UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

Nombre de la Tesis:

"PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DENTRO DEL CAMPUS DE CIUDAD UNIVERSITARIA"

PRESENTAN:

GUILLÉN CRUZ JOSÉ MANUEL

MOCTEZUMA ROMERO ITURIEL

TORRES ORTEGA ARTURO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. GUILLERMO LÓPEZ MONROY

AGOSTO 2007

AGRADECIMIENTOS.

A mis padres quienes me infundieron la ética y el rigor que guían mi transitar por la vida, además de contar con su confianza y comprensión durante el tiempo que le dedique a este trabajo de investigación Tesis.

AGRADECIMIENTOS.

A mi director de tesis: Ing. Guillermo López Monroy por su asesoramiento y estímulo para seguir creciendo profesionalmente; por su predisposición permanente e incondicional en aclarar mis dudas y por sus substanciales sugerencias durante la redacción de la Tesis, así como en sus observaciones críticas de la misma, por su amistad.

Al Ing. Juan Carlos Luna Castillo por su valiosa colaboración y buena voluntad en la orientación del análisis estadístico para la estimación de las pérdidas en transformadores de acuerdo a datos obtenidos de la NOM 002 SEDE 1999, por sus enseñanzas.

Al Ing. Roberto Espinosa y Lara por el apoyo moral brindado incondicionalmente durante la realización de ésta tesis la cual forma parte de una propuesta que se tiene para elaborar un proyecto en la red de distribución eléctrica del campus universitario.

A la Dirección General de Obras quien nos proporcionó los datos estadísticos de las pruebas de TTR y Megger de los transformadores de la subestaciones 1 y 2 principalmente de la dependencia de la Facultad de Ingeniería, así como a luz y fuerza por los datos de facturación obtenidos durante este año, los cuales fueron referencias fundamentales para la elaboración de ésta Tesis.

ÍNDICE DESGLOSADO

INTRODUCCIÓN 4

1.- ANTECEDENTES. 15

1.1.- INCURSIÓN DE LA RED ELÉCTRICA EN CIUDAD UNIVERSITARA 15
1.2.- PERSPECTIVAS Y ACCIONES REALIZADAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN. 19

2.- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA (SDS). 25

2.1.- CLASIFICACIÓN Y ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES DE UN SDS. 26
2.2.- CÁLCULO Y PLANIFICACIÓN DEL SDS. 54
2.3.-AVERÍAS Y PROTECCIÓN DE LA RED SUBTERRÁNEA. 59

3.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN 66

3.1.- PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO 67
3.2.- CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS TRANSFORMADORES 69
3.3.- TIPOS DE TRANSFORMADOR 81
3.4.- CARACTERIZACIÓN DE LOS TRANSF. DE DISTRIBUCIÓN A 6KV EN CU. 88
3.5.- PÉRDIDAS MAGNÉTICAS Y ELÉCTRICAS EN UN TRANSFORMADOR 93

4.- PRUEBAS ESENCIALES EN TRANSFORMADORES 104

4.1.- PRUEBAS A EQUIPOS EN ALTA TENSIÓN 104
4.2.- PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO AL TRANSFORMADOR 105
4.3.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO. (MEGGER) 112
4.4.- RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN. (TTR) 127
4.5.- INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES 132

5.- RECORRIDOS DE CAMPO 135

5.1.- REPORTE TÉCNICO DE LAS PRUEBAS (TTR Y MEGGER) 136
5.2.- OBSERVACIONES 161
5.3.- RECOMENDACIONES 161
5.4.- CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES. 163
5.5.- ESTADO DE LA SUBESTACIÓN 166

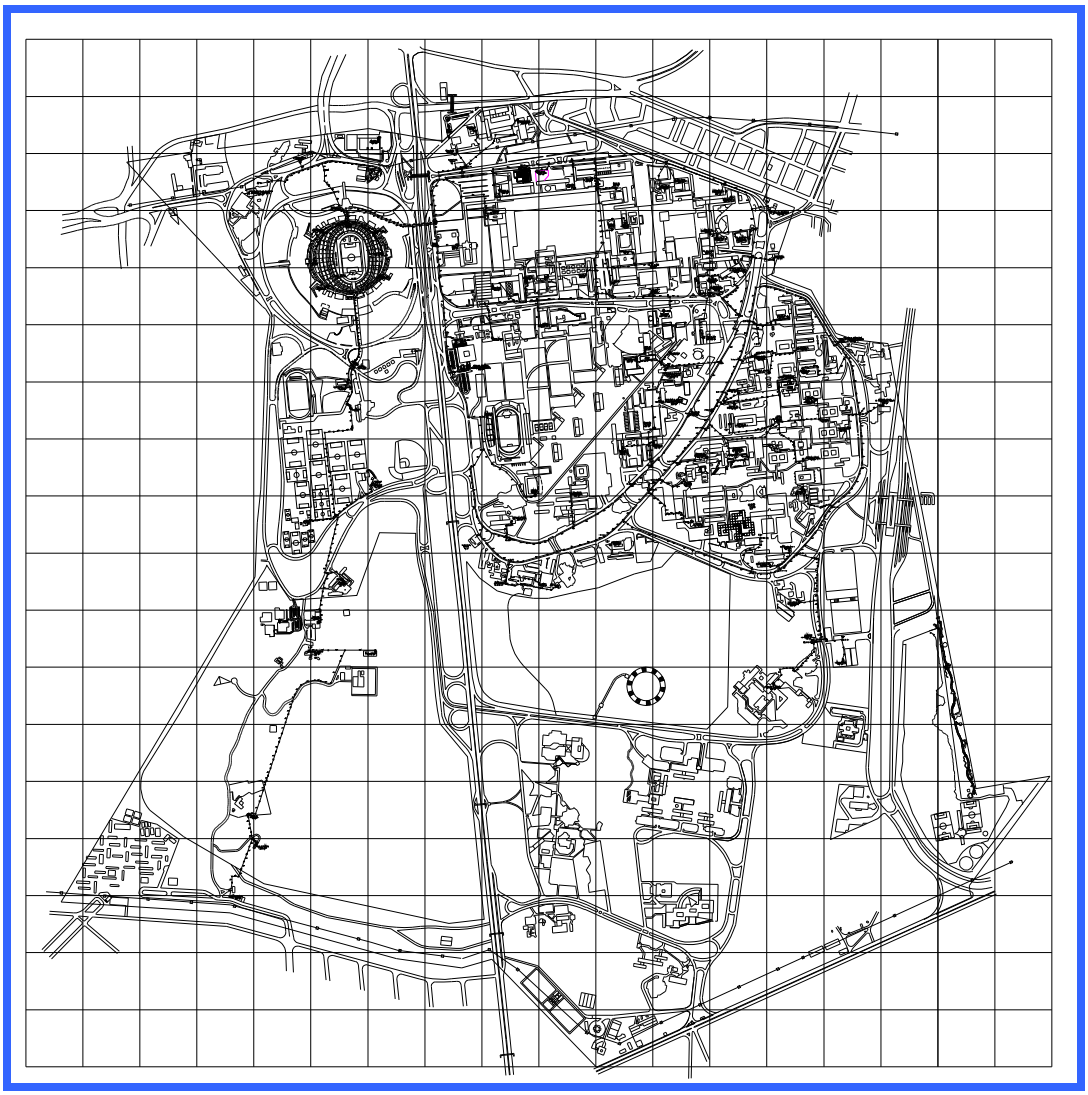
6.- PROPUESTA TÉCNICA PARA LA MEJORA DEL SERVICIO. 171

6.1.- ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PARÁMETROS RAMS 175
6.2.- APLICACIÓN DEL RAMS 192

7.- CONCLUSIONES. 195

ANEXO 210

BIBLIOGRAFÍA. 217



INTRODUCCIÓN

CIUDAD UNIVERSITARIA Y SU RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN.

Este apartado presenta una investigación detallada de la red eléctrica de distribución del campus universitario, en donde se compendian algunos conceptos y principios fundamentales de gran importancia para el entendimiento factible de los puntos a tratar a lo largo de esta tesis; trataremos acerca de la investigación de la red eléctrica en Ciudad Universitaria donde abarcaremos sus antecedentes, situación actual y la propuesta inicial fundamentada de una Nueva Red de Distribución; así como algunas perspectivas y acciones realizadas dentro de la red eléctrica de distribución del campus universitario UNAM.

A continuación abordaremos algunos conceptos y principios fundamentales que nos serán de utilidad a lo largo del contenido de ésta tesis para obtener un entendimiento factible y una mejor comprensión en general sobre el servicio y operación de la red eléctrica de distribución.

Una red eléctrica de distribución es una parte de un sistema de suministro eléctrico para la generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica (Figura 1). La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas.

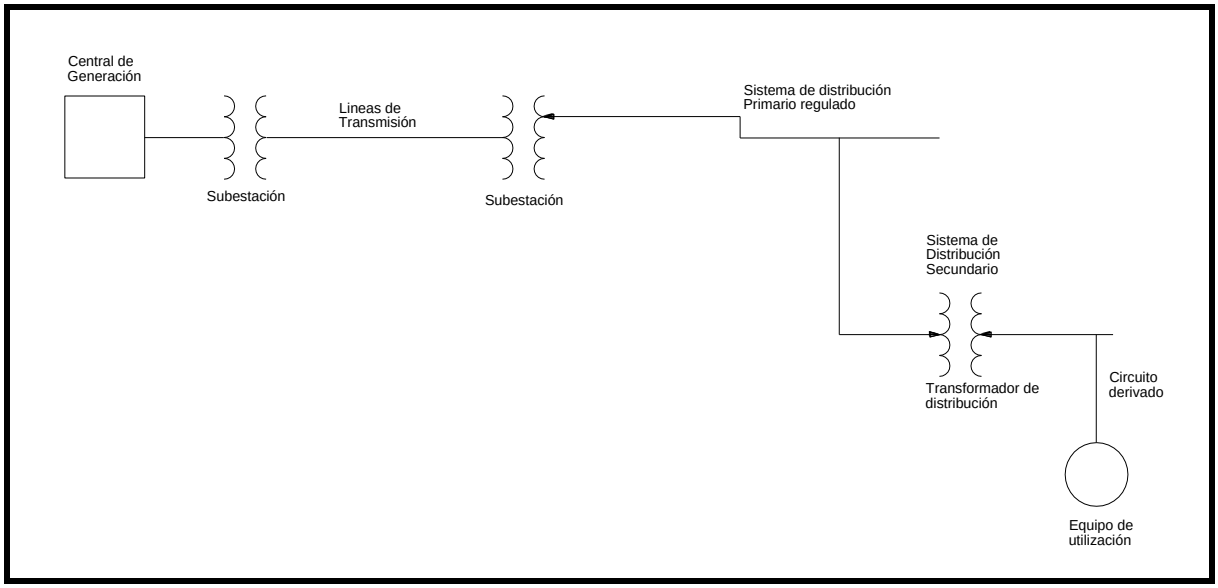


Figura 1. Sistema eléctrico típico para la generación, transmisión, distribución y utilización de energía eléctrica

La primera está constituida por la red de reparto que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 34.5 kV y 115 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 6 a 34.5 kV y con una característica muy mallada. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión.

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia: sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- Subestaciones variadoras de tensión
- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito
- Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores)

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en:

- Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV
- Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kV
- Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 34.5 kV
- Subestaciones de distribución secundaria. Abajo de 34.5 kV

El punto de partida para la localización de una subestación se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.

Para suministrar energía eléctrica desde un generador hasta los puntos de consumo es necesario que ésta tenga que pasar por una serie de dispositivos que componen la red. La energía que se genera en las grandes centrales generadoras debe pasar primero por las líneas de transmisión y luego por la red de distribución hasta llegar al usuario final. El paso de la energía por los diferentes elementos de una red ya sean cables, transformadores o cualquier dispositivo, implica pérdidas. Dependiendo de la parte del sistema eléctrico donde se produzcan éstas se pueden clasificar en pérdidas de transmisión o pérdidas de distribución.

En cualquier sistema eléctrico, las pérdidas son inevitables. Pueden verse como un costo de operación necesario para mover la energía desde donde se genera hasta donde se consume. Es deseable disminuir estas pérdidas tanto como sea posible pero esto implica inversiones en la red lo cual debe ser comparado con el costo propio de las mismas.

