tienen transformadores con fugas de aceite o que carecen de placa de datos para su identificación. No todas las subestaciones cuentan con el equipo de seguridad necesario.

Subestaciones Generales No. 1 y No. 2.

La capacidad de la Subestación General No.1 es de 7.5 MVA. Durante una operación promedio se ha observado una demanda de 3.369 MVA con picos que rebasan los 8 MVA durante el periodo de clases; en la Subestación General No. 2 se tiene una capacidad de 5 MVA y se tiene una demanda promedio de 2.943 MVA y con picos que rebasan continuamente los 5.3 MVA. Estas sobrecargas han contribuido a deteriorar el equipo. La tensión de distribución que se utiliza en estas subestaciones es de 6 KV, tensión ya obsoleta y que no es capaz de satisfacer las necesidades de crecimiento de Ciudad Universitaria. Las fallas provocadas por la deficiente red han provocado pérdidas de diferentes tipos para los universitarios.



4. SISTEMAS DE TIERRA.

Los Sistemas de Tierra se deben considerar como una parte fundamental dentro del funcionamiento de cualquier sistema eléctrico, su importancia radica en que permiten limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en los circuitos, a contactos accidentales de mayor tensión, permitiendo además limitar la diferencia de potencial a tierra de un circuito cuando este opera en condiciones normales.

Los Sistemas de Tierra se utilizan en Subestaciones de Potencia, en Plantas Generadoras, en Líneas de Transmisión, en Sistemas de Distribución y dependiendo en que parte del sistema eléctrico se utilicen deberá ser el diseño de estos.

En el diseño de un Sistema de Tierra se deben considerar varios factores, como la tensión del sistema, el valor de la resistencia a tierra y el tipo de terreno, que para el caso del Campus Universitario es un factor muy importante ya que la Ciudad Universitaria fue construida sobre un terreno formado por roca volcánica.

4.1. SUELO O TERRENO.

Conocer el suelo del lugar en el que se va instalar un sistema de tierra es esencial para su diseño, ya que las características del suelo o terreno pueden ser tan diferentes entre uno y otro punto, que hay suelos que son aislantes y no conducen la electricidad, como también hay suelos que son buenos conductores.

Para saber que tan buen conductor de electricidad es el suelo, es necesario conocer su resistividad o resistencia específica, entre los suelos con alta resistividad se encuentran los rocosos, los formados por arena y los suelos secos y entre los suelos con baja resistividad se encuentran los terrenos húmedos.



4.1.1. Resistividad o resistencia específica del suelo.

La resistividad o resistencia específica del suelo, es la propiedad que tiene este para conducir electricidad, y esta determinada por el tipo de suelo, el contenido de humedad del mismo, su composición química y la temperatura, entre otros factores. Para poder efectuar un diseño adecuado de un Sistema de Tierras es necesario conocer la resistividad del terreno la cual se mide en ohms-metro, ohms-centímetro, etc.

Para determinar la resistividad del suelo, existen dos formas para hacerlo, una es empírica y se basa en la tabulación y conocimiento del terreno y la otra es efectuando directamente la medición en el terreno.

Una clasificación general de la resistividad del terreno es:

- | | | |
|---------------------------|-------|-------------|
| a) Tierra orgánica húmeda | 10 | Ohms-metro. |
| b) Tierra húmeda | 100 | Ohms-metro. |
| c) Tierra seca | 1,000 | Ohms-metro. |
| d) Roca | 5,700 | Ohms-metro. |

Y para diferentes tipos de suelos:

- | | | |
|--------------------------------|--------|-------------|
| e) Arcilla | 100 | Ohms-metro. |
| f) Esquisto o pizarra | 100 | Ohms-metro. |
| g) Arena y grava | 1,000 | Ohms-metro. |
| h) Granito, basalto | 1,000 | Ohms-metro. |
| i) Piedra arenisca | 2,000 | Ohms-metro. |
| j) Piedra caliza | 4,000 | Ohms-metro. |
| k) Piedra caliza de superficie | 10,000 | Ohms-metro. |

Algunos factores que determinan la resistividad del terreno son: el tipo de suelo, las sales, el tamaño del grano y su distribución.



Para medir directamente la resistividad del suelo es necesario hacer circular una corriente por el terreno. El método más usado es el Frank-Werner, también denominado como “de los cuatro electrodos” aunque es aplicable sólo para un suelo homogéneo, en base a su teoría se han desarrollado otros como el método de Lee y el método del electrodo central.

4.1.2. Resistencia a tierra.

La resistencia a tierra de un electrodo se determina por la suma de varias resistencias; la de contacto en las conexiones, las propias del electrodo, la del electrodo y el medio que lo rodea y la última la representa el terreno que es la más apreciable ya que las otras son muy bajas en comparación con esta.

Para realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra hay un método llamado el de “la caída de tensión” y consiste en circular una corriente entre dos electrodos fijos, uno auxiliar (C2) y el otro de prueba (C1), midiendo la caída de tensión entre otro electrodo auxiliar (P2) y el otro electrodo bajo medición (P1), este segundo electrodo auxiliar (P2) se va desplazando y conforme se mueve se van tomando lecturas y graficando hasta obtener la figura 4.1.

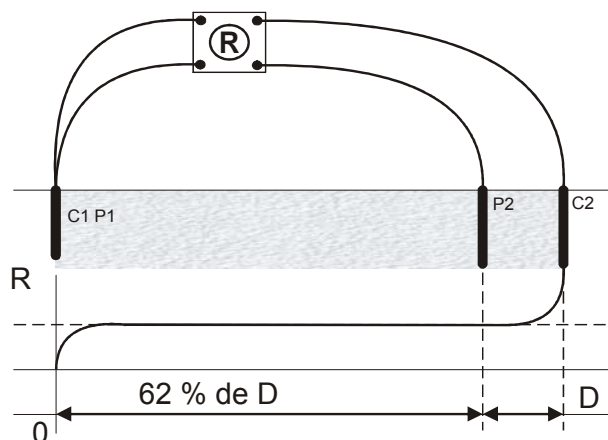


Figura 4.1. Método de la caída de tensión. [10]



El valor de la resistencia a tierra de la red es el que se obtiene en la intersección del eje de resistencia (R) con la parte paralela de la grafica al eje de las distancias (D).

Si la curva no presenta un tramo paralelo, quiere decir que la distancia escogida no es suficiente.

4.1.3. El suelo en el Campus Universitario.

La Ciudad Universitaria fue construida sobre un terreno formado en su mayoría por roca volcánica, este tipo de terreno es producto de erupciones que se dieron en su tiempo en el cinturón volcánico mexicano. Cuando se eligió el lugar para la construcción del Campus Universitario y se diseño del sistema eléctrico, no se considero el factor del tipo de suelo, esto se ignoraba en ese tiempo, pero con el avance que se a tenido en el desarrollo tecnológico de los sistema eléctricos; en la actualidad se ha convertido en un problema grave que impide tener una energía de calidad en el campus.

En un estudio de suelo que se realizó en el área donde se proyecta la implementación del edificio 18 del Instituto de Ingeniería en la Ciudad Universitaria, se excavo con maquinaria un pozo a cielo abierto a una profundidad de 16 metros, con respecto al nivel del suelo. Durante la excavación se encontró que los primeros 6 metros de perforación eran de roca volcánica. Posteriormente se observo que a partir de esta profundidad y hasta llegar a los 16 metros de excavación, donde se encontró un río subterráneo, existía una capa de tierra orgánica húmeda. De las muestras de la excavación que se recuperaron y se llevaron a analizar, se consiguió saber que la resistividad de la roca volcánica encontrada era de aproximadamente 5700 Ω -metro y en el análisis de la otra capa se determino que se trataba de un material húmedo de aproximadamente 10 Ω -metro. [12]



4.2. POTENCIALES PELIGROSOS.

Las condiciones que pueden provocar un accidente son:

- a) Corriente de falla a tierra muy elevada en relación con el área que ocupa el sistema de tierras y su resistencia a una tierra remota.
- b) La resistividad del suelo y la distribución de la corriente puedan generar gradientes de potencial elevados en la superficie.
- c) La posición de un individuo entre dos puntos con un alta diferencia de potencial.
- d) Duración de la falla, el flujo de corriente a través del cuerpo humano por un tiempo suficiente puede causar quemaduras y hasta la muerte.

En el momento que ocurre una falla a tierra se pueden presentar potenciales peligrosos que pueden dañar a las personas o a los equipos cercanos a esta.

Estos potenciales son:

- a) Potencial de toque o contacto.
- b) Potencial de paso.
- c) Potencial transferido.

Cuando una persona es alcanzada por estos potenciales se presenta en su organismo una corriente de fibrilación, que es aquella que se produce al existir una diferencia de potencial entre dos partes de su organismo. El potencial tolerable del cuerpo humano esta en función de esta corriente, que al circular por el corazón, primeramente le produce una arritmia cardiaca, procediendo a detenerlo por completo causándole la muerte.

**4.2.1. Potencial de toque o de contacto.**

Este potencial, como se muestra en la figura 4.2., se presenta cuando se toca una estructura por la cual circula una corriente de falla. Considerando la corriente de fibrilación y la resistencia del cuerpo humano, el potencial que puede soportar el cuerpo humano, dependiendo de su peso, esta dado por las ecuaciones 4.1 y 4.2:

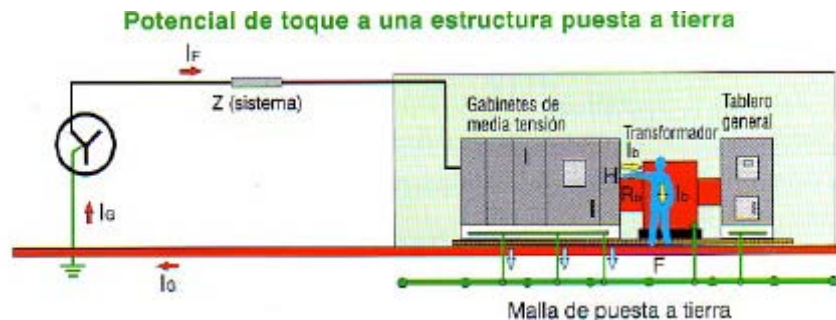
$$\text{Potencial de toque} = \frac{116 + 0.17\phi}{\sqrt{t}} \quad \text{para } 50 \text{ Kg.} \quad \dots\dots\dots (4.1)$$

$$\text{Potencial de toque} = \frac{157 + 0.24\phi}{\sqrt{t}} \quad \text{para } 70 \text{ Kg.} \quad \dots\dots\dots (4.2)$$

donde:

ϕ = resistividad de la superficie del suelo en ohms-metro.

t = duración de la falla en segundos.



4.2. Potencial de toque. [11]

Ejemplo:

Suponiendo que un trabajador se encuentra en la Subestación No. 1 realizando el mantenimiento a uno de los tableros que alojan a los interruptores de enlace del bus con los alimentadores de 6.6 kV y esta tocando la estructura en el momento que ocurre una falla a tierra provocada porque el aislamiento de uno de los cables alimentadores esta dañado. El trabajador se encuentra de pie sobre una tarima de fibra de vidrio la cual tiene una resistividad de 3000 ohms-metro, la protección



opera abriendo el interruptor en 0.5 segundos., desde que se inicia la falla hasta que se libera la corriente de cortocircuito. El trabajador es de complejión delgada y pesa aproximadamente 50 Kg.

¿Cuál será el potencial de toque que soporta este trabajador?

Solución:

t= 0.5 seg.

$\phi=3000$ ohms-metro

Peso=50 Kg.

Para este caso, la fórmula a aplicar es la 4.1., entonces tenemos:

$$\text{Potencial de toque} = \frac{116 + 0.17\phi}{\sqrt{t}} \text{ para } 50 \text{ Kg.}$$

$$\text{Potencial de toque} = \frac{116 + 0.17(3000)}{\sqrt{0.5}}$$

$$\text{Potencial de toque} = 885.29 \text{ volts.}$$

4.2.2. Potencial de paso.

Es el potencial, como se muestra en la figura 4.3., que puede soportar un individuo que se encuentra parado o caminando cerca del lugar de la falla, si se rebasa este potencial, se produce una contracción muscular en las piernas y el individuo cae al piso, donde queda expuesto a las corrientes que circulan por el corazón. Este potencial se calcula con las ecuaciones 4.3 y 4.4.

$$\text{Potencial de paso} = \frac{116 + 0.7\phi}{\sqrt{t}} \text{ para } 50 \text{ Kg.} \dots\dots\dots (4.3)$$



$$\text{Potencial de paso} = \frac{157 + \varphi}{\sqrt{t}} \text{ para } 70 \text{ Kg.} \dots\dots\dots (4.4)$$

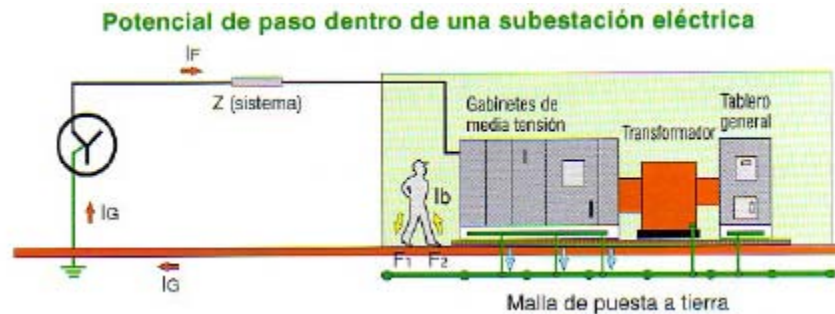


Figura. 4.3. Potencial de paso. [11]

Ejemplo:

Suponiendo que un técnico de mantenimiento de aproximadamente 70 kg. de peso, está haciendo una revisión de rutina a los equipos de la Subestación No. 2 y en el momento en que se encuentra caminando entre el Transformador No.2 y el Transformador No.3, ocurre una falla a tierra provocada por una ardilla que se metió en uno de los interruptores de enlace del bus de 6.6 kV. La falla tiene un tiempo de ocurrencia de medio segundo ya que el interruptor principal de 23 kV opera aislando la falla. El suelo de Subestación es de concreto que está húmedo ya que es temporada de lluvias y tiene una resistividad de 50 ohms-metro.

¿Qué potencial de paso soporta esta persona?

Solución:

$t=0.5$ seg.

$\varphi=50$ ohms-metro

Peso=70 kg.

Para este caso la fórmula a aplicar es la 4.4, entonces tenemos:



$$\text{Potencial de paso} = \frac{157 + \varphi}{\sqrt{t}} \text{ para } 70 \text{ Kg.}$$

$$\text{Potencial de paso} = \frac{157 + 50}{\sqrt{0.5}}$$

$$\text{Potencial de paso} = 292.74 \text{ volts.}$$

4.2.3. Potenciales transferidos.

Estos se producen cuando existen elementos metálicos que salen del lugar de la falla, como son; rieles, hilo de guarda, tuberías, etc.

En condiciones normales el equipo eléctrico que esta puesto a tierra opera a nivel de tensión cero o cercano a cero y este potencial es idéntico al de una red remota. Durante una condición de falla se eleva el potencial con respecto a la red remota, existiendo una diferencia de potencial, que es proporcional a la magnitud de la corriente en la malla de tierras y a su resistencia.

En la práctica para evitar tener contacto con los potenciales inducidos, lo que se hace es aislar los elementos metálicos que salen de los equipos eléctricos.

4.3. EL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.

El electrodo es la masa metálica que se encuentra en contacto con el terreno para facilitar el paso de corrientes de falla. Los metales de los electrodos deben ser los más resistentes posibles a las acciones de la humedad y a los elementos químicos contenidos en el terreno. El electrodo puede consistir en un conductor enterrado en forma vertical u horizontal, una placa enterrada, una varilla con relleno químico, varillas en paralelo, mallas de cables enterrados, etc.



La resistencia total de un electrodo se puede dividir en tres partes:

- a) la resistencia propia del conductor.
- b) la resistencia de contacto entre el electrodo y la tierra.
- c) la resistencia de la masa de tierra que rodea al electrodo.

De estas la resistencia de la masa de tierra es la que tiene un valor más significativo, el valor de las otras dos en comparación con esta, se pueden considerar despreciables.

4.3.1. Electrodo múltiples.

Los electrodos comunes (varillas enterradas) por lo general tienen un valor de resistencia a tierra alto, esto ocasiona que para tener valores de resistencia bajos sea necesario colocar varios electrodos en paralelo y con estos arreglos lograr un valor aceptable. Entre los arreglos de electrodos se tienen tipificados los siguientes: dos electrodos en paralelo que reducen al 55 % la resistencia de uno, tres electrodos en línea recta reducen al 35 %, tres electrodos en delta reducen al 38 %, cuatro electrodos en cuadro reducen al 28 %, ocho electrodos en cuadro reducen al 17 %, ocho electrodos en círculo reducen al 16 %, nueve electrodos en cuadro sólido reducen al 16 % y doce electrodos en cuadro reducen al 12 %.

Cuando se utilizan electrodos múltiples, estos deberán espaciarse por lo menos la longitud de ellos. Por ejemplo, si se tienen dos varillas espaciadas 3 mts., la resistencia bajará aproximadamente el 60%. Si el espacio entre las varillas se incrementa a 6 mts., la reducción será aproximadamente del 50%. Esta relación de resistividad respecto a la distancia entre electrodos se muestra en la figura 4.4.

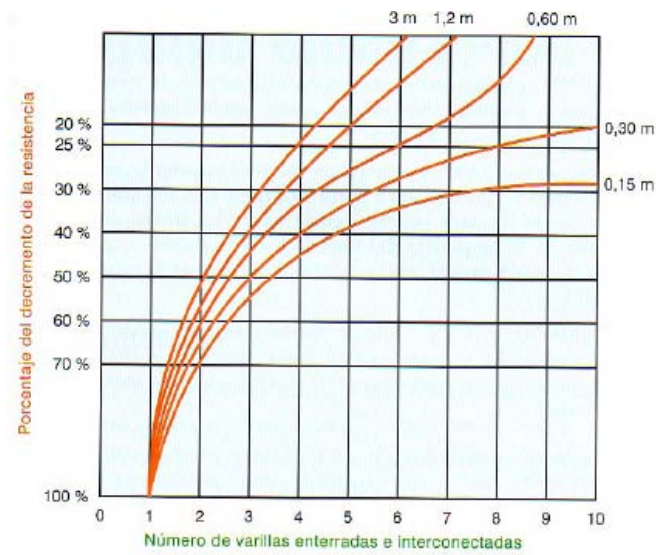


Figura 4.4. Resistencia vs. número de electrodos de puesta a tierra interconectados. [11]

4.3.2. Electrodo horizontales.

Este tipo de electrodos se instalan cuando no se puedan utilizar electrodos enterrados en forma vertical y por lo general consisten en cables de cobre desnudos enterrados en forma horizontal, tienen la desventaja de que ocupan espacios de terreno grandes y con frecuencia son hurtados.

Cuando el espacio disponible no es suficiente para colocar el cable en línea recta, pueden hacer otros arreglos como en ángulo recto y en estrellas con varios lados.

4.3.3. Electrodo profundos.

Estos electrodos son los más efectivos ya que al instalarse en forma profunda llegan a las capas de terreno más húmedas y algunas veces hasta los niveles freáticos.



4.3.3.1. Varilla de Copper-weld.

Es una barra circular de acero forrada con una delgada capa de cobre de 0.25 mm, con una longitud aproximada de 3 m; el hierro le da la dureza y el cobre le da conductividad y resistencia a la corrosión, se introducen en el suelo por medio de golpes ya que tienen la suficiente consistencia, algunas varillas se pueden unir por medio de conectores por lo que se pueden acoplar y tener longitudes mayores. En suelos duros como el tepetate y roca no es fácil introducir varillas de copper-weld por lo que para instalarlos algunas veces es necesario hacer primero una barrenación y después proceder a su instalación, ocasionando que se eleven los costos de instalación.

4.3.4. Electrodo químicos.

Estos consisten en modificar el medio que rodea al electrodo, es decir bajan la resistividad del suelo, los más conocidos son:

- a) **Carbón mineral (coke).** Tiene más baja resistividad que el carbón vegetal, aunque depende en cierta medida de la humedad que contenga.
- b) **Sulfatos.** Su composición química permite tener una baja resistividad, pero han caído en desuso debido a sus propiedades corrosivas sobre los metales, particularmente sobre el cobre.
- c) **Sales.** Al igual que los sulfatos su composición química permiten tener una baja resistividad, pero están en desuso, porque además de ser corrosivas tienen la cualidad de que se diluyen en el agua.

4.3.4.1. Bentonita.

La bentonita es una arcilla, que tiene como propiedad principal la capacidad de absorber y retener el agua, lo cual a hecho que sea usada como medio artificial



para bajar la resistividad del terreno y a la vez reducir el valor de resistencia a tierra.

Su función consiste en ocupar las grietas, aberturas y huecos que existen o hacen en el terreno, mediante una masa que envuelve las partículas del mismo y los une eléctricamente, formando gran superficie de contacto, haciendo un buen camino para las corrientes eléctricas que se drenan a tierra.

Cuando la resistencia es demasiado alta, aún con el uso de bentonita, se puede mejorar provocando grietas a base de explosiones.

La bentonita es de difícil manejo debido a que en contacto con el agua forma una partícula impermeable, su mezclado con agua no es fácil, necesitándose dos meses para absorber el agua al 100%.

4.3.4.2. Método de Sanik.

Fue inventado por el sueco Sanik y consiste en dos soluciones salinas que reaccionan entre sí, formando una mezcla gelatinosa, estable la cual es conductora de la electricidad e insoluble en agua, tiene cualidades higroscópicas excelentes, es decir, absorbe agua fácilmente. La eficiencia de un electrodo tratado con este procedimiento varía del 25 al 80%; se han instalado desde 1949 y a la fecha no presentan alteración alguna.

4.3.4.3. Resinas sintéticas.

Son resinas de bajo peso molecular del tipo electrolítico con un elemento endurecedor, dando un elemento de baja resistividad que se mantiene por largo tiempo, su eficiencia va del 80 al 90 %.



4.4. SISTEMA DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA.

De acuerdo a la NOM-001 (Norma Oficial Mexicana de Instalaciones Eléctricas), Artículo 250 en la sección H, si existen en la propiedad, en cada edificio o estructura perteneciente a la misma, electrodos de puesta a tierra, ya sea que formen parte de la estructura, existan en la propiedad o se hayan prefabricado, estos deben de conectarse entre si para formar el sistema de electrodos de puesta a tierra.

Entre los electrodos que existen en la propiedad o pertenecen a la estructura están:

- a) Tubería subterránea para agua.
- b) Estructura metálica del edificio.
- c) Electrodo empotrado en concreto.
- d) Anillo de tierra.

Entre los electrodos prefabricados o especialmente contruidos están:

- a) Electrodos de varilla o tubería.
- b) Electrodos de placas.

Del área del electrodo que este en contacto con el terreno dependerá el valor de la resistencia a tierra. En baja tensión, en ningún caso la resistencia a tierra del sistema de electrodos deberá se superior a 25 ohms.

Para obtener un valor adecuado de resistividad, en el suelo del Campus Universitario el cual esta formado en su mayoría por roca volcánica es recomendable utilizar los electrodos profundos como varillas de Coppel-Weld previa barrenación del terreno, electrodos químicos previa construcción de una trinchera para evitar la disolución de estos en el terreno o el deslave por la lluvia y



si se diera el caso de que el sistema de tierra que se construyera se ubicara cerca de alguna línea de conducción de agua construida con tubería metálica o estructura metálica de un edificio el sistema de tierra se podría conectar a estos electrodos.

4.5. DISEÑO DE SISTEMAS DE TIERRA.

Los principales factores que intervienen en el diseño de un sistema de tierras son: resistividad del terreno, tensión de servicio, potencia de corto circuito, corriente de corto circuito, espacio disponible, equipo y personal a proteger, por mencionar los más importantes.

En los inicios del uso de la electricidad la tierra eléctrica solo se usaba como una referencia de tensión; sin embargo, con el transcurso del tiempo se le fueron asignando otras funciones, entre otras, limitar las tensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en el propio circuito o a contactos accidentales con líneas de mayor tensión, así como a estabilizar la tensión a tierra del circuito durante su operación normal, una conexión sólida a tierra facilita también la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, en caso de fallas a tierra.

Hoy en día los reglamentos vigentes exigen la conexión a tierra de todas las partes metálicas que pueden energizarse en un momento dado por una falla a tierra.

4.5.1. Diseño de una red de tierra para media tensión.

En subestaciones de media tensión (13.8 kv., 23 kv., 34.5 kv.) no es suficiente tener una resistencia a tierra baja para proteger los equipos y al personal, existen factores que son determinantes y que si no se cumplen, el diseño no es adecuado



ya que se pueden presentar potenciales peligrosos al momento de una falla de cortocircuito, algunos de estos factores son: la resistividad del terreno, la corriente de corto circuito, el tamaño del local de la subestación, duración de la falla, geometría de la malla, entre otros.

Un diseño adecuado se debe de basar en la protección del personal y los equipos, disipando las corrientes de falla a tierra sin elevar el potencial que se presenta más allá de lo permisible.

Es decir, poniendo especial interés en los criterios de las tensiones de paso y de toque. Las tensiones de paso son menos peligrosas que las tensiones de toque, además, por regla general se colocan materiales de alta resistividad en la superficie de las subestaciones (grava, tezontle, tarimas de madera, tapetes de hule, etc.).

Una red de tierras generalmente esta formada por un conductor desnudo enterrado a una profundidad que varia de 30 a 100 cm. en forma horizontal, en forma rectangular, formando una malla y con conductores paralelos en ambos sentidos, con electrodos o varillas colocadas en las esquinas o en cualquier parte de la red. La configuración de la malla no necesariamente debe de tener forma rectangular, ya que esta puede adaptarse a las condiciones del terreno que ocupa la subestación.

Cuando ocurre una falla a tierra en una subestación, la tensión máxima que se presenta en la malla (tensión de malla) es el peor caso, con excepción de las tensiones transferidas, entonces, la tensión de malla se puede usar como base para el diseño, ya que la máxima tensión de toque es igual a la tensión de malla.

Las tensiones de malla se incrementan ligeramente hacia las esquinas dependiendo de factores como; tamaño de la red, numero y localización de



varillas, espacio entre conductores paralelos, diámetro y profundidad del conductor que forma la malla, etc. Por eso es recomendable reforzar la malla hacia las orillas, colocando los conductores mas cerrados.

4.5.2. Parámetros para el cálculo de una red de tierras.

a) Máxima corriente de la red de tierra (I_t).

Es de los parámetros más importantes en el diseño de la malla ya que un valor elevado de corriente de falla a tierra requiere de un valor de resistencia a tierra muy bajo y conductor de calibre más grueso. El valor de la corriente de falla en la acometida del servicio se puede calcular, pero también lo puede dar la compañía suministradora de energía.

En un cálculo realizado para determinar la corriente de cortocircuito a la entrada de la subestación que alimenta a los edificios 6, 12 y 18 en la Ciudad Universitaria se obtuvo un valor de $I_{cc}=1996$ A. [12]

b) Tipos de fallas a tierra.

Debido a que existen diferentes tipos de falla a tierra, es difícil determinar que tipo de falla y en que lugar el flujo de corriente será mayor, por lo que por razones prácticas sólo se consideran fallas de línea a tierra y fallas de línea a línea a tierra.

En el caso de una falla de línea a línea a tierra la corriente de falla de secuencia cero (no considerando el efecto de la resistencia) se expresa en la fórmula 4.5. [10]

$$I_0 = \frac{EX_2}{X_1(X_0 + X_2) + X_2X_0} \dots\dots\dots (4.5)$$



En el caso de una falla de línea a tierra la corriente de secuencia cero (no considerando el efecto de la resistencia) se expresa en la fórmula 4.6. [10]

$$I_0 = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_0} \dots\dots\dots (4.6)$$

donde:

- I_0 = Valor simétrico RMS (raíz media cuadrática) de la corriente de falla de secuencia cero en amperes.
- E = Potencia de fase a neutro en volts.
- X_1 = Reactancia del sistema equivalente de secuencia positiva, ohms por fase en el lugar de la falla.
- X_2 = Reactancia del sistema equivalente de secuencia negativa, ohms por fase en el lugar de la falla.
- X_0 = Reactancia del sistema equivalente de secuencia cero, ohms por fase en el lugar de la falla.

c) Efecto de la resistencia en la falla.

Si la falla fuera la ruptura de un aislamiento dentro de una subestación se puede asumir que la resistencia es cero, de cualquier manera si se nulifica la resistencia mínima estimada en la falla, el valor obtenido estará del lado de la seguridad.

d) Efectos de tuberías y cables enterrados directamente.

Los cables enterrados en contacto directo con la tierra con pantallas o armaduras y las tuberías metálicas tienen el mismo efecto ya que se extienden mas allá del perímetro de la subestación, conduciendo parte de la corriente de falla, elevando el potencial durante la falla.

**e) Peor caso de la falla.**

En el caso de subestaciones de distribución con transformador puesto a tierra el peor caso es una falla en el lado de las boquillas de alta tensión, pero si la corriente de corto circuito de lado de alta es pequeña o si hay varios transformadores en paralelo el caso mas desfavorable será una falla del lado de baja tensión, es decir, en cualquier parte del circuito de distribución se puede presentar la peor falla.

f) Efecto de cambios futuros.

Es común que existan cambios en las configuraciones de los alimentadores, por lo que la corriente puede variar, si la corriente de corto circuito es baja, no existe problema ya que el diseño estará del lado seguro, pero la posibilidad de que la corriente de corto circuito aumente existe, por lo que hay que considerar un factor de aumento en la corriente de cortocircuito.

4.5.3. Consideraciones para calcular una red de tierra.

Cuando se calcula una red de tierras se debe de tener en cuenta que lo que se va a calcular es el valor de la resistencia a tierra para que este valor sea mínimo.

Los datos necesarios para calcular una red de tierras son:

- a) Corriente de falla a tierra.
- b) Tiempo en que intervienen las protecciones.
- c) Los valores máximos de los potenciales de contacto y de paso.
- d) Valor de la resistividad del terreno, donde va a ir colocada la malla de puesta a tierra (hay que conseguirlo a 1 m, 2m, 3m).
- e) Perímetro externo del área de instalación.



f) Área de instalación.

Si se construye una red de tierras se debe de tener en cuenta que, cuando colocamos varillas copper-weld con respecto a la malla de puesta a tierra lo que estamos haciendo es colocar impedancias en paralelo o sea resistencias en paralelo.

Tiene mayor influencia hasta un determinado punto la varilla puesta a tierra que la malla propiamente dicha; del drenaje de la corriente que se produce en la malla de puesta a tierra, un 30 a 40 % de corriente se drena por las varillas, lo que quiere decir, que generalmente no vale la pena enterrar mucho cable de cobre si no que a veces hay que acondicionar mejor las varillas.

El límite en cuanto a cantidad de varillas a colocar lo determina la distancia de separación entre ellas. Que debe ser como mínimo la profundidad de las mismas, para evitar el efecto de apantallamiento, esto es, que no se superponga la descarga de tensión.

4.5.4. Resistencia de la malla de tierra.

Este es el valor más importante a considerar en el diseño de una red de tierras, esto debido a que en una falla el potencial que se presenta esta en función de la corriente de corto circuito y de la resistencia. Para subestaciones de gran capacidad el valor de resistencia a tierra debe de ser de alrededor de 1 ohm o menos y para subestaciones de distribución un valor aceptable va de 1 a 5 ohms, dependiendo de las condiciones del local y su contenido, también se debe considerar que debe cumplir con valores aceptables de potencial de paso y de toque. La resistencia de una malla de tierras se puede calcular mediante las fórmulas 4.7, 4.8 ó 4.9.



Cuando se considera a la red en forma circular la fórmula es:

$$R_t = \frac{\varphi}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \dots\dots\dots (4.7)$$

donde:

R_t = resistencia a tierra de la subestación.

φ = resistividad del terreno en Ω -m.

A = área que ocupa la red en m^2 .

Si se requiere un valor más aproximado se usa la fórmula de Laurent y Liemann:

$$R_t = \frac{\varphi}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\varphi}{L}} \dots\dots\dots (4.8)$$

donde:

L = longitud de los conductores enterrados en metros.

Para tener un valor con una mayor precisión se tiene la fórmula de Dwight en la que se toma en cuenta la profundidad y el diámetro del conductor.

$$R_t = \frac{\varphi}{4\pi\ell} \left[L_n \frac{4\ell}{a} + L_n \frac{4\ell}{s} - 2 \right] \dots\dots\dots$$

(4.9)

donde:

ℓ = $L/2$ (longitud del conductor enterrado entre dos) (mts).

s = profundidad del conductor por 2 (mts).

a = diámetro del conductor (mts).

Para todos los casos en la longitud del conductor también debe de tomarse en cuenta la longitud de las varilla.



Los valores de la resistencia en las mallas de tierra de las subestaciones del Campus Universitario se deberán ajustar a lo establecido en el Artículo 921-25 inciso b) de la NOM-001, los cuales deben de conservarse en un valor menor a lo establecido en la tabla 4.1.