SISTEMAS DE TIERRAS

Los sistemas de tierra se emplean en subestaciones de potencia, en plantas generadoras, en líneas de transmisión y en sistemas de distribución. En las subestaciones de potencia la red de tierras se forma por una cuadrícula de cobre desnudo enterrado a una profundidad que va de 50 a 100cm. Con electrodos conectados y enterrados en forma irregular, preferentemente en las orillas y en ocasiones la cuadrícula es más cerrada en las orillas y en las esquinas. Como en las plantas generadoras los lugares que ocupan son mucho más grandes que las subestaciones, la cuadrícula es muy abierta, en lugares como patios, almacenes, etc. Siendo cerrada en la subestación y dentro de la casa de máquinas.

En las líneas de transmisión se utilizan las tierras en cada torre ya que el hilo de guarda se conecta a la estructura y de la estructura pasa a la tierra. En sistemas de distribución se utilizan diferentes diseños; los diseños para mediana tensión se basan principalmente en evitar los potenciales peligrosos, mientras que los diseños de baja tensión, denominados, como tierra física, se basan en el valor de resistencia a tierra.

MANTENIMIENTO A SISTEMAS DE TIERRAS

El mantenimiento de los sistemas de tierras debe ser rutinario y de naturaleza preventiva.

El mantenimiento rutinario debe consistir en la medición de resistencia a tierra del sistema completo y de resistividad del terreno, inspección de corrosión, apriete y limpieza de las conexiones. Estas mediciones deben ser realizadas en diferentes épocas del año para evaluar el comportamiento con los cambios de humedad; esto requiere que se mantengan registros de mediciones del sistema de tierras.

Cada vez que un equipo sea sustituido, el diseño del sistema de tierras debe ser reconsiderado. Ya que el cambio puede crear lazos de corriente, interferir con las trayectorias de disipación de energía de descargas atmosféricas o proveer un camino a descargas externas.

Existen dos tipos de pruebas para medir la resistencia de electrodos a tierra, los demás son variaciones de éstas. Las pruebas son:

1. El método de caída de potencial.
2. El método de dos puntos.

PLANEACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

Para la planeación, deben tomarse en cuenta los siguientes factores para proporcionar:

- protección de las personas, animales y los bienes
- funcionamiento satisfactorio de la instalación eléctrica acorde a la utilización prevista.

Se recomienda tomar previsiones sobre futuras ampliaciones o expansiones de las instalaciones, con objeto de garantizar la seguridad en las instalaciones eléctricas.

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Las características de los equipos de protección, deben determinarse con respecto a su función, la cual puede ser por ejemplo, la protección contra los efectos de:

- sobrecorrientes (sobrecargas, cortocircuito);
- corriente de falla a tierra;
- sobretensiones;
- bajas tensiones y ausencia de tensión.

Los equipos de protección deben operar a los valores de corriente, tensión y frecuencia los cuales se adaptan a las características de los circuitos y a los peligros posibles.

SELECCIÓN DEL EQUIPO ELÉCTRICO.

Cada equipo eléctrico seleccionado debe corresponder a las condiciones y características previstas para la instalación eléctrica.

TENSIÓN

Los equipos eléctricos deben ser adecuados para el valor máximo de la tensión al cual van a operar (valor eficaz en corriente alterna), así como también a las sobretensiones que pudieran ocurrir.

CORRIENTE ELÉCTRICA

Todos los equipos eléctricos deben seleccionarse considerando el valor máximo de la intensidad de corriente (valor eficaz en corriente alterna), que conducen en servicio normal, y considerando la corriente que pueda conducir en condiciones anormales, y el periodo (por ejemplo, tiempo de operación de los dispositivos de protección, si existen) durante el cual puede esperarse que fluya esta corriente.

FRECUENCIA

Si la frecuencia tiene una influencia sobre las características de los equipos eléctricos, la frecuencia nominal de los equipos debe corresponder a la frecuencia susceptible de producirse en el circuito.

POTENCIA

Todos los equipos eléctricos, seleccionados sobre la base de sus características de potencia, deben adecuarse para el servicio requerido del equipo, tomando en cuenta el factor de carga y las condiciones normales de servicio.

PREVENCIÓN DE LOS EFECTOS NOCIVOS

Todos los equipos eléctricos habrán de seleccionarse de manera que causen los menores efectos nocivos a otros equipos y a la alimentación durante el servicio normal, incluyendo las operaciones de interrupción.

FILOSOFÍA DEL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

Se basa en la planeación y el seguimiento de los equipos durante su periodo de vida útil, para obtener el máximo aprovechamiento de su operación y predecir la necesidad del cambio del mismo.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo o de diagnostico, puede ser definido como el empleo contínuo o periódico de la interpretación diagnóstica para determinar las condiciones operativas de los sistemas, consiste en predecir anomalías en las condiciones de operación aceptadas en un equipo, basadas en algunas técnicas, sin necesidad de parar el equipo.

En este modo operativo, se emplean varios indicadores de condición de la maquinaria para medir la integridad operativa del sistema. Las fallas potenciales se indican mucho antes de su ocurrencia y se planean las acciones correctivas tal que los efectos en la productividad de la planta sean minimizados.

La primera fase a determinar es, si el sistema puede establecer un programa de mantenimiento predictivo, a través de un estudio de todo el equipo del sistema en operación. Un programa de mantenimiento predictivo utiliza herramientas de diagnóstico, es decir, incluye instrumentos de medición, como son: vóltmetro, ampérmetro, medidor de resistencia de asilamiento, etc.

Existen siete herramientas comúnmente empleadas en la ejecución de un programa de mantenimiento predictivo:

- Diagnóstico de vibraciones
- Diagnóstico térmico
- Diagnóstico de señales
- Diagnóstico de emisiones acústicas
- Diagnóstico de lubricantes
- Diagnóstico en base a datos de mantenimiento
- Análisis Humano

Ventajas:

- Ampliación del tiempo de funcionamiento.
- Reducción de los costos de mantenimiento.
- Eliminación de equipo de reserva.
- Incremento en seguridad de maquinaria.

El mantenimiento predictivo es un método sistemático de monitoreo y seguimiento del estado del equipo basado en un programa establecido para determinar el estado del equipo y piezas sometidas al desgaste.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo, consiste en actividades que son necesarias desarrollar en un equipo para evitar interrupciones en el servicio eléctrico. Es ampliamente reconocido como de extrema importancia en la reducción de los costos de mantenimiento y el mejoramiento en la confiabilidad del equipo.

El mantenimiento planeado o preventivo, con los recursos materiales que el sistema nos ofrece, nos permite fortalecer la eficiencia y la seguridad de eliminar fallas del equipo y por consiguiente reducir los problemas en el sistema.

Los procedimientos preventivos más importantes incluyen inspección detallada en el total del equipo, reemplazo de partes y reparaciones tan pronto sea necesario. Por lo tanto, el mantenimiento preventivo consiste en la inspección, reparación y reacondicionamiento programado.

Ventajas:

- Menor número de reparaciones en gran escala y menor número de reparaciones repetitivas, por lo tanto, menor acumulación de la fuerza de trabajo del mantenimiento y del equipo.
- Disminuye los costos de reparaciones de los desperfectos sencillos debido a la menor fuerza del trabajo a las pocas técnicas empleadas y a la menor cantidad de partes que se necesitan para los paros planeados en relación con los no previstos.
- Mejor control de las refacciones.

El buen mantenimiento preventivo se inicia con el diseño de instalaciones adecuadas. En este se tiene la agenda más ocupada de todos, los componentes críticos para la operación de la planta son reemplazados periódicamente, independientemente de su condición operativa, esto reduce los tiempos fuera no programados, sin embargo los costos inherentes son prohibidos.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Como su nombre lo indica consiste en la reparación o corrección de fallas no programadas, generalmente de emergencia; el mantenimiento correctivo es necesario para corregir paros no programados; se puede caracterizar como la administración de las crisis. Los sistemas operan hasta fallar, entonces se llama al departamento de mantenimiento para que solucione el problema de la manera más rápida y se pueda volver a operar. Con este tipo de mantenimiento debe de tenerse un inventario masivo.

PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTO.

La programación del trabajo es una de las herramientas más efectivas que pueden usarse en el mejoramiento de la eficiencia de cualquier departamento de mantenimiento. La forma de programar puede variar desde planear lo que se va a designar a un trabajador en un día de trabajo hasta un sistema de planeación elaborado y centralizado que emplea especialistas para distribuir todo el tiempo de cada técnico en trabajos específicos. La justificación de cualquier sistema de mantenimiento requiere de la programación en términos de mejora de la eficiencia.

CAPÍTULO 1: "ANTECEDENTES"

1.1 INCURSIÓN DE LA RED ELÉCTRICA EN CIUDAD UNIVERSITARIA.

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 este apartado se resumen sus antecedentes, situación actual y la propuesta inicial fundamentada de una Nueva Red de Distribución.

La UNAM obtuvo su autonomía en 1929. En esa época las escuelas, facultades y edificios administrativos de la Universidad estaban dispersos por todo el Centro Histórico de la Ciudad de México. Inmuebles como el Colegio de San Ildefonso, el Antiguo Palacio de la Inquisición, el Templo de San Agustín y el Palacio de Minería albergaron durante muchos años a miles de estudiantes y profesores. En esos años se conceptualizó un proyecto para localizar en un solo Campus todas las instalaciones de la vida universitaria y enriquecer con ello la academia.

Fue así que en 1943 el gobierno federal, expropia un terreno ubicado en el Pedregal de San Ángel, al sur de la ciudad de México y en 1946 fue entregado a la Universidad. Este fue el comienzo de lo que hoy conocemos como Ciudad Universitaria o Campus Principal de la UNAM.

Originalmente se contemplaba dividir el Campus en tres áreas: Zona Escolar; Campos Deportivos y el Estadio Universitario. A lo largo de los años, la creciente población estudiantil y administrativa, generó el crecimiento de la zona urbana, por lo que algunos edificios cambiaron sus funciones iniciales y las Escuelas, Facultades e Institutos fueron reubicándose.

La Ciudad Universitaria tenia una extensión original de 2 millones de metros cuadrados, 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; esta extensión es más de lo que miden muchas ciudades importantes en Europa e incluso lo que miden algunos de los países pequeños como el Vaticano o Mónaco.

Ciudad Universitaria cuenta con una población escolar de cerca de 90,000 alumnos de licenciatura y posgrado, y de alrededor de 13,500 académicos: aloja actualmente cerca de 1,000 edificios de los cuales, 138 son bibliotecas con más de 5 millones de libros, una sala de conciertos Nezahualcóyotl, una biblioteca central y otra nacional, un espacio escultórico de proporciones colosales y el estadio olímpico México 68, con capacidad para 72,000 espectadores.

El Estadio Universitario modificó su nombre en 1968, al ser sede de los Juegos Olímpicos de ese año; de ese modo, le UNAM se Convirtió en la única Universidad en el mundo en la cual se hayan celebrado tales juegos. La Ciudad Universitaria; fue propuesta ante la UNESCO como candidata a Patrimonio de la Humanidad, el resultado se sabrá en el año de 2007.

ANTECEDENTES TÉCNICOS.

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 planeada para que garantizara al máximo la continuidad del servicio.

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 3 x 350 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 continúas 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 desafortunadamente, estos cambios no han sido suficientes para cubrir la demanda actual.

1.2 PERSPECTIVAS Y ACCIONES REALIZADAS DENTRO DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN.

Uno de los propósitos a futuro es que la energía producida gracias a algunos proyectos se inyecte directamente a la red eléctrica de Ciudad Universitaria para reducir costos.

- Se realizará un diagnóstico de la red eléctrica en Ciudad Universitaria.
- Se busca un ahorro de entre 20 y 30 % de electricidad en el campus CU.
- Se analizarán los patrones de consumo en todos los edificios del campus.

SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN 6 KV 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 actuales, las cuales arrojan los resultados siguientes. Luz y Fuerza del Centro alimenta con 4 alimentadores de 23 kV de la Subestación Odón de Buen, las Subestaciones Generales 1 y 2 de Ciudad Universitaria, cada una de ellas cuenta con un interruptor de transferencia automática.

Todo esto con el fin de mejorar la confiabilidad, reducir las pérdidas que se producen y obtener un beneficio económico.

SUBESTACIÓN GENERAL NO. 1

Se tienen dos transformadores de 7.5 /9.375 MVA, 23 / 6.6 kV, cada uno, su operación actual es 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, asimismo 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 sus instalaciones de iluminación del Campus, fueron construidas con equipos y especificaciones ya obsoletos y deben ser rediseñados y actualizados.