Resistencia (ohms)	Tensión eléctrica máxima (kV)	Capacidad máxima del Transformador (kVA)
5	Mayor que 34.5	Mayor que 250
10	34.5	Mayor que 250
25	34.5	250

Tabla 4.1. Valores máximos de resistencia permitidos en las subestaciones. [33]

4.5.5. Selección del conductor.

Al seleccionar el conductor de la malla de tierra se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) Material. Puede ser cualquier elemento metálico como cobre, aluminio o fierro, aunque generalmente es cobre esto es debido que la mayoría de los metales se corroen con facilidad y el cobre se ha destacado por la resistencia a la corrosión. También se debe de considera poner otro tipo de material, en los casos en que por las condiciones del suelo o ubicación del lugar en donde se instalara el sistema de tierra existan elementos químicos como ácidos que ataquen al cobre.

b) Calibre del conductor. Para seleccionar el calibre del conductor se debe de considerar el esfuerzo mecánico y térmico a que va a estar expuesto.



Tamaño nominal del mayor conductor de entrada a la acometida o sección equivalente de conductores en paralelo mm ² (AWG o kcmil)		Tamaño nominal del conductor al electrodo de puesta a tierra mm ² (AWG o kcmil)	
Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
33.6 (2) o menor	53.5 (1/0) o menor	8.37 (8)	13.3 (6)
42.4 o 53.5 (1 o 1/0)	67.4 o 85.0 (2/0 o 3/0)	13.3 (6)	21.2 (4)
67.4 o 85.0 (2/0 o 3/0)	4/0 o 250 kcmil	21.2 (4)	33.6 (2)
Más de 85.0 a 177 (3/0 a 350)	Más de 127 a 253 (250 a 500)	33.6 (2)	53.5 (1/0)
Más de 177 a 304.0 (350 a 600)	Más de 253 a 456 (500 a 900)	53.5 (1/0)	85.0 (3/0)
Más de 304 a 557.38 (600 a 1100)	Más de 456 a 887 (900 a 1750)	67.4 (2/0)	107 (4/0)
Más de 557.38 (1100)	Más de 887 (1750)	85.0 (3/0)	127 (250)

Tabla 4.2. Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de corriente alterna. [33]

Existen fórmulas para calcular el esfuerzo térmico y para calcular la sección o calibre requerido en función de la corriente de cortocircuito; sin embargo, el dimensionamiento del los conductores de que esta formada una malla de tierras, viene dado en función de la sección nominal del mayor conductor de entrada a la acometida, establecido en la tabla 4.2., que corresponde a la TABLA 250-94 de la NOM-001.

c) Selección de uniones. En la construcción de una red de tierras se tienen que hacer uniones o empalmes, ya sea para unir varillas al cable, para dejar varillas que conecten equipo y estructuras o cualquier otro caso, pero se debe tomar en cuenta que las uniones deben soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos a que será sometida la red. Las uniones o empalmes más usadas son las exotérmicas que son a base de calor (cadweld) y los mecánicos que son a base de conectores.



4.5.6. Procedimiento de diseño de un sistema de puesta a tierra para una subestación. [12]

Los pasos a seguir para el diseño de un sistema de puesta a tierra en una subestación son los siguientes:

Investigación de las características del terreno, la resistividad eléctrica.

- a) Calcular la máxima corriente de falla a tierra.
- b) Diseño preliminar del sistema de puesta a tierra.
- c) Cálculo de la resistencia a tierra del sistema de puesta a tierra.
- d) Cálculo del máximo potencial de malla.
- e) Cálculo de los potenciales de paso en la periferia.
- f) Cálculo de las tensiones de paso y de contacto en el sistema de puesta a tierra.
- g) Investigación de los potenciales de transferencia y puntos especiales de peligro.
- h) Corrección o afirmación del diseño preliminar.
- i) Construcción del sistema de puesta a tierra.
- j) Medición en campo de la resistencia a tierra del sistema de puesta a tierra.

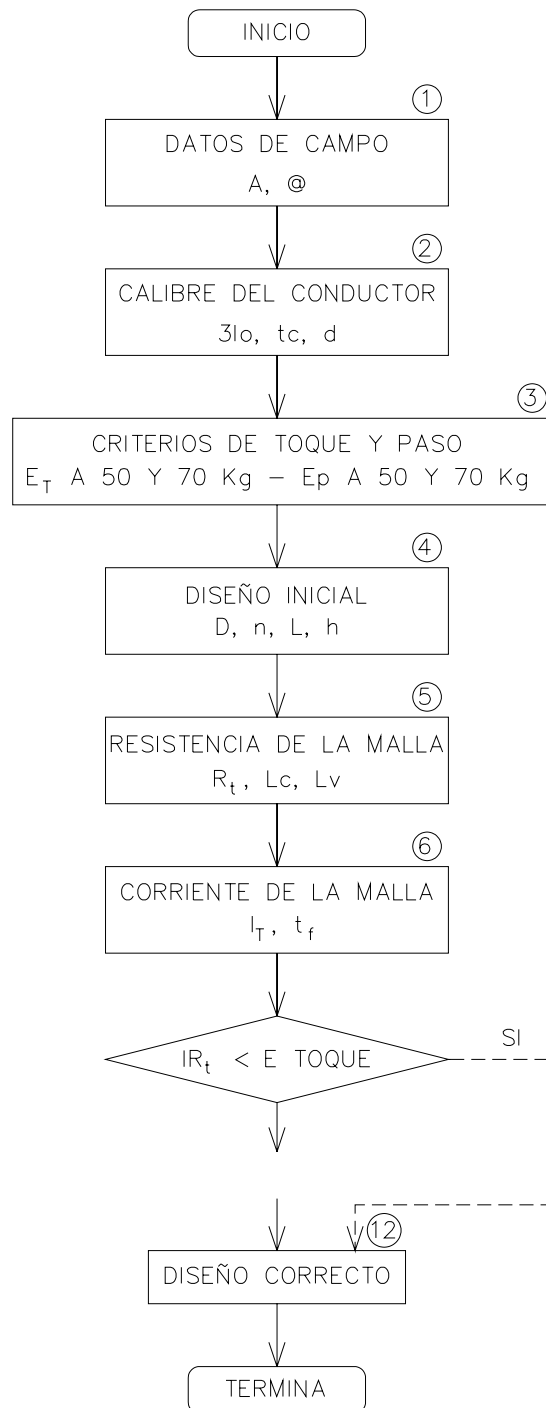
**4.5.7. Diagrama de flujo para diseñar una red de tierras.**

Figura 4.5. Diagrama de flujo para el caso en que el producto de la corriente de falla por el valor de la resistencia a tierra es menor que la tensión de toque. [10]



donde:

A	Área total de la red de tierras en m^2 .
φ	Resistividad del suelo en Ohms-m.
$3I_0$	Corriente de falla simétrica a tierra en Ampers.
t_c	Duración de la falla en seg para determinar el tamaño del conductor.
d	Diámetro del conductor de la red en mts.
Tensión de toque a 50 kg.	Tensión de toque tolerable por el cuerpo humano con un peso de 50 kg en volts.
Tensión de toque a 70 kg.	Tensión de toque tolerable por el cuerpo humano con un peso de 70 kg en volts.
Tensión de paso a 50 kg.	Tensión de paso tolerable por el cuerpo humano con un peso de 50 kg en volts.
Tensión de paso a 70 kg.	Tensión de paso tolerable por el cuerpo humano con un peso de 70 kg en volts.
D	Espacio entre conductores paralelos de la malla en mts.
n	Número de conductores paralelos de la malla en mts.
L	Longitud total del conductor enterrado y de las varillas de tierra.
h	Profundidad de la red en mts.
R_t	Resistencia a tierra del sistema en Ohms.
L_c	Longitud del conductor enterrado en mts.
L_v	Longitud de la varilla de tierra en mts.
I_T	Corriente máxima que fluye a tierra en Ampers.
t_f	Tiempo que dura la falla en seg.



Si se estudia el proceso se observa que no se termina el diagrama. La pregunta es qué pasa cuando la tensión IR_t es menor que el potencial de toque. Si la respuesta es afirmativa, como se muestra en la figura 4.5., el diseño está concluido, es decir, si el producto de la corriente de falla por el valor de la resistencia a tierra es menor que la tensión de toque, quiere decir que al producirse una falla en el sistema, la tensión máxima que se presenta no puede dañar a los equipos ni a las personas que se encuentran en el lugar.

Esto es importante porque en condiciones difíciles se puede recurrir a tener una resistencia muy baja y en este caso se ahorrarían todos los cálculos que se muestran en la figura 4.6.

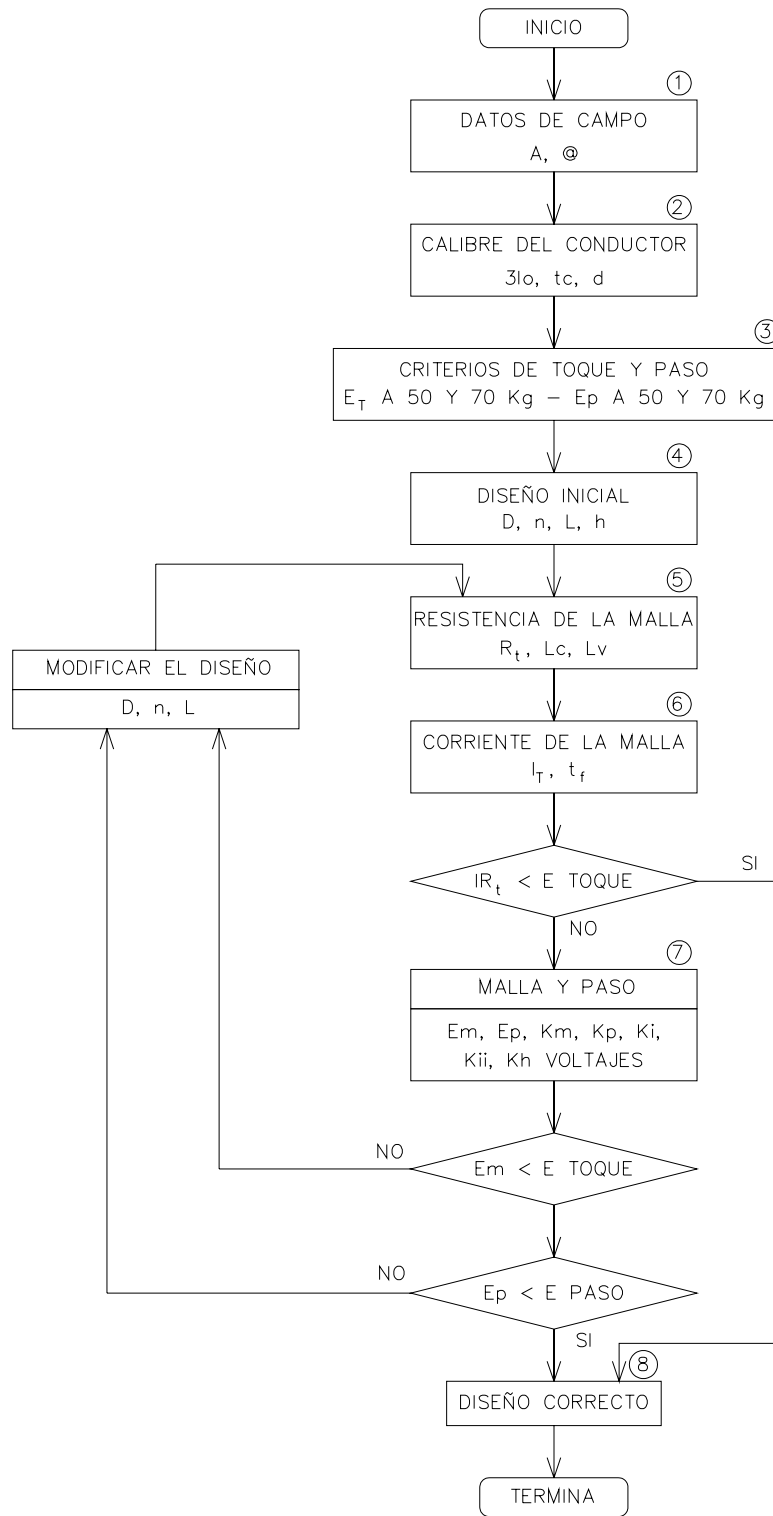


Figura. 4.6. Diagrama de flujo para el caso en que el producto de la corriente de falla por el valor de la resistencia a tierra (IR_t) no es menor que la tensión de toque. [10]



E_m	Tensión de malla en el centro de la esquina en volts.
E_p	Tensión de paso en un punto fuera de la esquina de la malla a 1 metro en diagonal hacia fuera de la malla en volts.
K_m	Factor de espaciamiento para la tensión de la malla.
K_p	Factor de espaciamiento para la tensión de paso.
K_i	Factor de corrección por geometría de la malla.
K_{ii}	Factor de corrección de peso que ajusta los efectos de los conductores internos de la esquina de la malla.
K_h	Factor de corrección de peso que enfatiza los efectos de la profundidad de la malla.

4.6. PUESTA A TIERRA DE EQUIPO ELECTRÓNICO SENSIBLE.

El equipo electrónico sensible es aquel que es altamente sensitivo a las cargas generadas como la estática generada por movimientos del cuerpo humano, a las tensiones inducidas en la tierra (terreno natural) durante las descargas atmosféricas, así como, a las corrientes no deseables en los conductores de puesta a tierra y en el sistema de tierra.

La calidad de la energía para los equipos electrónicos sensibles depende de un adecuado diseño e instalación del sistema de tierra.

Algunos de los equipos electrónicos sensibles son:

- a) Computadoras.
- b) Servidores.
- c) Equipos de control de antenas parabólicas.
- d) Sistemas de telefonía.
- e) Controladores lógicos programables (PLC).
- f) Procesos de plantas.
- g) Sistemas de control.



La puesta a tierra sin ruido es aquella que tiene conductores de puesta a tierra aislados de los conductores de puesta a tierra convencionales.

El ruido eléctrico en el sistema de tierra es una conexión eléctrica en algún punto que produce o inyecta tensiones dentro de los equipos electrónicos sensibles a través del sistema de tierra. La puesta a tierra aislada de los equipos tiene como finalidad no introducir ruido electromagnético, corrientes errantes y tensiones a los equipos electrónicos sensibles.

Para prevenir el ruido eléctrico que afecta a los equipos electrónicos sensibles, primero el diseño y la instalación eléctrica del sistema de distribución deberá de cumplir con las normas vigentes y segundo se deberá de diseñar e instalar un sistema de puesta a tierra de referencia para el ruido de alta frecuencia.

4.6.1 Sistema de puesta a tierra de referencia de señal.

Un sistema de puesta a tierra de referencia de señal es una red instalada externamente de conductores utilizados para interconectar las envolventes metálicas, gabinetes y equipos de alimentación para el equipo electrónico. Algunos tipos de éste sistema de puesta a tierra se muestra en la figura 4.7.

El sistema de puesta a tierra de referencia de señal no deberá estar aislado galvánicamente, ni aislado del sistema de electrodos de puesta a tierra del sistema eléctrico.

La finalidad del sistema de puesta a tierra de referencia de señal es:

- a) Mejorar la seguridad en la transferencia de señal por la reducción de ruido eléctrico sobre la banda de frecuencia entre la interconexión de equipos.



- b) Proveer una trayectoria de baja impedancia para prevenir el daño de los circuitos de señal, una referencia a tierra para todos los equipos de telecomunicación, servidores, computadoras, racks de equipos, chasis de equipos.
- c) Prevenir a los equipos electrónicos y a los circuitos de señal cuando pueda ocurrir una falla a tierra.

Las trayectorias de puesta a tierra son:

- a) El conductor de puesta a tierra.
- b) Los puentes de unión o derivaciones conectadas entre unidades.

Los sistemas de puesta a tierra convencionales no están preparados para utilizarse con corrientes de alta frecuencia de 100 Hz hasta kHz.

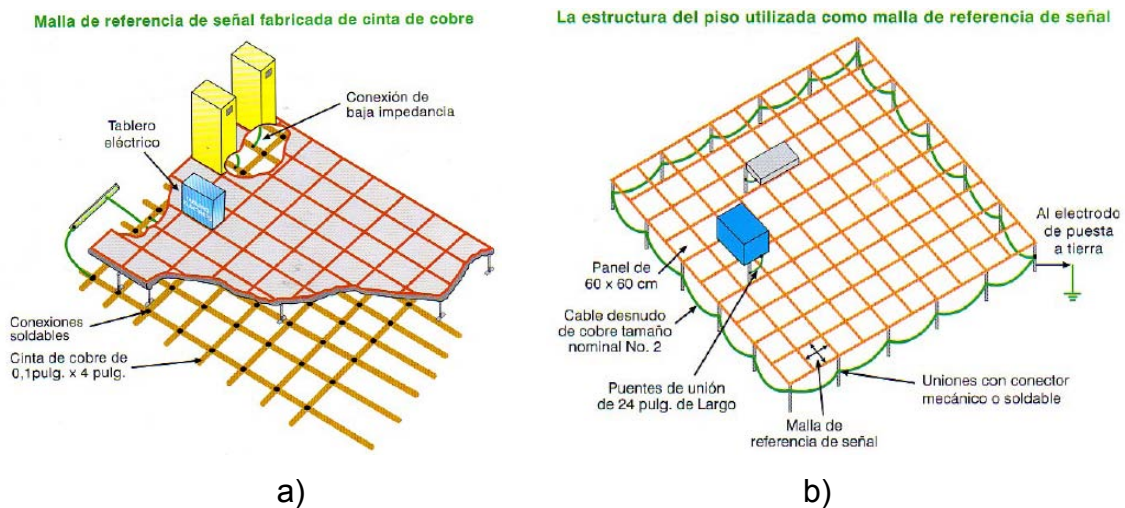


Figura 4.7. Malla de referencia de señal. En la figura a) la malla de referencia está constituida con cinta de cobre y en la figura b) la malla de referencia está constituida por la estructura del piso falso. [11]



4.6.2. Puesta a tierra en un solo punto.

El método recomendable para la puesta a tierra de equipo electrónico sensible es utilizar solamente un solo punto de puesta a tierra. Con esto se evitara las diferencias de potencial que puedan ser inducidas dentro de los circuitos eléctricos. Al utilizar varios puntos de puesta a tierra trae como consecuencia serios problemas de ruido eléctrico.

Todos los equipos electrónicos sensibles deberán ser puestos a tierra desde un solo punto. Se recomienda que el sistema de electrodos tenga una resistencia a tierra de un valor menor de 1 Ohm.

Un sistema de puesta a tierra emplea conductores de puesta a tierra largos, con esto se tendrá altas impedancias y altas frecuencias y esto no es deseable. La impedancia de los conductores de puesta a tierra generalmente no se controla, por lo que es necesaria la existencia de una malla de referencia de señal para tener un plano equipotencial.

Los componentes de la onda de alta frecuencia requieren trayectorias de retorno de baja impedancia, de lo contrario con impedancias altas se pueden presentar potenciales altos que pueden afectar a los equipos.

Para ondas con amplitudes del orden de 100 volts pueden destruir los circuitos digitales; por lo tanto la malla de puesta a tierra de referencia de señal deberá de tener trayectorias de baja impedancia para frecuencias mayores a 10 MHz. Los equipos comerciales se consideran que tienen un rango de 25 MHz a 30 MHz.

Un plano equipotencial es la unión de los materiales conductivos que proveen uniformemente una trayectoria de baja impedancia para la corriente que circulará por el, sobre un rango de altas frecuencias.



Las ventajas de contar con un plano equipotencial son:

- a) Una trayectoria de baja impedancia para las corrientes de ruido de radio frecuencias.
- b) Contener el ruido electromagnético entre su fuente (cable, etc.) y el plano.
- c) Incrementar el filtrado efectivo de los campos electromagnéticos.
- d) Proteger a los circuitos adyacentes y al equipo.

El plano equipotencial se puede realizar por:

- a) Una malla embebida en concreto, unida a, o en piso de concreto.
- b) Una malla metálica bajo el falso piso.
- c) Una malla en el techo sobre el equipo.
- d) Los soportes de acceso al techo (cuartos de cómputo, etc.).

Los conceptos anteriores se pueden resumir:

- La puesta a tierra del sistema eléctrico y de los equipos electrónicos sensibles deberá de cumplir con las normas vigentes.
- Todas las partes metálicas de gabinetes racks, canalizaciones, tubo (conduit) metálico, conductores de puesta a tierra, y todos los electrodos de puesta a tierra deberán de unirse entre ellos para formar un sistema eléctricamente continuo.
- Los sistemas de electrodos de puesta a tierra utilizados para el sistema eléctrico, el sistema de telecomunicaciones, el sistema de protección contra descargas atmosféricas, deberán estar unidos efectivamente y permanentemente, como se muestra en la figura 4.8.

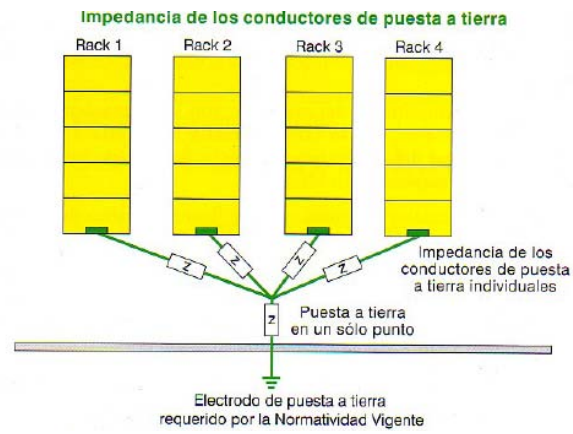


Figura 4.8. Puesta a tierra en un solo punto. [11]



5. MANTENIMIENTO DE EQUIPOS EN MEDIA TENSIÓN

El fallo de cualquier equipo eléctrico en la red de distribución de media tensión del Campus Universitario causa generalmente altos costos para la Universidad, ya que además de los costos asociados con la reparación del equipo, se deben agregar los costos ocasionados por las pérdidas de horas-hombre, información e investigación por paros no deseados en el resto de los Institutos y Facultades, que pueden llegar a ser más altos que el costo del mismo equipo.

El mantenimiento es el conjunto de acciones, operaciones y actitudes encaminadas a tener o restablecer un bien en un estado específico de funcionamiento, asegurando su continuidad y correcta operación. Lo anterior se realiza mediante una planeación y programación de actividades que garanticen un verdadero beneficio económico. Así, un programa de mantenimiento se debe fundamentar en un conocimiento detallado del equipo y de su entorno.

El correcto funcionamiento de la red del Campus Universitario depende del funcionamiento individual y como parte de un sistema de cada uno de los elementos que lo componen. Como ejemplo, se puede entender que el correcto funcionamiento del transformador, está directamente relacionado con el buen funcionamiento de su interruptor de potencia, ya que éste, dado el momento, puede aislar cualquier falla evitando que se dañe el transformador.

Es por esto que un programa de mantenimiento adecuado para el transformador no debe limitarse únicamente a las acciones realizadas directamente sobre este, sino también a las realizadas sobre el equipo conectado a su alrededor, con el fin de entregar las mejores condiciones de funcionamiento.



5.1. FILOSOFÍA Y TEORÍA SOBRE EL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO.

La idea básica del mantenimiento puede representarse por medio de las siguientes figuras. En la figura 5.1 se puede observar que el equipo después de pasar su período de puesta en servicio reduce sus posibilidades de falla (fallas inmediatas) y entonces pasa a ubicarse dentro de su período de vida útil. Posteriormente el equipo envejece y crecen sus posibilidades de falla (período de envejecimiento). Dado lo anterior, el mantenimiento tiende a reducir la cantidad de trabajo por realizar durante el periodo de vida útil.

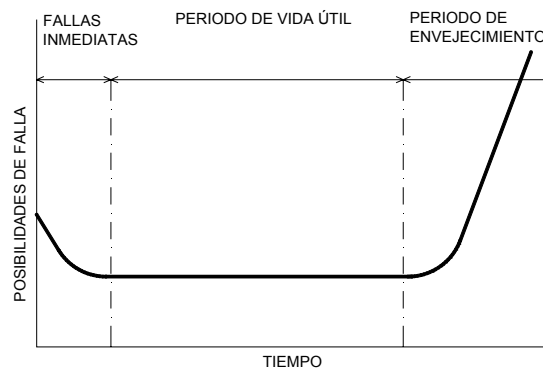


Figura 5.1. Posibilidades de fallas en un equipo con el transcurso del tiempo. [25]

En la figura 5.2 podemos ver que mejorando las técnicas de mantenimiento se reducen los costos de éste, logrando una productividad mayor.



Figura 5.2. Productividad relacionada al costo de mantenimiento de un equipo. [25]



5.1.1. Mantenimiento correctivo.

Es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este mantenimiento requiere poca planeación y control, pero sus desventajas propias de que el trabajo es hecho sobre eventos de emergencia lo cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra, en excesivas interrupciones y costos, como la incertidumbre de no saber qué refacciones necesitar en el momento de una falla, lo hacen inaplicable en grandes instalaciones. Las acciones para este tipo de mantenimiento son las siguientes:

- a) Reemplazar equipos instalados o que han fallado.
- b) Modificación en edificios e instalaciones de servicio para disminuir problemas.
- c) Reparaciones de mantenimiento de urgencia.

5.1.2. Mantenimiento preventivo.

Este tipo de mantenimiento previene las interrupciones y fallas, al mismo tiempo que prolonga los tiempos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo. En general logra su objetivo, pero actualmente se considera que los costos de este tipo de mantenimiento son relativamente elevados ya que se hace una fuerte inversión inicial en infraestructura y mano de obra. Las acciones para este tipo de mantenimiento son las siguientes:

- a) Desenergizar equipo para inspeccionar y ajustar.
- b) Aceitar y engrasar partes móviles.
- c) Sustituir las partes desgastadas o estropeadas y efectuar reparaciones menores que resulten de la inspección.
- d) Limpiar



5.1.3. Mantenimiento predictivo.

Este tipo de mantenimiento combina las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores, como pueden ser el análisis y conocimiento del equipo por parte del personal, para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Esto exige técnicas de revisión y pruebas más avanzadas para determinar con mayor certeza la condición del equipo y un control más estricto para lograr la planeación correcta y efectuar las revisiones verdaderamente necesarias.

5.1.4. Objetivos de mantenimiento eléctrico.

Los principales objetivos por alcanzar son:

- a) Establecer los requisitos de mantenimiento para el equipo de media tensión.
- b) Adecuada recolección y archivo de resultados obtenidos de inspecciones y pruebas, conjuntamente con los análisis para la determinación de las condiciones del equipo.
- c) En función de lo anterior, determinación de los programas óptimos de mantenimiento.
- d) Personal competente para realizar las tareas tanto directamente en el equipo como para el análisis y control del mantenimiento.

Los objetivos del mantenimiento eléctrico están enfocados a mantener disponible el equipo de media tensión para garantizar la continuidad del servicio de suministro de energía eléctrica, preservar las instalaciones y proveer los servicios básicos al Campus Universitario para su buen funcionamiento, protegiendo la inversión y las vidas humanas.



5.1.5. Requisitos de mantenimiento eléctrico.

Para establecer los requisitos de mantenimiento del equipo de media tensión se deben considerar tres criterios principales:

- a) El criterio de “Crítico” contra “No crítico”. Se establecen las condiciones de cada equipo con el proceso completo y las consecuencias de su falla en la operación del sistema. El equipo que provoque, por alguna falla, serias consecuencias en la operación del sistema, seguridad, producción, costos, etc., es considerado “Crítico”. Aquel equipo que su falla no tenga serias consecuencias sobre el sistema es considerado “No crítico”. Un programa de mantenimiento preventivo se realiza sobre el equipo “Crítico” y un programa predictivo se realiza sobre el equipo “No crítico”.
- b) El criterio de “Límites permisibles” establece valores, generalmente resultados de pruebas, que indican el momento en que el equipo se acerca a una condición límite y consecuentemente su condición es peligrosa. Una reparación o reposición del mismo se hace necesaria.
- c) El criterio de “Datos de fabricante” en ocasiones permite obtener información sobre límites de vida esperada o sugiere periodos para un mantenimiento en función del servicio del equipo.

5.1.6. Programas de mantenimiento eléctrico.

Conociendo la condición de operación de cada equipo y el establecimiento de los requisitos de mantenimiento se formarán los programas de trabajo sobre la base del mantenimiento que le corresponda. Es decir, el equipo que es considerado “Crítico” queda programado como mantenimiento preventivo y el equipo que se considera “No crítico” queda programado como mantenimiento predictivo.



Los periodos de mantenimiento se manejan generalmente en unidades como tiempo de operación continua, tiempo calendario o número de operaciones, una vez determinados los equipos de media tensión a los cuales dar mantenimiento.

Es necesario analizar las condiciones de funcionamiento de cada equipo y verificar que tan alejadas están de las especificadas por el fabricante, con el fin de ajustar de esta manera los tiempos de mantenimiento recomendados por este y adaptarlos a las necesidades, en este caso, del Campus Universitario.

El calendario o programa de mantenimiento debe considerar la continuidad del servicio que da el equipo en base a las necesidades de cada Edificio Administrativo, Escuela o Facultad, el tiempo laborable de estos y las condiciones del lugar donde esté instalado el equipo. Este calendario puede modificarse en base a condiciones prácticas y económicas del mantenimiento ya ejecutado.

El periodo para la realización de un programa completo de mantenimiento debe ser no mayor a un año; sin embargo, se recomienda la elaboración de un programa de mantenimiento para las subestaciones eléctricas en media tensión del Campus Universitario con periodos de tiempo menores, con el fin de obtener la información necesaria para realizar los diagnósticos del estado de los equipos, que en este caso son ya muy viejos y que muchos de ellos han excedido su periodo de vida útil.

5.1.7. Características del personal para el mantenimiento.

Debe ser un personal competente para la realización y administración del mantenimiento, desde los responsables, supervisores y técnicos del departamento de mantenimiento del Campus Universitario. Esta condición es la más delicada, pues requiere una preparación, capacitación y una conciencia de la necesidad de realizar correcta y eficientemente las tareas, tanto como el reporte de lo realizado



y de las pruebas efectuadas, que facilitarán posteriormente los análisis y la programación adecuada para el desarrollo del mantenimiento predictivo.

5.1.8. Recolección, análisis y archivo de resultados.

Se requiere disponer de un expediente adecuado de historiales y reportes del equipo correctamente clasificado, revisiones y técnicas de pruebas bien definidas con el fin de unificar criterios para los análisis de los resultados obtenidos y compararlos con los anteriores para determinar correctamente las condiciones reales y actuales del equipo y detectar fallas recurrentes.

Actualmente se hace imprescindible el contar con un historial de los equipos en media tensión del Campus Universitario lo más completo posible y actualizados en virtud de ser la fuente de información con que debe contar cualquier equipo para disposición del personal que lleve a cabo el programa de mantenimiento y en su momento tomar decisiones de importancia.

Por lo que corresponde a los reportes, estos deben ser concisos y concretos y deben comprender todos los aspectos, aún los que sean considerados de poca trascendencia, con el fin de que la persona que los analice, tenga un panorama completo de la situación que guarda el equipo en forma rápida.

5.2. MANTENIMIENTO A CABLES DE ENERGÍA.

La función de los conductores eléctricos es la de transmitir eficientemente la energía eléctrica. Esto se asegura mediante el control de calidad de los cables y con pruebas que se realizan en los laboratorios de los fabricantes para así garantizar la continuidad del servicio y confiabilidad durante la operación. Sin embargo, el fabricante tiene poco o ningún control sobre las maniobras de transporte, almacenaje e instalación, por lo que es necesario realizar pruebas



eléctricas para tener la seguridad que el cable se encuentra en condiciones de entrar y seguir en servicio en las instalaciones eléctricas del Campus Universitario.

Con el tiempo, la corriente alterna causa deterioro o revela algún daño causado en la fabricación o durante la instalación que no pudieron ser detectados por las pruebas de fábrica o de instalación. Así pues, debe ser una práctica común hacer pruebas periódicas después de algún tiempo de que el cable esté en servicio.

Las pruebas con alta tensión se pueden hacer con corriente alterna o con corriente directa; sin embargo, las pruebas de campo con equipo de corriente directa son las más usadas. El equipo para pruebas con corriente directa es pequeño, ligero y menos costoso que el equipo de corriente alterna; también es menos probable que el cable se dañe al hacer las pruebas y los resultados son más fáciles de interpretar. Aunque las pruebas con corriente directa no simulan las condiciones de operación tan bien como las pruebas con corriente alterna, la experiencia en la industria a desarrollado pruebas que reflejan la salud de los cables en alto grado.

5.2.1. Tipo de pruebas.

Las pruebas de campo a cables de energía instalados se pueden dividir en:

- a) *Pruebas de aceptación o recepción.* Esta prueba se debe hacer a cables nuevos después de instalados pero antes de energizarse para su uso en el Campus Universitario, con el fin de determinar si el aislamiento del cable resistirá la tensión máxima de operación, así como detectar daños en el embarque o instalación, o errores en la mano de obra. Esta prueba incluye accesorios (terminales y empalmes).
- b) *Prueba en el periodo de garantía.* Esta prueba se hace durante el primer año de haber adquirido el cable, lo que no necesariamente implica que tenga un



año de estar en operación; sin embargo, se entiende que el cable ya ha sido energizado y ha operado durante cierto tiempo.

- c) *Prueba de cables “viejos”*. Aunque un cable de energía aislado tiene una vida útil del orden de los 30 años, para efecto de pruebas de campo se considera un cable “viejo” aquél que lleva más de un año de estar en operación y se piensa en dos periodos: el primero cuando el cable tiene entre uno y cinco años y el segundo de cinco años en adelante.
- d) *Prueba de mantenimiento*. Son aquellas que se hacen durante la vida de operación de un cable. Esto es con el fin de detectar deterioro del sistema y evaluar las condiciones en las que se encuentra el cable.

En los diferentes tipos de pruebas de resistencia de aislamiento se debe realizar usando un megóhmmetro adecuado. Un valor bajo puede ser provocado por algo simple como suciedad o humedad y puede dar lugar a un daño en el aislamiento; sin embargo, el problema normalmente se corrige antes de que continúe nuevamente con la prueba.

5.2.2. Influencia del medio ambiente en la realización de pruebas.

- a) *Temperatura*. El esfuerzo dieléctrico de algunos aislamientos se reduce a temperaturas elevadas. Esto requiere una reducción de la tensión de prueba a altas temperaturas.
- b) *Condiciones atmosféricas*. La humedad excesiva favorece la condensación sobre las superficies expuestas, afectando los resultados de las pruebas. La contaminación de la superficie en las terminales puede incrementar la corriente de conducción y proporcionar el arqueo externo. La densidad del aire afecta la medición de la prueba, incrementando la corriente de conducción.
- c) *Campos eléctricos externos*. Algunas pruebas de campo en cables son realizados cerca de equipos energizados, originando que sus campos eléctricos influyan sobre los resultados de la prueba. Debido al esfuerzo e



ionización del aire entre el circuito bajo prueba, y la proximidad de circuitos energizados, es posible que pueda ocurrir arqueo. Cuando el espacio es reducido se tomarán las precauciones necesarias para prevenir los arqueos.

5.2.3. Equipo de pruebas.

El equipo de pruebas de alta tensión con corriente directa debe tener las siguientes características:

- a) Proveer la máxima tensión de prueba requerida (polaridad negativa), más un pequeño margen.
- b) Tener manera de incrementar la tensión continuamente o por pequeños pasos.
- c) Tener la capacidad de proveer regulación de tensión satisfactoria.
- d) Tener la salida lo suficientemente rectificadas como para suministrar una tensión directa aceptablemente pura.
- e) Tener indicadores de tensión y corriente que puedan ser leídos con precisión.

Fuente de poder. Un generador para suministro de potencia con salida constante para el equipo de pruebas. Una variación mínima en el suministro causará mayor variación en el indicador de salida de corriente.

Resistor de descarga. Debe usarse un resistor con un valor no menor de 10 000 ohms por kV de tensión de prueba, para descargar el cable después de las pruebas. Este resistor debe estar diseñado para soportar la tensión máxima de prueba sin arquear y conducir la energía de descarga sin sobrecalentarse. Debe utilizarse una pértiga aislante y un conductor flexible para conectar el resistor a través de la terminal del cable y tierra.



5.2.4. Seguridad del personal antes y durante la prueba.

Los circuitos tendrán una o más terminales distantes del área de prueba las que deben ser despejadas y protegidas para seguridad del personal y para reducir la corriente de conducción por los extremos de las terminales del cable bajo prueba, recomendando cubrirlos con bolsas de plástico, contenedores de vidrio o deflectores de corona adecuados, reduciendo así el grado de concentración de esfuerzos. En segundo lugar, todos los elementos deben desenergizarse antes de la prueba. Se debe verificar con un voltímetro que los cables no estén energizados. Mientras el voltímetro está en contacto con cada cable e indicando que no hay tensión, debe colocarse una conexión de tierra a éste, la cual permanecerá todo el tiempo, excepto cuando se aplique la prueba. Esto se aplica a todas las partes metálicas desenergizadas que se encuentren cerca.

Los cables tienen alta capacitancia y absorción dieléctrica, requiriéndose particular atención y una técnica especial para descargarlos después de la ejecución de la prueba, eliminando de esa manera los riesgos al personal. Después de la aplicación de la prueba con alta tensión de corriente directa y la descarga correspondiente, puede mantenerse una carga remanente en el cable, aún cuando se haya retirado la conexión a tierra, como consecuencia de la constante de tiempo muy alta asociada con los efectos de absorción dieléctrica.

El conductor bajo prueba debe tener una separación segura entre él y cualquier otro conductor de tierra, como pantallas u otras estructuras metálicas cercanas. Se recomienda, por cuestiones de seguridad, una distancia de 2.54 cm por cada 10 kV como mínimo, durante la prueba de potencial.

Sólo cuando se tenga la seguridad de que se han completado todos los preparativos, se podrá iniciar la prueba. Por lo general deberá delimitarse el área



de pruebas y sólo el personal autorizado permanecerá dentro de sus límites. Se recomienda que el operador utilice guantes en las pruebas de alta tensión.

5.2.5. Métodos de prueba.

Hay varios métodos para pruebas en corriente directa que tienen gran aceptación como indicadores de las condiciones del aislamiento de un cable, pero se utiliza con mayor amplitud el de graficar la corriente de fuga contra tensión. Se tienen dos alternativas para llevar a cabo las pruebas:

- a) *Método continuo.* Se aplica la tensión incrementando aproximadamente 1 kV por segundo o el 75% del valor de corriente de salida en el equipo. Con algunos equipos de prueba es imposible alcanzar la tensión máxima en un tiempo específico, debido a la magnitud de la corriente de carga.
- b) *Método por pasos.* Se aplica la tensión lentamente en incrementos de 5 a 7 pasos de igual valor, hasta llegar al valor de tensión especificado, manteniendo el tiempo suficiente en cada paso para que la corriente de fuga se estabilice. Normalmente se requiere sólo unos cuantos segundos, a menos que los cables del circuito tengan capacitancia alta. La ventaja de este método es que permite tomar valores de corriente de fuga en cada paso para después trazar la curva.

5.2.6. Procedimiento general.

- a) La prueba de alta tensión se puede hacer con corriente directa, con alterna a frecuencia comercial (60 Hz), o con alterna a muy baja frecuencia (0.1 Hz). En México, sólo se usa el de corriente directa (por ser ligero y portátil).
- b) Antes de iniciar la prueba, debe desconectarse el cable de todo el equipo eléctrico (transformadores, cuchillas, etc.) y limpiar todas las superficies aislantes de las terminales (en superficies de porcelana se puede aplicar grasa de siliconas para reducir la corriente de fuga y evitar el arqueo externo).



- c) Verificar la operación del equipo de pruebas, de acuerdo con las recomendaciones y manual del fabricante.
- d) El conductor de tierra debe conectarse al equipo de prueba, a las pantallas y armaduras metálicas del cable, a la pértiga y al sistema de tierra. También deben conectarse a tierra los cables próximos que no se vayan a probar.
- e) Conectar el conductor de alta tensión del equipo al cable o cables que van a ser probados. Cuando se prueben cables multiconductores o cables sin pantallas, cada conductor debe ser probado por separado, con los conductores restantes conectados a tierra.
- f) Antes de aplicar la prueba de tensión, el sistema de cables debe estar a temperatura ambiente. La aplicación inicial de tensión no debe exceder de 1.8 veces la relación de tensión de corriente alterna entre fases del cable.
- g) Medir la resistencia de aislamiento del cable y compararla con la calculada según el punto 5.2.7.2.
- h) Las tensiones de prueba (corriente directa) máximas que deben usarse para los diferentes tipos de aislamientos se indican en las tablas 5.1, 5.2 y 5.3.
- i) Aplicar la alta tensión (corriente directa) según el método que se quiera utilizar de acuerdo al punto anterior 5.2.5.
- j) Al terminar la prueba, la tensión deberá reducirse a cero en el equipo, después de lo cual la tensión y la corriente remanentes deberán drenarse a tierra a través de una resistencia adecuada.
- k) En cuanto se completen las pruebas en un cable, inmediatamente deberá ponerse a tierra, después de que la tensión residual ha decaído al 20% o menos del valor máximo de la tensión aplicable. La conexión a tierra debe mantenerse por lo menos 60 minutos después de haber terminado la prueba, para eliminar las corrientes de carga y polarización del dieléctrico. En caso de que el cable pase la prueba satisfactoriamente puede entrar en operación de inmediato si se desea.



PRUEBAS DE CAMPO DURANTE Y DESPUES DE LA INSTALACION

TIPO DE CABLE: Cable de energía con aislamiento de papel impregnado con 6 sin pantallas y cubierta de plomo, todo tipo de instalaciones.
 ESPECIFICACIONES: AEIC No. 1-68 (10a. Edición).

Tensión kV 100% Nivel Aislamiento	Calibre AWG kCM	Tensión de Fábrica kV C.A.	Tensión de prueba kV c.d. entre conductor y pantalla	
			Cables nuevos después de instalados pero antes de energizarse.	Cable instalado durante el período de garantía (1er. año).
1	6 -1000	8.4	17.1	13.1
5	6 -1000	15.6	31.8	24.3
15	4 -1000	33.6	68.5	52.4
20	2 -1000	42.0	85.7	65.5
23	2 -1000	48.0	97.9	74.9
25	1 -1000	51.6	105.2	80.5
35	2/0-1000	73.2	149.3	114.2

- NOTAS: 1. Antes de probar el cable con A.T., desconecte éste del equipo. Todas las partes metálicas, equipos y cables próximos que no vayan a probarse se deben conectar a tierra.
 2. Antes de probar el cable, determine (si es posible) su temperatura, si ésta excede de 25°C, haga cualquiera de los puntos siguientes:
 a) Esperar a que el cable se enfríe a la temperatura ambiente.
 b) Aplicar la siguiente ecuación:

$$E' = 0.417 E [2.4 - T (0.013)]$$
 donde: E' = Prueba de tensión C.D. a usar.
 E = Valor de prueba de tensión C.D. de la tabla.
 T = No. de grados centígrados en exceso de 25°C.
 3. Antes de probar, mida la resistencia de aislamiento y temperatura.
 4. La tensión especificada debe ser aplicada por 15 minutos sobre cada tramo de cable después de instalado. Durante el período de garantía, la prueba de tensión deberá aplicarse por 5 minutos en cada tramo de cable, así como a cables sin pantalla.

Tabla 5.1. Tensión de prueba máxima para cables con aislamiento de papel impregnado. [15]

PRUEBAS DE CAMPO DURANTE Y DESPUES DE LA INSTALACION

TIPO DE CABLE: Cables de energía con aislamiento de polietileno (Po), Polietileno Vulcanizado (XLP) y Etileno Propileno (EP). Todo tipo instalaciones.
 ESPECIFICACIONES: IPCEAS S-66-524 (XLP), S-68-516 (EP) y S-61-402 (Po.)

Tensión kV	Calibre AWG o kCM	Tensión de prueba kV c.d. entre conductor y pantalla		
		Cables nuevos después de instalados, pero antes de energizarse.		Cable instalado durante el período de garantía (1er. año)
		100% nivel de aisl.	133% NA	
2001 - 5000	8 - 1000	25	25	19
5001 - 8000	6 - 1000	35	35	27
8001 - 15000	2 - 1000	55	65	42
15001 - 25000	1 - 1000	80	100	60
25001 - 28000	1 - 1000	85		64
28001 - 35000	1/0 - 1000	100		75

- NOTAS: 1. Antes de probar el cable con alta tensión, desconecte éste del equipo. Todas las partes metálicas, equipos y cables próximos que no vayan a probarse se deben conectar a tierra.
 2. Antes de probar con alta tensión, mida la resistencia de aislamiento.
 3. La tensión especificada debe ser aplicada por 15 minutos sobre cada tramo de cable nuevo después de instalado. Durante el período de garantía (primer año), la prueba de tensión deberá aplicarse por 5 minutos en cada tramo de cable.
 4. Para cables sin pantalla metálica, la tensión de prueba deberá aplicarse por 5 minutos.

Tabla 5.2. Tensión de prueba máxima para cables con aislamiento Po, XLP y EP. [15]



PRUEBAS DE CAMPO DURANTE Y DESPUES DE LA INSTALACION

TIPO DE CABLE: Cable de energía con aislamiento PVC alta tensión .

ESPECIFICACIONES: CEI-20-14.

Tensión KV	Calibre AWG o kCM	Tensión de prueba kV c.d. entre conductor y pantalla	
		Cables nuevos después de instalados pero antes de energizarse.	Cable instalado durante el período de garantía (1er. año).
1	8 - 1000	3.5	1.8
6	8 - 1000	18.0	10.8
10	6 - 1000	30.0	18.0
15	4 - 1000	43.5	26.1
23	1 - 1000	69.0	41.4

- NOTAS: 1. Antes de probar el cable con alta tensión, desconecte éste del equipo. Todas las partes metálicas, equipos y cables próximos que no vayan a probarse se deben conectar a tierra.
2. Antes de probar con alta tensión, mida la resistencia de aislamiento.
3. La tensión especificada debe ser aplicada 15 minutos sobre cada tramo de cable nuevo después de instalado. Durante el período de garantía (primer año) ó pruebas subsecuentes después de éste período, el tiempo será de 5 minutos en cada tramo.
4. Para cables sin pantalla metálica, la tensión de prueba deberá aplicarse por 5 minutos.

Tabla 5.3. Tensión de prueba máxima para cables con aislamiento PVC alta tensión. [15]

5.2.7. Evaluación de resultados.

Cuando se realiza una prueba de alta tensión en un cable de energía, es importante que éste soporte la tensión de prueba durante el tiempo especificado en las tablas 5.1, 5.2 y 5.3. Sin embargo, existen varias causas de falla a mediano y largo plazo que sólo se detectan mediante un análisis cuidadoso de la variación de la corriente de fuga con el tiempo.

Si en cualquier momento durante la prueba, ocurre un incremento violento de la corriente haciendo operar el interruptor del equipo de prueba, es probable que el cable haya fallado o se haya presentado un arqueo en alguna terminal. Se puede confirmar la presencia de una falla al intentar aplicar una vez más la tensión.

5.2.7.1. Evaluación de la relación corriente-tiempo.

El diagrama eléctrico equivalente completo de un cable de energía se ilustra en la figura 5.3 y su correspondiente diagrama vectorial.

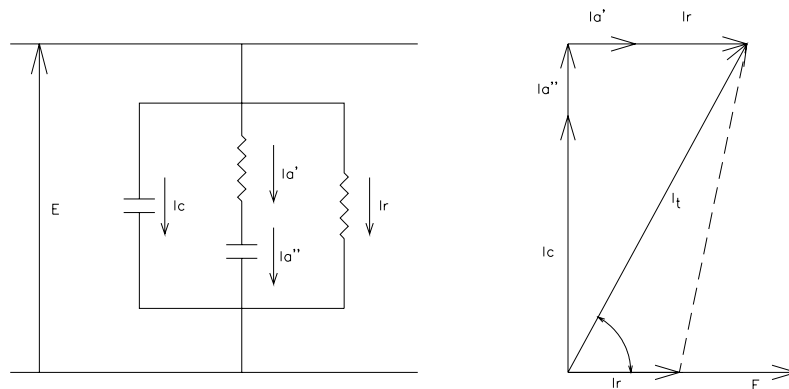


Figura 5.3. Diagrama eléctrico equivalente completo de un cable de energía y su correspondiente diagrama vectorial. [16]

Para efectos prácticos, las representaciones anteriores toman las formas indicadas en la figura 5.4.

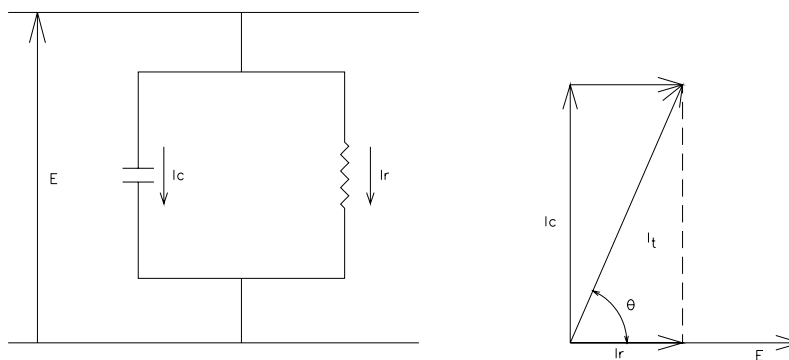


Figura 5.4. Diagrama eléctrico equivalente simplificado de un cable de energía y su correspondiente diagrama vectorial. [16]

Se observa que cuando se imprime una tensión a través de un dieléctrico, fluyen tres tipos de corriente que son:

- a) La corriente de carga (I_c) que corresponde a la capacitancia geométrica del cable.
- b) La corriente de conducción (I_r) presente en todo dieléctrico.



- c) La corriente de absorción o polarización ($I_a = I_a' + I_a''$), que es una magnitud despreciable comparada con la corriente de conducción, representada en la figura 5.3.

En el equipo de alta tensión, se tiene un microamperímetro que mide la suma de las tres corrientes arriba mencionadas (I_t).

La variación de esas corrientes con el tiempo, se muestran en la figura 5.5, en la que se aprecia que la lectura del microamperímetro debe hacerse cada cierto tiempo después de haber energizado el cable para evitar el efecto de la corriente I_c y de corriente I_a . La corriente remanente es I_r cuyo camino es a través del aislamiento o sobre una superficie de fuga tal como las terminales del cable bajo prueba.

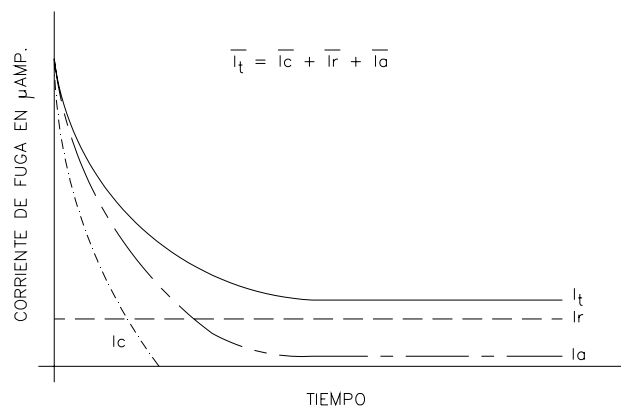


Figura 5.5. Variación de la corriente de fuga I_t con respecto al tiempo. [16]

Conocida la tensión de prueba y la resistencia de aislamiento del cable, la corriente de conducción (I_r) se puede calcular con la Ley de Ohm.

Una vez que se tiene el registro de las lecturas de I_t vs. el tiempo, se procede a graficarlas y de su análisis (comparación con gráfica patrón), se obtienen elementos de juicio suficientes para tomar decisiones. En la figura 5.6 se muestra la gráfica patrón cuya interpretación se describe a continuación.

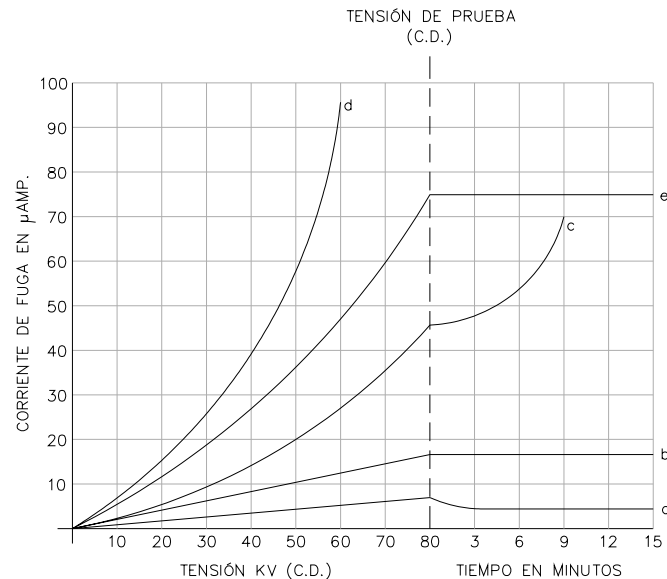


Figura 5.6. Curvas de corriente de fuga vs. tensión y tiempo para diferentes condiciones del aislamiento de cables. [16]

- Curva a. Es una curva típica de buen aislamiento.
- Curva b. Esta curva indica buen aislamiento del cable donde sus terminales están húmedas o contaminadas. En este caso se sugiere interrumpir la prueba, descargar el cable, limpiar perfectamente la terminal y reanudar la prueba. Generalmente se obtiene una curva como la a.
- Curva c. Aquí se indica la posibilidad de una burbuja, impureza o daño en el aislamiento del cable o de las conexiones. En la mayoría de los casos, al aplicar la tensión de prueba inicia la ionización del aire contenido en la burbuja lo que produce alta energía calorífica que causa la destrucción del aislamiento, ocasionando la falla.
- Curva d. En algunos casos donde se tiene humedad o contaminantes en las terminales se presenta una curva como ésta. Si después de seguir el procedimiento indicado para la curva b, y la curva no baja su pendiente, puede tratarse de mano de obra defectuosa durante la instalación o en empalmes y terminales (generalmente se trata de presencia de materiales semiconductores sobre el aislamiento).



Curva e. Esta curva indica presencia de humedad que, sin embargo, no es suficiente para producir la falla. Esta curva se presenta comúnmente en cables húmedos

5.2.7.2. Evaluación analítica de la resistencia de aislamiento.

Pueden utilizarse la tensión (E) y la corriente de conducción (I) observadas durante la prueba de alta tensión, para calcular la resistencia efectiva (R) del aislamiento del sistema de cables, por medio de la Ley de Ohm mostrada en la fórmula 5.1.:

$$R = \frac{E}{I} \left(\text{miles de ohms} = \frac{kV}{A} \right) \dots\dots\dots (5.1)$$

Calcular y graficar la resistencia contra la tensión, junto con la prueba de tensión por pasos, constituye una ayuda para evaluar las condiciones del aislamiento. Una reducción sustancial en la resistencia del aislamiento con el incremento de la tensión es una indicación de daño en el mismo.

La resistencia del aislamiento de cualquier cable se ve afectada por la temperatura, humedad, suciedad y, en general, por las áreas débiles debidas al deterioro por envejecimiento o por daño mecánico. El valor de la resistencia, medido a una tensión y tiempo específicos, según las tablas 5.1, 5.2 y 5.3, representará la influencia de todos esos factores en el aislamiento.

Antes de efectuar la medición conviene calcular analíticamente la resistencia del aislamiento del cable a través de la fórmula 5.2, como sigue:

$$R_i = K \log_{10} \left(\frac{D}{d} \right) \dots\dots\dots (5.2)$$



donde:

R_i = resistencia del aislamiento en megohms-km

K = constante de resistencia del aislamiento (véase la tabla 5.4)

D = diámetro sobre aislamiento en milímetros

d = diámetro bajo aislamiento en milímetros

AISLAMIENTO	K ($M\Omega - Km$)
Papel impregnado	3,000 a 20°C
PVC Bajo voltaje	150 a 15.6 °C
PVC Alto voltaje	750 a 20°C
Polietileno (normal)	15,250 a 15.6 °C
Polietileno vulcanizado (XLP)	6,100 a 15.6°C
Etileno propileno (EP)	6,100 a 15.6°C

Tabla 5.4. Constante de resistencia de aislamiento. [14]

Para la medición de la resistencia del aislamiento de un cable se usa un megóhmmetro, conectando el borne positivo al conductor por medir y el borne negativo a la pantalla del cable y al sistema de tierras.

Debido a que el cable se comporta como un capacitor, antes de tomar lecturas, se debe energizar durante cierto tiempo, dependiendo de la longitud del mismo.

Al terminar la prueba se registrará la temperatura del cable para efectuar la corrección correspondiente en base a las tablas 5.5 y 5.6.

Al hacer la corrección por longitud, debe recordarse que la resistencia del aislamiento varía inversamente con ella.

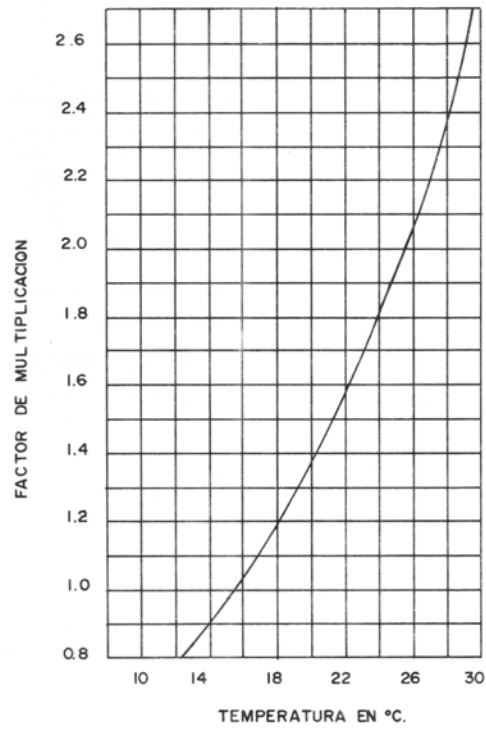


Tabla 5.5. Factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento en cables vulcanel XLP y vulcanel EP. [14]

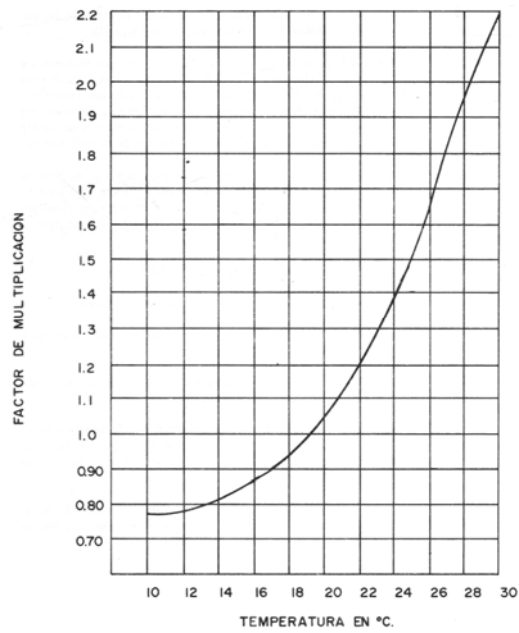


Tabla 5.6. Factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento en cables PVC alta tensión. [14]



5.2.8. Localización de fallas.

Las fallas en los cables de energía aislados pueden presentarse en el momento de efectuar las pruebas de aceptación o durante su operación, requiriendo de una acción inmediata para restaurar el servicio cuando hayan estado en operación.

La localización de fallas en cables subterráneos debe ser tan exacta como sea posible, para permitir con el mínimo de trabajo la exposición de la falla. En los casos donde la longitud y trayectoria del cable son bien conocidas, sólo es necesario determinar la distancia del extremo de medición a la falla. Sin embargo, en muchas instalaciones, sólo se conoce la ubicación de las terminales del cable y no la trayectoria entre ambos extremos por no actualizar o no existir planos.

5.2.9. Causas que producen fallas.

Las principales causas de fallas por la entrada de humedad en el aislamiento de un cable de energía pueden ser las siguientes:

- a) Daño mecánico, provocado por contratistas al abrir zanjas cruzando la trayectoria del cable.
- b) Mano de obra defectuosa en terminales y empalmes cuando éstos no han sido bien sellados.
- c) Temperaturas extremas, donde los puntos calientes son resultado de la alta resistividad térmica del terreno; cuando se tienen muchos circuitos; donde se tiene demasiada reserva de cable formando una bobina o que las cubiertas estén agrietadas por contracción térmica, etc.
- d) Sobretensiones, producidas por descargas atmosféricas.
- e) Daño por animales que se introducen en los registros y muerden el cable.
- f) Medio químico, que provoca corrosión electrolítica en las cubiertas metálicas.
- g) Efecto corona en las terminales y puntos de conexión.



5.2.10. Problemas en la localización de fallas.

Puesto que hay muchos tipos de cables, métodos de instalación y condiciones del medio, es difícil que con un solo tipo de equipo pueda hacerse toda clase de localización de fallas.

Básicamente, el problema de localización de fallas consta de tres pasos:

- a) Consolidación de la falla.
- b) Estimación de la distancia de la falla.
- c) Localización del lugar de la falla.

5.2.10.1. Consolidación de la falla.

Un cable con falla puede tener o no el aislamiento quemado. En algunos casos éste puede tomar varios cientos de volts antes de llegar a la ruptura.

Puesto que la mayoría de los métodos e instrumentos para la localización de fallas requieren una baja resistencia óhmica en el punto de falla, es necesario antes evidenciar ésta, con el equipo adecuado y lograr así que sea franca o de muy baja resistencia (menor que 50 ohms).

Para reducir la resistencia de falla de un cable, cuando ésta no es franca, es necesario aplicar una tensión lo suficientemente alta como para formar un arco en la falla y permitir así el paso de la corriente, es decir, la energía disponible debe ser lo suficientemente alta como para crear una trayectoria conductora.

El equipo llamado *quemador de fallas*, tiene una característica de salida tal que puede mantener una relación de corriente en la falla a tensión máxima. Este



equipo tiene un selector de salida y las características de operación dan la potencia máxima posible de disipación en la falla.

5.2.10.2. Estimación de la distancia a la falla.

Cuando la resistencia de la falla se reduce a valores menores que 50 ohms, se utiliza el *Método de las Terminales*, el cual consiste en localizar rápidamente la posición aproximada de la falla, haciendo mediciones directas en las terminales del cable. Este método tiene las siguientes variantes de mediciones y análisis:

- a) Relación de las resistencias del aislamiento para circuitos abiertos.
- b) Relación de las capacitancias para circuitos abiertos.
- c) Relación de las caídas de tensión para circuitos, cortos y a tierra.
- d) Diferencia de onda estacionaria para circuitos abiertos, cortos y a tierra.
- e) Radar (reflexión de pulsos) para circuitos cortos, abiertos, tierras y resistencia de conductores.

En el presente trabajo, se describe el análisis del inciso c) por ser el menos complicado por el equipo que se utiliza.

Relación de las caídas de tensión para circuitos, cortos y a tierra. (Si el cable tiene una resistencia uniforme por unidad de longitud).

La distancia a un corto o a tierra puede ser determinada midiendo la caída de tensión a través de los conductores de las terminales cuando se aplica una corriente constante y se conoce la distancia entre terminales. La corriente constante se aplica de una terminal a un puente hecho en la terminal opuesta, entre el conductor con falla y el conductor bueno, y la tensión se mide con un voltímetro sensible o con un potenciómetro, como se muestra en la figura 5.7.

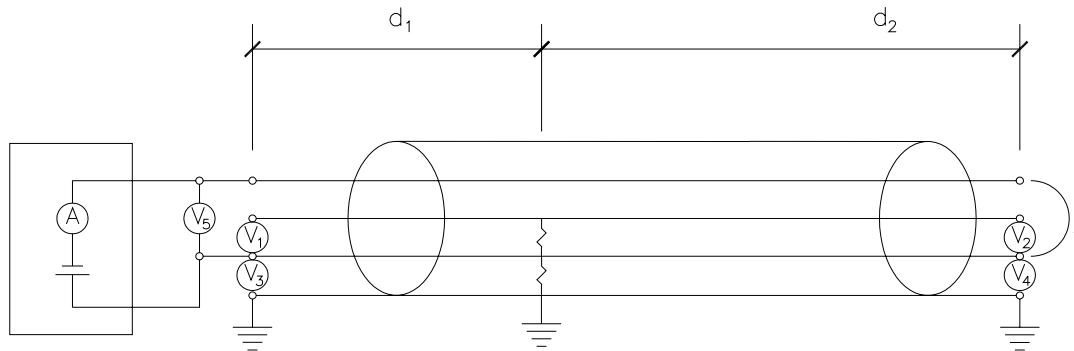


Figura 5.7. Relación de caídas de tensión.

La distancia a la falla puede ser calculada mediante las fórmulas 5.3, 5.4 y 5.5:

Cortos:

$$d_1 = \frac{V_1}{V_1 + V_2} (d_1 + d_2) \dots\dots\dots (5.3)$$

donde:

d_1 = distancia a la falla.

$\frac{V_1}{V_1 + V_2}$ = relación de la caída de tensión entre los conductores a la terminal cercana, a la suma de las caídas de tensión, V_1+V_2 , entre los conductores de ambas terminales.

$d_1 + d_2$ = distancia entre las terminales.

Tierras:

$$d_1 = \frac{V_3}{V_3 + V_4} (d_1 + d_2) \dots\dots\dots (5.4)$$

donde:

d_1 = distancia a la falla.



$\frac{V_3}{V_3 + V_4}$ = relación de la caída de tensión entre el conductor y tierra de una terminal a la caída de tensión V_3+V_4 de ambas terminales.

$d_1 + d_2$ = distancia entre las terminales.

$d_1 = \frac{V_3}{V_5}(2d_1 + 2d_2 + 1)$ (5.5)

donde:

d_1 = distancia a la falla.

$\frac{V_3}{V_5}$ = relación de la caída de tensión V_3 a tierra, a la caída de tensión V_5 al conductor bueno.

5.2.10.3. Localización del lugar de la falla.

La localización exacta del lugar de la falla se logra por medio de los *Métodos Rastreadores*, usando uno o más detectores. De los usados más frecuentemente se encuentran los siguientes:

- a) Método de rastreo con c.a.
- b) Método de rastreo con c.d.
- c) Método de rastreo con impulsos.

En instalaciones en ductos subterráneos, una falla se considera localizada cuando se aísla entre dos puntos accesibles donde el cable puede ser reemplazado. En otras instalaciones, la falla se considera localizada cuando se conoce su posición precisa y puede ser expuesta para su reparación.

En el presente trabajo, se describe el análisis del inciso c) por ser el más preciso en localizar el punto de falla.



Método de rastreo con impulsos.

Este método, debido a su precisión, ha sido usado con amplitud ya que se aplica en cualquier tipo de cables, con o sin pantalla, y en todo tipo de instalación.

Eléctricamente, todas las fallas se pueden representar por una capacidad en paralelo con una resistencia como se muestra en la figura 5.8.



Figura 5.8. Circuito eléctrico equivalente de una falla en un cable aislado.