SUBESTACIÓN GENERAL NO. 2.

Se tienen dos transformadores de 5 /6.25 MVA, 23 /6.6 kV, cada uno, su operación actual es; uno de ellos conectado y el otro se tiene de reserva en caso de falla, mantenimiento y pruebas; 7 interruptores en aire de 6 kV. Cuenta con 5 alimentadores que forman 2 circuitos tipo anillo y 1 alimentador de enlace entre esta subestación y la Subestación 1. 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; asimismo, 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 ineludible sustituirlos. En la trinchera es necesario realizar el reordenamiento de los cables de potencia, sustituir las cajas y tablillas de conexión en mal estado, así como solucionar el problema del exceso de humedad; es necesario, la sustitución de resistencias calefactores en ductos y tableros de distribución.

La capacidad de la subestación es de 5 MVA ya que los transformadores no se 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.

ALIMENTADORES Y SUBESTACIONES DERIVADAS

Actualmente se cuenta con los planos generales de las redes de las dos subestaciones. Es necesario el establecimiento de un sistema de normalización e identificación de los componentes. Los alimentadores de la subestación I fueron instalados en los años 50's y los de la subestación 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.

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.

La magnitud y complejidad de las interrelaciones de las variables que intervienen en la planeación de un sistema de distribución, pueden ser tratadas de manera generalizada, asumiendo ciertas simplificaciones. En dicho planteamiento, se considera que el área de carga del alimentador tiene una densidad de carga uniforme y una forma geométrica regular.

Ahora bien, los resultados de un estudio generalizado, no son siempre directamente aplicables a un problema especifico, ellos nos sirven para ilustrar las relaciones entre la regulación; la densidad de carga, la tensión del sistema y sus efectos en el tamaño y la forma del área servida por el alimentador; así mismo se examinan las relaciones entre la tensión del sistema y las pérdidas I^2R.

DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN GENERAL NO. 1 ZONA ESCOLAR (CIRCUITO INTERIOR Y EXTERIOR), ESTADIO OLÍMPICO UNIVERSITARIO Y CIRCUITO DEL VIVERO ALTO

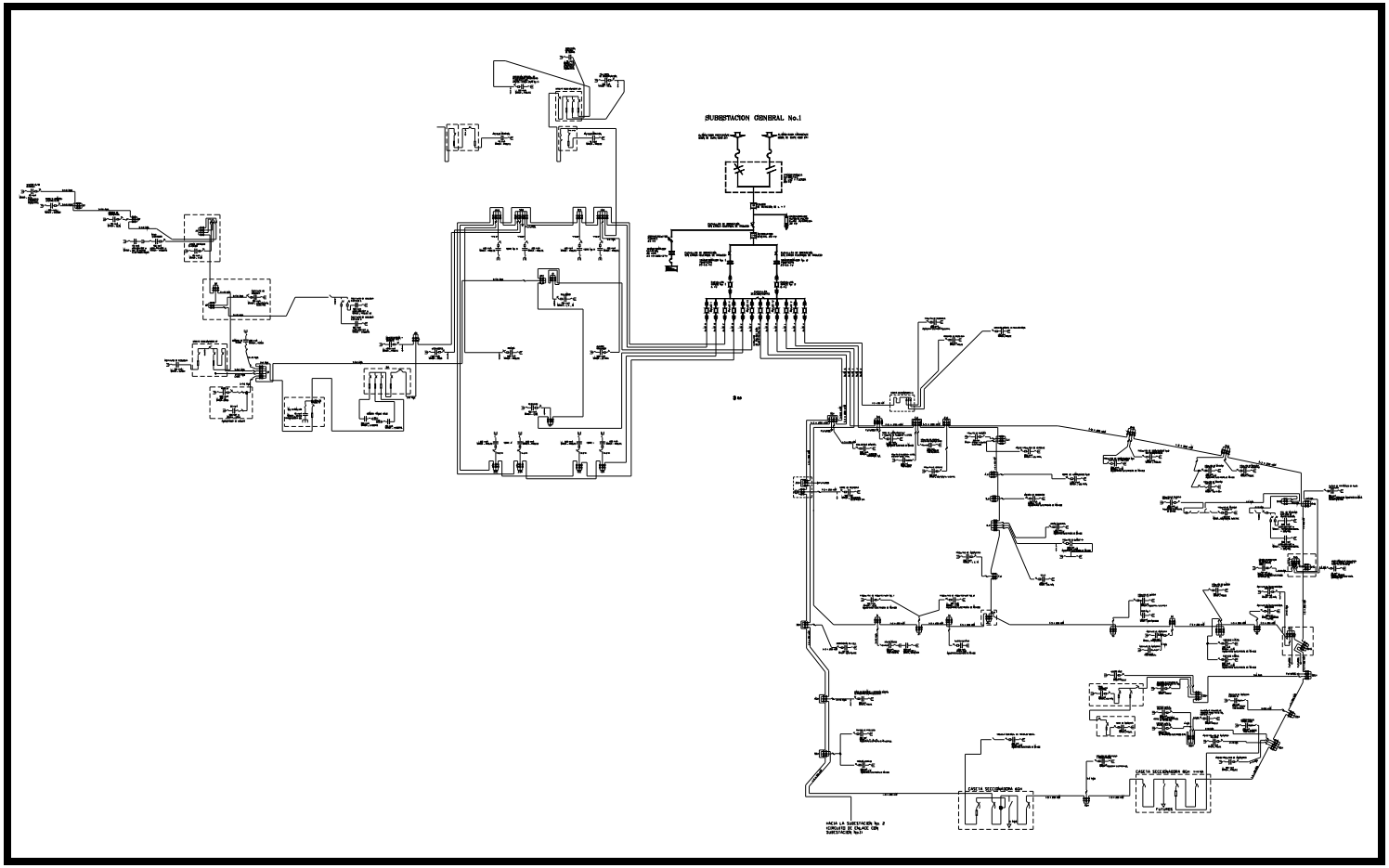
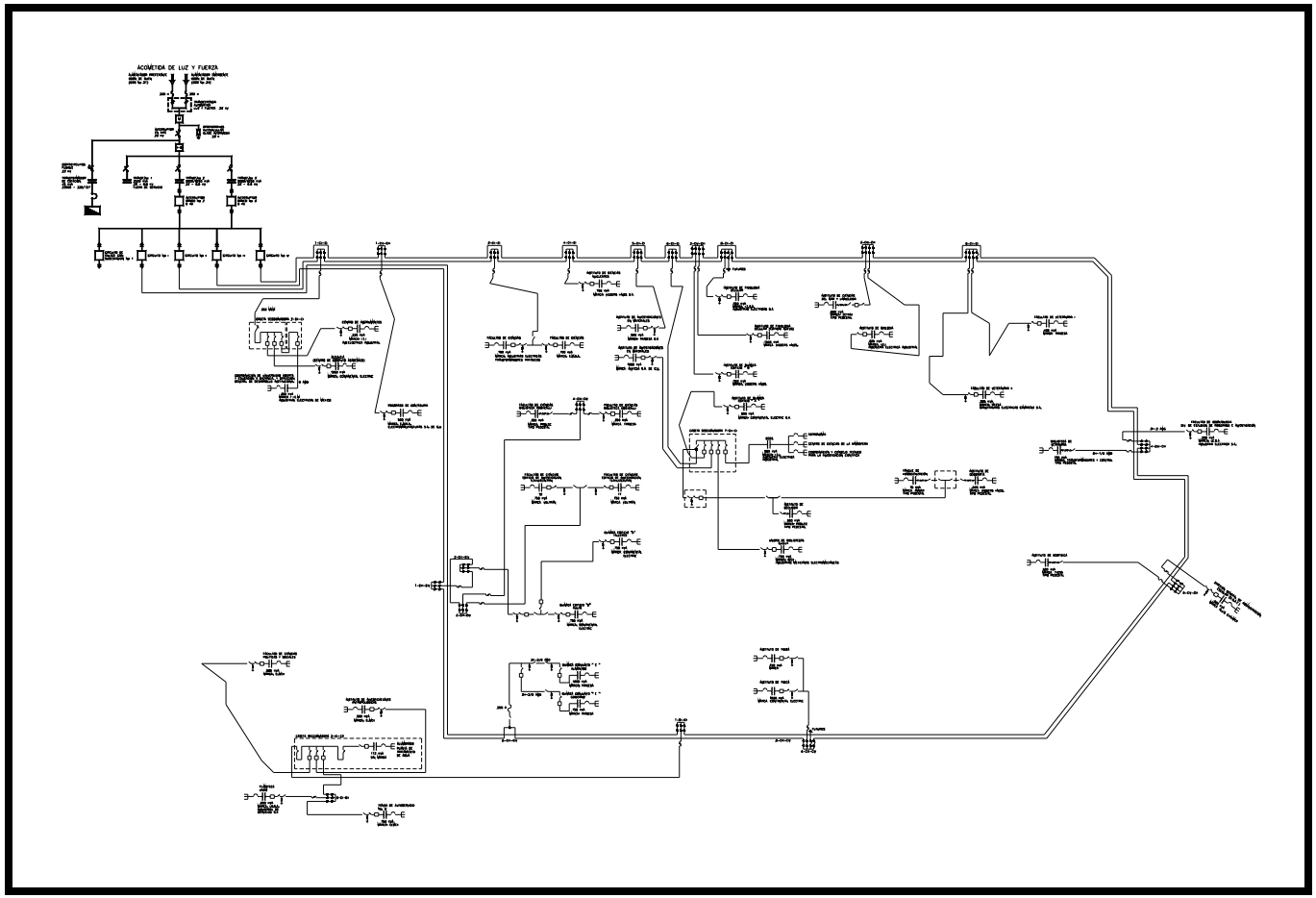


DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN GENERAL NO. 2 ZONA DE INSTITUTOS E INVESTIGACIÓN



CAPÍTULO 2:

"SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA (SDS)"

A grandes rasgos, un sistema eléctrico 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. Como es el caso de la Ciudad Universitaria, conformada por anillos o bien circuitos de doble alimentador.

El objetivo de las redes eléctricas es la distribución, en los poblados, de la energía procedente de las centrales productoras que pueden estar emplazadas en el mismo lugar de utilización, o en otros muy distantes, en cuyo caso es conducida hasta el centro consumidor por las largas líneas de transporte.

Las líneas distribuidoras subterráneas, son aquellas constituidas por uno o mas cables que forman parte de un circuito eléctrico, colocados bajo el nivel del suelo, directamente enterrados o en ductos que se trazan por las calles de la población, para acometer en corta distancia los edificios a los que haya que suministrar la energía. El conjunto de las distintas líneas unidas entre sí forman un sistema de mallas o red, y de aquí su nombre de *redes de distribución.* El punto de unión de dos o más tramos de línea se denomina *nodo* o *vértice* de la red.

2.1 CLASIFICACIÓN Y ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES DE UN SDS.

Retomando la introducción, formalmente podemos decir que las redes de distribución son el medio a través del cual se transmite energía y potencia eléctrica al usuario final, siendo la última etapa dentro del conocido esquema de generación, transporte y distribución de energía eléctrica. En cuanto al alcance de un sistema de distribución, éste comprende desde las barras de salida de las subestaciones de transporte hasta la conexión con los consumidores finales en baja tensión (BT) ó media tensión (MT), siendo este último caso, el de la Ciudad Universitaria que posee una tensión de servicio de 6 KV. Según la convención general vigente, se clasifican las tensiones en las siguientes:

1. Baja tensión (hasta 1000 V).
2. Media Tensión (hasta 35 kV)
3. Alta tensión (hasta 230 kV)
4. Muy alta tensión (por encima de los 230 kV).

Siendo así, las redes se pueden caracterizar según su nivel de tensión en redes de alta, media y baja 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. Se definen las siguientes zonas funcionales:

. Red de reparto en AT.
. Subestaciones de distribución MT.
. Alimentadores principales y derivaciones en MT.
. Centros de transformación (CT's).
. Redes de BT.