Aunque el circuito eléctrico es sencillo, las variaciones en las condiciones de las dos trayectorias pueden cubrir un intervalo muy amplio, con la resistencia variando desde un valor muy pequeño hasta los megohms, y la tensión de ruptura desde cero hasta muchos miles de volts.

En este método, se carga un capacitor o grupo de capacitores con una fuente rectificadora de alta tensión, a una tensión apropiada, y después se descarga a través del cable defectuoso o a prueba, como se muestra en la figura 5.9. La onda de impulso que se produce corre a lo largo del cable hasta que llega a la falla. Esta operación se repite automáticamente por el generador de impulsos, hasta que se localiza la falla.

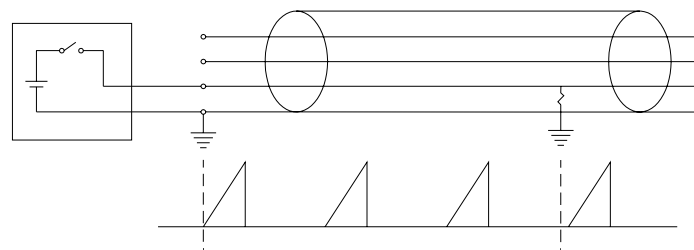


Figura 5.9. Método de rastreo con impulsos.



Cuando la onda de impulso llega a la falla, puede disiparse por sí misma a través de la trayectoria de la resistencia o mediante la formación de un arco por la capacitancia. En todo caso, libera su energía a tierra proporcionando una corriente o sonido que se pueden detectar. Si la energía sólo pasa a través de la trayectoria de la resistencia, no se producirá arco y la detección debe ser en forma electromagnética. Si la resistencia de la falla es muy alta, y la tensión de la onda es suficiente, se formará un arco en la capacitancia y el dispositivo detector puede ser del tipo electromagnético.

La resistencia de la falla puede ser muy alta, pero se puede localizar por el método de impulsos siempre y cuando el valor pico de la onda de tensión y el tiempo de duración sean suficientes para provocar el arco. Entonces el arco queda determinado por la naturaleza de la falla y la magnitud y forma de la onda de tensión. Esta última se determina por la selección del generador de impulsos.

Si el cable está al descubierto, las fallas pueden localizarse por el sonido de la descarga o por el destello. Sin embargo, si está directamente enterrado o en ductos o cuando las cubiertas no han sido dañadas, se requiere un detector.

Un tipo de detector que se emplea frecuentemente consta de una bobina que capta la señal electromagnética. La corriente enviada al cable induce una tensión en la bobina captadora del detector. Esta tensión carga una serie de capacitores en proporción a la carga reflejada por la falla. La serie de capacitores se carga con rapidez, pero la descarga es lenta. Esta característica proporciona buenas condiciones al medidor electrónico, el cual responde con una pulsación lenta y legible, al impulso muy rápido recogido por la bobina captadora.

Con el detector acústico, el operador recibe señales de tres fuentes: dos captadores de tipo sísmico que responden a la energía acústica emitida por la formación del arco y la tercera es una bobina captadora magnética. El captor



magnético proporciona una inducción de la onda de impulso en el cable y alerta al operario para que escuche la pulsación acústica y así aproximarse hasta el lugar exacto de la falla donde la intensidad del sonido será audible en su máximo.

5.3. MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES.

El transformador es un equipo simple, que requiere poco mantenimiento, pero las partes que lo conforman, requieren de una buena programación de mantenimiento y tiempo para ello.

En el presente capítulo se intenta desarrollar ideas que permitan comprender con facilidad las pruebas y trabajos necesarios para un buen mantenimiento del equipo de transformación de energía del Campus Universitario.

Existen pruebas que se realizan antes de la compra y en el lugar de fabricación del transformador que se establecen entre el fabricante y el cliente, a fin de verificar las características que sirven para la operación y mantenimiento del transformador o para establecer criterios para la aplicación del equipo.

El diagnóstico y mantenimiento preventivo de transformadores de potencia es una tarea sistemática que se debe realizar en las subestaciones del Campus Universitario con la finalidad de mantener en condiciones de operación óptimas e identificar posibles condiciones de operaciones críticas para su corrección mediante un mantenimiento preventivo, previo a una posible falla franca en el equipo y bajando los costos operativos de las redes eléctricas de la Universidad.

5.3.1. Trabajos y pruebas de mantenimiento en campo.

Existe la necesidad de efectuar trabajos en el equipo de transformación ya sea por mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo, muchos de los cuales se



ejecutan en campo. En estas circunstancias, es necesario efectuar la planeación de los trabajos que deben incluir recursos humanos y materiales; realizar pruebas con equipo específico y personal capacitado para trabajar sobre el transformador.

Para la realización de las pruebas se toma en cuenta principalmente dos grupos que conforman al transformador: las partes fijas y el aceite aislador.

5.3.2. Pruebas a las partes fijas del transformador.

Es el grupo de partes del transformador, como los devanados, el núcleo y las boquillas, que al realizar las pruebas de mantenimiento se asegura el buen funcionamiento del equipo, detectando problemas en alguno de sus componentes, determinando así la continuidad de servicio del transformador o se toma la decisión de sustituirlo por uno nuevo; ya que sustituir solo una pieza interna del equipo, resultaría muy laborioso y costoso.

5.3.2.1. Resistencia de aislamiento de los devanados.

Se obtiene el valor óhmico del aislamiento, que sirve para determinar el grado de humedad y limpieza de los aislamientos y su rigidez dieléctrica. También se determina si en los devanados existe algún cortocircuito a tierra o a otra bobina, si alguna guía está pegada al tanque y si el transformador está en condiciones de recibir las pruebas a que debe someterse posteriormente.

Procedimiento. Al aplicar una tensión sostenida al devanado, se polarizan las moléculas del material aislante oponiéndose al paso de la corriente eléctrica y aumentando su resistencia. Al tener humedad el aislamiento, ésta permite el paso y la corriente y el valor de resistencia no aumentará. Por esta razón en los transformadores se toman lecturas hasta los 10 minutos para conocer el índice de



polarización que es la relación de lecturas tomadas al minuto y a los 10 minutos. Esta relación da una idea de que tan húmedo o que tan seco este el aislamiento.

En la tabla 5.7 se muestran valores de relación 10 a 1, basada en la experiencia en transformadores sumergidos en aceite. Estas lecturas son una combinación del aislamiento del líquido, en este caso el aceite y el aislamiento sólido como papel, cartón, tela, etc., por lo que se necesita obtener los valores de rigidez dieléctrica del aceite, y el factor de potencia del aislamiento para decidir si el transformador esta apto para pruebas o para entrar de nuevo en operación.

Condición	Relación 10 a 1
Peligroso	Menor que 1
Pobre	Entre 1 y 1.5
Discutible	Entre 1.5 y 2
Regular	Entre 2 y 3
Bueno	Entre 3 y 4
Excelente	Mayor que 4

Tabla 5.7. Valores de relación de aislamiento. [17]

Cuando se cuenta con un megóhmetro manual, se sigue la antigua regla de que la lectura obtenida al minuto debe ser de 1 megaohm por cada 1 kV del devanado en prueba a 75°C. Sin embargo, se cuenta con las tablas 5.8 y 5.9 con valores mínimos satisfactorios constantes a una temperatura de 20°C que los fabricantes recomiendan en transformadores sumergidos en aceite.

RESISTENCIA MÍNIMA DE AISLAMIENTO EN ACEITE A 20°C			
VALORES A 1MIN. Y MEDIDOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A 1000V			
TENSION DE LÍNEA A LÍNEA [kV]	MEGAOHMS	TENSION DE LÍNEA A LÍNEA [kV]	MEGAOHMS
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15	410	196	5300
25	670	230	6200
34.5	930	287	7750
46	1240	345	9300
69	1860		

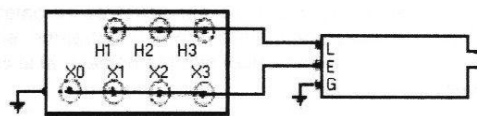
Tabla 5.8. Resistencias mínimas de aislamiento. [18]



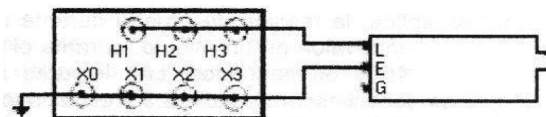
TEMPERATURA PROMEDIO [°C]	FACTOR DE CORRECCION	TEMPERATURA PROMEDIO [°C]	FACTOR DE CORRECCION
0	0.3	50	6
5	0.4	55	8
10	0.54	60	11
15	0.73	65	14.8
20	1	70	20
25	1.3	75	26.8
30	1.8	80	36.2
35	2.5	85	49
40	3.3	90	66
45	4.5	95	89

Tabla 5.9. Factor de corrección por temperatura. [18]

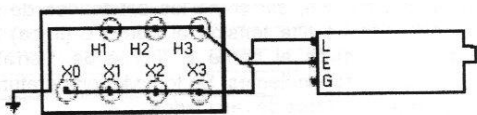
Para la prueba se conectan las terminales de los devanados de un lado del transformador en cortocircuito y se conectan a la terminal de línea del megóhmmetro, y los devanados del otro lado del transformador cortocircuitarlos y conectarlos a tierra al igual que el tanque del transformador. La tensión que se aplica al devanado en prueba es variable, pues los modernos instrumentos traen 500, 1000, 2000, 2500 ó 5000 volts. Al terminar los 10 minutos se desenergiza el equipo y se desconecta el instrumento del devanado en prueba para conectarlo a otro lado del transformador como se muestra en la figura 5.10.



a) Resistencia de aislamiento alta vs. baja



b) Resistencia de aislamiento alta vs. baja + tierra



c) Resistencia de aislamiento baja vs. alta + tierra

L -- LINEA
E -- TIERRA
G -- GUARDA

Figura 5.10. Conexiones del megóhmmetro para la prueba de resistencia de aislamiento.

La prueba debe ser interrumpida inmediatamente si la lectura de la corriente comienza a incrementarse sin estabilizarse.



Este tipo de prueba no es destructiva y el obtener valores bajos no indica en forma decisiva que el aislamiento sea deficiente, sino que hay suciedad o humedad en los aislamientos.

5.3.2.2. Factor de potencia del aislamiento.

Se verifica que el aislamiento del transformador sumergido en aceite no contenga humedad en algún porcentaje peligroso para las pruebas y puesta en operación.

Los dieléctricos presentan pérdidas cuando se someten al esfuerzo de un campo eléctrico de corriente alterna, y estas pérdidas dependen del grado de humedad existente. Los equipos de medición de factor de potencia tienen dispositivos para medir en miliwatts las pérdidas producidas en el aislamiento así como los milivoltampers alimentados para producirlas. La relación de miliwatts entre milivoltampers nos da el factor de potencia, que multiplicado por 100 nos lo da en porcentaje, que es como lo relacionamos con otros valores obtenidos. Como el grado de humedad y contaminación de los aislamientos dependen de la temperatura, entonces el valor de factor de potencia se debe referir a 20°C para poder hacer la comparación.

En algunos casos no se cuenta con el equipo de medición de factor de potencia, sino con el equipo de medición del factor de disipación, que es el que mide el ángulo complementario de θ . Este equipo de medición del factor de disipación al aplicar una tensión alterna al devanado en prueba, hace circular una corriente alterna que se divide en dos componentes al comportarse el devanado como un capacitor. Por lo tanto podemos considerar que tenemos un circuito RC donde hay corriente capacitiva I_C y corriente resistiva I_R (corriente de pérdidas) como se muestra en la figura 5.11. Si representamos estas corrientes en un triángulo con la resultante de ellas, la tangente de ϕ es el factor de disipación, aquí podemos ver



que el coseno θ es (I_R/I) , y que si el ángulo φ es muy pequeño podemos considerar que el coseno θ y la tangente φ son iguales.

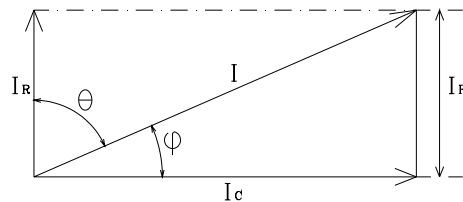


Figura 5.11. Factor de potencia (coseno de θ) y factor de disipación (tangente de φ).

Al medir el factor de potencia, o el de disipación se incluye el valor de los aisladores del devanado en prueba, puesto que no se desconectan al probar.

Procedimiento. La prueba consiste en poner en corto circuito las terminales de cada devanado y conectar a uno de ellos el equipo de medición, los otros devanados y el tanque se conectan a tierra. Al terminar la medición se desconecta el devanado medido y se aterriza para conectarlo a otro de la misma manera hasta terminar con los 3 devanados, como se muestra en la figura 5.12.

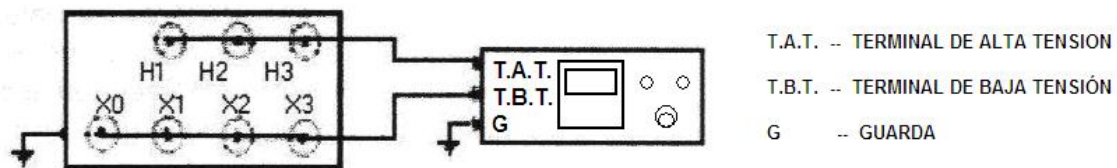


Figura 5.12. Conexión del equipo de medición para la prueba de factor de potencia.

Los valores máximos aceptables, se muestran en la tabla 5.10.

Tensión del devanado de Alta Tensión en kV	Límite superior del factor de potencia
5 – 115	0.8
138 – 230	0.7
260 y mayores	0.5

Tabla 5.10. Valores de Factor de potencia en transformadores. [17]



De forma general, podemos decir que los valores máximos aceptables son:

- Para transformadores nuevos 0.5% de F.P. referidos a 20°C.
- Para transformadores usados 1.0% de F.P. referidos a 20°C.

5.3.2.3. Relación de transformación, polaridad y desplazamiento angular.

Se verifica que el número de vueltas en cada devanado sea el correcto, las derivaciones estén bien conectadas, las conexiones internas estén bien y la relación entre bobinas sean las adecuadas, así como verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap del transformador estén dentro de la tolerancia de medición.

El método más simple para hacer esta verificación es medir con un transformador patrón, que viene incluido en el equipo llamado TTR, que nos indica la relación de transformación y también determina la polaridad y el desplazamiento angular. La conexión para esta prueba se muestra en la figura 5.13.

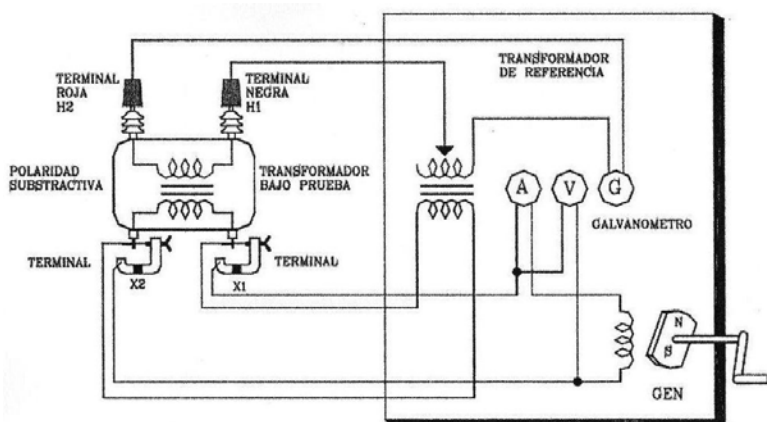


Figura 5.13. Conexión de TTR para la prueba de relación de transformación para un transformador.

Procedimiento. El transformador bajo prueba tiene identificadas las terminales de cada devanado, grabado el diagrama de conexiones y el diagrama vectorial en la placa de datos, facilitando conectar el TTR en cada par de las bobinas que



correspondan de acuerdo al diagrama. El TTR convencional trae 4 puntas de prueba y 3 perillas para variar los valores de relación, conectándolas a cada par de bobinas correspondientes. Dos puntas de prueba alimentan la bobina de menor tensión con 8 volts, 60 Hz y las otras dos se conectan en la bobina de mayor tensión. Las puntas se identifican con colores rojo y negro y las de alimentación son más gruesas que las de medición. Al alimentar con 8 volts una de las bobinas, se van girando las perillas para encontrar la relación de transformación, que se logra cuando la aguja del indicador de nulidad quede en el centro.

Para la prueba de polaridad, con el transformador patrón del TTR, la polaridad conocida y de la misma relación que la del transformador de prueba, se conectan en paralelo los devanados de alta tensión de ambos transformadores uniendo las terminales igualmente marcadas. Se conectan también análogamente las terminales marcadas de un extremo de los devanados de baja tensión de ambos transformadores, dejando los otros extremos libres. Se aplica un valor reducido de tensión a los devanados de alta tensión y se mide la tensión entre las dos terminales libres. Una lectura cero o despreciable del voltímetro indicará que las polaridades de ambos transformadores son idénticas.

La prueba se considera crítica si es mayor a la tolerancia del 0.5%, entre devanados primario y secundario con sus respectivas derivaciones. Las desviaciones en las mediciones indican problemas en los circuitos de los devanados del transformador o del núcleo magnético. Problemas como circuitos abiertos, espiras en cortocircuito o defectos de los contactos de los tap's.

La polaridad y el ángulo de fase son muy importantes cuando el transformador se encuentra conectado en paralelo con otros transformadores. Mediante ésta prueba se verifica la desviación angular entre el primario y secundario de cada fase.



Las diferencias con los valores de referencia pueden ser debidas a desplazamientos geométricos entre devanados generados por fuertes movimientos de traslado, maniobra e instalación.

5.3.2.4. Resistencia óhmica de los devanados.

Se verifica la continuidad de las bobinas, las conexiones internas de los devanados y se obtienen las pérdidas en el cobre, así también se calculan las elevaciones de temperatura en la prueba. Esta práctica se hace para medir la resistencia de cada devanado y entonces verificar las pérdidas por efecto Joule (I^2R), así como encontrar la caída de voltaje en la resistencia de cada devanado.

El objetivo de medir las resistencias de los devanados es detectar posibles anomalías debidas a las variaciones de resistencia en las conexiones, puentes abiertos o deteriorados y elevada resistencia en los contactos de los tap's.

Con ésta prueba se puede indicar la temperatura interna del devanado cuando se compara la resistencia del medio ambiente con la resistencia en caliente. Cuando se grafican estos datos, se puede calcular la resistencia a tiempo cero, como se muestra en la figura 5.14.

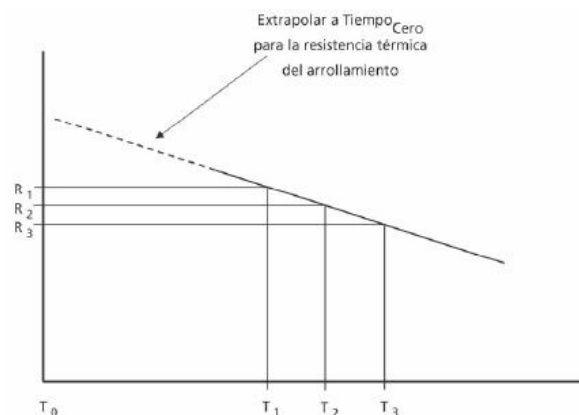


Figura 5.14. Resistencia de enfriamiento del devanado del transformador. [20]



Procedimiento. La prueba consiste en medir la resistencia de cada devanado con un puente de alta precisión, como un Kelvin, por ejemplo. Los valores de resistencia se miden para cada devanado y para cada posición de los tap's. Estos valores se comparan con los medidos en fábrica o con los valores adoptados como referencia. Para efectuar la comparación es necesario referir los valores de resistencias a igual temperatura, para lo cual se emplea la fórmula 5.6.

$$R_s = R_m \frac{234.5 + T_s}{234.5 + T_m} \dots\dots\dots (5.6)$$

donde:

R_s = Resistencia esperada a la temperatura T_s .

R_m = Resistencia medida en campo a la temperatura T_m .

T_s = Temperatura de referencia.

T_m = Temperatura media del transformador en el momento de la medición.

Una vez obtenidos los valores de resistencia referidos a una misma temperatura, se estima la diferencia entre las resistencias y las medidas en campo con la fórmula 5.7.

$$e[\%] = 100 \frac{R_m - R_f}{R_f} \dots\dots\dots (5.7)$$

donde:

e = Diferencia entre los valores de resistencias de referencia y los obtenidos durante el seguimiento.

R_m = Resistencia medida en campo.

R_f = Resistencia de referencia proporcionada por el fabricante.

Es importante medir la resistencia cuando el aceite del transformador tenga la temperatura ambiente, pues como dicho líquido rodea a los devanados, la diferencia de temperatura entre ellos será mínima y puede tomarse como



referencia la temperatura del aceite. La medición se debe hacer en la parte superior sumergiendo el termómetro dentro del aceite.

Ahora bien, si el tamaño del tanque del transformador es muy grande, existe una diferencia de temperaturas entre el aceite de la parte inferior con respecto a la superior, por lo que es conveniente tomar un promedio de estas temperaturas.

Como las pérdidas a la temperatura ambiental deben referirse a la temperatura de operación del transformador que se especifica en la placa de datos, ya sean 75°C u 85°C, entonces hay que aplicar los factores del cobre o del aluminio para hacer dichas referencias. [17]

Para el cobre el factor es de 234.5

Para el aluminio el factor es de 225

La ausencia del tipo de anomalías mencionadas anteriormente serán confirmadas si las variaciones de resistencia están dentro del $\pm 5\%$. [20]

5.3.2.5. Pérdidas en el núcleo y corriente de excitación.

Se verifica que las pérdidas originadas al excitar el transformador sin carga, así como la corriente de excitación cumplan con los datos especificados por el fabricante. También le sirve al fabricante para verificar la calidad de acero al silicio.

Procedimiento. La prueba consiste en aplicar la tensión nominal a frecuencia de operación a uno de los devanados del transformador, de preferencia al de menor tensión, dejando los otros en circuito abierto, como se observa en la figura 5.15.

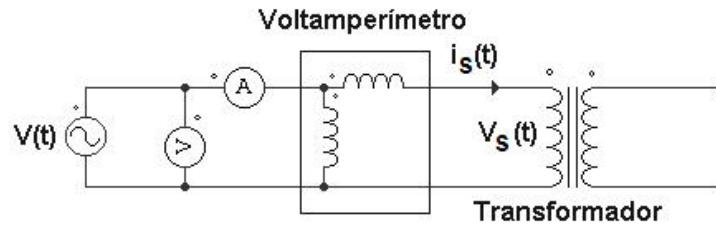


Figura 5.15. Conexión para la prueba de pérdidas en el núcleo y corriente de excitación.

En el circuito de pruebas mediremos la tensión nominal, la corriente de excitación y los watts de pérdida. La corriente de excitación es la que se necesita para establecer un flujo magnético capaz de inducir la tensión nominal en el otro u otros devanados. Su valor se calcula en porcentaje para compararlo con la del fabricante.

La potencia consumida representa las pérdidas por histéresis y por las corrientes circulares (corrientes de Eddy) que se originan en el núcleo del transformador. Como el comportamiento del núcleo no es lineal, al excitarse el transformador con la tensión nominal, la corriente de excitación se distorsiona originando que en el equipo de medición se lea un valor de tensión diferente al nominal. Para evitar esto se conecta en paralelo el voltímetro de valor medio que está calibrado para que se lea la tensión nominal. Si la distorsión es pequeña o no existe, los dos voltímetros tendrán la misma lectura. Si la diferencia es apreciable, entonces se corregirán los watts leídos de acuerdo a la siguiente fórmula 5.8 y 5.9.

$$\text{Watts corregidos} = \frac{\text{Watts leídos}}{Kh + e} \dots\dots\dots (5.8)$$

$$K = \frac{\text{tensión eficaz}}{\text{tensión media}} \dots\dots\dots (5.9)$$

donde:

h = factor de pérdida por histéresis

e = factor de pérdidas por corrientes de Eddy



Estos dos factores los proporciona el fabricante de acero al silicio, de acuerdo a las características con que se haya pedido, pero a falta de estos datos, en general se pueden tomar 0.5 de valor para cada uno.

Los transformadores trifásicos al estar en buenas condiciones, su corriente de excitación es alrededor del 1% al 2% de su corriente nominal y el devanado que está colocado en la pierna central consumirá una corriente de excitación de alrededor del 50% de la corriente consumida por las piernas laterales. Por tanto, corrientes de excitación anormales será indicativo principalmente de daños internos en los devanados como posibles cortocircuitos entre espiras, entre devanados o aterrizamiento de los mismos, incluso puede ser debido a fenómenos como la presencia de magnetismo remanente en los núcleos lo cual debido a la no-linealidad de los mismos afecta esta prueba. La prueba se realiza al mayor nivel de tensión posible de hasta 12 kV dependiendo del envejecimiento que se conozca del equipo a probar, con el fin de no dañar los aislamientos.

5.3.2.6. Pérdidas en el cobre y porciento de impedancia.

Se verifica que las pérdidas en los devanados cumplan con los datos del fabricante, así como el porciento de impedancia.

Procedimiento. La prueba consiste en alimentar la corriente nominal uno de los devanados y poniendo en corto circuito el otro devanado, como se observa en la figura 5.16. La posición del tap debe estar en la nominal pues generalmente es donde se garantizan las pérdidas. La tensión necesaria para alimentar la corriente nominal se llama tensión de impedancia y se calcula en porciento para compararla con el valor garantizado. Es importante hacer la prueba lo más rápido que se pueda y tomar la temperatura del aceite; de lo contrario, la corriente que circula en el devanado lo puede calentar y entonces ya no es válida la temperatura del aceite.

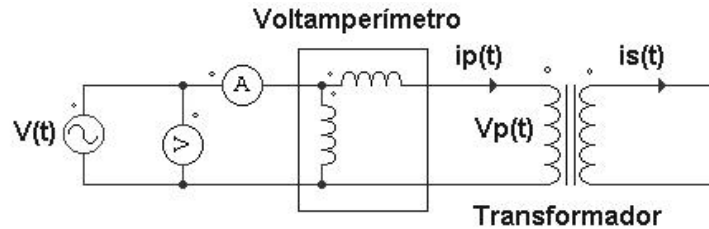


Figura 5.16. Conexión para la prueba de pérdidas en el cobre y por ciento de impedancia.

Las pérdidas medidas incluyen las I^2R y las indeterminadas. Si la resistencia óhmica del devanado fue medida con la misma temperatura de las pérdidas del cobre, entonces se resta los I^2R calculadas a las medidas para conocer las indeterminadas a esa temperatura. Estas pérdidas son a la temperatura de operación del transformador, por lo que se tiene que referir las I^2R y las indeterminadas a esa temperatura, que puede ser 75°C u 85°C , para que sumadas den las pérdidas del cobre a dicha temperatura. Para esto se usan los factores del cobre o aluminio, dependiendo del material usado en las bobinas.

La medición de la impedancia permite detectar el deterioro de un transformador; el envejecimiento de los aislamientos provoca que la impedancia del transformador cambie, cortocircuitos entre espiras o devanados altera el valor de la impedancia del equipo. Esta prueba mide la impedancia del transformador y se compara con la de placa; si hay un valor con una variación por encima del 5% del valor de placa será necesario probar cada fase en forma independiente para detectar cual de los devanados es el que esta dañado o tiene el mayor deterioro de los tres. [19]

5.3.3. Pruebas al aceite aislador del transformador.

El aceite es el aislamiento dieléctrico del transformador y sirve como medio para conducir el calor generado por pérdidas internas del núcleo y bobinas hacia el tanque y los radiadores. Es así que la supervisión y el mantenimiento de la calidad del aceite son esenciales para asegurar el buen funcionamiento del transformador.



En el Campus Universitario, cuyas actividades depende de la confiabilidad de su alimentación de energía eléctrica, se debe aplicar una supervisión más frecuente y severa de la calidad del aceite como un medio para prevenir cortes de electricidad.

En los transformadores sumergidos en aceite, el aire o la humedad causan contaminación y oxidación. El grado de deterioro químico aumentará con los aumentos de temperatura.

5.3.3.1. Rigidez dieléctrica del aceite.

Se verifica que el aceite cumpla con las características aislantes, de humedad y limpieza. Así se detectan contaminantes tales como agua, partículas en suspensión o partículas conductoras con la ayuda de un medidor de rigidez dieléctrica de líquidos aislantes, como el que se muestra en la figura 5.17.

Los equipos para prueba de rigidez dieléctrica del aceite pueden utilizar dos tipos de electrodos de bronce pulido:

- a) Plano, de 25 mm de diámetro y separación de 2.5 ± 0.01 mm. El valor mínimo de ruptura del aceite debe ser de 30 kV. La velocidad de incremento de la tensión aplicada es de $3.0 \pm 20\%$ kV/s.
- b) Semiesféricos, de 36 mm de diámetro y separación de 1 ± 0.03 mm. El valor mínimo de ruptura del aceite debe ser de 20 kV. La velocidad de incremento de la tensión aplicada es de $1.5 \pm 20\%$ kV/s.

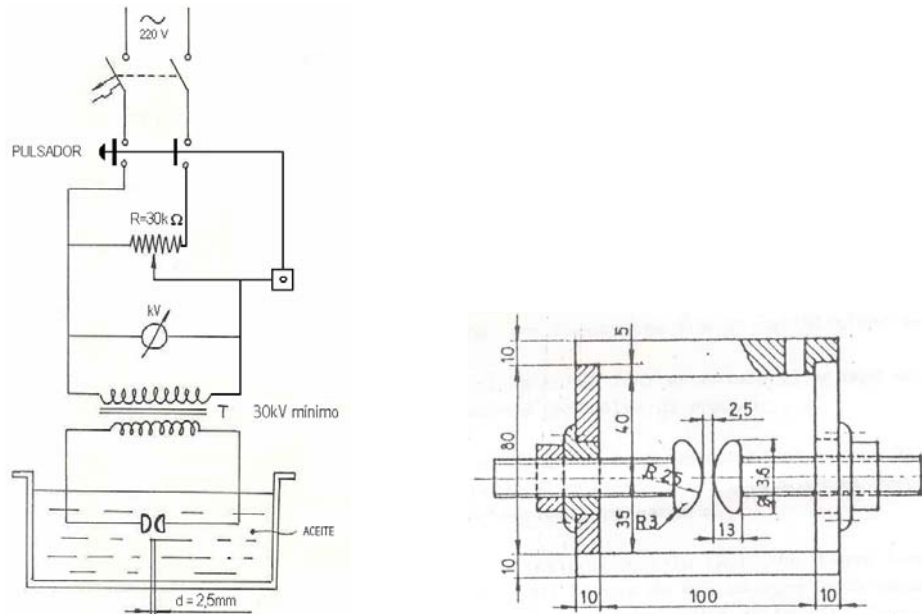


Figura 5.17. Esquema del medidor de rigidez dieléctrica y electrodos del medidor.

Procedimiento. Se saca una muestra del aceite de la parte inferior del tanque y se deja reposar de 3 a 5 minutos dentro de la copa de prueba. La cantidad de aceite de prueba debe ser tal que alcance un nivel de por lo menos 20 mm arriba del borde superior de los electrodos. Después de dejar reposar la muestra, se energiza el equipo elevando la tensión hasta que se produzca el arco; en este momento se desconecta automáticamente el equipo permaneciendo la indicación del valor de la tensión de ruptura.

Se efectúan tres pruebas con el mismo aceite con intervalos de un minuto entre pruebas y se obtiene la lectura promedio. Si este valor es satisfactorio, se da por buena la prueba. En caso contrario, se saca otra muestra enjuagando la copa con aceite nuevo, para quitar los residuos de carbón de la prueba anterior y se procede a realizar nuevamente la prueba.

Si después de efectuar pruebas a 3 muestras diferentes, se sigue obteniendo el valor promedio inferior al valor establecido de referencia, la prueba se rechaza.



De forma general, podemos decir que los valores mínimos aceptables son:

- a) Plano de 25 mm de diámetro y 2.5 mm de separación.
 - 25 kV mínimos de ruptura en aceites usados
 - 35 kV mínimos de ruptura en aceites nuevos
- b) Semiesféricos de 36 mm de diámetro y 1 mm de separación.
 - 20 kV mínimos de ruptura en aceites usados.
 - 30 kV mínimos de ruptura en aceites nuevos.

5.3.3.2. Tensión interfacial del aceite.

Se mide la fuerza de cohesión entre moléculas de agua y aceite, detectándose productos polares solubles o productos de envejecimiento. Las sustancias en disolución en aceite modifican la tensión interfacial disminuyendo su valor el cual se determina con relación a la del agua.

El valor de la tensión interfacial varía rápidamente durante la primera etapa de envejecimiento pero luego la tasa de variación decrece a medida que los valores absolutos disminuyen. Por esta razón los resultados son difíciles de interpretar especialmente cuando el aceite está regularmente contaminado.

Procedimiento. La muestra de aceite se le introduce con agua en un recipiente. Se coloca en la interfase agua-aceite un anillo plano de alambre de platino y se mide la fuerza necesaria para quitarlo, levantándolo desde la interfase agua-aceite. La fuerza medida se corrige aplicando un factor empírico que depende de ésta, de las densidades del aceite y del agua, y de las dimensiones del anillo.

Esta prueba también se puede realizar con la ayuda de una jeringa para prueba, donde el valor mínimo aceptable es de 50 dinas-cm corregidos a 25°C.



5.3.3.3. Color y condición del aceite.

Se verifica el grado de oxidación del aceite con la ayuda de un colorímetro portátil por comparación de color.

De forma general, podemos decir que los valores máximos aceptables son:

- a) 0.5 máximo para aceites nuevos, color claro.
- b) 5 máximo para aceites usados (color amarillo naranja)

En general, un aceite nuevo es blanco azulado o amarillento. Conforme los aceites se deterioran en uso, el color se hace gradualmente más oscuro. Hay sustancias en los transformadores que oscurecen el aceite sin perjudicar su utilidad como son el carbón o una contaminación por fuga de una boquilla, lo que se puede comprobar efectuando las pruebas eléctricas y químicas complementarias.

El aceite que presenta un color anaranjado oscuro a rojizo está cerca o ya ha iniciado la formación de lodos por lo que el aislamiento del transformador está seriamente afectado.

5.3.3.4. Número de neutralización del aceite (acidez).

El índice de neutralización de un aceite mide los agentes contaminantes ácidos en el aceite. En un aceite nuevo el valor del índice de neutralización es pequeño, pero aumenta como resultado del envejecimiento por oxidación.

Al medir la acidez se obtiene información sobre el estado químico del aceite, estimando la posibilidad de aparición de lodos en el interior del transformador. Los productos ácidos generados durante la oxidación del aceite, provocan deterioro del aislamiento sólido del transformador, por lo tanto es importante detectar a tiempo la aparición de acidez orgánica y controlar su variación en el tiempo.



El índice de neutralización son los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar los ácidos libres contenidos en un gramo de aceite.

Procedimiento. Se disuelve la muestra de aceite en un solvente compuesto de alcohol benceno e indicador y valorar con solución alcohólica 0.1 normal de hidróxido de potasio hasta que se produzca el cambio de color azul a rojo.

Un buen aislante tiene un grado de acidez no superior a 0,05 KOH mg/g). [19]

5.3.3.5. Humedad del aceite.

El agua en el aceite de un transformador puede provenir del aire atmosférico o resultar de la degradación de los materiales aislantes. Para contenidos de agua relativamente bajos, el agua permanece en solución y no modifica el aspecto del aceite. Por lo tanto, el agua disuelta se debe detectar por medio de métodos químicos. El agua disuelta afecta las propiedades dieléctricas y la solubilidad del agua en el aceite aumenta con la temperatura y el índice de neutralización.

Cuando el contenido de agua supera cierto nivel, que llega a la saturación, el agua no puede permanecer en solución y entonces aparece en forma de turbiedad o de gotitas. El agua libre provoca una disminución de la rigidez dieléctrica y de la resistividad y un aumento del factor de disipación.

La prueba determina la cantidad de agua disuelta y no disuelta en el aceite, a diferencia de la rigidez dieléctrica que solamente detecta la presencia de agua no disuelta en el aceite. La capacidad de disolución de agua del aceite aumenta a medida que envejece; con el conocimiento de la cantidad disuelta se prevé el punto de saturación, donde comienza a disminuir la capacidad dieléctrica.



El equilibrio que existe entre la humedad contenida en el aceite varía con la temperatura, por lo que la muestra para una determinación de contenido de agua se tomará mientras el transformador se encuentra a temperatura de servicio.

Procedimiento. Se hace reaccionar yodo y SO_2 , que en presencia de agua libera SO_3 y ácido yodhídrico. Estos a su vez reaccionan con piridina y alcohol metílico. Midiendo la cantidad de SO_3 se puede determinar el contenido de agua. Es muy sensible y se requieren cuidados especiales para evitar resultados erróneos por indicios de humedad provenientes de la atmósfera del laboratorio.

También se puede medir el contenido de agua en el aceite en partes por millón (ppm) con la ayuda de un higrómetro.

De forma general, el valor aceptable es de no más de 10 partes por millón (ppm).

[21]



5.3.3.6. Factor de potencia del aceite.

Esta prueba es muy sensible a la presencia de contaminantes solubles y productos debido al envejecimiento del aceite aislante. Un valor alto de factor de potencia indica la presencia de contaminantes o productos de degradación como agua, productos de oxidación, partículas coloidales, carbón residuos de cobre, etc.

Eléctricamente esta es la prueba en aceites más importante a efectuar ya que proporciona una idea completa y clara respecto a las condiciones de contaminación y deterioro del aceite.

Procedimiento. Al tomar la muestra de aceite debe purgarse suficiente líquido de la válvula de vaciado de aceite del transformador para que la suciedad o agua acumulada en ésta válvula sea drenada antes de llenar la celda. La celda para la prueba se llena de aceite hasta una altura aproximada de $\frac{3}{4}$ del tope final. La muestra se deja reposar por lo menos 5 minutos, tiempo durante el cual el aire atrapado podrá escapar y las partículas de material extraño se asentarán en el fondo de la celda.

Posteriormente se coloca la celda en una base firme y nivelada evitando que la superficie del líquido quede a desnivel. Se conecta el gancho de cable de alta tensión, del puente de Schering, a la manija de la celda y la terminal de baja tensión se conecta al cilindro metálico de la celda. Igualmente la pantalla de tierra del cable de alta tensión se conecta al tornillo de tierra de la celda. Antes de efectuar la prueba, se verifican que las conexiones de alta tensión y de tierra no se encuentren en contacto para evitar un cortocircuito. Inmediatamente después de efectuada la prueba debe tomarse la temperatura del aceite contenido en la celda de prueba y relacionar el valor de factor de potencia a la temperatura de 20°C para fines comparativos. En la figura 5.18 se muestra el puente de Schering para la



prueba de factor de potencia del aceite y en la figura 5.19 se muestra el esquema del puente Schering.



Figura 5.18. Muestra de aceite vertida en la celda y equipo para prueba de factor de potencia.

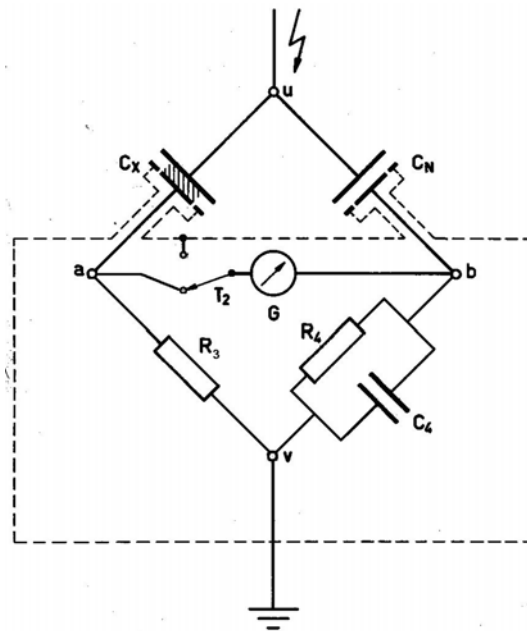


Figura 5.19. Esquema del puente de Schering para la prueba de factor de potencia.

Los valores que se desean conocer se obtienen en función de los valores conocidos de las restantes impedancias del puente cuando éste está equilibrado, es decir cuando los puntos a y b están al mismo potencial.



Para saber si el puente está en equilibrio ($V_a=V_b$), se utiliza el galvanómetro G. Cuando circula corriente a través del galvanómetro, su aguja indica un valor mayor que cero, y cuando no circula corriente la aguja indica cero. En este último caso sabemos que el puente está en equilibrio.

Al igual que en el puente de Wheatstone el equilibrio se logra cuando los productos de las impedancias de los brazos opuestos son iguales, es decir, cuando el producto de la impedancia entre los puntos v y a por la impedancia entre los puntos u y b es igual al producto de la impedancia entre v y b por la impedancia entre u y a. C_x es la capacitancia del aceite a medir.

De forma general, podemos decir que los valores máximos aceptables son:

- a) Máximo 0.05% de F.P. a 20°C para aceite nuevo.
- b) Máximo 0.1% de F.P. a 20°C para aceite usado.

Un aceite con alto índice de contaminación debe considerarse como riesgoso, por lo que se recomienda sea reacondicionado o remplazo.

5.3.3.7. Recuperación del aislamiento del aceite.

Para restablecer las cualidades aislantes del aceite, es necesario eliminar la humedad y las partículas que contenga como carbón, gas y otras impurezas.

Para tal efecto, se usa un equipo de filtración al alto vacío con sistema de calentamiento y con capacidad necesaria para realizar al recírculado en un tiempo normal (que depende de la cantidad de aceite aislante a tratar).

El filtrado y desgasificado del aceite del transformador consiste en lo siguiente:



- a) Calentamiento al aceite. Eliminándose humedad contenida, así mismo provocando su dilatación.
- b) Purificación mecánica. A base de fuerza centrífuga; en este se efectuará la separación de sólido-líquido (partículas de suspensión, sedimentos, etc.) y el más importante líquido-líquido.
- c) Proceso de filtración. A base de cartuchos de asbesto de celulosa se eliminan y/o se retienen partículas mayores de 5 micras (separación líquido-sólido).
- d) Proceso de alto vacío. Con capacidad de 575 mm de Hg. En este se almacenan gases, burbujas, desareación, rompimiento de tensión superficial y deshidratación del aceite.

Se recomienda que el tratamiento de aceite se efectué por lo menos una vez al año, y si el medio ambiente es muy contaminado dos veces al año. [18]

5.4. MANTENIMIENTO A INTERRUPTORES DE POTENCIA.

El interruptor de potencia es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito.

Cuando un interruptor abre un circuito con carga o para despejar una falla es inevitable la presencia del arco eléctrico, la que sin duda es una condición desfavorable en la operación de interruptores. La generación del arco se debe a la ionización del medio entre los contactos, haciéndolo conductor, lo que facilita la circulación de corriente en el circuito de potencia durante la presencia del arco.

Una de las formas de extinguir el arco es aumentando la resistencia que ofrece el medio a la circulación de corriente. La resistencia del arco puede aumentarse enfriando el arco, o bien alargándolo, o dividiéndolo. El inconveniente de este último método, es que la energía que debe ser disipada es alta, por lo cual su uso



se limita a aplicaciones en baja y media tensión tanto en corriente alterna como en continua.

Un punto esencial en el mantenimiento y costo de éste equipo de potencia es saber cual elegir para su instalación en el sistema eléctrico del Campus Universitario, según sus características operativas y constructivas, para así poder determinar el tipo de fallas que se pueden presentar durante su operación.

5.4.1. Prueba de resistencia de contactos.

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, originan caídas de voltaje, generación de calor, pérdidas de potencia, etc. La prueba se realiza en circuitos donde existen puntos de contacto a presión o deslizables. Para medir la resistencia de contactos existen diferentes equipos que cuentan con una fuente de corriente directa que puede ser una batería o un rectificador.

La medición de la resistencia de contacto se realiza usualmente usando la fórmula 5.10, que no es otra cosa que los principios de la ley de Ohm:

$$V = RI \dots\dots\dots (5.10)$$

donde:

V = voltaje a través del contacto.

I = corriente.

R = resistencia.

Si aplicamos una corriente I y medimos el voltaje V, la resistencia R se puede obtener despejándola de (5.10) y obteniendo la fórmula 5.11.

$$R = \frac{V}{I} \dots\dots\dots (5.11)$$



Dado que la cámara de interrupción es un contenedor cerrado, sólo tenemos acceso a los conductores de entrada y de salida; la R medida entre estos dos puntos sería la suma de todas las resistencias de contacto halladas en serie (contactos fijos, de cierre y apertura y los deslizantes), como se muestra en la figura 5.20.

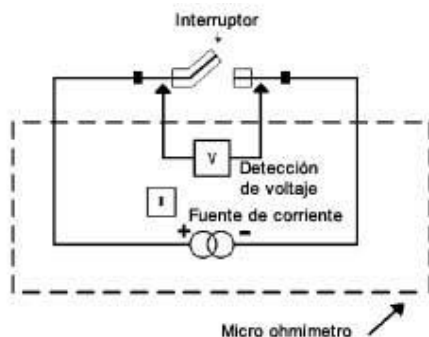


Figura 5.20. Esquema de la prueba de resistencia de contactos.

El valor de la corriente aplicada debe ser lo más cercana a la corriente nominal para la que fue diseñada la cámara de interrupción. Se pueden usar corrientes más pequeñas pero no menos a 50 Amp para eliminar el efecto galvánico que podría afectar las lecturas. [22]

Se deben observar precauciones especiales cuando se mide:

- El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en la posición cerrado.
- Se debe de aislar la inducción electromagnética, ya que esta produce errores en la medición y puede dañar el equipo de prueba.
- Limpiar perfectamente bien los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba para que no afecten a la medición.
- Los puntos medidos deben estar limpios y libres de oxidación.
- Los puntos de medición siempre deben ser los mismos
- Realizar varias pruebas consecutivas y calcular el promedio.



El rango de los valores de la resistencia en micro ohmios en los interruptores se divide de acuerdo a la capacidad de transporte del voltaje y de la corriente:

- a) 25 kV – 100 hasta 350 $\mu\Omega$.
- b) 120 kV – 80 hasta 200 $\mu\Omega$.
- c) 120 hasta 330 kV – 100 $\mu\Omega$ máx.
- d) 735 kV – 20 hasta 80 $\mu\Omega$.

Con el microohmiómetro se mide la resistencia de contacto con la cámara de interrupción en la posición cerrada, pero no indica la condición de los contactos de arco.

Por ello se ha desarrollado la Medición Dinámica de la Resistencia de Contactos, donde su medición empieza desde una posición cerrada, y a medida que se mueve a su posición de apertura, se inyecta una corriente y se mide el voltaje. Esto nos dará el valor de la resistencia en todo su recorrido desde la posición cerrada hasta la posición abierta.

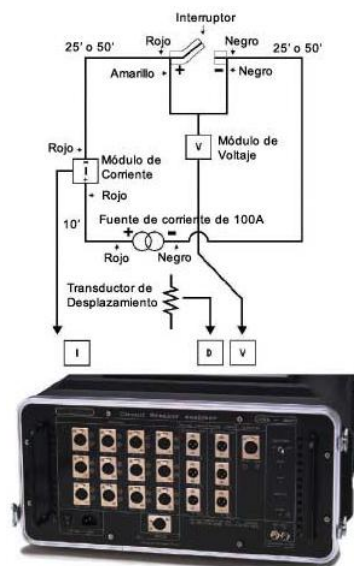


Figura 5.21. Esquema y equipo de prueba de medición dinámica de resistencia de contactos. [24]



Esta prueba requiere de un equipo especial y un procedimiento más complicado que el método estático, como se muestra en la figura 5.21. De la misma forma, la información recogida es de una naturaleza diferente y nos da un mayor entendimiento de la condición del contacto que no está disponible en la prueba estática.

La prueba ofrece buena información del valor de la resistencia del contacto de arco y de la parte erosionada. Esta información es muy importante para interruptores donde la calidad del apagado del arco es influenciado por su correspondiente método de extinción.

5.4.2. Prueba de resistencia de aislamiento.

Las pruebas de resistencia de aislamiento en interruptores de potencia son importantes para conocer las condiciones de sus aislamientos. En los interruptores de gran volumen de aceite se tienen elementos aislantes de materiales higroscópicos, como son el aceite, la barra de operación y algunos otros que intervienen en el soporte de las cámaras de arqueo; también la carbonización causada por las operaciones del interruptor ocasiona contaminación de estos elementos y por consiguiente una reducción en la resistencia de aislamiento. La prueba de resistencia de aislamiento se aplica a interruptores en los que normalmente se usa porcelana como aislamiento.

Recomendaciones para realizar la prueba.

- a) Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- b) Conecte el tanque o la estructura a la terminal de tierra del medidor.
- c) Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.



5.4.3. Pruebas de tiempo de cierre y apertura y simultaneidad de contactos.

En esta prueba se determinan los tiempos de interrupción en los contactos de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases.

El principio de la prueba se basa en una referencia conocida de tiempo trazado sobre el papel del equipo de prueba; se obtienen los trazos de los instantes en que los contactos de un interruptor se tocan o se separan a partir de las señales de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor. Estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica donde la señal de referencia permite medir el tiempo y la secuencia de los eventos anteriores.

5.4.3.1. Tiempo de apertura.

Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo, hasta el instante en que los contactos de arqueo son separados. La figura 5.22 muestra una curva de desplazamiento para una operación de apertura superpuesta con una curva de tiempo de apertura para el contacto principal.

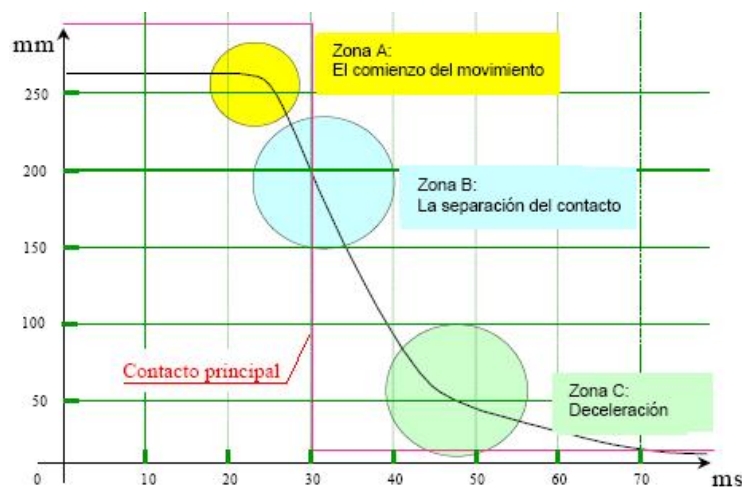


Figura 5.22. Curva de desplazamiento para una operación de apertura.



La primera característica a verificar es la forma general de la curva; en ésta se ven tres zonas que se describen a continuación.

a) La Zona A: El inicio del movimiento.

Aquí es donde empieza el movimiento. Es muy importante saber si el movimiento ha comenzado en el momento correcto. Por ejemplo, un retraso con respecto a la especificación de referencia significa que existe un problema eléctrico si la bobina no es excitada a tiempo, o podría existir un problema mecánico entre el mecanismo de mando que envía la orden del movimiento y el contacto móvil del propio interruptor.

b) La Zona B: La separación de los contactos.

Aquí es donde se separan los contactos principales uno del otro. En este instante, el arco empieza a formarse y el interruptor implementa sus medidas para extinguirlo. La velocidad de separación se convierte en un factor importante y primordial a fin de lograr la ruptura del circuito. El método para calcular la velocidad promedio en esta zona depende del diseñador del interruptor. Solamente el diseñador puede determinar el método de cálculo y establecer la especificación de referencia.

c) La Zona C: Desaceleración.

Aquí es donde el movimiento se desacelera hasta que el contacto móvil del interruptor se detiene completamente. La cantidad de energía requerida en el proceso de ruptura es proporcional a la intensidad de la corriente a interrumpir. Una vez que la corriente ha sido interrumpida y el arco ha sido extinguido, la energía desarrollada es bastante grande. Se utilizan medios eficaces de amortiguamiento para absorber este exceso de energía y así reducir el riesgo de dañar los componentes internos del interruptor. El análisis de esta zona hace posible determinar si el amortiguamiento es óptimo, lo que significa que el movimiento se detiene gradualmente. Un insuficiente amortiguamiento hace que



las partes móviles experimenten choques al final del viaje, lo cual ocasiona un daño severo. Un amortiguamiento repentino, donde la energía cinética desarrollada por las partes móviles del interruptor se absorbe en un tiempo muy pequeño, ocasiona un daño semejante a un insuficiente amortiguamiento.

5.4.3.2. Tiempo de cierre.

Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo en todos los polos.

En el caso de interruptores con resistencias de inserción, existe una diferencia entre los tiempos de cierre o apertura hasta el momento en que los contactos primarios de arqueo se tocan o separan y el tiempo en que los contactos auxiliares en serie con las resistencias se tocan o separan.

La figura 5.23 muestra una curva de desplazamiento para una operación de cierre superpuesta con una curva de tiempo de cierre para el contacto principal.

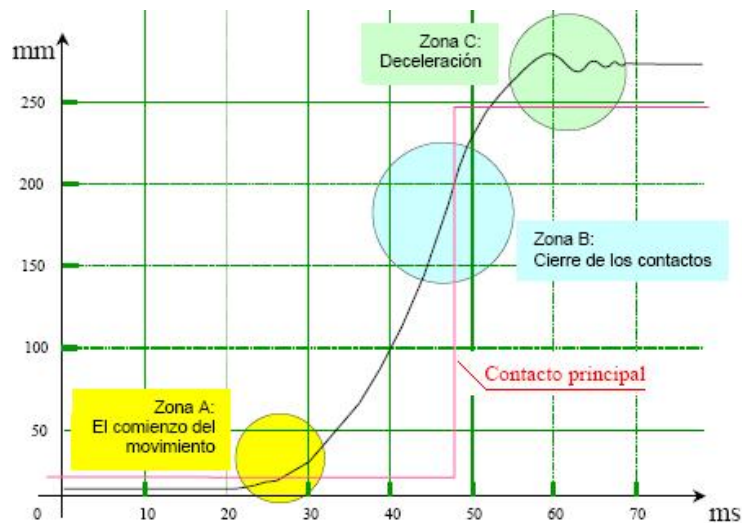


Figura 5.23. Curva de desplazamiento para una operación de cierre.

**a) La Zona A: El inicio del movimiento.**

Como en el caso de la curva del desplazamiento de apertura, aquí es donde el movimiento empieza, y es muy importante conocer si el movimiento se ha iniciado en el lugar correcto.

b) La Zona B: El cierre de los contactos.

Aquí es donde los contactos principales entran en contacto. En esta zona, también llamada la zona de pre-arco, como los contactos están más cerca uno del otro, el dieléctrico, que es una función de la distancia de la separación, se hace insuficiente y se forma una corriente de pre-arco dentro de un arco, cuya duración está en función de la velocidad de los contactos. Por lo tanto, la velocidad de los contactos es un factor importante para limitar el desgaste prematuro de los contactos. Como en el caso para la operación de apertura, el método para el cálculo de la velocidad promedio en esta zona también está determinado por el diseñador del interruptor.

c) La Zona C: Desaceleración.

Aquí es donde el movimiento se reduce lentamente hasta llegar al paro completo de los contactos móviles del interruptor. La energía necesaria para el proceso de cierre es menor que la desarrollada en el proceso de ruptura; sin embargo, ésta es considerable. El exceso de energía se traduce en una sobrecarrera del recorrido, lo cual, si excede las tolerancias, podría causar un severo daño al dispositivo.

Equipos de prueba.

Existen varios tipos de equipos para esta prueba, como se muestra en la figura 5.24. Se distinguen dos tipos principales que son del tipo cronógrafo y los del tipo oscilógrafo. Entre las características deseables de cualquier equipo se puede mencionar lo siguiente:



- a) Velocidad del papel: Se considera como mínimo debe ser de 1 mt. / seg., a fin de poder apreciar o medir con precisión tiempos de orden de milisegundos.
- b) Numero de canales: Dependiendo del tipo de interruptor por probar, se requiere de más o menos canales. El número deberá ser suficiente para poder probar por lo menos un polo.

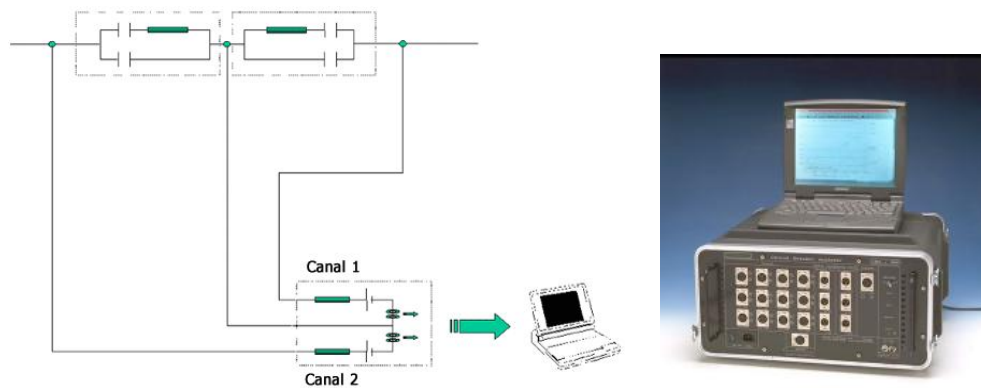


Figura 5.24. Conexión de equipo a interruptor para prueba de tiempos de cierre y apertura.

Pruebas normales.

Las pruebas o mediciones que a continuación se indican son aquellas que se consideran normales, tanto para mantenimiento como para puesta en servicio de un interruptor de potencia.

- a) Determinar el tiempo de apertura.
- b) Determinar el tiempo de cierre.
- c) Determinar el tiempo cierre-apertura en condición de (trip-free), es decir, el mando de una operación de cierre y uno de apertura en forma simultánea, se verificará además el dispositivo de antibombeo.
- d) Determinar el sincronismo entre contactos de una misma fase, tanto en cierre como en apertura.
- e) Determinar la diferencia en tiempo entre los contactos principales y contactos auxiliares de resistencia de inserción, ya sean estos para apertura o cierre.



- f) Determinar los tiempos de retraso en operación de recierre si el interruptor está previsto para este tipo de aplicación, ya sea monofásico o trifásico.

Las tres primeras pruebas son aplicables a todo tipo de interruptor mientras que las tres últimas son aplicables a tipos específicos; la prueba d) a interruptores multi-cámaras, la prueba e) a interruptores dotados de resistencia de inserción y la prueba f) a equipos aplicados en recierre.

Recomendaciones para realizar la prueba.

- a) Librar al interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición.
- b) Limpiar las terminales del interruptor donde se conectarán las terminales del equipo de prueba.

5.4.4. Prueba de factor de potencia del aislamiento.

Esta prueba indica la calidad del aislamiento sobre todo en lo referente a la detección de humedad y otros contaminantes. Como mide la relación de pérdidas, el factor de potencia es independiente de la cantidad del aislamiento bajo prueba.

El factor de potencia se mide aplicando una tensión al aislamiento y midiendo la corriente y la potencia de pérdida, que a su vez provoca el calentamiento del aislamiento que lo va degradando.

Al efectuar las pruebas de Factor de Potencia, intervienen las boquillas o soportes aislantes, y los otros materiales que forma parte del aislamiento (aceite aislante, gas SF₆, vacío, etc.). En la prueba de factor de potencia, el método consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.



Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos. Con el interruptor cerrado intervienen las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares. Con el interruptor abierto intervienen las pérdidas en boquillas y en el aceite aislante. Esto es para el caso de interruptores de gran volumen de aceite.

Recomendaciones para realizar la prueba.

- a) Limpiar la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- b) Se recomienda efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

Para la interpretación de resultados de factor de potencia en los interruptores, por ejemplo, de gran volumen de aceite, se recomienda analizar y comparar las pérdidas dieléctricas que resulten de las pruebas con interruptor en posición de abierto y cerrado.

La comparación de las pérdidas obtenidas en la prueba con el interruptor cerrado y la suma de las pérdidas de la misma fase con interruptor abierto, se utilizan para analizar las condiciones del aislamiento y se le denomina índice de pérdidas del tanque.

5.5. MANTENIMIENTO A SECCIONADORES DE MANIOBRAS.

Los seccionadores son elementos que interrumpen la tensión en un circuito ya sea sin carga o con carga. Los seccionadores de carga poseen una cierta capacidad de ruptura, suficiente para desconectar servicios o usuarios. A diferencia de los interruptores de potencia, la capacidad de ruptura de los seccionadores es



solamente la nominal; no están diseñados para interrumpir una corriente de cortocircuito.

5.5.1. Ubicación de los seccionadores.

En el Campus Universitario, los seccionadores son del tipo subterráneos, es decir, se encuentran en registros debajo del terreno natural. Debido a que los seccionadores se han estado sustituyendo por otros nuevos, hay que tener en cuenta que los registros estén dispuestos de tal manera que haya espacio tanto para el seccionador como para las actividades de maniobras y mantenimiento. De no ser así, habrá que modificar los registros a las dimensiones necesarias antes de sustituir el equipo.

Los seccionadores deben ser aptos para ser instalados debajo del terreno natural en zonas de servicio público previstos para la ubicación de infraestructura de servicios propios del Campus Universitario y preparados para estar expuestos a inundaciones. Las conexiones y los mecanismos de operación e indicación de apertura ó cierre deben estar localizados en la parte superior del tanque, además debe tener una base adecuada para evitar que el fondo del mismo esté en contacto con el piso del registro de inspección.

5.5.2. Pruebas de mantenimiento a seccionadores.

Debido a que los seccionadores son muy parecidos a los interruptores de potencia en sus funciones, características y construcción, a excepción de la capacidad de ruptura principalmente, las pruebas de mantenimiento a las que debe someterse son similares a la de los interruptores. Por lo tanto, solo las mencionaremos y a continuación se enlistan:



- a) Resistencia de contactos.
- b) Resistencia de aislamiento.
- c) Tiempos de cierre y apertura de maniobra.
- d) Consumo de energía por maniobra (motores).
- e) Ajustes en el cableado del mando.
- f) Limpieza del mando.

Los puntos d), e) y f) se llevan a cabo en el caso de que los seccionadores tengan mando a distancia.

El periodo para realizar las pruebas de mantenimiento a los seccionadores debe coincidir con cualquiera de los otros equipos de media tensión para aprovechar la libranza y maniobra del seccionador.

5.6. INVESTIGACIÓN DE FALLAS EN EQUIPOS DE MEDIA TENSIÓN.

Debido a los esfuerzos eléctricos y mecánicos a los que están sometidos los equipos en media tensión, aunque el mantenimiento sea efectivo, no se debe descartar la posibilidad de que se presente una falla, por lo cual el personal encargado del mantenimiento en el Campus Universitario debe estar preparado para este tipo de contingencia y determinar oportunamente la falla.

La investigación de una falla debe iniciarse con la clasificación de la misma, para saber si fue falla catastrófica, falla de operación o falla menor, con el fin de decidir que acciones se deberán tomar.

5.6.1. Análisis de falla.

Antes de iniciar el análisis de la falla, es importante que se hayan realizado todas las investigaciones, recolección de datos y las pruebas. Un análisis hecho con



prisa puede llevar a establecer una hipótesis equivocada. Se recomienda revisar en detalle y completamente todos los datos antes de dar una interpretación final.

Las hipótesis deben ser comprobadas contra los datos y el comportamiento de otros componentes del sistema. Toda hipótesis debe estar perfectamente sustentada por los datos disponibles, en caso contrario dicha hipótesis debe ser descartada.

5.6.2. Diagrama de flujo.

El diagrama de flujo de la figura 5.25 se recomienda seguir para la investigación de la falla. En muchos casos puede ser aconsejable hacer pruebas de verificación.

Hay dos puntos de partida para este diagrama de flujo:

- a) Falla o mal funcionamiento del equipo.
- b) Análisis de las pruebas de rutina que muestren desviaciones del estado anterior del equipo.

Las líneas en el diagrama del flujo, llevan a desechar el equipo o a regresarlo a operación. Pero antes de ponerlo otra vez en servicio, es recomendable realizar algunas pruebas con el fin de verificar su capacidad de operar correctamente.

Adicionalmente, revise si otros equipos similares han tenido fallas parecidas o podrían tener fallas similares en el futuro y determine un plan de acción correctivo. La cooperación en todos los niveles de las áreas correspondientes del Campus Universitario y fabricantes participantes, facilita la investigación en sitio y mejora la exactitud del diagnóstico.