La estructura típica de un sistema de distribución es la siguiente:

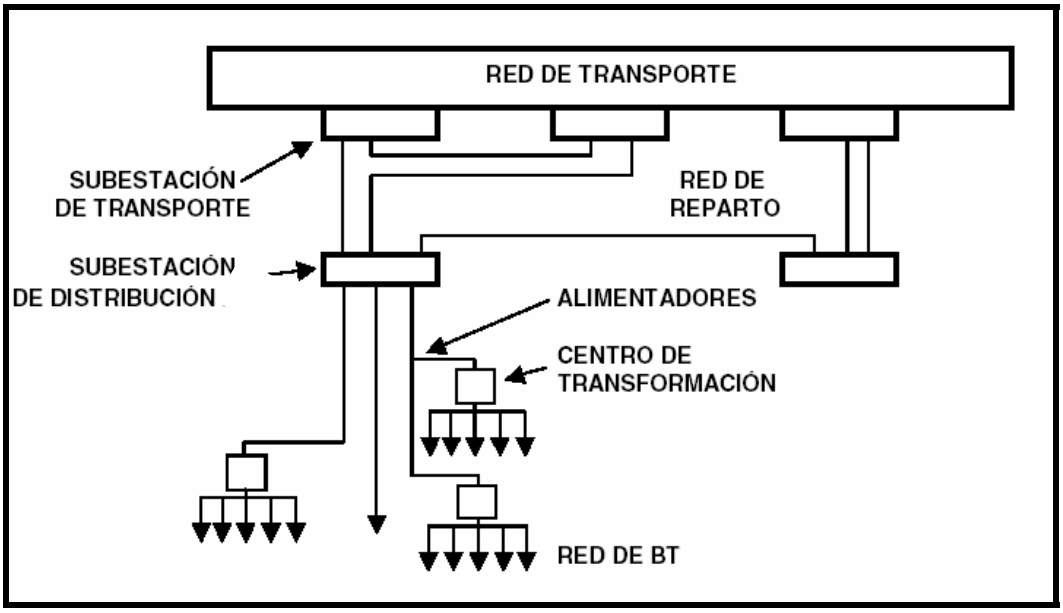


FIGURA 2.1 ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La mayoría de los sistemas eléctricos en media tensión (MT) de todo el mundo funcionan con corriente alterna trifásica. Pero, no es impensable encontrar redes de distribución en MT monofásicas.

Una red de distribución subterránea se compone de dos partes bien definidas, la primera son *líneas de distribución subterráneas* (cables, ductos, pozos, registros, terminales, empalmes y seccionadores) y la segunda, las *subestaciones generales y derivadas* (transformadores de potencia, interruptores, elementos de protección y equipos de medición y control) cuyas dimensiones y estructuras están determinadas por las magnitudes de los voltajes y potencias a transportar, y regidas por criterios de normalización y coordinación.

El alcance de nuestro capítulo se centrará en estos dos grandes grupos de elementos del sistema de distribución, descritos con mayor detalle más adelante.

TOPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

La topología de las redes de distribución viene determinada por una característica fundamental de todo servicio de distribución; minimizar los cortes de energía a los usuarios. Para ello se han desarrollado diferentes topologías de redes que condicionan la forma habitual de explotar los sistemas eléctricos y las posibilidades de mantener el servicio en caso de interrupción o perturbaciones.

Básicamente se pueden encontrar tres tipos de topologías:

SISTEMAS RADIALES.

Los sistemas radiales 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 y fáciles de controlar y proteger, son los más baratos, pero son los que ofrecen menor confiabilidad de servicio. A partir de tensiones medias, se suelen instalar circuitos redundantes para mejorar el servicio. (Ver figura 2.2)

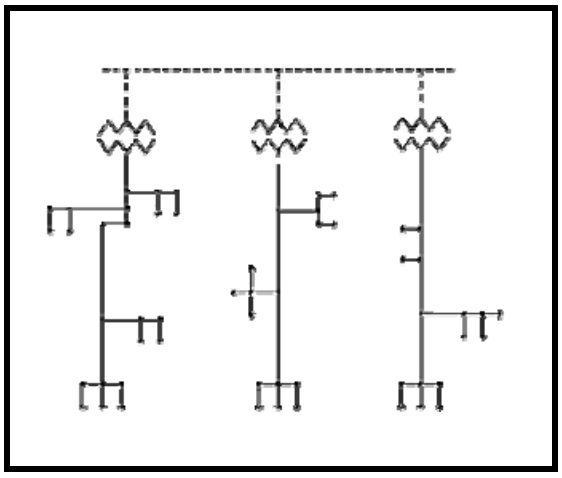


FIGURA 2.2 RADIAL

SISTEMAS EN ANILLO.

Los sistemas en anillo permiten mejores condiciones de confiabilidad de servicio al ser alimentados en paralelo desde varias fuentes a la vez, mediante líneas contínuas, 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 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 mayor será la confiabilidad, aunque también el costo. Los sistemas en anillo son más caros que los radiales y se emplean fundamentalmente en las redes de reparto. (Ver figura 2.3)

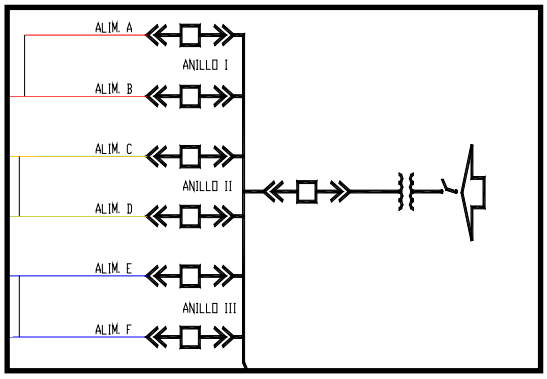


FIGURA 2.3 SISTEMA EN ANILLO

SISTEMAS MALLADOS.

Los sistemas mallados 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 reparto, fuera del alcance de este trabajo. (Ver figura 2.4)

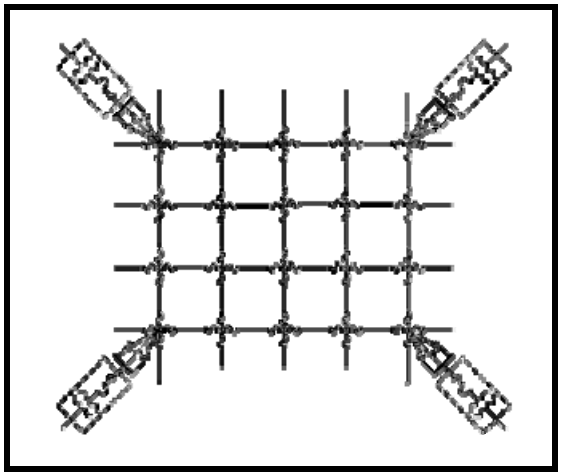


FIGURA 2.4. RED Ó MALLADA

Con el paso del tiempo se han desarrollado combinaciones de estas tres configuraciones de redes que acaban de describirse.

Sin embargo, son dos tipos de sistemas de distribución subterránea los más usuales: radial (Figura 2.2) y red (Figura 2.4). El sistema radial es análogo a una rueda con rayos emanando desde el centro. La potencia principal se envía a un punto central, y desde allí se divide en circuitos con ramificaciones en serie para suministrar servicios a clientes individuales. El sistema tipo red 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.

Con el tiempo, se han mejorado los métodos para reducir el costo de la instalación y del mantenimiento para cada uno de estos sistemas subterráneos.

CONSTITUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA (SDS).

A continuación un caso típico de cable de energía utilizado en el sistema de distribución subterránea de la Ciudad Universitaria de 6 kV:

Cables de Energía XLP o EPR, Calibre 350 KCM. Tensión 6.3 kV.





FIGURA 2.5 CABLES DE CIRCUITOS II Y IV. SUBESTACIÓN GENERAL NO. 2

Descripción Técnica:

- Conductor de cobre electrolítico de 99.99% de pureza, temple suave.
- Pantalla semiconductora extruida sobre el conductor.
- Aislamiento de polietileno de cadena XLP o EPR.
- Pantalla electrostática a base de semiconductor extruido sobre el aislamiento.
- Cinta de cobre traslapada o alambres de cobre aplicados helicoidalmente.
- Cinta separadora de Mylar y una cubierta exterior de PVC para tensiones de 5 hasta 35 KV.

Características Técnicas XLP (Polietileno reticulado):

- Resisten al efecto corona, a los esfuerzos mecánicos y a los ambientes húmedos.
- Bajo factor de potencia.
- Magnifica rigidez dieléctrica.
- Alta resistencia del aislamiento.
- Facilidad de instalación, para empatarse o terminarse.

Características Técnicas EPR (Etileno Propileno):

- Gran flexibilidad del conjunto, se comporta muy bien en ambientes húmedos.
- Sus pérdidas dieléctricas son bajas.
- Bajo coeficiente de dilatación térmica.
- Facilidad de instalación, para empatarse o terminarse.

Usos y Aplicaciones:

- Para ser directamente enterrados.
- Enterrados en ductos o en trincheras.
- Para un rango térmico contínuo en el conductor de 90°C, en condiciones de emergencia 130°C y 250°C en circuitos cortos.

Por el hecho de estar los cables subterráneos colocados en el subsuelo y muy próximos entre sí los diversos conductores que lo forman, es preciso que vayan provistos de un buen aislamiento, evitando además la presencia de humedad en su interior, pues de lo contrario el cable se destruiría rápidamente. Deben ir protegidos igualmente contra esfuerzos mecánicos que se produzcan durante la montura y en su permanencia en el lugar de servicio.

En un cable se distinguen tres elementos fundamentales: El conductor, el aislamiento y las protecciones ó cubiertas.

Calibre AWG KCM	Resistencia a 90°C Ohms/km.		Ampacidad								Reactancia Inductiva		
	Corriente alterna		Cobre				Aluminio				Ohms/km		
			Tipo de instalación				Tipo de instalación						
			Ducto		Direct. enterrado		Ducto		Direct. enterrado				
	Cobre	Aluminio	1 Cond.	3 Cond.	1 Cond.	3 Cond.	1 Cond.	3 Cond.	1 Cond.	3 Cond.	1 Cond.	3 Cond.	
												Pantalla de cinta.	Pantalla de alambre
8	2.68	4.42	75	70	110	95	55	50	85	70	0.396	0.177	0.183
6	1.7	2.78	100	90	135	115	80	70	110	90	0.378	0.168	0.174
4	1.07	1.75	130	115	170	145	105	91	140	115	0.361	0.156	0.161
2	0.67	1.10	180	155	215	185	145	120	170	145	0.343	0.164	0.168
1/0	0.422	0.691	230	200	275	240	185	155	215	185	0.326	0.152	0.156
2/0	0.335	0.548	260	230	305	270	205	175	240	210	0.317	0.147	0.150
3/0	0.2662	0.435	295	260	355	305	235	200	275	240	0.309	0.141	0.145
4/0	0.211	0.344	340	295	405	350	275	230	315	270	0.3	0.117	0.139
250	0.179	0.292	370	325	430	380	295	250	345	300	0.293	0.132	0.135
300	0.149	0.239	405	355	475	420	325	275	380	330	0.286	0.129	0.131
350*	0.128	0.209	435	390	510	460	350	305	405	360	0.28	0.126	0.129
400	0.1117	0.1749	465	415	550	505	385	335	445	395	0.275	0.124	0.127
500	0.0908	0.146	510	465	600	550	415	370	480	435	0.267	0.12	0.122
600	0.0753	0.1235	560	510	660	605	440	400	520	480	0.26	0.116	0.119
750	0.0613	0.0973	610	565	720	665	500	455	585	540	0.252	0.113	0.115
1000	0.0556	0.0729	715	670	805	750	570	525	665	620	0.24	0.111	0.112

TABLA 2.1 DATOS ELÉCTRICOS DE CABLES DE ENERGÍA (COBRE Y ALUMINIO), 6 A 35 KV.

Nota.- La capacidad en amperes de la Tabla 2.1 ha sido calculada con los siguientes datos:

Temperatura ambiente del aire	40°C
Temperatura del terreno	25°C
Resistividad térmica del terreno	90°C cm/watt
Factor de carga	100%
Pantallas metálicas	Aterrizadas

*Calibre típico de cable de energía del sistema de distribución de la CU.

La resistividad nominal, según la norma NOM-J-212, a la temperatura de 20°C, de los materiales conductores empleados en la fabricación de cables eléctricos será, para el cobre la de 17.241 ohms.mm^2/km, y para el aluminio la de 28.264 ohms.mm^2/km.

AISLAMIENTOS.

Las características químicas que un buen aislamiento debe cumplir, son por lo menos las siguientes:

- Resistencia a la absorción de agua y resistencia a la humedad
- Grado de vulcanización o reticulación
- Resistencia al ozono (en exteriores)
- Resistencia a la radiación ultravioleta
- Resistencia a la oxidación
- Resistencia a los hidrocarburos
- Resistencia a los ambientes corrosivos
- Resistencia a los ambientes salinos, alcalinos, etc.