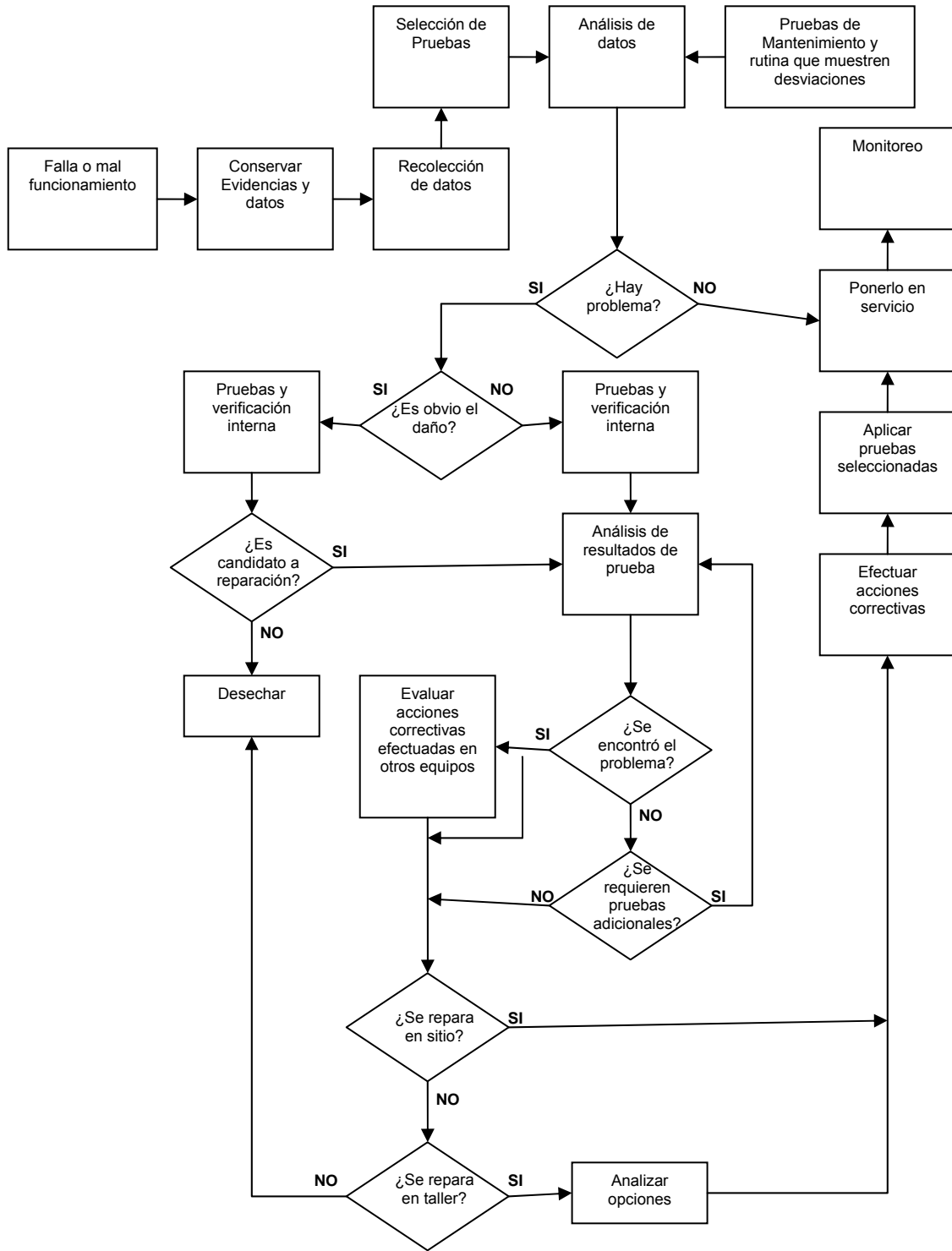


Figura 5.25. Diagrama de flujo para la investigación de fallas. [22]



El fabricante deberá ser avisado de la falla del equipo, sobre todo cuando está bajo garantía; y siempre que haya algún daño en el equipo. Del fabricante se espera que suministre información tal como: datos de pruebas en fábrica, historial de inspecciones, dibujos de la construcción interna, así como información de apoyo para la investigación. De ser posible, no desmantele ninguna parte hasta que el fabricante esté presente. El reporte correspondiente debe estar bien documentado, con todas las observaciones y datos, incluyendo fotografías. No debe ser dejado nada a la memoria.

5.6.3. Fallas en la Red de 6.6 kV de Ciudad Universitaria.

Se recabaron datos de fallas ocurridas en el año 2006 y 2007 de la Red de 6.6 kV de Ciudad Universitaria consultando las bitácoras de las Subestaciones 1 y 2, así como los reportes más relevantes del Departamento de Servicio Electromecánico de la Dirección General de Obras y Conservación, las cuales se muestran en la tabla 5.11, 5.12 y 5.13.

2006			
FECHA	HORARIO	FALLA	CAUSA DE LA FALLA
27 mayo	13:03 a 13:07 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	No existe registro
28 mayo	08:34 a 13:31 hrs.	Se abrieron los alimentadores E Y F de 6.6 kV.	Mantenimiento a los circuitos derivados
21 julio	20:50 a 20:59 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	No existe registro
22 julio	07:26 a 07:28 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	No existe registro
18 agosto	21:24 a 21:27 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	No existe registro
19 septiembre	03:12 a 10:56 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	No existe registro
28 septiembre	14:15 a 18:25 hrs.	Se disparó el alimentador I de 6.6 kV.	Falla de aislamiento del cable de energía por baja resistencia.
14 al 15 octubre	20:16 a 11:05 hrs.	Se abrió el alimentador K de 6.6 kV.	Mantenimiento a los circuitos derivados

Tabla 5.11. Fallas ocurridas en 2006 en la Subestación 1.



2007			
FECHA	HORARIO	FALLA	CAUSA DE LA FALLA
02 febrero	11:00 a 14:30 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	Una ardilla arqueo en el interruptor de 7.2 kV.
02 febrero	14:33 a 14:40 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	Se fundieron los listones-fusibles del cortacircuitos subterráneo (ollas).
02 febrero	15:23 a 15:30 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	La fase "A" se fue a tierra ya que se dañó el aislamiento de la boquilla del seccionador No. 15.
03 febrero	16:10 a 16:50 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	Falla de aislamiento del cable de energía por baja resistencia de aislamiento en el alimentador principal.
03 al 08 febrero	17:05 a 20:00 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	Falla de aislamiento del cable de energía por baja resistencia de aislamiento del alimentador secundario.
20 mayo	09:27 a 17:20 hrs.	Se disparó el alimentador F de 6.6 kV.	No existe registro
04 agosto	16:10 a 17:10 hrs.	Se disparó el alimentador G de 6.6 kV.	No existe registro

Tabla 5.12. Fallas ocurridas en 2007 en la Subestación 1.

2006			
FECHA	HORARIO	FALLA	CAUSA DE LA FALLA
12 septiembre	10:15 a 11:10 hrs.	Se disparó el interruptor del circuito III de 6.6 kV.	Falla de fase a tierra debido a una ruptura en el aislamiento del cable de energía.

Tabla 5.13. Fallas ocurridas en 2006 en la Subestación 2.



No existen reportes de fallas en los registros de bitácora ni en los archivos del Departamento de Servicio Electromecánico, ocurridas en el 2007 en la Subestación 2.

Como se puede observar en las tres tablas anteriores, se han presentado fallas en la Red de 6.6. kV principalmente debido a las condiciones que presenta el cable de energía dada su antigüedad, provocando que se dañen o fallen otros equipos asociados al servicio eléctrico.

5.7. PERIODICIDAD DE MANTENIMIENTO PARA EL EQUIPO DE MEDIA TENSIÓN DEL CAMPUS UNIVERSITARIO.

A partir de los análisis de fallas en el equipo de media tensión del Campus Universitario, se concluye que las operaciones de mantenimiento moderno deben estar orientadas a asegurar la eficiencia de operación de los equipos mediante acciones preventivas y predictivas, de manera que se alcance el ideal de operación sin fallas a lo largo de la vida útil del equipo.

Esto nos lleva a la necesidad de aplicar una serie de acciones de mantenimiento (inspecciones y pruebas) para recolectar suficiente información sobre la verdadera condición del equipo, la cual a su vez nos permitirá tomar decisiones para proceder con las reparaciones a tiempo. Lo anterior se puede resumir en un buen programa de mantenimiento y su periodicidad, como se muestra en la figura 5.26.

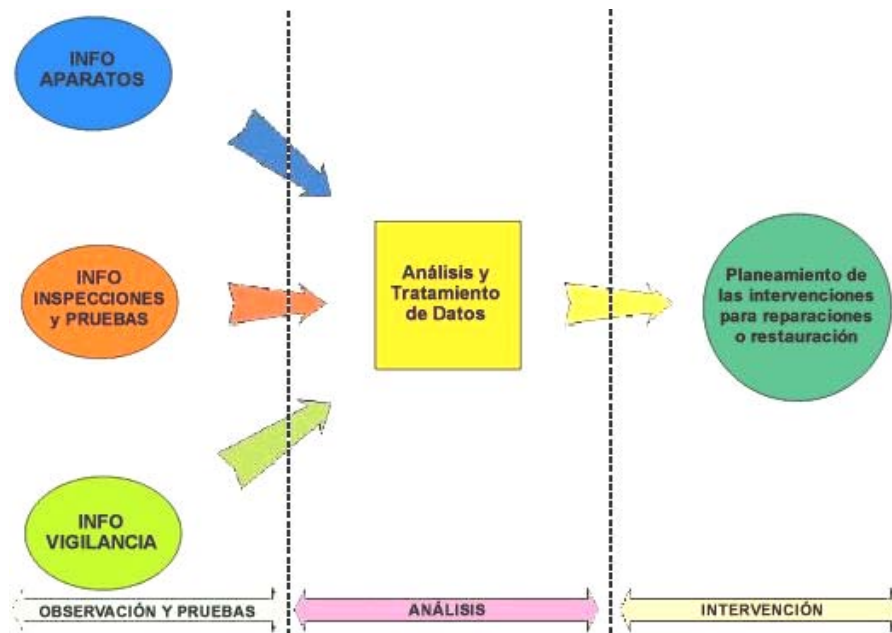


Figura 5.26. Estructura típica de un programa de mantenimiento. [25]

En la actualidad es común observar como las políticas de muchas empresas, en el propósito de reducir costos a corto plazo, han reducido las tareas de mantenimiento. Sin embargo, es evidente que de esta manera se genera un riesgo de falla mayor al mediano y largo plazo.

Desde el aspecto económico, las pruebas, acciones de mantenimiento y controles que se recomiendan en el mantenimiento moderado representan un costo muy bajo en comparación al costo del propio equipo de media tensión y a los montos asociados a la salida de servicio.

De acuerdo a los conocimientos y experiencia adquirida durante el desarrollo de la presente tesis, así como en el campo laboral, se presenta en la tabla 5.11 un breve programa de mantenimiento a los equipos de media tensión del Campus Universitario.



EQUIPO	PRUEBA	PERIODICIDAD
Cable de energía	Resistencia de aislamiento	1 año
	Localización de fallas	En cuanto ocurra
	Inspección general visual	6 meses
Transformador	Resistencia de aislamiento	1 año
	Factor de potencia	1 año
	Relación de transformación	1 año
	Pruebas al aceite	6 meses
	Filtrado del aceite.	1 año
	Inspección general y visual	1 mes
Interruptor	Resistencia de contactos	1 año
	Resistencia de aislamiento	1 año
	Tiempos de cierre y apertura	2 años
	Factor de potencia	1 año
	Pruebas al aceite	6 meses
	Inspección general visual	1 mes
Seccionador	Resistencia de contactos	1 año
	Resistencia de aislamiento.	1 año
	Tiempos de cierre y apertura	2 años
	Inspección general y visual	1 mes

Tabla 5.11. Programa de mantenimiento a equipo de media tensión.

5.8. CONDICIONES DE SEGURIDAD PARA EL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO.

A continuación se establecen las condiciones básicas de seguridad que deberán aplicarse a las actividades de mantenimiento en todas las instalaciones y subestaciones eléctricas del Campus Universitario, a fin de evitar accidentes al personal que lleva a cabo dichas actividades y a personas ajenas a ellas que pudieran estar expuestas.



5.8.1. Análisis de riesgos potenciales para el mantenimiento de las instalaciones eléctricas.

El análisis de riesgos potenciales estudia las actividades peligrosas durante el mantenimiento de las instalaciones eléctricas que puedan desencadenar la liberación de energía por el contacto, falla o aproximación a partes energizadas; por ejemplo: arcos eléctricos, chispas de origen eléctrico o explosión de dispositivos eléctricos, y que puedan provocar daños a la salud e integridad física de los trabajadores.

El análisis de riesgos potenciales para las actividades de mantenimiento a las instalaciones eléctricas debe realizarse tomando en cuenta lo siguiente:

- a) El tipo de operaciones que se van a desarrollar.
- b) Los peligros a los que se expondrá el personal de mantenimiento.
- c) La ubicación del equipo eléctrico, la zona y distancias de seguridad, de acuerdo a la tensión eléctrica y las fallas probables.
- d) El peso y la forma de los objetos, equipos y herramientas, y los movimientos a realizar para evitar actos o condiciones inseguras.
- e) Las protecciones existentes y las que se requieran de acuerdo a los riesgos que se puedan presentar al desarrollar el trabajo (candados, señales, elementos para delimitar zonas de trabajo, entre otros).
- f) Las partes del equipo que requieran protección para evitar el contacto con partes vivas (líneas energizadas, bancos de capacitores, entre otros).
- g) Las maniobras de apertura o cierre que se requieran para los dispositivos de protección de los medios de conexión y desconexión.
- h) El equipo y materiales de protección personal con que se cuenta para el tipo de instalaciones eléctricas a las que se dará mantenimiento.
- i) Las acciones de primeros auxilios con que se cuenta, y las que se requieren.
- j) La frecuencia con la que se realiza la actividad.



- k) El número de trabajadores que intervienen en la actividad.
- l) El tiempo estimado para realizar la actividad.

5.8.2. Condiciones de seguridad en instalaciones eléctricas permanentes o provisionales.

Se deberán adoptar las siguientes medidas de seguridad para realizar el mantenimiento a las instalaciones eléctricas del Campus Universitario, al equipo y a las Subestaciones Generales No.1 y No.2, incluyendo las instalaciones eléctricas provisionales que se requieran hacer para el mantenimiento.

5.8.2.1. En el mantenimiento de la subestación.

- a) Mantener controlado el acceso a la subestación a personas no autorizadas mediante el uso de cerraduras o candados, envolturas, enrejados y limitando el acceso únicamente con la autorización de orden de trabajo correspondiente.
- b) Tener las indicaciones para conseguir las autorizaciones por escrito que correspondan, donde se describa al menos la actividad a realizar, la hora de inicio, una estimación de la hora de conclusión, la persona que autorizó la entrada y la salida, el estado de la reparación (temporal o permanente) y la precisión de si se realizará el mantenimiento con la instalación eléctrica energizada o con las medidas de seguridad para desenergizarla.
- c) La persona que realice actividades dentro de la subestación jamás debe hacerlo sola (regla del segundo hombre).
- d) Considerar que todo el equipo que se localice en la subestación está energizado hasta que no se compruebe lo contrario.
- e) Verificar con equipo de medición la ausencia de energía en los equipos antes de iniciar el mantenimiento.
- f) De ser posible, debe evitarse el trabajo en conductores o equipos energizados.
- g) Respetar los avisos de seguridad instalados para prevenir riesgo.



- h) Tener identificada la salida de emergencia y asegurarse que las puertas abran:
 - 1) Fácilmente en cualquier momento desde el interior.
 - 2) Desde el exterior únicamente con una llave especial o controlada.
 - 3) Libremente y sin obstáculos.
- i) Las palancas de acción manual, puerta de acceso, gabinetes de equipo de control, entre otros, según sea el caso, se deben mantener con candado o con una etiqueta de seguridad mientras no estén siendo operados o se está ejecutando en ellos algún trabajo.
- j) Los elementos desnudos energizados deben estar fuera del alcance del personal o estar protegidos por pantallas, enrejados, rejillas, etc.
- k) Contar con el diagrama unifilar y al menos el cuadro general de cargas correspondientes a la zona donde se realizará el mantenimiento.
- l) Se debe aplicar el procedimiento de libranza a conductores o equipo energizado antes de efectuar cualquier operación con objeto de:
 - 1) Interrumpir el flujo de la corriente eléctrica.
 - 2) Aplicar otras medidas preventivas como la colocación de candados o avisos, para impedir que se conecte de nuevo la corriente eléctrica.
 - 3) Poder verificar con equipo de medición que no circula corriente eléctrica por los conductores o equipo.
 - 4) Conectar a tierra y en cortocircuito los conductores y equipo.
 - 5) Proteger los elementos energizados situados en las inmediaciones contra el contacto accidental.
- m) Después de haberse efectuado cualquier trabajo en conductores o equipo, sólo se debe energizar por orden de una persona autorizada.
- n) Mantener legible la identificación del equipo o dispositivos (tableros, gabinetes, interruptores, transformadores) indicando las características eléctricas que manejan y el equipo que energizan.
- o) Los equipos de medición de tipo portátil, para su operación, deben contar con puesta a tierra para conectarlos, excepto las herramientas con doble aislamiento.



- p) No desplazar los aparatos eléctricos portátiles mientras estén conectados a la fuente de energía.
- q) Las herramientas y aparatos eléctricos portátiles no deben emplearse en atmósferas inflamables o explosivas, a menos que cumplan con las especificaciones del equipo a prueba de explosión.
- r) Se debe contar con las herramientas y equipo de protección personal adecuados a cada tarea, tales como: guantes dieléctricos y de cuero (carnaza), estereras y mantas aislantes (en número suficiente y de acuerdo al potencial eléctrico en el que se va a trabajar).
- s) Si hay que emplear a la intemperie aparatos de conexión de tipo abierto:
 - 1) Todos los elementos bajo tensión eléctrica deben protegerse contra contactos accidentales mediante cubiertas o bien colocándolos a cierta altura que no represente un riesgo de contacto accidental.
 - 2) Se dejará un espacio de trabajo en torno a los elementos energizados.
 - 3) Al menos los aparatos de conexión, los transformadores y demás aparatos energizados deben protegerse con cercas metálicas que se encuentren conectadas a una tierra física.

5.8.2.2. En instalaciones eléctricas provisionales.

- a) Solicitar por escrito al jefe de turno del departamento eléctrico de maniobras, autorización para realizar instalaciones eléctricas provisionales.
- b) Informar por escrito al jefe de turno de mantenimiento de todas aquellas modificaciones provisionales efectuadas y etiquetas colocadas, con el propósito de que sean retiradas o convertidas en instalaciones permanentes.
- c) Para evitar accidentes a los trabajadores expuestos, las instalaciones provisionales deben ser retiradas o convertidas en instalaciones permanentes en un plazo no mayor a 30 días naturales posteriores al término del propósito para el cual fueron colocadas, y el jefe de turno debe dar la autorización para retirar las etiquetas de seguridad.



- d) Retirar equipos y materiales empleados en las instalaciones eléctricas provisionales al término del propósito de dichas instalaciones.

5.8.3. Requisitos del procedimiento de rescate de un trabajador accidentado (por choque eléctrico) con energía eléctrica.

El procedimiento de rescate de accidentados por efectos de la energía eléctrica, al menos, deberá contener:

- a) Las instrucciones concretas de cómo realizar el rescate.
- b) Los equipos o aparatos necesarios para la ejecución del rescate.
- c) Las técnicas para aplicar la reanimación cardiopulmonar (RCP).
- d) Un plan para la atención y traslado de las víctimas a lugares de atención médica, que indique:
 - 1) Las instrucciones específicas en un lugar visible de qué hacer en caso de accidente.
 - 2) Las acciones que incluyan: la desconexión de la fuente de energía, las instrucciones para retirar al lesionado del peligro inmediato, la colocación de la víctima en un lugar seguro, la aplicación de los primeros auxilios o la instrucción para llamar a la persona idónea y pedir ayuda.
 - 3) La forma en que se debe dar una respuesta secundaria, misma que describa la información que se debe proporcionar con relación al accidente, por ejemplo: si la víctima tuvo contacto con la energía eléctrica, si la causa fue por una descarga eléctrica o por una explosión de algún dispositivo eléctrico u otros.
 - 4) Los hospitales o unidades médicas más próximas para trasladar a la víctima para que reciba la atención médica.
 - 5) Números telefónicos para llamar en caso de emergencia.



6. IMPACTO AMBIENTAL.

El impacto sobre el medio natural de las actividades económicas, guerras y otras acciones humanas, potenciadas por el crecimiento demográfico y económico consisten en la pérdida de biodiversidad en forma de empobrecimiento de los ecosistemas, contracción de las áreas de distribución de las especies e incluso extinción de razas locales o especies enteras. La devastación de los ecosistemas produce la degradación o pérdida de lo que se llaman Servicios Naturales.

6.1. ENERGÍA E IMPACTO AMBIENTAL.

La mayor parte de la energía utilizada en los diferentes países proviene del petróleo y del gas natural. La contaminación de los mares con petróleo es un problema que preocupa desde hace muchos años a los países marítimos, sean o no productores de petróleo, así como a las empresas industriales vinculadas a la explotación y comercio de éste producto. Desde hace tiempo, se han tomado enormes previsiones técnicas y legales internacionales para evitar o disminuir la ocurrencia de estos problemas.

Los derrames de petróleo en los mares, ríos y lagos producen contaminación ambiental: daños a la fauna marina y aves, vegetación y aguas. Además, perjudican la pesca y las actividades recreativas de las playas. Se ha descubierto que pese a la volatilidad de los hidrocarburos, sus características de persistencia y toxicidad continúan teniendo efectos fatales debajo del agua. Pero, no son los derrames por accidentes en las plataformas o barcos que transportan el petróleo, en alta mar o cercanía de las costas, los únicos causantes de la contaminación oceánica con hidrocarburos. La mayor proporción de la contaminación proviene del petróleo industrial y motor; el aceite quemado que llega hasta los océanos a través de los ríos y quebradas. Se estima que en escala mundial, 957 millones de galones de petróleo usado entran en ríos y océanos y 1500 millones de galones



de petróleo crudo o de sus derivados son derramados. Los productos de desechos gaseosos expulsados en las refinerías ocasionan la alteración, no sólo de la atmósfera, sino también de las aguas, tierra, vegetación, aves y otros animales. Uno de los contaminantes gaseosos más nocivo es el dióxido de azufre, daña los pulmones y otras partes del sistema respiratorio. Es un irritante de los ojos y de la piel, e incluso llega a destruir el esmalte de los dientes. [26]

Otras de las fuentes alternativas de energía desarrollada es la radioactiva que genera muchos desechos o contaminantes radioactivos, provenientes de las reacciones nucleares, o de yacimientos de minerales radioactivos, de las plantas donde se refinan o transforman estos minerales, y de las generadoras de electricidad que funcionan con materia radiactiva. Todavía no se conoce un método para eliminar estos desechos sin riesgo para el hombre.

Otro de los impactos que genera la explotación de los recursos energéticos es la contaminación acústica, pues el ruido producido por la industria, disminuye la capacidad auditiva y puede afectar el sistema circulatorio, y aún, cuando los trabajadores de estas industrias ya están acostumbrados al ruido por escucharlos en forma prolongada, les genera daños mentales.

6.2. IMPACTOS SOBRE EL MEDIO SOCIAL.

Los impactos sobre el medio social afectan a distintas dimensiones de la existencia humana. Entre estos, se pueden distinguir los siguientes:

- a) *Efectos económicos.* Aunque los efectos económicos de las acciones suelen ser positivos desde el punto de vista de quienes los promueven, pueden llevar aparejadas consecuencias negativas, que pueden llegar a ser predominantes sobre segmentos de población desprovistos de influencia.



- b) *Efectos sobre la salud.* En la Inglaterra de los siglos XVIII y XIX, la migración de la población del campo a las ciudades, activamente promovida por cambios legales, condujo a condiciones de existencia infrahumanas y expectativas de vida muy bajas. El desarrollo de normas urbanísticas y de salud laboral, así como la evolución de las relaciones de poder en un sentido menos desfavorable para los pobres, ha moderado esta situación sin resolver todos los problemas. La contaminación atmosférica, tanto la química como la acústica, siguen siendo una causa mayor de mortandad. Un ejemplo extremo de las dimensiones que pueden alcanzar los efectos lo proporciona la contaminación del agua subterránea en Bangladesh, donde unos cien millones de personas sufren irremediablemente de intoxicación crónica y grave por arsénico, por un efecto no predicho, e impredecible, de la expansión de los regadíos. [26]

6.3. CLASIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS.

Los impactos ambientales (I.A.) pueden ser clasificados por su efecto en el tiempo, en 4 grupos principales:

- a) *I.A. Irreversible:* Es aquel impacto cuya trascendencia en el medio, es de tal magnitud que es imposible revertirlo a su línea de base original.
- b) *I.A. Temporal:* Es aquel impacto cuya magnitud no genera mayores consecuencias y permite al medio recuperarse en el corto plazo hacia su línea de base original.
- c) *I.A. Reversible:* El medio puede recuperarse a través del tiempo, ya sea a corto, mediano o largo plazo, no necesariamente restaurándose a la línea de base original.
- d) *I.A. Persistente:* Las acciones o sucesos practicados al medio ambiente son de influencia a largo plazo, y extensibles a través del tiempo.



6.4. DESARROLLO SUSTENTABLE.

El término Desarrollo Sustentable o perdurable se aplica al desarrollo socioeconómico y fue formalizado por primera vez en el documento conocido como Informe Brundtland (1987), fruto de los trabajos de la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas, creada en La Asamblea de las Naciones Unidas en 1983. [26]

El ámbito del desarrollo sustentable puede dividirse conceptualmente en tres partes: AMBIENTAL, ECONÓMICA y SOCIAL. Se considera el aspecto social por la relación entre el bienestar social con el medio ambiente y la bonanza económica.

Ante esta situación, se plantea la posibilidad de mejorar la tecnología y la organización social de forma que el medio ambiente pueda recuperarse al mismo ritmo que es afectado por la actividad humana.

Los límites de los recursos naturales sugieren tres reglas básicas en relación con los ritmos de desarrollo sustentables.

- a) Ningún recurso renovable deberá utilizarse a un ritmo superior al de su generación.
- b) Ningún contaminante deberá producirse a un ritmo superior al que pueda ser reciclado, neutralizado o absorbido por el medio ambiente.
- c) Ningún recurso no renovable deberá aprovecharse a mayor velocidad de la necesaria para sustituirlo por un recurso renovable utilizado de manera sustentable.

Según algunos autores, estas tres reglas están forzosamente supeditadas a la inexistencia de un crecimiento demográfico.



6.5. IMPACTO AMBIENTAL EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

En nuestro país todavía se encuentran capacitores, transformadores de baja y media tensión que contienen aceite refrigerante de PCB (Bifenilo Policlorado) y que, en muchos casos, chorrean ese lubricante por falta de mantenimiento. La liberación del aditivo con PCB contamina el suelo y el agua. No sólo de una localidad sino de toda la zona porque una de las características del PCB es que se desparrama con facilidad.

El principal riesgo ocurre si los transformadores explotan o se incendian, en ese caso, el PCB se transforma en un producto químico denominado dioxina. Ésta se produce a través de la combustión. Las dioxinas son las sustancias más dañinas que se conocen. Son cinco millones de veces más tóxicas que el cianuro y se ha comprobado que son cancerígenas.

El PCB se utilizaba como refrigerante de transformadores pero en 1976, luego de un accidente, fue prohibido en Estados Unidos y Europa. Hoy existen alternativas al PCB mucho más seguras como los aceites de silicón o ciertos tipos de aceite mineral dieléctricos.

Los PCB's son compuestos químicos formados por Cloro, Carbono e Hidrógeno. Fueron sintetizados por primera vez en 1881. El PCB es resistente al fuego, muy estable, no conduce electricidad y tiene baja volatilidad a temperaturas normales.

Los PCB's no son combustibles a las temperaturas normales de los transformadores y capacitores; son estables y resistentes a la oxidación de ácidos, bases y otros agentes químicos. Su apariencia es de un líquido viscoso e incoloro.



Los líquidos no combustibles para transformadores eléctricos fueron desarrollados en el año de 1929, mezclando PCB's con solventes como el Diclorobenceno y Triclorobenceno para poder adecuar la viscosidad.

El principal problema con los capacitores eléctricos y transformadores era su combustibilidad debido a que estaban llenos con aceite mineral. El aceite Askarel era probablemente el mejor fluido aislante desarrollado por la ciencia y desde 1930 fue de inicio usado en capacitores y después en transformadores eléctricos por su resistencia al fuego. Este fluido fue significativo comparado con el aceite mineral, ya que no es inflamable, es excepcionalmente estable y su punto de ignición es mayor que del aceite. El aceite mineral es flamable, se combina fácilmente con el oxígeno y el agua formando ácidos que atacan el aislamiento.

Solo después de muchos años de uso el problema ecológico de los Askareles fue detectado cuando apareció en la cadena alimenticia humana. La estabilidad y la no biodegradabilidad que hicieron a los PCB's útiles para muchos propósitos industriales, los hicieron perjudiciales para los humanos.

Por estas razones, se establecieron normas para evitar contaminación de alimentos, aguas y tierras. Algunos fabricantes voluntariamente retiraron sus productos del mercado y otros los dejaron de producir. Los PCB's son sustancias peligrosas para el medio ambiente y para los humanos y animales.

Existen tres rutas para la absorción de la sustancia por parte de los humanos: por la piel, por inhalación y por ingestión. Los síntomas y dolencias en el organismo son: dolor de cabeza, pérdida de peso, dolor estomacal, sensación de debilidad, náuseas, vómito y dolores en músculos y articulaciones.



En la piel: cloracné e irritación; en el hígado: incremento en los daños hepáticos y función anormal. En la respiración, bronquitis crónica, reducción de las funciones pulmonares.

Los esfuerzos precautorios se centran ahora en el incremento de la seguridad en los equipos que contienen este producto. Existen tres estrategias básicas para lidiar con los peligros que representa este aceite.

ESTRATEGIAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
a) Vivir con el equipo, evitar que quede a altas temperaturas y con fugas.	Bajos costos.	El peligro se reduce, pero no se elimina.
b) Nuevo llenado.	No se requiere equipo nuevo.	Las concentraciones de PCB's en el aceite cambiado, fácilmente pueden alcanzar los límites oficialmente aceptados (20 ppm). El costo puede ser alto.
c) Reemplazo del equipo.	Se elimina el peligro de contaminación tóxica.	Costos altos

Tabla 6.1. Estrategias para el uso de PCB's y Askarel. [32]

Al determinar la estrategia adecuada, será preciso tomar en consideración la antigüedad del equipo, la estimación del costo beneficio y los riesgos previsibles para evitar un daño a la población.



MEDIDAS DE PROTECCIÓN	MEDIOS
a) Eliminación de las posibles fuentes de calor y/o incendio de las inmediaciones del equipo.	Instalación de rociadores automáticos. El retiro de material combustible que se encuentre cerca de los equipo. Muros resistentes contra incendio para aislar el equipo con respecto a las áreas colindantes. Instalación de un drenaje especial para la recolección de posibles derrames, incluyendo el volumen del agua usada para la extinción de incendios, hacia un lugar seguro. Inspección y mantenimiento sistemático del equipo.
b) Prevención de derrames.	Aislamiento especial del piso del local en donde se encuentran los contenedores, con el fin de minimizar la contaminación de pisos y aguas freáticas del subsuelo.
c) Advertencia de peligro.	Rótulos de advertencia cerca del equipo. Adiestramiento del personal en caso de emergencia. Contar con un plan preestablecido de emergencia para casos de derrames.

Tabla 6.2. Medidas de seguridad para el uso de PCB's y Askarel. [32]

Preparativos de emergencia.

- a) Realizar un inventario de los equipos que contienen askareles.
- b) Verificar que los equipos no presenten fugas.
- c) Vigilancia constante de los equipos.
- d) Contar con un directorio de empresas especialistas en limpieza y retiro de PCBs.
- e) Directorio y teléfonos de las autoridades a cargo del ambiente y salud.
- f) Disponibilidad de abastecedores de tambores provisionales para su confinamiento temporal.



Medidas a tomar en caso de incendio y/o explosión.

- a) Apagar la ventilación (cuando exista).
- b) Aislamiento inmediato del área donde ocurrió el accidente para evitar su propagación.
- c) Aviso inmediato a la brigada contra incendio y al personal de emergencia.
- d) Colocarse vestimenta adecuada y equipo de respiración autónoma.
- e) Recolectar el agua utilizada para la extinción del incendio.
- f) Observación y monitoreo de la nube de humo para determinar su posible difusión.

Medidas de emergencia en caso de derrames.

- a) Evitar contacto con el líquido.
- b) Usar aparato de respiración autónoma.
- c) Recoger el PCB's en tambores especiales.
- d) Informar al laboratorio de análisis.
- e) Avisar a las autoridades ecológicas y de salud.
- f) Solicitar limpieza especial de la zona de derrame.

6.6. TIPOS DE CONTAMINACIÓN EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

Como las subestaciones tienen por función principal la distribución de grandes bloques de energía, se localizan generalmente en los centros de carga de las zonas industriales para alimentar a las fábricas de la zona. En dichas zonas, es común que las emisiones de las industrias sean del tipo de partículas o gases contaminantes, que afectan los niveles de aislamiento de los equipos eléctricos instalados en las subestaciones tipo intemperie.



Entre las principales fuentes de contaminación que afectan a una subestación eléctrica se encuentran las siguientes industrias:

a) Plantas termoeléctricas.

Sus emisiones producen precipitación de partículas compuestas por carbono, cenizas y compuestos de azufre que, en presencia de la humedad ambiente, producen una capa conductora sobre los aisladores.

b) Cementeras.

Sus emisiones son principalmente de polvo muy fino que las corrientes de aire desplazan a grandes distancias, recubriendo poco a poco las superficies de los aisladores, los cuales en presencia de la humedad atmosférica se van recubriendo de una capa de cemento fraguado que hace prácticamente imposible el lavado de los aisladores.

c) Fábricas de productos químicos.

Emiten partículas de contenido ácido, alcalino o salino que disminuyen la resistencia eléctrica de los aisladores.

d) Industria del acero.

Producen polvos formados por partículas y óxidos metálicos. Los óxidos tienen la propiedad de formar costras sólidas muy resistentes y difíciles de remover.

e) Industria papelera y textil.

Emiten materiales fibrosos cuya base es el algodón, la celulosa, el papel, la lana y las fibras sintéticas, y que en contacto con los aisladores se adhieren a ellos y, a su vez, absorben otros contaminantes que pueden ser conductores y provocan flámeos a lo largo de las fibras.



f) Industria petrolera.

Las partículas emitidas que en general contienen azufre, presentan un alto grado de adherencia lo que a su vez facilita la acumulación de otros contaminantes, (por ejemplo la concentración de la sal del mar.)

A continuación, se mencionan algunos de los efectos que produce la contaminación en los aisladores:

- a) Disminución del nivel de aislamiento.
- b) Deformación de los gradientes de tensión a lo largo de los aisladores.
- c) Producción de efecto corona.
- d) Interferencia en la recepción de las señales de radio y televisión.
- e) Interrupciones por arqueos de los aisladores.
- f) Aumento de las pérdidas en la transmisión y distribución de energía eléctrica, ocasionadas por las corrientes de fuga y por el efecto corona.
- g) Corrosión en las partes metálicas y en las superficies aislantes.

La corrosión es propiciada por los ácidos y sales disueltos por la humedad del ambiente, que se condensan sobre los aisladores y provocan un ataque químico lento, pero constante.

Para eliminar o disminuir lo más posible los efectos de la contaminación en los aisladores, se deben llevar a cabo los siguientes procedimientos:

a) Lavado de los aisladores.

Éste es el caso que más se utiliza en la práctica. Consiste en aplicar sobre los aisladores un chorro de agua pulverizada a alta presión que disuelve y despega las materias contaminantes. La ventaja de este método es que se puede trabajar con la subestación energizada.



b) Aplicación de silicón.

Este método consiste en recubrir todos los aisladores con una película de silicón de unos 2 mm de grueso que tiene una duración de unos seis meses, la cual evita que las partículas contaminantes entren en contacto directo con la superficie del aislador. La aplicación del silicón se debe efectuar con los aisladores desenergizados. En la actualidad se usan recubrimientos de material elastomérico con base de silicón, con un grosor de 0.35 mm, que tiene duración de unos 10 años, que disminuye el número de desconexiones de la instalación, ahorrando mano de obra y pérdida de energía eléctrica durante el tiempo de desconexión.

En los casos donde la contaminación sea muy intensa, como pueden ser los lugares próximos a las fuentes de contaminación y cuyo caso típico puede ser el de una fábrica de cemento, se recomienda instalar en lugar de la subestación convencional una subestación en hexafluoruro de azufre que por ser encapsulada elimina por completo la posibilidad de contaminación en las partes energizadas de la misma.

Una vez dicho lo anterior, y refiriéndonos específicamente en la zona sur de la ciudad de México la cual comprende la Ciudad Universitaria, existen en su gran mayoría la contaminación que genera el parque vehicular afectando principalmente las subestaciones al intemperie (Subestaciones Generales No.1 y No.2) comprendidas dentro de la red de distribución, es por eso que se recomienda tomar las debidas precauciones que aquí se mencionan para el cuidado de las subestaciones con las que cuenta.



6.7. CRITERIOS TÉCNICOS Y AMBIENTALES EN LA CONSTRUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

6.7.1. Criterios técnicos.

A continuación se enumeran, de acuerdo con su importancia relativa, los condicionantes a tener en cuenta y los parámetros a evaluar para compararlas con las condiciones en las que se encuentran actualmente las subestaciones de Ciudad Universitaria:

- a) La subestación deberá emplazarse sobre terrenos naturales prácticamente horizontales y desprovistos, en general, de servidumbre. El terreno de Ciudad Universitaria es completamente irregular, por lo que no cumple con este punto.
- b) El terreno deberá tener capacidad para satisfacer las necesidades de espacio de la subestación, así como para futuras ampliaciones. El rápido y continuo crecimiento de Ciudad Universitaria y de la Ciudad de México, ha hecho que las subestaciones, que prácticamente se encontraban en la orilla, ahora se encuentren rodeadas de edificios.
- c) Las zonas adyacentes al emplazamiento deberán permitir la llegada hasta la subestación de las líneas actuales y futuras. Se considerara la posibilidad de ubicar las últimas estructuras de las líneas en terrenos colindantes con el de la subestación, así como la orientación del terreno de la subestación con respecto a las líneas. En este sentido, habrá que analizar las posibles conexiones futuras. Las subestaciones se encuentran cerca de las torres, por lo que en este punto, cumple con las condiciones requeridas.
- d) La zona en la que se asienta la subestación deberá ser no inundable. Debido a que Ciudad Universitaria se encuentra en zona alta y terreno compuesto por roca volcánica, es poco probable que se puedan inundar las subestaciones.



- e) Se evitará la existencia cercana de depósitos de almacenamiento de combustible o material inflamable. Las subestaciones de Ciudad Universitaria se encuentran lejanas a este tipo de depósitos.
- f) Se evitarán las zonas en las que exista contaminación atmosférica o hídrica natural industrial, actual o futura ya que esta contaminación favorece el deterioro de las instalaciones. Ciudad Universitaria se encuentra alejada de la zona industrial de la ciudad; sin embargo, la contaminación atmosférica común en la Ciudad de México afecta a las instalaciones de las subestaciones.
- g) Se evitara la proximidad o coincidencia con otras infraestructuras de interés general, cuando estas supongan servidumbres sobre las zonas afectadas.
- h) Se estudiara la posible generación de interferencias en los sistemas existentes de telecomunicaciones y de distribución de energía eléctrica.
- i) Se deberá disponer a ser posible a una distancia razonable o en el terreno, de agua potable para el consumo humano y de agua para los servicios.
- j) El terreno deberá poderse adquirir y se situará, si es posible, en zonas no urbanizables, a no ser que el propio termino municipal tenga zonas reservadas para el equipamiento de infraestructuras.
- k) Deberá disponerse de un acceso, o ser viable su apertura, mediante la adquisición de los terrenos o el establecimiento de las correspondientes servidumbres de paso.
- l) Deberá existir en la zona una red eléctrica de media tensión con capacidad para ser utilizada como alimentación primaria o secundaria de los servicios auxiliares de la subestación. Esta red existe.

6.7.2. Criterios ambientales.

a) Suelo.

Preferiblemente terrenos llanos, con pendientes suaves y escasa diferencias de cotas, características geotécnicas favorables y resistividad eléctrica adecuada. Se estudian las condiciones constructivas buscando las más favorables. En relación



con el lecho de roca basáltica, éste posee un alto valor biológico, ecológico y geomorfológico; recarga los mantos acuíferos, mantiene la humedad y la calidad del aire, y contribuye a amortiguar los cambios de temperatura en una parte de aquélla. El terreno es bastante irregular y por el tipo de suelo, la resistividad no es la adecuada.

b) Hidrología.

Se estudia la red de drenaje natural para evitar afectar a cursos de agua y se buscan zonas no inundables. La zona de Ciudad Universitaria es no inundable. Es zona de recarga de mantos acuíferos.

c) Atmósfera.

Se eluden las zonas con contaminación atmosférica y densamente pobladas. Esto no es posible, debido al rápido crecimiento de la Ciudad de México, así como de Ciudad Universitaria.

d) Vegetación.

Se favorece la elección en terrenos de cultivos agrícolas o pastos poco productivos, evitando zonas boscosas o con especies protegidas. Ciudad Universitaria tiene zonas de reserva ecológica, debido a que se encuentra en zona boscosa con muchas especies de flora protegidas. Se pueden observar dos temporadas de floración bien definidas: la de secas (de noviembre a mayo) y la de lluvias (de junio a octubre). Durante esta última, la mayoría de las plantas tiene frutos: bayas, vainas, drupas y sámaras, entre otros.

e) Fauna.

Se favorecen las zonas alejadas de lugares con presencia de especies catalogadas o zonas no sensibles por la presencia de comunidades de interés. Ciudad Universitaria cuenta con un amplio número de fauna silvestre que ha sido afectada y que a su vez afecta la operación de la subestación.



f) Población y economía.

Se favorecen los emplazamientos alejados de núcleos y edificaciones, libres de servidumbres, evitando también las concesiones mineras. No existen zonas mineras a los alrededores.

g) Infraestructuras.

Evitar antenas y repetidores, servidumbres aéreas, y se estudia la coordinación con otros proyectos como, por ejemplo, los parques eólicos. Muy cercana a Ciudad Universitaria se encuentra una televisora, además de las antenas que se encuentran dentro de la misma Ciudad Universitaria.

h) Recursos turísticos y recreativos.

Se favorecen las zonas alejadas de lugares con potencial turístico y/o recreativo. Las subestaciones se encuentran cerca de las zonas recreativas de la universidad.

i) Vías pecuarias.

Evitar la ocupación temporal o permanente de las pecuarias. Estas dejaron de existir hace mucho tiempo en esta zona.

j) Planeamiento urbanístico.

Estudiar el planeamiento urbanístico para que la subestación no se situara sobre zonas urbanas, urbanizables o de reserva y preferiblemente en zonas destinadas al equipamiento de servicios industriales si fuera posible. Debido a un rápido crecimiento urbano, las subestaciones se encuentran rodeadas de zonas urbanas.

k) Patrimonio histórico cultural y etnológico.

Evitar zonas con elementos inventariados de patrimonio histórico, cultural o etnológico. Las subestaciones se encuentran a una distancia relativamente cercana de zonas que son consideradas patrimonio cultural.



l) Espacios naturales protegidos.

Se favorecen los lugares situados fuera y lo más alejados posible de las zonas incluidas en catálogos o inventarios de espacios naturales protegidos. Ciudad Universitaria cuenta con 237.3 hectáreas de reserva natural protegida, distribuida por tres áreas de protección estricta (o zona núcleo), con un total de 171.14 hectáreas y 13 de uso restringido para protección ambiental (o zona de amortiguamiento), con 66.19 hectáreas.

m) Paisaje.

Se buscaran las zonas de baja calidad paisajística, eludiendo, a su vez, emplazamientos ubicados en el interior de masas forestales. Se estudiará la proximidad de vías de comunicación y las características de las distintas cuencas visuales. Por los puntos expuestos anteriormente, este punto no es satisfecho por las subestaciones estudiadas.

Basándonos en la comparación anterior respecto a los lineamientos a cumplir para que una subestación afecte en menor medida al medio ambiente, con las subestaciones 1 y 2 de Ciudad Universitaria, se puede reconocer que estas subestaciones no cumplen con los puntos expuestos. Por lo que éstas subestaciones afectan y también se ven afectadas por el medio ambiente que las rodea, causando un daño mutuo.

La vegetación, así como la fauna silvestre ha provocado interrupciones en el servicio de distribución, así como la contaminación ambiental junto con las condiciones del terreno también ha causado que las instalaciones se deterioren con una mayor rapidez a la vida útil promedio que estas deberían tener.



6.8. DISPOSITIVOS Y TECNOLOGIAS ECOLOGICAS.

A continuación, se hará un breve análisis de los principales elementos que componen las subestaciones, así como las mejores alternativas en tecnología de estos dispositivos que optimicen su desempeño y afecten en lo menor posible al medio ambiente.

6.8.1. Interruptores de vacío y de SF₆.

Hace aproximadamente 35 años, a mediados de la década de los sesenta, se empezaron a comercializar dos nuevas tecnologías de corte de circuitos. Como medio de extinción del arco, la primera utilizaba gas SF₆ y la segunda el vacío. Los trabajos de investigación y desarrollo de estas tecnologías han proseguido sin interrupción hasta hoy y ya puede afirmarse que han sustituido los antiguos equipos de conmutación. Sin embargo, no siempre ha existido acuerdo sobre el criterio adecuado para optar por una de estas dos tecnologías dominantes. La selección de la opción final no suele hacerse de forma objetiva, basándose en características reales, sino bajo la influencia del fabricante del interruptor automático. [28]

Los interruptores de SF₆ y de vacío gozan de una aceptación comercial variable en diferentes partes del mundo. Europa y la mayor parte de los países de Oriente Medio tienden a inclinarse por los interruptores de SF₆, mientras China, Japón y Estados Unidos prefieren sin lugar a dudas los interruptores de vacío. En otras zonas del mundo las dos tecnologías gozan de la misma aceptación.

El funcionamiento de ambos tipos de interruptores automáticos no supone peligro alguno para la salud de los operarios. En el improbable caso de que se produzca una avería importante actuarían las válvulas de sobrepresión incorporadas a los interruptores automáticos de SF₆, mientras que los interruptores automáticos de



vacío sólo estarían sometidos a fenómenos de implosión. La experiencia ha demostrado también que ningún producto emitido por los interruptores automáticos, de uno u otro tipo, constituye un peligro por toxicidad. Los materiales con que se construyen los componentes de ambos tipos de aparatos pueden ser fácilmente reciclados al final de su vida útil.

El Protocolo de Kyoto, firmado en la Convención de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático del 10 de Diciembre de 1997, ha establecido la reducción de las emisiones de seis gases considerados como posibles causantes del calentamiento global, el SF₆ entre ellos. Por tanto fue necesario analizar las emisiones de gases causantes del efecto invernadero (SF₆ Y CO₂) producidas por el proceso de fabricación y por las pérdidas de energía durante el funcionamiento. La evaluación del ciclo de vida (LCA), realizada más tarde para los interruptores automáticos de SF₆ y de vacío, ha llevado a las conclusiones que exponemos a continuación, que son prácticamente idénticas para los dos tipos de equipos, el impacto medio ambiental durante las fases de fabricación y de funcionamiento debe ser considerado de forma separada. En el caso del interruptor automático de SF₆ se observa que el impacto medioambiental durante toda la fase de fabricación es más de 100 veces mayor que el producido a lo largo de un ciclo de vida completo de 30 años, dado que los interruptores automáticos de SF₆ de media tensión están sellados de por vida. La producción de los componentes de cobre y de aislamiento del interruptor automático es lo que más contribuye al impacto medioambiental durante la fase de fabricación. [28]

En cuanto al impacto medioambiental durante el funcionamiento, se puede calcular, basándose en una supuesta vida útil de 30 años y en una corriente media de carga del 20% de la intensidad nominal, que la fase de funcionamiento produce un efecto de calentamiento medioambiental 7 u 8 veces superior al causado durante la fase de fabricación. Esto se debe a las pérdidas de resistencia en el interruptor automático. El análisis muestra que el impacto medio ambiental del gas



SF₆ propiamente dicho, en relación con el impacto de todo el aparato a lo largo de todo su ciclo de vida, supone únicamente un 0,1 % del total. Cuando se consideran los interruptores automáticos de vacío es evidente que, debido a la cantidad de cobre y al número de componentes aislantes, así como a la resistencia del circuito principal, los resultados están muy próximos a los obtenidos para el interruptor automático de SF₆. [28]

Considerando independientemente el efecto de calentamiento global, puede llegarse a la conclusión de que el impacto depende principalmente de las pérdidas de energía en el circuito principal. Sin embargo, dichas pérdidas son totalmente insignificantes si se comparan con las producidas por los cables, las conexiones y el resto de aparatos que conforman el sistema de distribución eléctrica.

6.8.2. Nuevos aceites para uso en transformadores.

Recientemente, debido a la concientización por el medio ambiente y buscando soluciones que ayuden a que éste no sea destruido sin afectar el funcionamiento de los sistemas de distribución eléctrica, principalmente en los transformadores, se ha inventado un aceite que además de ser biodegradable, no contamina al medio ambiente. Este aceite, al igual que el aceite de origen mineral, también es biodegradable; pero a diferencia de este, no contamina y es de origen vegetal.

El uso del aceite vegetal aumenta la vida útil de los transformadores y les da una mayor capacidad para soportar las posibles sobrecargas. Aunque este producto representa un mayor costo comparado con el aceite mineral, las ventajas que ostenta compensan los resultados en cuanto a la eficiencia eléctrica y la protección al medio ambiente.



Según lo programado, los nuevos transformadores sustituirán aquellos que cumplan con su vida útil, pretendiéndose con ello que su utilización se convierta en una política de las empresas eléctricas públicas y privadas a futuro.

Las principales ventajas que tiene el aceite vegetal sobre el aceite mineral, son las siguientes:

- a) Los transformadores incluyen en su sistema un papel que dependiendo de su estado, acelera o retrasa el reemplazo de estos dispositivos. La composición del aceite vegetal posibilita la conservación del papel de cuatro a ocho veces más de lo normal y, por ende, la vida útil de los equipos.
- b) Previene que las moléculas del papel se rompan cuando se calientan, ofreciendo mayor soporte en caso de una sobrecarga. También posee un mayor punto de ignición (temperatura mínima en grados centígrados a la que debe calentarse un líquido para inflamarse espontáneamente en ausencia de fuentes de ignición) es decir, un mejor rendimiento refrigerante comparado con otros líquidos menos inflamables.

6.8.3. Aceite vegetal para uso en seccionadores.

El líquido Envirottemp FR3 es un compuesto natural resistente al fuego basado en un refrigerante dieléctrico con excelentes propiedades en cuanto a medio ambiente, seguridad contra incendios, químicas y eléctricas, como se observa en la tabla 6.3.

Está formulado a base de aceites vegetales comestibles y aditivos que aumentan el rendimiento, de manera que el líquido mantiene su resistencia dieléctrica mucho mejor que otros líquidos dieléctricos.



Tiene menores tendencias de gaseo bajo tensión eléctrica. Su rendimiento de enfriamiento es superior y tiene menor viscosidad a temperaturas operativas que otros líquidos menos inflamables. Tiene una resistencia superior a la formación de carbón coke y lodo al compararse con el aceite convencional para transformadores. El líquido Envirotemp FR3 produce, bajo prueba, menos de 1/20 de coke carbonáceo que el producido en el aceite mineral. No contiene petróleo, halógenos, siliconas ni ningún otro material censurable. Se biodegrada rápida y totalmente en ambientes acuáticos y terrestres. El líquido es no tóxico. Es de color verde para reflejar su perfil ambiental favorable.

Sus excelentes propiedades de resistencia dieléctrica, lubricidad, esencialmente sin carbón coke, además de su muy baja tendencia al gaseo, hacen del líquido Envirotemp FR3 un medio aislante para seccionadores para ruptura con carga excepcional a temperaturas sobre -10°C , como se observa en la figura 6.1. Las aplicaciones probadas incluyen seccionadores nuevos y recargados, además de transformadores con accesorios de ruptura de carga como fusibles bay-o-net, interruptores de encendido-apagado, seccionadores y dispositivos de protección contra interrupciones de falla de vacío.



Propiedad	Valor	Método de prueba
Electrical		
Resistencia dieléctrica	56 kV @ 25°C (0.080 pulg. [2 mm] de espacio) 47 kV @ 25°C	ASTM D1816 ASTM D877
Permisividad relativa [Constante dieléctrica]	3.2 @25°C	ASTM D924
Factor de disipación [Factor de potencia]	0.05% @25°C	ASTM D924
Resistividad de volumen	30 X 10 ¹² W-cm @ 25°C	ASTM D1169
Resistencia de impulso (Esfera a esfera)	226 kV @ 0.15 pulg. [3.8 mm]	ASTM D3300
Tendencia de gaseo	de espacio-79 (µl/min.)	ASTM D2300
Propiedades físicas y químicas		
Peso específico	0.92 @25°C	ASTM D1298
Tensión interfacial	27 mN/m @ 25°C	ASTM D971
PH	5.8	EPA 9045C
Número de neutralización (ácido)	0.022 mg KOH/g	ASTM D974
Viscosidad cinemática	33 cSt @ 40°C 8 cSt @ 100°C	ASTM D445
Contenido de humedad	<100 mg/kg	ASTM 1533B
Porcentaje de saturación de humedad	1 - 2%	Método CPS
Solubilidad en el aire	16% @ 25°C @ 1 atm.	ASTM D2779
Aspecto	Verde claro, transparente	ASTM D1524
Color	L 0.5	ASTM D1500
Aspecto térmico		
Punto de inflamación (taza cerrada)	316°C	ASTM D93
Punto de incendio (Taza abierta)	330°C	ASTM D92
Punto de incendio (Taza abierta)	360°C	ASTM D92
Punto de vertido	-21°C	ASTM D97
Conductividad térmica	4.0 X 10 ⁻⁴ cal/(cm •seg •°C) @ 25° C	CPS Method
Calor específico	0.45 (cal/gm/°C) @ 25°C	ASTM D2766
Coefficiente de expansión	7.4 x 10 ⁻⁴ cc/cc/°C @ 25°C	CPS Method
Capacidad térmica	2.10 @ 50°C 2.39 @ 100°C	ASTM E1269
Propiedades ambientales		
Relación BOB/COD	45%	APHA SM5210B EPA OPPTS 835.3100 OECD G.L. 203
Biodegradación acuática	100%	
Toxicidad aguda para crías de trucha	Cero mortalidad al punto final de la prueba	

Tabla 6.3. Propiedades típicas del líquido aislante Envirotemp FR3.

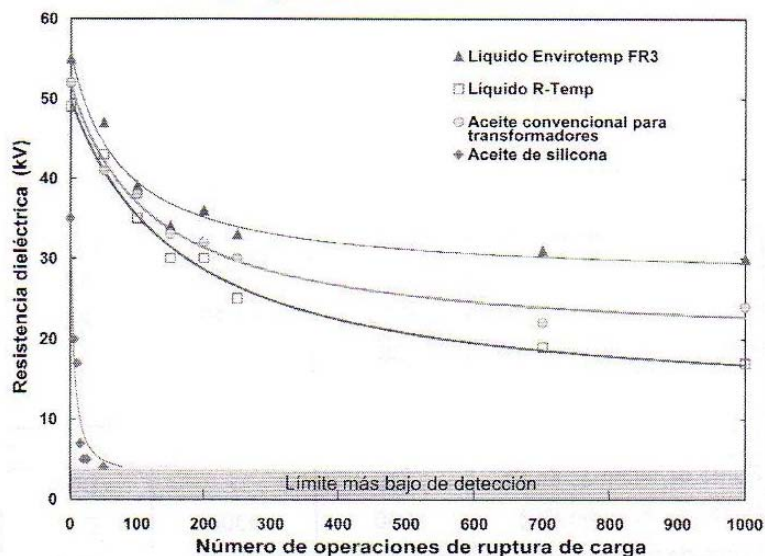


Figura 6.1. Comparación de la resistencia dieléctrica de ruptura con carga del líquido.

6.8.4. Cables extruidos de energía subterráneos.

La creciente concienciación medioambiental está creando nuevos e interesantes mercados para soluciones de distribución y transmisión de energía basadas en la tecnología de cables extruidos.

El alma del cable XLP se produce en una línea de fabricación de curado en seco. El sistema de aislamiento de cables, incluidas las capas conductoras, se fabrica por extrusión en un proceso único que utiliza un cabezal transversal de extrusión, lo mismo que las tres extrusionadoras, independientes para los materiales conductores y de aislamiento, en una sala limpia.

La protección externa contra la corrosión y los impactos externos la proporciona una cubierta rígida, laminada y extruida de XLPE. Una hoja de aluminio adherida a la cara interior de la cubierta evita que el agua pase al interior del cable. El resultado es un cable delgado y ligero, que tiene diversas ventajas: es posible enrollar una longitud mayor de cable en cualquier tipo carrete; se evitan las altas



pérdidas por corrientes en la cubierta de cable y se optimiza la capacidad de conducción de la electricidad.

Los sistemas de cables extruidos tienen un papel fundamental en el escenario de competitividad, especialmente cuando se trata de sustituir las líneas eléctricas aéreas por cables subterráneos. Los costos de los sistemas de cables XLP han disminuido durante la última década y muy probablemente bajarán todavía más. Paralelamente a esta reducción de costos, el rendimiento de los cables XLP ha aumentado de forma espectacular. Hoy es posible afirmar que los sistemas de cables XLP pueden competir con las líneas eléctricas aéreas, en lo técnico, en lo medioambiental y en lo comercial.

Existen, evidentemente, muchos parámetros operacionales, de seguridad, medioambientales y económicos que diferencian los sistemas de cables XLP y las líneas aéreas. Para el tipo de distribución por medio de sistemas de cables XLP son evidentes las ventajas en cuanto a fiabilidad, respeto al medio ambiente y a los costos. Dada su mayor sección transversal, los cables tienen normalmente menos pérdidas por KVA que las líneas aéreas de rango semejante.

Las características de las líneas eléctricas aéreas están determinadas en gran parte por las grandes cargas invernales, que exigen numerosos equipos de calentamiento eléctrico. Durante los días más cálidos del verano, las líneas aéreas transmiten un 50% menos de electricidad que en invierno, de modo que perderán parte de su atractivo cuando haya que estabilizar los perfiles de carga. En aquellos casos, en que se cuenta con numerosos equipos de aire acondicionado, por ejemplo, las ventajas de los cables XLPE subterráneos los convierten claramente en la primera opción como se observa en la tabla 6.4. Las líneas de distribución subterráneas también tienen más capacidad de sobrecarga durante periodos inferiores a 60-90 minutos dada la elevada masa térmica del subsuelo circundante.



Medioambientales	Seguridad de la red	Ventajas económicas	Funcionamiento
<ul style="list-style-type: none">• Ausencia del impacto visual.• Campos electromagnéticos bajos o inexistentes.• Alto nivel de seguridad para el personal, bajo riesgo de descarga disruptiva o contornamiento en el aire.• Mejores condiciones de trabajo.	<ul style="list-style-type: none">• Insensibilidad al viento, nieve, hielo, niebla, etc.• Imposibilidad de robos.	<ul style="list-style-type: none">• Menor mantenimiento.• Inversión mínima en la travesía de lagos o ríos.• Utilización mínima de terreno.• Sin efectos sobre el valor de terrenos o edificios.	<ul style="list-style-type: none">• Mayor fiabilidad, menos fallas.• Normalmente, menores pérdidas/MVA.• Mayor capacidad de sobrecargas de corta duración.

Tabla 6.4. Ventajas de líneas de distribución subterráneas.



CONCLUSIONES

Debido a las importantes actividades que realiza la Universidad Nacional Autónoma de México en los diferentes ámbitos de la enseñanza y la investigación dentro del Campus Universitario es necesario contar con una buena calidad de energía que beneficie a los usuarios y proteja a los equipos (algunos de muy alto costo) de fallas en el suministro eléctrico.

Es notorio el desbalance en las cargas y en consecuencia el desbalance en la tensión; esto es, que las tensiones en las líneas alimentadoras no son iguales en sus magnitudes y su desplazamiento no es de 120 grados eléctricos. Esto afecta a los motores trifásicos y origina un sobrecalentamiento en los devanados de los transformadores provocando con ello el deterioro del aislamiento del dieléctrico y la reducción de la vida útil de estos equipos, quedando latente una posible falla de dimensiones considerables.

Para la eliminación del desbalance se debe recomendar a las dependencias universitarias, a través de la Dirección General de Obras mediante un reglamento, a que continuamente estén monitoreando en sus subestaciones, tableros de distribución y tableros de circuitos derivados, el correcto balanceo en sus sistemas trifásicos de alimentación verificando que queden dentro de lo que nos marca la normatividad y que no sea mayor al 5% de desbalance permitido entre fases.

En relación al sistema de tierras en las subestaciones 1 y 2, es necesario contar con un correcto diseño que se adecue a las condiciones del terreno donde se encuentra el Campus Universitario. Ya que al contar este sistema se estaría protegiendo a la red y a los equipos de sobretensiones ofreciendo confiabilidad y continuidad en el servicio eléctrico. Es importante resaltar que el correcto aterrizamiento del equipo y todas aquellas partes metálicas que deben estar a



potencial de tierra evitaría un choque eléctrico al personal que acceda a estas instalaciones.

Para el caso de los problemas originados por las corrientes armónicas, que es el fenómeno de la distorsión de la onda fundamental. Este problema es originado sobre todo por que la Universidad ha adquirido gran cantidad de equipo con componentes electrónicos, como por ejemplo balastos electrónicos para el alumbrado de todas las dependencias, cromatógrafos, microscopios electrónicos, centrifugas, analizadores de sustancias químicas, equipo de cómputo, entre otros, que se consideran cargas no lineales, pero no solo afecta en este caso al usuario sino también a la compañía suministradora recibiendo en su propia red eléctrica las distorsiones armónicas inyectadas por los usuarios que cuentan con los equipos antes mencionados, provocando con ello un costo elevado por el uso de la energía eléctrica, pero que afectan a otros usuarios que no tienen dichos equipos.

Con la generación de estas corrientes armónicas en la red eléctrica de Ciudad Universitaria, se ha observado que provocan sobrecalentamientos en los transformadores de potencia de las dos subestaciones, así también con este fenómeno se provocan interferencias en las señales de video, telefonía y sistemas de datos, sobretensiones en los sistemas de potencia, incremento en la temperatura de los dieléctricos de los transformadores con la consecuente disminución de su vida útil, quema de fusibles, deterioro de los equipos varios del sistema eléctrico, falsos funcionamientos de relevadores y/o protecciones, influencia en la exactitud de la medición de energía activa, reactiva y factor de potencia, calentamiento en los distintos conductores de la red eléctrica tanto de media tensión como de baja tensión y sobre todo lecturas erróneas en los equipos de alta precisión y muy sensibles a las variaciones de los parámetros eléctricos utilizados por la investigación científica.



Es necesario y recomendable que en las instalaciones eléctricas y de cada dependencia así como en las subestaciones que alimentan al Campus Universitario, se esté monitoreando con los equipos de analizadores de redes, las corrientes armónicas originadas por las cargas no lineales de cada dependencia, teniendo cuidado de no sobrepasar los niveles permitidos por la normalización y recomendaciones de la IEEE (NORMAS 518 Y 519 , USA), sobre niveles permisibles de corrientes armónicas en sistemas eléctricos de distribución de 2.3 KV a 69 KV, la distorsión total es de (THD) 5.0 % sobre la onda fundamental, y para armónicas individuales en este voltaje es de 3.0%.

Para abatir estos fenómenos ocasionados por las corrientes armónicas en la red eléctrica y las subestaciones en Ciudad Universitaria se proponen métodos y medidas correctivas que se han empleado en otras redes eléctricas que presentan este tipo de fenómenos como son:

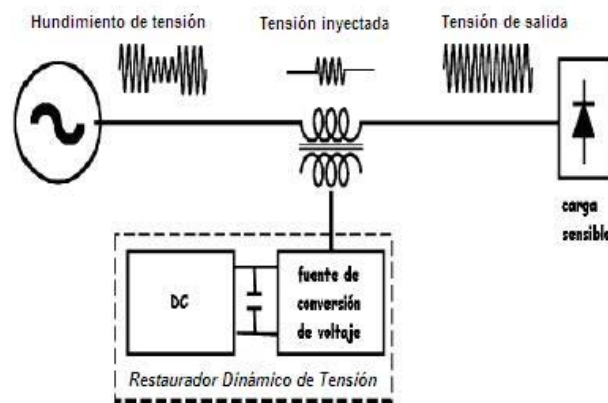
- a) Bloquear el paso de las corrientes armónicas hacia equipos especialmente sensibles, quedando estos protegidos de la influencia de las mismas, aunque estas corrientes armónicas sigan circulando por el resto de la red.
- b) Medidas que tienden a bloquear y /o absorber las corrientes confinándolas a circular por zonas limitadas de la red, de preferencia cercanas a los puntos emisores de las mismas.
- c) Medidas tendientes a sobredimensionar, recurriendo incluso a diseños especiales, los equipos y conductores sometidos al flujo de corrientes armónicas, con objeto de minimizar los efectos nocivos provocados en los mismos.

En resumen, para corregir los disturbios antes estudiados como son los aumentos de tensión (swell), bajas de tensión (sag), impulsos, oscilatorios, flickers, interrupciones y transitorios, y bajar los tiempos de interrupción de energía (TIU), es necesario instalar los equipos nuevos que a continuación se describen, que se



pueden aplicar, con su correspondiente estudio de costo-beneficio, al mejoramiento de la Calidad de Energía de Ciudad Universitaria con el objeto de mantener y mejorar el servicio de energía eléctrica en el Campus.

El restaurador dinámico de tensión (dynamic voltage restorer, DVR) es un dispositivo de electrónica de potencia que realiza la regulación de la tensión en un sistema de distribución para mejorar la calidad de la energía. El DVR elimina las variaciones de tensión (caídas o aumentos) en el flujo de potencia que alimenta a la carga que se desea proteger (generalmente una carga sensible a variaciones de tensión), tal como se muestra a continuación.



Configuración típica de un Restaurador Dinámico de Tensión.

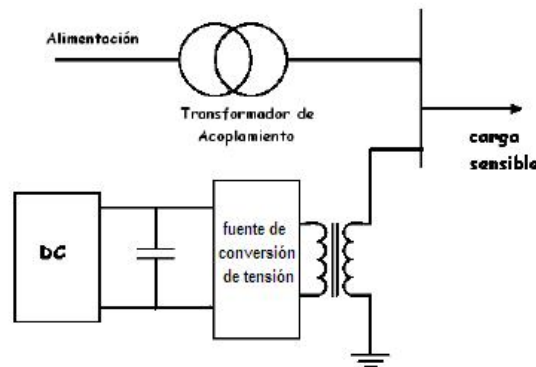
El DVR se encuentra conectado en serie con cada una de las tres fases del nodo de distribución, típicamente mediante transformadores monofásicos. A través de estos transformadores se inyecta una tensión controlada en amplitud y ángulo de fase. El intercambio de potencia reactiva entre el DVR y el sistema se realiza sin la intervención de capacitores o inductores, ya que siendo un acondicionador serie basado en una fuente de conversión de tensión, nos permite generar o absorber potencia tanto real como reactiva de modo independiente.

El DVR inyecta las tensiones independientes para restaurar las tensiones de línea de las cargas sensibles de caídas de tensión causadas por fallas de fase a tierra,



entre fases, dos fases a tierra y fallas trifásicas. Otra de las funciones del DVR es que provee compensación de armónicos y mitiga los transitorios de tensión, además de solucionar los problemas de desbalance.

El compensador estático de distribución (distribution static compensator, D-STATCOM) a diferencia del DVR, se encuentra conectado en paralelo al nodo que va a regular a través de una reactancia (un transformador), utiliza una fuente de conversión de tensión para inyectar corriente a través de los devanados del transformador, como se muestra a continuación.



Configuración típica de un Compensador Estático de Distribución.

La función principal de la fuente de conversión de tensión, es la de controlar la amplitud y ángulo de fase de la fuente de tensión, con respecto a la tensión terminal de la línea, dando como resultado un flujo de corriente controlado que fluye a través del enlace entre el DSTATCOM y la línea de distribución, lo que nos proporciona la regulación de la tensión terminal al nodo al cual se encuentra conectado.

El D-STATCOM soluciona problemas de variación de tensión (caídas y aumentos), y los parpadeos (flickers) que se presentan en el sistema.



Se puede observar que para variaciones de corta duración los dispositivos de electrónica de potencia como son el DVR y el D-STATCOM, han demostrado ser una solución eficaz en diversos estudios, por lo que es necesario evaluar primero los costos por interrupción del servicio y así poder tomar una decisión para la instalación o no de estos dispositivos, ya que el costo aproximado es de 350 US\$/KVA.

El supresor de transitorios (Transient Voltage Surge Suppressors, TVSS) es conectado en paralelo a los conductores de servicio de la carga. Un circuito de supresión es usado por cada conductor y provee al transitorio un camino al punto común de tierra.

El circuito de supresión responde para altas amplitudes de transitorios por la vía de impedancia baja, haciendo una división con el lado de la carga conectada. Cuando el servicio retorna a normal, el circuito de supresión retorna a su estado de espera, teniendo un camino de alta impedancia, respecto al servicio normal de la carga.

Los TVSS son conectados al lado de la carga de los tableros principales o de distribución de circuitos para su protección, como se muestra a continuación.

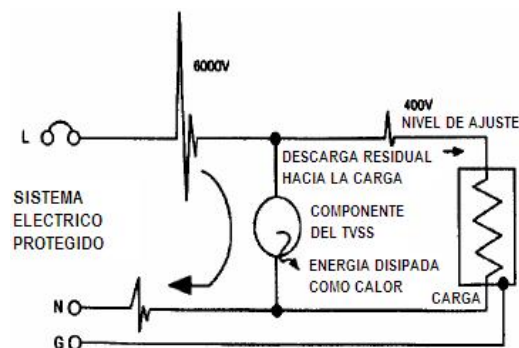


Figura 2.11. Configuración típica de un Supresor de Transitorios.



El TVSS espera con una alta resistencia hasta que un transitorio es detectado; luego el supresor cae a una muy baja resistencia proporcionando un camino para que el transitorio descargue a tierra. Así el transitorio será absorbido en forma segura y disipado a tierra.

Los TVSS se dividen en las siguientes categorías, dependiendo del lugar donde se instalen en el sistema eléctrico:

- A. Equipos y tomas de corriente de usuarios.
- B. Alimentadores y circuitos de distribuidores.
- C. Acometida del servicio eléctrico, entre el transformador y el primer medio de desconexión.

La mayoría de los TVSS usan la tecnología de los varistores de óxido metálico (Metal Oxide Varistor, MOV). Como los MOV se dañan cuando se exponen a altas corrientes, es fácil entender la importancia de asegurarse que cada MOV nunca sea expuesto más allá de sus límites. El único método de alargar la vida de los MOV es reduciendo su exposición a altas corrientes. Las unidades TVSS están diseñadas con la capacidad precisa de absorber corrientes que sobreviven las sobretensiones de rutina mientras mantienen suficiente capacidad de reserva para manejar eventos de magnitudes catastróficas. Es por ello, que el rango de un TVSS deberá “encontrarse o exceder” la capacidad de una corriente de falla, de acuerdo al rango del interruptor principal o del tablero de circuitos derivados, para que el TVSS de verdad sea una protección.

Para la detección de la existencia de una mala calidad de energía son necesarios equipos de medición que nos permitan prevenir, identificar y solucionar los problemas antes mencionados, apoyándonos en la tecnología y el software que actualmente respaldan el monitoreo. Estos equipos son, entre otros, el multímetro digital, osciloscopio, analizador de perturbaciones, analizador de espectros,



analizador de armónicos y analizador de redes (el cual es la combinación de los anteriores y tiene la ventaja de ser más completo).

El tipo de suelo en el Campus Universitario está formado en su mayoría por roca volcánica por lo que los sistemas de tierras que se instalen en este, deben diseñarse considerando este factor. Para mejorar la resistividad del terreno es recomendable la instalación de electrodos profundos ya que estos al enterrarse traspasaran la losa superficial de roca y alcanzarán las capas de terreno orgánico el cual tiene un valor de resistividad bajo, también es recomendable la instalación de electrodos químicos con los cuales se deben de instalar previa construcción de una trinchera de concreto, esto para evitar la disolución de estos en el suelo o el deslave por la lluvia. Si se presentase el caso de que tuberías metálicas de agua sin conexiones aisladas o alguna estructura metálica de un edificio estuvieran ubicadas muy cerca del lugar donde se construirá el sistema de tierra, se podría conectar este sistema a la tubería o estructura metálica. Estas recomendaciones se deben ejecutar cumpliendo con las normas de sistemas de puesta a tierra vigentes en el momento de su diseño.

En el caso de las mallas de tierra para los sistemas eléctricos de equipos electrónicos sensibles, se deben diseñar de acuerdo a las normas vigentes, a los datos y recomendaciones que proporcione el fabricante de estos equipos y el sistema de puesta a tierra debe ser una malla de referencia de señal, conectado en un solo punto, además deberá de estar unido en forma efectiva y permanente a los otros sistemas de tierra de los equipos eléctricos que no sean sensibles y debe tener un valor de resistencia de 1 ohm como máximo .

Una alternativa para evitar la instalación de electrodos profundos y químicos en las mallas de tierra de los sistemas eléctricos del Campus Universitario, es la construcción de un solo anillo de tierra que cubriera toda la Ciudad Universitaria, este se puede instalar aprovechando algunas de las canalizaciones subterráneas existentes que estuvieran desocupadas y construyendo otras que fueran



necesarias para completar este. A este anillo se conectarían todos los sistemas de tierra de cada uno de los edificios que integran la Ciudad Universitaria. La desventaja que se tiene si construyera este anillo de tierra sería que el conductor de este, estaría expuesto a ser hurtado, aunque esto se podría evitar en parte si se sellaran parcialmente los registros por donde se pudiera tener acceso a él.

Los electrodos horizontales (contrantenas) son una buena opción para mejorar la resistividad del terreno en mallas de tierra que se instalen en el terreno rocoso del Campus Universitario e inclusive serían mucho más económicos que los electrodos profundos y químicos, pero debido a que están muy expuestos al hurto no se recomienda su instalación.

La energía eléctrica requerida para la Universidad depende de varias características de las fuentes de electricidad; sin embargo, un aspecto importante para el mejoramiento de ésta calidad de energía es el mantenimiento eficiente y oportuno de los elementos principales que constituyen el sistema eléctrico de potencia del Campus Universitario.

El mantenimiento preventivo y predictivo se debe realizar periódicamente con base al seguimiento de un programa predeterminado, realizando inspecciones al equipo para descubrir y corregir posibles defectos o problemas menores que pudieran llegar a ocasionar fallas mayores y paros innecesarios. Estas actividades se justifican ya que se ha logrado determinar que más del 90% de las fallas en los equipos están precedidas de ciertas condiciones que indican que éstas se van a producir.

Además de elaborar un buen programa y calendario de mantenimiento, su efectividad va a radicar en que se lleve a cabo en los tiempos señalados. Posteriormente, un buen análisis de los resultados de pruebas y de los diagnósticos del mantenimiento predictivo y preventivo, aunado a la pericia del



personal de mantenimiento del Campus Universitario, determinará cuando un equipo ha rebasado su periodo de vida útil para valorar y tomar la decisión de sustituir un equipo por otro nuevo. De no hacer lo anterior, se corre el riesgo de operar con un equipo en mal estado, con una alta probabilidad de falla y, dada su obsolescencia, no encontrar en el mercado las refacciones necesarias por la continua aparición de productos nuevos y más modernos.

Dentro de las actividades que involucra el mantenimiento a equipo de media tensión, debemos tomar en cuenta que las pruebas de campo y recepción de todo equipo de media tensión son una obligación, tanto para el contratista que ejecuta la obra en las instalaciones del Campus Universitario, como para la misma supervisión universitaria; ya que con ello se obtiene la seguridad absoluta de que los materiales y la mano de obra cumplen con los requisitos indispensables de calidad que señalan los reglamentos eléctricos vigentes y con el índice de confiabilidad especificado para este tipo de instalaciones.

Para efectuar estas pruebas, es necesario contar con personal y equipo especializado, que no siempre se tiene a la mano. Por esto es indispensable que el personal interno de los departamentos eléctricos de la Universidad estén capacitados respecto a las pruebas y sus procedimientos a realizar para que dado el momento, si no llevan acabo ellos mismos las pruebas, si estén preparados para realizar la supervisión.

La experiencia de los fabricantes y usuarios, así como el estudio de las necesidades del mantenimiento a los equipos de media tensión en el sector eléctrico, ha permitido el desarrollo de nuevas tecnologías que han hecho posible el mejoramiento de los procedimientos y herramientas aplicables en el mantenimiento de las subestaciones de distribución.



A continuación se mencionan algunas de estas nuevas tecnologías que se pueden aplicar, con su correspondiente estudio de costo-beneficio, al mantenimiento del sistema de distribución subterránea de Ciudad Universitaria con el objeto de mantener y mejorar el servicio de energía eléctrica en el Campus.

Con el crecimiento de los servicios de información, los avances de la tecnología de comunicaciones así como de las bases de datos de los sistemas de información, los sistemas para la ayuda de tomas de decisiones y el procesamiento han evolucionado hacia los sistemas Web, ya que brinda la facilidad de compartir la información entre computadoras sin importar en que parte de Ciudad Universitaria, se encuentre trabajando. Así mismo permite a los usuarios el análisis de la información, accediendo a ella de manera rápida, coherente e interactiva para la toma de decisiones.

Por las características de la Web, se han desarrollado sistemas que son capaces de administrar la información de los servicios realizados a las subestaciones eléctricas del sector industrial (y que se podría implementar al sistema eléctrico de Ciudad Universitaria) vía Web, que permite a los mandos medios y superiores llevar un control de las tendencias operativas de sus equipos, así como realizar consultas dinámicas y obtener diferentes datos directamente de los reportes para la toma de decisiones y logrando un mejor ambiente de trabajo.

El software para la adquisición de datos tiene como parte medular la simplicidad y versatilidad para la captura de la información cumpliendo con los requerimientos de las normas aplicable para las pruebas eléctricas de diagnóstico, así como las mínimas exigencias de hardware. Como resultado se utiliza una base de datos que pueda operar vía Web, para lo cual únicamente es requerido una PC en campo y el servicio de un servidor.



Para la presentación de las condiciones operativas de los equipos que conforman la subestación eléctrica, el software proporciona información de los resultados de cada prueba eléctrica de diagnóstico y sus tendencias, así como en inspecciones visuales, inspecciones internas o reparaciones, y en el seguimiento de las observaciones y recomendaciones realizadas en los servicios. Estos datos son presentados de una manera gráfica, con semáforos y textual, para que al usuario se le facilite su interpretación de las condiciones de operación del equipo y poder tomar acciones proactivas para evitar fallas inesperadas, ya que los equipos, salvo raras excepciones, siempre avisan antes de que fallen drásticamente.

El sistema cuenta con las siguientes características vía Web:

- a) Captura de datos del cliente.
- b) Consulta el estado operativo del equipo desde cualquier lugar remoto del mundo por parte de los corporativos.
- c) Consulta de gráficas de tendencias para anticipar fallas.
- d) Consultar e imprimir reportes de pruebas a partir de su momento de realización.
- e) Transparencia y accesibilidad.
- f) Obtener un servicio de administración y archivo de información ahorrando tiempo al usuario en el manejo de papelería.
- g) Contar con la información oportuna y veraz para la toma de decisiones.

Las pruebas en los equipos de las subestaciones eléctricas no han experimentado cambios significativos en muchos años por lo que las técnicas de prueba se volvieron familiares para toda una generación de ingenieros y técnicos. La gran cantidad de equipos requeridos para realizar las pruebas se convierten en una dificultad ya que están diseñados para una sola función específica. Aunque algunos de estos instrumentos han sido mejorados, la mayoría no permiten las pruebas automáticas, es decir se requieren tomar los resultados a mano o ser



impresos en pequeñas tiras de papel y al final tienen que ser capturados en un procesador de palabras o en una base de datos. Lo cual requiere de tiempo y probablemente de una persona dedicada a la administración de estos reportes.

La aplicación de tecnología digital combinada con los últimos avances en los amplificadores de potencia, ha permitido el desarrollo de equipos de prueba capaces de llevar a cabo la mayoría de las pruebas requeridas en una subestación eléctrica. Con esto es posible reemplazar varios equipos de prueba convencionales tales como: Probador de relación de transformación, probador de TC's (saturación, relación y polaridad), medidor de resistencia óhmica del devanado, probador de resistencia de tierra, medidor de bajas resistencias, probador de factor de potencia en los aislamientos e inyección de corriente primaria.

El uso de un equipo computarizado permite crear rutinas de prueba completas en la oficina. En campo solo es necesario conectar el equipo y correr los procedimientos de prueba preprogramados. Así es como la maleta multifuncional, como la que se muestra a continuación, puede almacenar los resultados en un formato que pueda ser leído o impreso, reduciendo de esta manera los tiempos de prueba y consecuentemente el tiempo de los programas de mantenimiento.



Maleta multifuncional para pruebas a equipos de subestaciones eléctricas.

Para ajustar los tipos de pruebas se dispone de un sistema de tarjetas o pantallas desplegadas en la pantalla del equipo que representa una prueba del sistema. En cada tarjeta se definen los ajustes para cada prueba y para ajustar los valores, el



usuario simplemente inserta los valores relevantes en los campos como se muestra en la siguiente figura. Las tarjetas pueden ser seleccionadas de un menú el cual ha sido desarrollado para un equipo en particular. Las tarjetas y los ajustes pueden definirse en el escritorio antes de trasladarse al lugar de la prueba lo que resulta en ahorro de tiempo.



Tarjeta o pantalla del equipo para ingresar datos de la prueba.

El sistema cuenta con un temporizador el cual puede ser iniciado o parado de varias formas para incrementar su flexibilidad. Por ejemplo, la apertura de un interruptor puede ser medida con precisión aplicando una corriente de prueba constante. El temporizador se arrancarí con la inyección de la corriente y se detendría con la apertura de uno de los contactos del mismo interruptor.

Los archivos de los reportes de las pruebas utilizan un formato donde texto, gráficas y tablas pueden ser editados por un procesador de palabras o bien convertidos a una hoja de cálculo para su uso directo sin necesidad de trabajo adicional. Estos reportes pueden ser guardados en una memoria USB o bien, si el equipo es consultado a través de una conexión de red Ethernet, enviados directamente a cualquier punto remoto de la red para su almacenamiento o posprocesamiento, esto reduce sustancialmente el tiempo requerido para el registro de los resultados.



El objetivo de la termografía infrarroja y del empleo del equipo termográfico es la inspección por medios indirectos de la temperatura superficial de un objeto de interés, para con esto poder deducir alguna anomalía en el mismo, o algún mal comportamiento de un proceso o equipo en observación. Esta información es importante porque se está vigilando prácticamente el buen estado de los equipos.

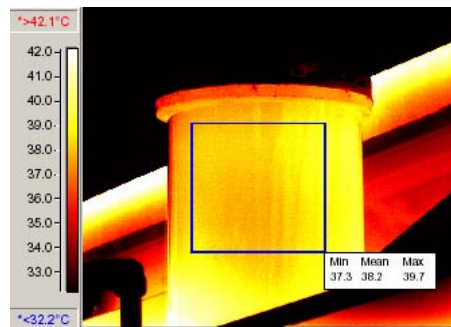
La técnica de termografía infrarroja es parte esencial en un programa de mantenimiento preventivo o predictivo, ya que en los procesos de las subestaciones eléctrica involucran el manejo y transferencia de energía eléctrica y en consecuencia de energía calorífica, por lo que en el comportamiento de los equipos que la conforman, la temperatura es una variable importante a controlar, así como la cantidad de energía que transfieren o pierden al ambiente. Debido a esto, la técnica termográfica tiene una aplicación extensiva en diversas áreas dentro de las subestaciones eléctricas, proporcionando información del estado operativo de los equipos, con la que podemos tomar acciones para programar o atender problemas durante la realización de los mantenimientos preventivos, y en el caso del programa de mantenimiento predictivo, darnos la información necesaria para determinar la tendencia de deterioro de los equipos a través del tiempo.

En la aplicación de la termografía en las inspecciones eléctricas, se buscan defectos comúnmente denominados puntos calientes, los cuales se manifiestan por medio de un incremento de temperatura en la zona del problema (la cual generalmente es una conexión). Estos problemas usualmente son causados por la falta de apriete en conexiones, suciedad en las mismas, falta de superficie de contacto en los componentes o herrajes, o un mal funcionamiento general de un equipo o en un componente del mismo.

En la realización de las inspecciones termográficas, independientemente si éstas son rutinarias o esporádicas, se realiza inicialmente una lista de verificación, se



registran las condiciones de operación y atmosféricas que circundan al objetivo de inspección, para tener una trazabilidad en las mediciones. Se determinan los posibles problemas, se registran y reportan clasificando su severidad para la programación de su atención. Posteriormente a las acciones correctivas realizadas para eliminar los defectos, se repite la inspección para verificar que estos hayan sido eliminados. En la actualidad, muchos de los equipos termográficos tienen la capacidad de entregar como registro de salida imágenes de color sintetizado como se muestra a continuación.



Empleo de equipo termográfico en una boquilla de alta tensión de un transformador.

A continuación se mencionan algunas de las ventajas del uso de este equipo:

De carácter económico:

- a) Reduce los tiempos fuera no programados.
- b) Incrementa la efectividad de los esfuerzos del personal de mantenimiento.
- c) Reduce el daño a equipo.
- d) Mejora el control de calidad.
- e) Ahorra energía e incrementa la eficiencia del sistema.
- f) Ayuda a cumplir requerimientos de regulaciones o normas.
- g) Reduce costos de inventarios.

Relacionados con la seguridad:



- a) La seguridad afecta directamente la salud de las personas y su vida misma, y las lesiones y muertes de personal son extremadamente costosas, en términos de tiempo y dinero.
- b) Mediciones sin contacto.
- c) No interfiere con el proceso, por lo que las mismas se hacen con equipo en línea.
- d) No daña o destruye los equipos que se miden.
- e) Se pueden estudiar fenómenos u objetos en tránsito.
- f) Respuesta rápida de los equipos para efectuar medición

De carácter técnico:

- a) Se puede contar con patrones de observación-evaluación (análisis de tendencia).
- b) Almacenamiento de datos para posterior análisis.
- c) Mediciones a través de diferentes atmósferas (con filtros apropiados).
- d) Empleo de software de análisis bajo interfaces amigables (Windows).

La seguridad en las actividades del mantenimiento, para evitar accidentes, representa la necesidad de mantener una vigilancia constante de los recursos de trabajo, de las instalaciones donde se encuentre el equipo de media tensión y de los sistemas de operación empleados, debiendo respetar rigurosamente las normas de seguridad. Debe tenerse en cuenta que resulta fundamental la seguridad en el trabajo para evitar los accidentes laborales que, en casi todos los casos, se producen por causas humanas; negligencia en observar las recomendaciones de seguridad, imprudencia al efectuar un trabajo, exceso de confianza, indisciplina, etc.

Con lo anterior se quiere enfatizar que existen riesgos en la construcción, instalación, operación y mantenimiento de equipos y sistemas eléctricos, pero el control de dichos riesgos no es difícil ni costoso, mas no ocuparse de ellos puede



dar lugar a que ocurran accidentes graves y pérdidas económicas elevadas. Para tratar de evitar esto, se han elaborado reglamentos de seguridad que son procedimientos detallados, específicos y extensos para la construcción, instalación y mantenimiento de equipos y sistemas eléctricos que se pueden adecuar e implementar en el Campus Universitario.

Durante las últimas décadas se ha descuidado y destruido al medio ambiente de forma alarmante. Lo cual ha obligado a que tomemos conciencia del daño que se está provocando al planeta. Esto ha obligado a que se estén creando nuevas tecnologías aplicables al diseño y fabricación de equipos eléctricos que sean menos agresivas al ambiente, sin que se tenga que sacrificar eficiencia y funcionalidad de estos equipos. La generación y distribución de energía eléctrica no son la excepción al respecto. Se tienen que considerar muchos factores, desde la planeación y construcción de subestaciones y sistemas de distribución, hasta la operación de plantas de emergencia, así como el mantenimiento y una continua actualización en el desarrollo de las mismas.

El crecimiento de infraestructura en Ciudad Universitaria, como son edificios y laboratorios, ha provocado un aumento de la demanda de energía eléctrica que se tiene que satisfacer. Lo cual implica una pronta respuesta por parte de la ingeniería eléctrica para poder llevar a cabo una pronta actualización de su tecnología en equipos eléctricos, tomando en consideración el desarrollo sustentable.

En lo referente a las subestaciones, se han desarrollado nuevas tecnologías como el aceite vegetal para transformadores en sustitución al aceite mineral que se venía usando durante muchos años, la sustitución de los interruptores convencionales por interruptores de vacío de alta confiabilidad. Nuevos materiales para apartarrayos con ventajas ecológicas sobre sus predecesores.



El aceite vegetal tiene la ventaja de ser biodegradable y de menor toxicidad a su semejante de origen mineral. Al no existir ningún tipo de químico que sea peligroso, los interruptores de vacío no generan ningún tipo de contaminación que afecte al ambiente circundante. Las propiedades químicas de los apartarrrayos de polímero superan en practicidad, eficiencia y en ecología a los apartarrayos cerámicos debido también a un abaratamiento de la tecnología de polímeros.

Las normas eléctricas, respecto al impacto ambiental, deben ser más estrictas y se deben actualizar constantemente obligando a que se sustituyan todos los equipos de tecnología obsoleta por equipos de la más reciente tecnología que dañen lo menos posible al medio ambiente sin que tengan que disminuir su efectividad.

En el caso particular de las subestaciones de Ciudad Universitaria, un crecimiento acelerado de la Ciudad de México, junto con el de la misma Universidad ha rebasado la tecnología de las dos principales subestaciones de Campus Universitario, provocando que éstas funcionen sobre su capacidad con una mala calidad en la energía y un deterioro grave al medio ambiente de la zona.

Ciudad Universitaria es una zona boscosa con varias hectáreas de reserva ecológica protegida. En la construcción y operación de las subestaciones 1 y 2 no se han tomado en cuenta estos factores, por lo que no cumplen con la mayoría de los criterios fundamentales que estas deben tener para poder operar y no dañar y a su vez, no ser dañadas por el medio ambiente.

Por lo que se requiere urgentemente, un nuevo proyecto que incluya la sustitución del viejo equipo de las subestaciones por equipo de nueva tecnología. Y de ser posible la construcción de nuevas subestaciones que tomen en cuenta el desarrollo sustentable de la zona a la que va dirigida.



La sobrecarga del sistema subterráneo de 6 kV, provoca envejecimiento de los equipos. El exceso de corriente daña los aislamientos de los conductores y provoca mayores pérdidas, por lo que se observa que la solución a estos problemas es un cambio de tensión de la red de 6 kV a 23 kV, que es la tensión de distribución normalizada en la zona metropolitana de la Ciudad de México.

Al elevar la tensión de distribución a 23 kV se puede prescindir de los transformadores de 23 a 6 kV en las Subestaciones Generales 1 y 2, pues la acometida de Luz y Fuerza del Centro es de 23 kV. Además, la capacidad del sistema ya no estará limitada por la capacidad de los transformadores, pues dependerá de la energía que nos suministre la subestación Odón de Buen de Luz y Fuerza del Centro, dependiendo de la tarifa que se contrate.

Sin embargo, al hacer este cambio es necesario sustituir en las subestaciones de cada Edificio y Facultad, los transformadores de 6.6 kV-220/127 V por otros de 23 kV-220/127 V, al igual que las acometidas por conductores alimentadores con una tensión de operación de 6.6 kV por otras de 23 kV. Dado lo anterior, es importante que la Dependencia responsable del proyecto de cambio de tensión, haga un análisis detallado sobre el costo-beneficio de estos cambios, tomando en cuenta que el nivel de tensión de 6.6 kV ya no está normalizado y por consiguiente el equipo de media tensión con estas características se encuentra obsoleto y ya no es comercial.

A continuación se presenta el costo aproximado del equipo en media tensión cotizado al mes de Mayo de 2008, en caso de realizar el cambio de tensión de 6.6 kV a 23 kV en el Campus Universitario. La cuantificación de equipos es resultado de levantamientos y consultas hechas en trabajos anteriores a éste. [37]



CONCLUSIONES

TRANSFORMADORES					
Partida	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
1	Transformador trifásico 75 KVA, 23 kV/ 220-127 V, tipo pedestal.	Pza.	11.00	\$ 76,767.00	\$ 844,437.00
2	Transformador trifásico 112.5 KVA, 23 kV/ 220-127 V, tipo pedestal.	Pza.	8.00	\$ 86,395.00	\$ 691,160.00
3	Transformador trifásico 150 KVA, 23 kV/ 220-127 V, incluye subestación compacta NEMA 1.	Pza.	8.00	\$ 224,915.00	\$ 1,799,320.00
4	Transformador trifásico 225 KVA, 23 kV/ 220-127 V, incluye subestación compacta NEMA 1.	Pza.	17.00	\$ 239,219.00	\$ 4,066,723.00
5	Transformador trifásico 300 KVA, 23 kV/ 220-127 V, incluye subestación compacta NEMA 1.	Pza.	25.00	\$ 249,086.00	\$ 6,227,150.00
6	Transformador trifásico 500 KVA, 23 kV/ 220-127 V, incluye subestación compacta NEMA 1.	Pza.	33.00	\$ 373,922.00	\$ 12,339,426.00
7	Transformador trifásico 750 KVA, 23 kV/ 220-127 V, incluye subestación compacta NEMA 1.	Pza.	36.00	\$ 374,162.00	\$ 13,469,832.00
8	Transformador trifásico 1000 KVA, 23 kV/ 220-127 V, incluye subestación compacta NEMA 1.	Pza.	4.00	\$ 450,700.00	\$ 1,802,800.00
9	Transformador trifásico 1250 KVA, 23 kV/ 220-127 V, incluye subestación compacta NEMA 1.	Pza.	1.00	\$ 490,961.00	\$ 490,961.00
10	Transformador trifásico 1500 KVA, 23 kV/ 220-127 V, incluye subestación compacta NEMA 1.	Pza.	3.00	\$ 614,450.00	\$ 1,843,350.00
				TOTAL	\$ 43,575,159.00

CABLES DE ENERGÍA					
Partida	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
1	Cable de energía para 23 Kv monopolar con aislamiento EP calibre 70 mm ² .	ML.	67030.00	\$ 246.00	\$ 16,489,380.00
2	Cable de energía para 23 Kv monopolar con aislamiento EP calibre 240 mm ² .	ML.	57213.00	\$ 619.00	\$ 35,414,847.00
				TOTAL	\$ 51,904,227.00

INTERRUPTORES DE POTENCIA					
Partida	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
1	Interruptor de potencia en 23 kV, con cámara de interrupción en vacío, 630 Amp.	Pza.	1.00	\$ 285,000.00	\$ 285,000.00
				TOTAL	\$ 285,000.00



SECCIONADORES					
Partida	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
1	Seccionador subterráneo tipo intemperie para 23 kV de 2 vías, cámara en vacío, con apertura y cierre en carga, 3 fusibles, con protección de sobrecorriente.	Pza.	6.00	\$ 290,000.00	\$ 1,740,000.00
2	Seccionador subterráneo tipo intemperie para 23 kV de 3 vías, cámara en vacío, con apertura y cierre en carga, 3 fusibles, con protección de sobrecorriente.	Pza.	53.00	\$ 350,000.00	\$ 18,550,000.00
3	Seccionador subterráneo tipo intemperie para 23 kV de 4 vías, cámara en vacío, con apertura y cierre en carga, 3 fusibles, con protección de sobrecorriente.	Pza.	21.00	\$ 410,000.00	\$ 8,610,000.00
4	Seccionador subterráneo tipo intemperie para 23 kV de 5 vías, cámara en vacío, con apertura y cierre en carga, 3 fusibles, con protección de sobrecorriente.	Pza.	6.00	\$ 470,000.00	\$ 2,820,000.00
5	Seccionador subterráneo tipo intemperie para 23 kV de 6 vías, cámara en vacío, con apertura y cierre en carga, 3 fusibles, con protección de sobrecorriente.	Pza.	2.00	\$ 530,000.00	\$ 1,060,000.00
				TOTAL	\$ 32,780,000.00

En la siguiente lista se proporcionan los costos de los equipos para mejorar la Calidad de Energía. Para su implementación se requiere de un estudio y análisis más detallado del tipo de cargas alimentadas en baja tensión por cada uno de los transformadores de los Edificios, Institutos y Facultades, principalmente cargas sensibles, dado que el costo por KVA es considerable.

EQUIPO PARA MEJORAR LA CALIDAD DE ENERGIA			
Partida	Descripción	Unidad	Costo Unitario
1	Restaurador Dinámico de Tensión (Dynamic Voltage Restorer, DVR).	Pza.	\$ 3850 / KVA
2	Compensador Estático de Distribución (Distribution Static Compensator, D-STATCOM).	Pza.	\$ 3850 / KVA
3	Supresor de Transitorios (Transient Voltage Suppressors, TVSS), para subestación de 150 KVA.	Pza.	\$ 131,650.00



BIBLIOGRAFIA

- [1] La calidad de energía en los sistemas eléctricos. Gilberto Enriquez Harper. Limusa.
- [2] Calidad de la energía en los sistemas eléctricos de baja tensión. Facultad de Ingeniería. UNAM.
- [3] Corrientes armónicas. Revista Técnica Salgar S.A. de C.V.
- [4] Institute of Engineering Electrical and Electronics IEEE.
- [5] Diseño de subestaciones eléctricas. José Raul Martín. Facultad de Ingeniería. UNAM.
- [6] Sistemas de distribución. Roberto Espinosa y Lara. Limusa.
- [7] Motores, generadores y transformadores eléctricos. Facultad de Ingeniería. UNAM.
- [8] Pérdidas en transformadores dentro del Campus de Ciudad Universitaria. José Manuel Guillén Cruz, Ituriel Moctezuma Romero, Arturo Torres Ortega. Facultad de Ingeniería. Tesis UNAM.
- [9] Mantenimiento a subestaciones eléctricas de distribución. Noemí Arias Ibarra, Ricardo Eric Chavarría Emeterio. Facultad de Ingeniería. Tesis UNAM.
- [10] Sistema de tierra en redes de distribución. Guillermo López Monroy. Facultad de Ingeniería. UNAM.



- [11] Libro de oro de puesta a tierra universal. Javier Oropeza Ángeles. Schneider Electric.

- [12] Instalación eléctrica del Edificio 18 del Instituto de Ingeniería de la UNAM. Edune Subiza Iturri, Javier Olleta Arregui. Facultad de Ingeniería. Tesis UNAM.

- [13] Selección de cables de energía. Condumex.

- [14] Mantenimiento de cables de energía. Joaquín del Castillo P. Condumex.

- [15] Cables de energía de media y alta tensión con aislamiento extruido. Ricardo Bolado J. Condumex.

- [16] Manual técnico de cables de energía. Víctor Sierra Madrigal. Mc Graw Hill.

- [17] Diseño, fabricación y mantenimiento a transformadores de potencia. Comisión Federal de Electricidad.

- [18] Subestaciones eléctricas. Revista Selmec.

- [19] Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia. Roberto Liñán G. Bienal CIGRÉ Comité Mexicano.

- [20] Mantenimiento de transformadores de potencia. R.E. Álvarez. Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ
.

- [21] Reparación o reemplazo de transformadores de potencia. Librado Magallanes R. Bienal CIGRÉ Comité Mexicano.



- [22] Diagnóstico e investigación de fallas en interruptores de potencia. Biental CIGRÉ Comité Mexicano.
- [23] Guía pedagógica para mantenimiento a interruptores eléctricos de media tensión. Subsecretaría de Educación e Investigación Tecnológicas. SEP.
- [24] Interruptores de media tensión. Schneider Electric.
- [25] Mantenimiento eléctrico y seguridad. Revista Selmec.
- [26] Energía e impacto ambiental. Jacinto Viqueira Landa. Facultad de Ingeniería. UNAM.
- [27] Simplificación de interruptores. Willie Freeman. Revista ABB.
- [28] Criterios de aplicación para interruptores automáticos de SF₆ y de vacío. D. Braun, W. Heirmann, A. Plessi. Revista ABB.
- [29] Investigación para interruptores automáticos de SF₆. A. Plessi, L. Niemeyer, F. Perdoncin. Revista ABB.
- [30] Los nuevos polímeros. Pararrayos con aislamiento de silicona para redes de tensión media. W. Schnidt. Revista ABB.
- [31] New developments of vacuum interrupters based on RMF and AMF technologies. Wilth Int Symp on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum. H. Fink. Revista ABB.
- [32] Revista Higiene del trabajo. Boques Raúl.



- [33] NOM-SEDE-001-2005. Instalaciones eléctricas.

- [34] NOM-029-STPS-2005. Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad.

- [35] Normas de montaje de cables subterráneos. Compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A.

- [36] UNAM-México. Guía de sitios y espacios. Juan B. Artigas. 1ª edición. 2006.

- [37] Pérdidas en conductores de la Red de Distribución Subterránea en Media Tensión de 6 kV de Ciudad Universitaria. Mario Alberto Cortés García, Wilfredo Osorno Rivera, Carolina Quiroz Juárez. Facultad de Ingeniería. Tesis UNAM.