Entre las características físicas tenemos:

- Termoplasticidad
- Resistencia al agrietamiento o gelificación
- Resistencia al frío y al calor
- Resistencia al fuego
- Temperatura máxima de servicio
- Temperatura máxima de cortocircuito.

Finalmente, entre las características mecánicas se encuentran:

- Resistencia a la tracción
- Resistencia al alargamiento permanente
- Resistencia a la abrasión

Aunque en la industria del cable se emplea una gran variedad de materiales aislantes, de acuerdo con las características especificas del servicio que han de prestar, los mas empleados son los que se citan en la Tabla a continuación, también presentes en la red de la CU:

MATERIAL AISLANTE	TENSIÓN MÁXIMA KV	TEMPERATURA MÁXIMA	
		SERVICIO PERMANENTE °C	CORTO CIRCUITO °C
Aislamiento en papel			
- Impregnado no escurriente	66	80	160
- Aceite Fluido.	750	90	250
Aislamiento seco			
a) Termoestables			
- Hule SBR	11	75	200
- Hule EPR	150	90	250
- Hule de silicón	1	200	300
- Polietileno reticulado XLPE	220	90	250
b) Termoplásticos			
- Cloruro de polivinilo PVC	1	105	250

TABLA 2.2 MATERIALES AISLANTES

CUBIERTAS.

Se pueden distinguir cuatro:

a) Capas semiconductoras. Se tratan de delgadas capas de material sintético conductor, que se coloca en los cables de aislamiento seco de XLPE de tensión superior a 1.8/3 kV y de EPR a parir de 3.6/6 kV y cuya función es evitar la presencia de aire en puntos del cable sometidos a un campo eléctrico intenso.

b) Pantallas. Son elementos metálicos para protección eléctrica. El apantallamiento puede tener por objeto proteger el cable contra interferencias exteriores, darle forma cilíndrica al campo eléctrico, evitando accidentes derivando a tierra una eventual corriente de falla (Referido a la norma NOM-001-SEDE-2005/Art.923-3, incisos b y c).
c) Armaduras. Son elementos metálicos para protección mecánica. Pueden estar previstas para proteger al cable contra esfuerzos de tracción, cortantes, contra roedores, etc. Están constituidos por flejes de hierro o aluminio colocados en hélice de paso corto o coronas de alambre en hélice de paso largo, trenzados de hilos de acero.
d) Cubiertas exteriores. Es el elemento final del cable que debe protegerle contra los agentes exteriores: químicos, biológicos, atmosféricos, abrasivos, etc. Algunos ejemplos son el PVC, el Hypalón y el neopreno.

Al igual que los cables de energía, las líneas subterráneas de distribución se componen a su vez de otros elementos primarios. A continuación, se ofrecen definiciones de estos elementos constituyentes de las líneas subterráneas.

DUCTO.

Canal cerrado (o tubería) que se utiliza para alojar uno o varios cables. Naturalmente estos ductos, se encuentran bajo el nivel del suelo, tanto en zonas de vía pública como en zonas de acceso restringido, y definen la trayectoria del circuito eléctrico de distribución.

POZO.

Recinto subterráneo accesible desde el exterior al personal para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento de equipos, cables y sus accesorios.

REGISTRO.

Recinto subterráneo a dimensiones reducidas donde está instalado equipo, cables y accesorios y el personal puede ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

EMPALMES.

Unión destinada a asegurar la continuidad eléctrica entre dos o más tramos de conductores, que se soporta eléctrica y mecánicamente como los conductores que une.

Los cables subterráneos son remitidos por el fabricante en carretes que contienen una longitud determinada de cable, por lo cual para obtener continuidad de la conducción será necesario empalmar los distintos trozos, de forma que el aislamiento de los empalmes tenga igual valor que si se tratase de un cable fabricado con la longitud total necesaria.

CAJAS DE DERIVACIÓN.

En los cables unipolares, son de fácil ejecución las derivaciones, pero los de dos o cuatro conductores conviene emplear un sistema que permita confeccionarlas con facilidad y que además den una seguridad absoluta a la tensión de trabajo. La derivación reconstituida consiste en rehacer el aislamiento encima del cable. Las fases aisladas quedan separadas por medio de unas piezas aislantes, interpuestas entre aquéllas.

TERMINALES.

Dispositivo que distribuye los esfuerzos dieléctricos del aislamiento en el extremo de un cable. Al final de un cable subterráneo, la línea se convierte en aérea para conducir la corriente a los diversos receptores que la absorben.

La unión de un cable subterráneo a una línea aérea debe hacerse por medio de una terminal, que puede ser de dos clases, según se trate de instalaciones al exterior, o interiores. La salida de los conductores de la terminal tiene lugar por medio de apropiadas piezas de porcelana.

CONSTITUCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

Como ya se ha mencionado, las subestaciones son la fuente de suministro y acondicionamiento de la energía para la distribución a nivel local, para seleccionar los sitios de usuarios o aún para un cliente específico. La función principal de la subestación de distribución es reducir la tensión del nivel de transmisión o de subtransmisión al nivel de distribución.

Citando el caso de la Ciudad Universitaria, sus Subestaciones Generales 1 y 2 reducen la tensión de alimentación de 23 kV de la compañía suministradora a la tensión de servicio de 6 kV al interior del campus. En otras palabras, las Subestaciones Generales de la Ciudad Universitaria son, en lenguaje técnico, reductoras de tensión.

En este apartado se describen, a grandes rasgos, las características más importantes del equipo fundamental que se instala en una subestación de distribución y que se muestra en su totalidad en el diagrama unifilar de la subestación de que se trata. Para ejemplo, los diagramas siguientes muestran la configuración típica de una subestación de distribución, representando simbólicamente cada uno de sus componentes y delimitando las etapas de acondicionamiento de la energía eléctrica desde los alimentadores generales hasta los alimentadores de los circuitos derivados. Se tratan de los diagramas unifilares Subestación General No. 1 y de la Subestación General No. 2 de la Ciudad Universitaria.

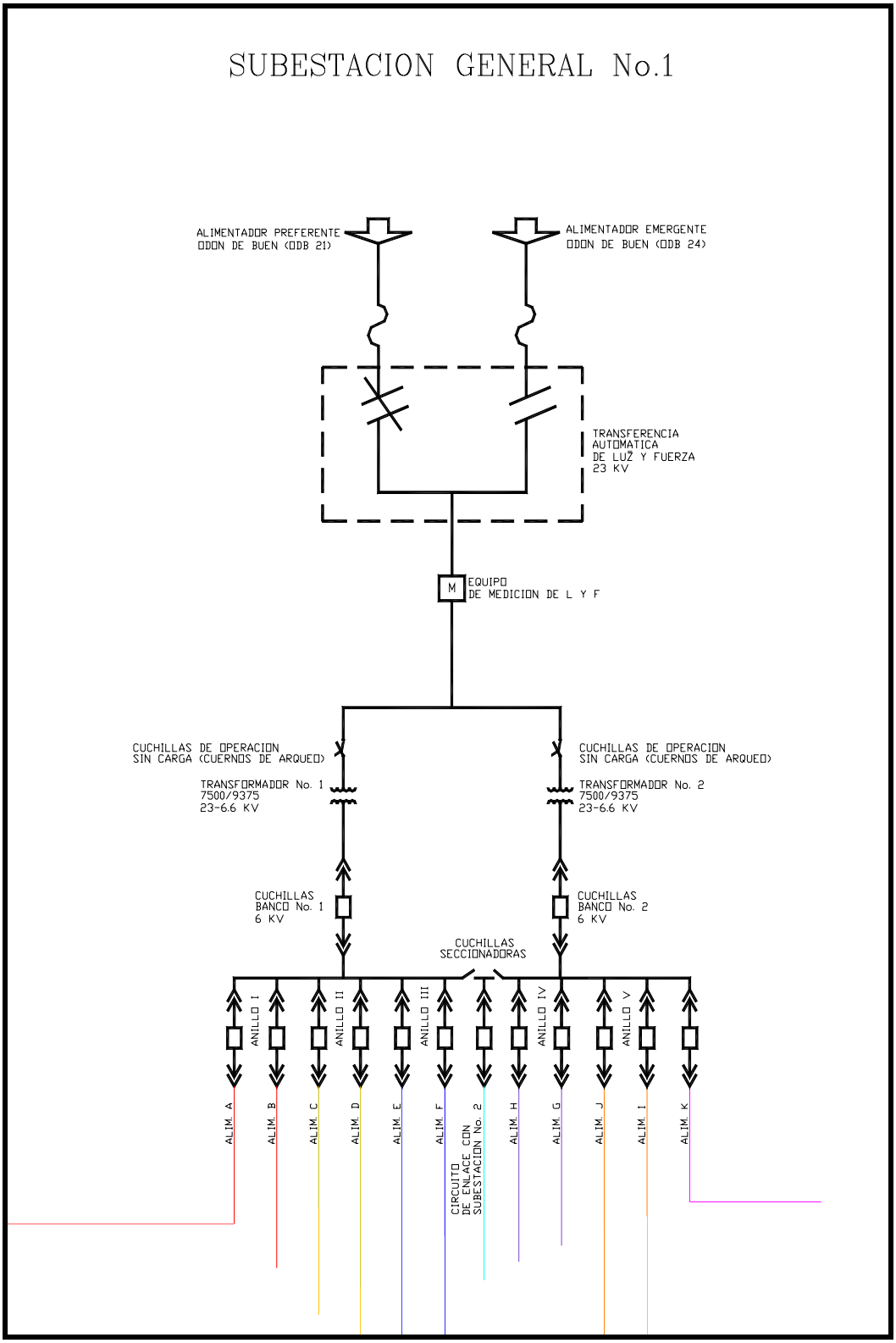


FIGURA 2.6 DIAGRAMA SUBESTACIÓN GENERAL NO. 1

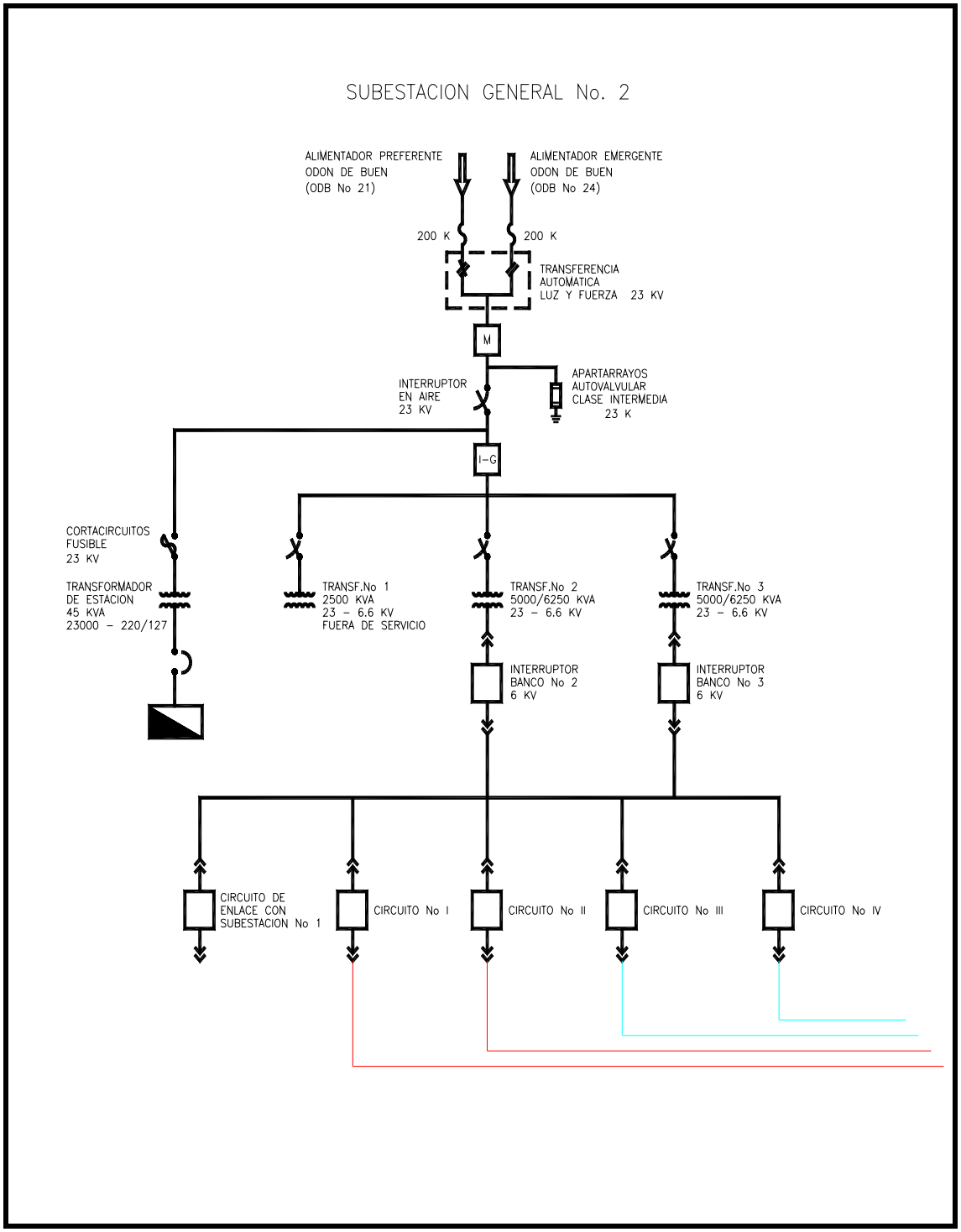


FIGURA 2.7 DIAGRAMA SUBESTACIÓN GENERAL NO. 2

Con el objeto de completar y profundizar el tema acerca de las partes constituyentes de las subestaciones de distribución, se exponen en la siguiente Tabla algunos datos de los elementos principales de la Subestación General No. 2 de la Ciudad Universitaria:

DATOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	DATOS DEL TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO
Transformador No. 1 Designación : TR-1 Marca : IEM Serie: 26-0749 Clase: 25 KV. Capacidad : 5000/6250 kVA. Tensión : 23000/6600 V. 3 Fases / 60 Hz. Conexión: Delta- Estrella Aceite: 5700 Lt. A 30°C con F.C. 1.98	Transformador de corriente Marca: General Electric Relación: 80:5 Frecuencia: 60 Hz. Clase: 0.6
DATOS DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL	**DATOS DEL BANCO DE BATERÍAS**
Marca :IEM Clase de aislamiento : 25 KV Corriente nominal : 1200 A Cortocircuito: 85000 A	Tensión del banco : 125 Vcd Tipo: alcalino Celdas: 20 Marca: NIFE

TABLA 2.3 DATOS GENERALES DE LA S.E.G NO. 2

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar de acuerdo a su tensión, su instalación y su construcción, a continuación se detallan dichas clasificaciones resaltando en sombreado los casos correspondientes a las Subestaciones Generales 1 y 2 del campus universitario de la CU:

a) Por su tensión.

- Elevadoras. Empleadas en transmisión eléctrica a niveles de tensión a 230 kV o mayores.
- Receptoras. Empleadas en subtransmisión eléctrica en tensiones comprendidas entre los 115 kV y 230 kV.
- Distribución primaria. Para servicios cuyas tensiones de operación comprenden los 23 kV a los 115 kV.
- Distribución Secundaria. Para servicios cuyas tensiones de operación es menor a 23 kV.

b) Por su instalación.

- Intemperie. Se encuentran al aire libre sometidas a condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, contaminación ambiental, etc.).
- Interior. Son instaladas en el interior de edificios.
- Blindada. Se emplean en instalaciones de alto riesgo, en estas los aparatos y equipos se encuentran muy protegidos.

c) Por su construcción.

- Abiertas. Tienen sus elementos a la vista.
- Compactas. Están contenidas dentro de un gabinete metálico fabricado de lámina de calibre 12 que permite el resguardo de los componentes.
- Encapsuladas. Utilizan como medio aislante el hexafloruro de azufre (SF6). Con interruptores de corriente nominal mayor a 200 A.

- Tipo pedestal. Son llamadas tipo jardín y su diseño se basa en que un mismo tanque aloja los devanados del transformador y los dispositivos de seccionamiento y protección.
- Tipo Bóveda. Se instalan dentro de recinto subterráneos con equipos tipo sumergible, a prueba de agua.

Este apartado menciona que las subestaciones de distribución contienen muchos elementos, dentro de nuestro estudio se incluyen los más significativos a continuación:

TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es transformar la magnitud de las tensiones eléctricas, en el capitulo 3 se hace una mención pormenorizada del transformador de potencia.

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Son unos dispositivos electromagnéticos, cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general.

Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están construidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión, respectivamente.

Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 amperes o tensiones de 120 volts.

Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro. Esto en sí representa un concepto de dualidad entre los transformadores de corriente y los de potencial y que nos ayuda para pasar de las funciones de un tipo de transformador a otro.

APARTARRAYOS.

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas. Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado.
- Convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor.
- Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente. La cual cumple con las siguientes funciones:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión de diseño.
- Conducir a tierra las corrientes producidas por las sobretensiones.
- Debe desaparecer la corriente al desaparecer las sobretensiones.
- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Las sobretensiones se agrupan en las categorías siguientes:

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

Sobretensiones de impulso por maniobra. Son originadas por la operación de los interruptores. Producen ondas con frecuencias que se amortiguan rápidamente. Tienen una duración del orden de mili segundos.

Sobretensiones de baja frecuencia (60 Hz). Se originan durante los rechazos de carga en un sistema, por desequilibrios en una red o cortocircuito de fase a tierra. Tienen una duración del orden de algunos ciclos.

Los apartarrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido superior a la tensión máxima del sistema.

Los dispositivos de protección contra sobretensiones se clasifican en los siguientes grupos:

- Cuernos de arqueo.
- Pararrayos autovalvulares.
- Pararrayos de óxidos metálicos.
- Hilos de guarda.

INTERRUPTORES.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

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



FIGURA 2.8 INTERRUPTOR INSTALADO EN EL INSTITUTO DE GEOLOGÍA, PLANTA HOMOGEINIZADORA.

El interruptor está formado por tres partes principales:

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

b) Parte pasiva. Formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

La parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

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

c) Accesorios. En esta parte se consideran los siguientes componentes:

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

El accionamiento de los dispositivos de control pueden ser de tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.

CUCHILLAS.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos con la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor sí puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito.

Las cuchillas, de acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser:

a) Horizontal
b) Horizontal invertida
c) Vertical
d) Pantógrafo

FUSIBLES.

Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hacen las veces de un interruptor, siendo más baratos que éstos. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente.

Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobrecorriente, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.



FIGURA 2.9 FUSIBLES INSTALADOS EN EL INSTITUTO DE MATERIALES E INVESTIGACIÓN NUCLEAR.

Un juego de fusibles de alta tensión, en su parte fundamental, está formado por tres polos. Cada uno de ellos, a su vez, está formado por una base metálica semejante a las utilizadas en las cuchillas, dos columnas de aisladores que pueden ser de porcelana o de resina sintética y cuya altura fija el nivel básico de impulso a que trabaja el sistema. Sobre los aisladores se localizan dos mordazas, dentro de las cuales entra a presión el cartucho del fusible.

Dentro del cartucho se encuentra el elemento fusible, que normalmente está formado por un alambre o tiras metálicas con una sección reducida, que está calibrada de acuerdo con su capacidad de corriente. En esta sección se produce una densidad de corriente elevada que, al pasar de un valor determinado y durante un tiempo prefijado, se provoca la fusión del elemento y la apertura del circuito de que se trate.

REGULADORES DE TENSIÓN

Los reguladores de tensión se instalan en serie en cada circuito de distribución si los transformadores de potencia no están equipados con la capacidad de cambiar los taps que permiten la regulación de la tensión de barra.

BARRAS COLECTORAS

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común entre los diferentes circuitos de que consta una subestación. Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, banco de transformadores, banco de tierras, etc.

Las barras colectoras, están formadas principalmente por los siguientes elementos:

- Conductores eléctricos.
- Aisladores que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- Conectores y herrajes que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

CONSIDERACIONES ESPECIALES

Las redes subterráneas secundarias brindan un medio de distribuir el servicio eléctrico a clientes en áreas congestionadas. En la red, más de una fuente de transformador suministra energía a los alimentadores. Cuando se colocan en paralelo, los alimentadores secundarios forman una rejilla en la que el usuario final recibe el servicio, en esencia, de más de una fuente. Cada punto de cruce de la rejilla requiere generalmente una o más conexiones de uniones con su apropiado circuito de protección. Este arreglo permite el servicio confiable por la que son conocidas las redes subterráneas.

Toda la red subterránea empieza con los alimentadores primarios e interruptores. Las tensiones se reducen para su distribución por transformadores de la red, que son protegidas por fusibles.

Existen versiones más pequeñas de redes subterráneas, llamadas redes "spot" para servir a un individuo que concentra mayor cantidad de carga, tal como un edificio de oficinas. Aunque no es tan expansivo, la red spot podría tener los mismos componentes que la red subterránea descrita anteriormente.

Un aspecto importante a considerar es el hecho de que los cables subterráneos, las conexiones y el equipo están sujetos a condiciones de humedad contínuos o esporádicos. Por lo tanto, es necesario que todos los componentes del sistema subterráneo sean completamente herméticos, y a la vez que sean capaces de mantener sus propiedades mecánicas, eléctricas y dieléctricas por largo tiempo. Cuando no es un problema la humedad, tal como en una bóveda al nivel del suelo, las propiedades herméticas no son necesarias. Sin embargo, se debe tener en consideración la hermeticidad si hay una alta probabilidad de inundaciones o de condiciones de elevada humedad.

TIPOS DE CONTAMINACIÓN EN SUBESTACIONES.

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 se encuentran las siguientes industrias:

Fábricas termoeléctricas. Sus emisiones producen precipitación de partículas compuestas por carbón, cenizas y compuestos de azufre que, en presencia de la humedad ambiente, producen una capa conductora sobre los aisladores.

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.

Fábricas de productos químicos. Emiten partículas de contenido ácido, alcalino o salino que disminuyen la resistencia eléctrica de los aisladores.

Industria del hierro acero. Producen polvos formados por partículas y óxidos metálicos. Los óxidos tienen la propiedad de formar costras sólidas muy resistentes y difíciles de remover.

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 flameos a lo largo de las fibras.

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:

- Disminución del nivel de aislamiento.
- Deformación de los gradientes de tensión a lo largo de los aisladores.
- Producción de efecto corona.
- Interferencia en la recepción de las señales de radio y televisión.
- Interrupciones por arqueo de los aisladores.
- Aumento de las pérdidas en la transmisión y distribución de energía eléctrica, ocasionadas por las corrientes de fuga y por el efecto corona.
- 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 pueden llevar a cabo los siguientes procedimientos:

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.

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 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 podemos decir que se cuenta con algunos de estos tipos de contaminación, es por eso que se recomienda tomar las debidas precauciones que aquí se mencionan para el cuidado de las subestaciones con las que cuenta.

2.2 CÁLCULO Y PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.

A continuación conoceremos algunos puntos importantes de un sistema de distribución subterránea los cuales debemos tener presente para el cálculo y planificación de las pérdidas en transformadores y poder realizar el cambio de tensión de la red de distribución de Ciudad Universitaria, el cual es el objetivo primordial de este estudio.

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En toda gran obra de ingeniería hay que considerar dos partes: los estudios de gabinete y los de campo. Dentro de los trabajos de gabinete, están considerados todos los cálculos realizados a partir de estadísticos y mediciones de interés para dicha obra. Por lo expuesto, se deduce que al establecer el proyecto de una red de distribución, debe efectuarse en primer lugar el cálculo eléctrico para determinar la pérdida de tensión y la densidad de corriente en los conductores, valores ambos que deben permanecer dentro de lo que previenen los reglamentos y la normatividad.

Naturalmente, el cálculo de una red de distribución es muy complicado, por el gran número de operaciones que para ello es necesario. Es preciso destacar el hecho de que los datos que han de servir de base al cálculo de la red no corresponderán a la realidad, porque no es posible fijar con exactitud la corriente que absorberá cada acometida, de ordinario variable y en algunos casos desconocida, y de nada conducirá, por consiguiente, efectuar un cálculo largo y laborioso para determinar las secciones de los conductores de la red, cuando los valores prácticos de la caída de tensión y densidad de corriente en aquellos serán diferentes de los obtenidos con las previsiones del proyectista. Por esta razón, no debe asumirse a priori que se deban seguir procedimientos rigurosos, antes se recurre a otros más sencillos que ahorrando trabajo, permitan calcular la red de distribución de modo que satisfaga las exigencias del suministro.

CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS CONDUCTORES

En las líneas de corriente alterna intervienen en la caída de tensión, además de la resistencia óhmica de los conductores, la inductancia y la capacidad de los mismos, si bien esta última, por razón de la poca extensión de las líneas en red distribuidoras, ejerce muy poca influencia. La inductancia por el contrario, modifica sensiblemente la caída de tensión, y por ello debe tenerse en cuenta en el cálculo de la sección de los conductores.

En los cables trifásicos subterráneos, el coeficiente de inducción de cada uno de los conductores se calcula por la fórmula empleada en las líneas aéreas cuando aquéllas están situados en los vértices de un triangulo equilátero, esto es:

$$L = (4.605 \log (a/n) + 0.5) \, 10^{-4} \text{ [henrios/km]}$$

El coeficiente de capacidad de los conductores retorcidos en un cable subterráneo trifásico se obtiene por la fórmula de *Lichtenstein* (microfaradios por kilómetro):

$$C = 0.0483 \quad \varepsilon \quad \left(\log \quad \frac{4a^2 \, (3D^2 - 4a^2)^3}{4a^2 \, [(3D^2)^3 - (4a^2)^3]} \right)^{-1}$$

y la conductibilidad tiene por valor (mohs por kilómetro):

$$C = 0.545 \quad \left(\rho_S \quad \log \quad \frac{4a^2 \, (3D^2 - 4a^2)^3}{4a^2 \, [(3D^2)^3 - (4a^2)^3]} \right)^{-1}$$

En ambas formulas "a" y "n" son las distancias entre conductores y el radio de los mismos respectivamente.

DENSIDAD DE CORRIENTE EN LOS CONDUCTORES

La densidad de corriente ρ_i en un conductor se obtiene dividiendo la intensidad I que lo atraviesa por la sección S del mismo.

$$\rho_i = \frac{I}{S}$$

Para evitar el excesivo de calor producido por el paso de la corriente en los conductores, es preciso reducir a un determinado valor la pérdida de la energía, pero dependiendo ésta de la intensidad que por aquellos circula, bastará para conseguir el objeto propuesto limitar la corriente en relación con la resistencia óhmica y, por consiguiente, con la sección de los conductores. La elevación de temperatura que éstos alcanzan depende del desprendimiento de calor producido por el paso de la corriente.

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.

Dentro de las directrices que deben considerarse como de alta prioridad en el ejercicio de proyección de una red de distribución, tenemos las siguientes:

- *Confiabilidad*: Las redes subterráneas sirven típicamente a áreas de alta densidad de carga. Como resultado, una falla sin controlar en un área podría afectar el servicio a varios clientes. La necesidad de confiabilidad se vuelve obvia en esta situación.

- *Instalación*: Trabajando en redes subterráneas significará trabajar en espacios confinados, tales como rendijas de acceso y bóvedas de transformadores. Los dispositivos creados para ser usados en redes de distribución deben ser simples de instalar con requerimientos mínimos de espacio.

- *Economía*: Minimizando las complicaciones de la instalación y maximizando su confiabilidad, los dispositivos usados para sistemas subterráneos se vuelven económicos.

- *Versatilidad*: Siempre recuerde que como otros circuitos de distribución, las redes de distribución cambian y se expanden continuamente. Los dispositivos usados en las redes de distribución deben permitir una fácil adaptación a la red para necesidades actuales y futuras.

- *Seguridad*: La seguridad debe ser una consideración en todos los objetivos de diseño. La seguridad en el diseño incluye el suministro de tolerancias de diseño, hacer la instalación fácil y libre de errores y permitiendo su operación bajo condiciones no ideales.

Cabe mencionar, que algunas veces, ya construida la red, es preciso modificar las secciones en algunos tramos, y aumentar el número de centros de alimentación por la necesidad de conectar otras acometidas de abonados con las que no se contó en el proyecto, siendo por ello necesario que el proyectista, al estudiar la red, tenga en cuenta estos posibles aumentos en la carga y realice el cálculo con alguna amplitud para no tener que introducir modificaciones durante cierto tiempo, haciendo frente así a pequeñas demandas de potencia que posteriormente habrían de conectarse a la red.

Para la planeación de una red de distribución se comienza por trazar sobre un plano de la población, a escala suficiente (1:1000) para que sean claras las indicaciones, las líneas que forman las diversas mallas, situando en aquéllas las acometidas de los probables abonados de alumbrado y fuerza con las intensidades correspondientes a cada uno de los puntos de consumo.

El acierto del proyectista al estudiar la red de distribución consiste en la determinación de las cargas que aquélla debe servir y de las cuales depende que las secciones halladas por el cálculo respondan a las necesidades del suministro.

PROTECCIÓN DE LOS CABLES DE LA RED SUBTERRÁNEA

En ninguna parte de la distribución de la energía eléctrica los problemas de instalación, conexión y de protección de los conductores y de equipo son tan complejos como en los sistemas subterráneos. Es por esta razón que hay diseños especiales para los dispositivos usados en sistemas de distribución subterránea.

Debido al limitado acceso de los cables subterráneos, las fallas en sistemas subterráneos son una amenaza a la seguridad del sistema y a la confiabilidad a largo plazo si no se protege apropiadamente. Por lo tanto, el propósito principal de los dispositivos de protección de la red es la de proteger al elemento más débil en el sistema, el aislamiento del cable.

Los dispositivos de protección de la red, conocidos como fusibles limitadores, interrumpen las condiciones de falla pero permiten que ocurran situaciones temporales de sobrecarga. Los dos tipos de fallas que son despejados por los limitadores son las fallas sostenidas (fallas por el contacto sólido de los conductores lo que ocasionan el flujo de altas corrientes) y fallas por arcos (contacto intermitente lo que ocasiona un "quemado lento" del aislamiento del conductor). Se esperan condiciones temporales de sobrecarga en redes y las características tiempo-corriente del limitador se diseñan adecuadamente para evitar actuaciones molestosas.

Se deben seguir métodos de diseños de protección del sistema normal para coordinar los limitadores con otros dispositivos de protección de circuitos, incluyendo a los relés, fusibles e interruptores. Las ubicaciones apropiadas deben ser seleccionadas para la protección de la red, para localizar las fallas y para prevenir paralizaciones innecesarias. Los limitadores protegen a diversos tipos de aislamientos de cobre. También es importante señalar que la protección de los cables puede darse a un nivel preventivo. Durante su colocación deben tenerse los cuidados correspondientes a la técnica y normatividad del aislamiento de cables subterráneos.

2.3 AVERÍAS EN LA RED SUBTERRÁNEA.

La ubicación de las fallas es más complicada en redes subterráneas que en líneas aéreas, por la razón de estar ocultos y enterrados los conductores de los cables. Desde luego, en previsión de probables averías, los cables subterráneos deben instalarse de forma que su desconexión de los otros tramos de la red sea fácil y sin contratiempos.

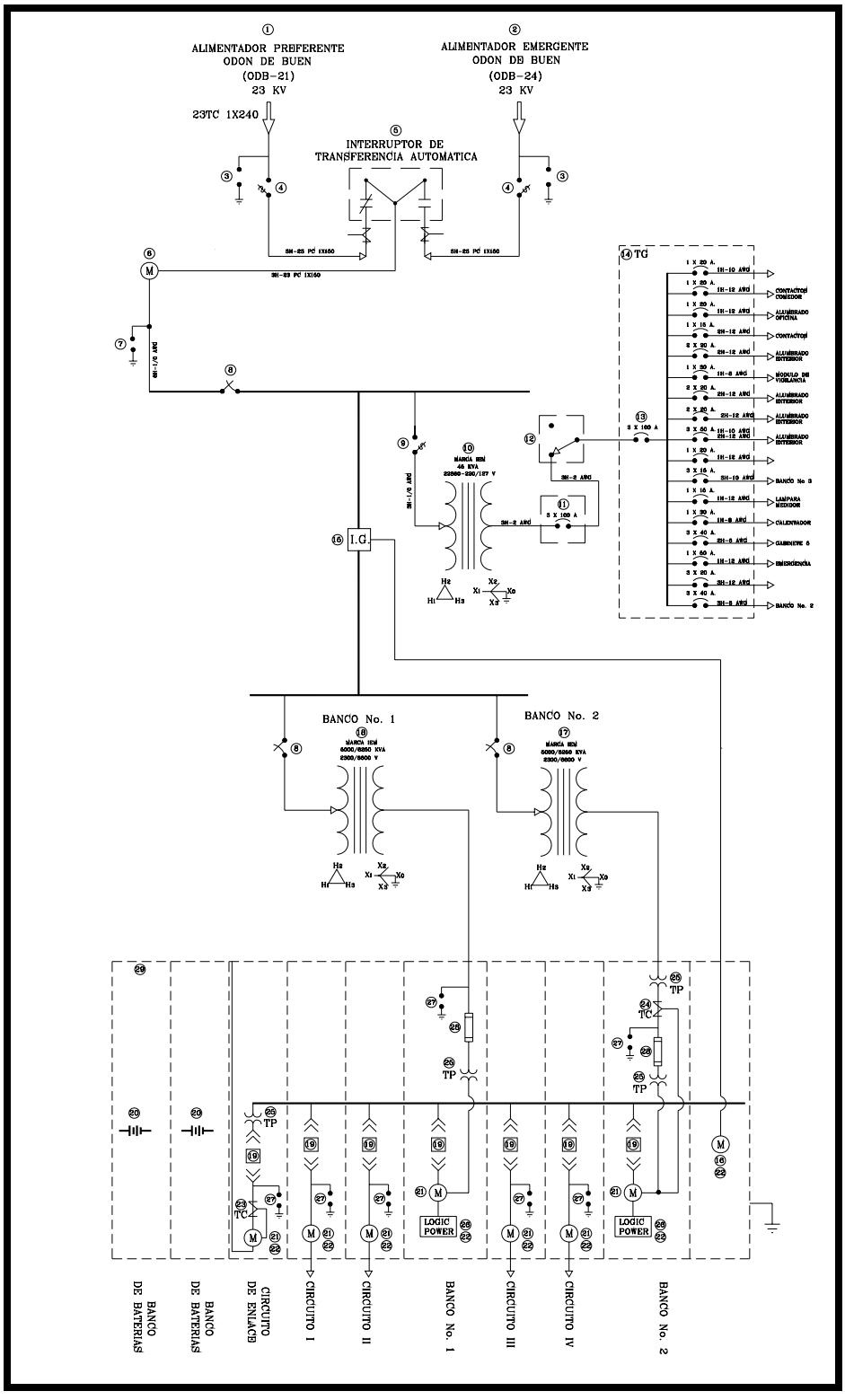
CASOS DE FALLAS.

Una avería puede producirse al golpear el cable cuando se practican obras en el terreno por motivo de cloacas u otras canalizaciones. En este caso la localización no es tan difícil, puesto que suele dar origen a algún accidente que es observado por el personal que ejecuta el trabajo. Por este caso, se pone de manifiesto la necesidad de colocar en las zanjas de los cables una protección de ladrillo o de placa de cemento, para advertir al personal encargado de las obras la presencia de dichos cables.

Otra avería puede venir del paso de una corriente excesiva por los conductores, que produciendo un calentamiento anormal destruya el aislamiento y dé origen a cortocircuitos o contactos con tierra. Pueden también averiarse los cables subterráneos por la perforación de sus aislamientos, debido a sobretensiones que se transmiten a lo largo de aquéllos y producidas por causas de origen interno o por efectos atmosféricos.

Para evitar estas averías, deben protegerse los cables convenientemente por medio de limitadores de sobretensión, y disponiéndolos con arreglo a las normas técnicas para esta clase de instalaciones, especialmente si se trata de un cable subterráneo para alimentar una línea aérea, porque el cambio de características de ambas canalizaciones puede dar origen a sobretensiones peligrosas.

DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN GENERAL 2



"SUBESTACIÓN GENERAL NO. 2"

DESCRIPCIÓN

1. ALIMENTADOR PREFERENTE 23 kV. 3H-23 PC-1X150.
2. ALIMENTADOR EMERGENTE 23 kV. 3H-23 PC-1X150.
3. APARTARRAYOS TIPO SUBESTACIÓN.
4. CUCHILLA FUSIBLE DESCONECTADOTA PARA A.T. FUSIBLE 200 AMP.
5. INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA MCA. CÓMANEL TIPO TACI-DT NO. SERIE 13020895,
   23 kV, 60 HZ, 600 AMP, N.B.A.I. 150 kV, NO. CAT RAD31384M20MTP
   TP. MCA. BALTEAU, TIPO VH-20
   SERIE S-1177/24 Imax = 1000 AMP. 25 kV
   RELACION: 23000, 21500; 120, PRECISION: 0.3 XY, 1.2 Z
6. EQUIPO DE MEDICION A.T. COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA
   MODELO MT20, 23 kV, CTE. EQUIP. 3000, No. 94898
   TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 150/5 AMP = 30/1
   AMPERES MAX. 12000
   TRANSFORMADOR DE POTENCIA 11500-115 V = 100/1
   CARGA MAX. EN VA 1200.
7. APARTARRAYOS MARCA WESTINGHOUSE SERIE 80C5232, 24 kV
   ESTILO 5554A51A51A24, TIPO IVL.
8. CUCHILLA DE SERVICIO PARA A.T.
9. CUCHILLA FUSIBLE DESCONECTADORA PARA A.T.
   FUSIBLE MCA. POWER FUSE, TIPO SMD20, kV max 27
   kV min 25,.AMP INS 20000 ASIMETRICOS
10. TRANSFORMADOR DE SERVICIO EN ACEITE MCA IEM
    45 kVA, No. SERIE 580427, 22860(20000)-220/127-440/254 V.
    3F, 60 Hz, Z=1.2% A 85 C, 2000 M.S.N.M., CLASE OA.
    NBI 150 kV A.T. - 30 kV B.T., No. DE TAPS 5, POSICION 3

TAPS DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIO

VOLTS	POS	CONECTAR	TAP
24003 23432 22860 22289 21717	1 2 3 4 5	7-8 8-6 6-9 9-5 5-10	4 CON 3
21143 20572 20000 19429 18857	1 2 3 4 5	7-8 8-6 6-9 9-5 5-10	4 CON 2
440 220	B CON C A CON C B CON D		

11. INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 3 X 100 A.
    MARCA SQUARE D, CAT FAL36100
12. INTERRUPTOR DE DOBLE TIRO
13. INTERRUPTOR GENERAL TERMOMAGNETICO 3 X 100 A.
    MARCA SQUARE D.
14. TABLERO DE DISTRIBUCION EN B.T. MCA SQUARE D.
    TIPO EMPOTRABLE, INTERRUPTORES SQUARE D, 30 POLOS.,
    3 FASES, TIPO NQO, CAT 304AB, (17 CIRCUITOS DERIVADOS)
15. INTERRUPTOR GENERAL EN ACEITE, MCA WESTINGHOUSE, TIPO
    345G1500 SERIE 1/37Y6777, 38 kV, 1200 A, 60 Hz., Icc=22000 Amp.
    PESO TOTAL 6550 Kg., FACTOR k=1.65, TIEMPO EN 5 CICLOS.
16. EQUIPO DE MEDICION INTERRUPTOR GENERAL ALTA TENSION
    VOLMETRO ANALOGICO MARCA FIMESA 0-27.166kV.
    AMPERIMETRO ANALOGICO MARCA IUSA 0-400 AMP.
    RELEVADOR CORRIENTE MCA GENERAL ELECTRIC
    MOD. 12SFC151B6A, TIPO SFC, 1.5-12.5 AMP.
    RELEVADOR DE VOLTAJE MCA GENERAL ELECTRIC, TIPO IAV
    MOD. 12IAV54E2A, INSTRUCTIVO GEH-1768, 230 V, 60 Hz.
17. TRANSFORMADOR EN ACEITE MCA IEM. SERIE 26-0749, CLASE
    OA/FA
    5000/6250 kVA , 23000-6600 V, 60 Hz, 3F, 5700 LTS. DE ACEITE
    PESO TOTAL 17727 Kg, 2300 M.S.N.M., T1 Z=5.74%, T2 Z=5.56%
    TAPS 5, POSICION 3, NBAI AT 150 kV, BT 75 kV, TANQUE 6115 LTS
    LIQ. 3080LTS, CON MEDIDORES ANALOGICOS DE TEMP. DE ACEITE
    0-160°C

18. TAPS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

DEVANADOS	VOLTS	AMPERES OA / FA	POS
ALTA TENSION EN DELTA	24150	119.53 / 149.41	1
	23575	122.45 / 153.06	2
	23000	125.50 / 156.87	3
	22425	128.73 / 160.91	4
	21850	132.12 / 165.15	5
BAJA TENSION EN ESTRELLA	7260.0	397.62 / 407.03	1
	7177.5	402.19 / 502.74	2
	7095.0	406.87 / 508.59	3
	7012.5	411.66 / 514.60	4
	6930.0	416.56 / 520.70	5
	6847.5	421.58 / 526.97	6
	6765.0	426.72 / 533.40	7
	6682.5	431.99 / 539.98	8
			9
	6600.0	437.38 / 546.73	10
			11
	6517.5	442.92 / 553.65	12
	6435.0	448.60 / 560.75	13
	6352.5	454.43 / 568.03	14
	6270.0	460.40 / 575.50	15
	6187.5	466.55 / 583.18	16
	6105.0	472.85 / 591.06	17
	6022.5	479.32 / 599.16	18
	5940.0	485.99 / 607.48	19

19. INTERRUPTOR GENERAL ELECTROMAGNETICO, MCA GENERAL ELECTRIC, TIPO VB 7.2-500-3, SERIE 0308A727-001-4
    8.25 kV, 1200 Amp. 60 Hz, I cierre cc 66Ka
20. BANCO DE BATERIAS , MCA. JUNGER
    CARGADOR AUTOMATICO DE FLOTACION, MOD. CAM 160/6
    TIPO G3-542, SERIE 55944
    Vin 127V, 2A, 1.52kVA, 60Hz; Vout 130V, 6A, 0.78kVA
21. EQUIPO DE MEDICION EN BAJA TENSION, MCA. IUSA
    VOLMETRO ANALOGICO 0-9 kV.
    AMPERIMETRO ANALOGICO 0-800 A, 0-4000 A
    WATTMETRO ANALOGICO 0-8000 kW
    WATTORIMETRO ANALOGICO MCA. G.E. CATALOGO 700X64G1
    120V, 60Hz, 3 HILOS, CTR 400, BTR 7200 , Kh 1.2 , TA 2.5

22. EQUIPO DE PROTECCION
    * RELEVADOR SOBRECORRIENTE MCA. WESTINHOUSE, TIPO SFS 1.0
    MOD. 125FC151B6A, 10-80 AMP
    * RELEVADOR DE RECIERRE MCA. G.E. TIPO NRL
    48/125 V, MOD. 12MLR21U1A
    * RELEVADOR DE VOLTAJE, MCA. G.E., TIPO IAV
    MOD. 121AV54E2A, 230 V, 60Hz
    * RELEVADOR DIFERENCIAL, MCA. G.E., 5 A, 60 Hz
    MOD 12STB15CS5A, 40/125/250 V CD, % CALIBRACIÓN 15-25-40
23. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, MCA. EEI, MOD. TCS-15
    SERIE 7882A-1, REL 600-5 Amp, CLASE 15 KV, 60Hz
    N.B.A.I. 95 kV., Itcc 42 kA, Idcc 105 kA
24. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, MCA TRANSFORMADORES DE MEDICION
    SERIE 9511-294/.5, MOD JFS-15, REL 1200-5 Amp
    CLASE 15 kV, 60 Hz, PRECISION 0.3, PROTECCION 6-100
25. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL MCA EEI, SERIE TP842
    MOD. TP-15, CLASE 8.7 kV, PRECISION 0.3, REL 38105:110 V
    NBAI 45 kV, 60 Hz, CAP 600 VA,
26. POWER LOGIC TIPO ENCERRADO EN GABINETE, CLASE 3020/CM23503F
    V=120, 5 Amp
    CORTACIRCUITOS MCA. NERGOMEX, TIPO PT, 15kV, 1A, 50/60Hz
    TC MCA. EEI; REL 800:5 A (TABLERO 6 Y 9), 400:5A; CLASE 6kV
    MOD. TCC.GE, 60Hz, PRECISION 0.3
    TP MARCA TM, 6600/120V, 15kV, 60Hz
    PRECISION 0.3, SERIE 00M4545.1-5 (9511-293.3), MOD. SFP-15-A.
27. APARTARRAYOS.
28. CORTACIRCUITO FUSIBLE, MCA. ACEMSA, MOD. FTP/220/25/1/D
    FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE, TIPO RESPALDO, 13.8kV
    50/60Hz, Imax int 40kA, Imin fusion 3ª
29. TABLERO METALICO, MCA. GENERAL ELECTRIC
    DIB PSG-6376-A-B FSG 6376
    * TABLERO METALICO, No. 3, CIRCUITO DE ENLACE
    DIB SGM-6374-F, O/F SG-6374-F
    CONTIENE: AMPERMETRO, VOLTMETRO Y RELEVADOR DIFERENCIAL
    * TABLERO METALICO, No. 4, CIRCUITO I
    DIB SGM-6375-D, O/F SG-6375-D
    CONTIENE: AMPERMETRO, WATTMETRO/HORA
    RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y DE RECIERRE

* TABLERO METALICO, No. 5, CIRCUITO II
DIB SGM-6375-E, O/F SG-6375-E
CONTIENE: AMPERMETRO, WATTMETRO/HORA
RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y DE RECIERRE
* TABLERO METALICO, No. 6, BANCO No. 2
DIB SGM-6374-C, O/F SG-6374-C
CONTIENE: AMPERMETRO, VOLTMETRO, WATTMETRO
RELEVADORES DIFERENCIALES
* TABLERO METALICO, No. 7, CIRCUITO III
DIB SGM-6375-G, O/F SG-6375-G
CONTIENE: AMPERMETRO, WATTMETRO/HORA
RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y DE RECIERRE
* TABLERO METALICO, No. 8, CIRCUITO IV
DIB SGM-6375-H, O/F SG-6375-H
CONTIENE: AMPERMETRO, WATTMETRO/HORA
RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y DE RECIERRE
* TABLERO METALICO, No. 9, BANCO No. 3
DIB SGM-6374-I, O/F SG-6374-I
CONTIENE: AMPERMETRO, VOLTMETRO, WATTMETRO
RELEVADORES DIFERENCIALES
* TABLERO METALICO, No. 10, ALIMENTADOR GENERAL
DIB SGL-6373-JI FSG-6373
CONTIENE: AMPERMETRO, VOLTMETRO
WATTMETRO/HORA, RELEVADOR DE SOBRECORRIENET

30. LUMINARIA DE VAPOR DE SODIO 150 WATTS
31. TIERRA FISICA CON VALOR 5.7 OHMS CON EL SISTEMA AISLADO
    CABLE DESNUDO 1H-2/0 AWG.
    TIERRA FISICA ELECTRODO QUIMICO 6.1 OHMS SISTEMA AISLADO
32. TABLERO SQUARE D, DOBLE TIRO, CAT. 82342, 60A, 30 POLOS, NQ0100A, 120/208 V, 3 FASES, 4 HILOS.

CAPÍTULO 3:

"TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN"

Antes de abordar propiamente el capítulo del transformador de distribución, es necesario conocer el concepto técnico de lo que es en sí un transformador. Siendo de esa manera, podemos presentar la siguiente definición.

Se denomina transformador a una máquina electromagnética que permite aumentar o disminuir el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

Si suponemos un equipo ideal y consideramos, simplificando, la potencia como el producto del voltaje o tensión por la intensidad, ésta debe permanecer constante (ya que la potencia a la entrada tiene que ser igual a la potencia a la salida).

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan *primario* y *secundario* según correspondan a la tensión alta o baja, respectivamente. También existen transformadores con más devanados, en este caso puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

3.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

Si se aplica una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, las variaciones de intensidad y sentido de la corriente alterna crearán un campo magnético variable dependiendo de la frecuencia de la corriente. Este campo magnético variable originará, por inducción, la aparición de una fuerza electromotriz en los extremos del devanado secundario.

La relación entre la fuerza electromotriz *inductora* (Ep), la aplicada al devanado primario y la fuerza electromotriz *inducida* (Es), la obtenida en el secundario, es directamente proporcional al número de espiras de los devanados primario (Np) y secundario (Ns).

$$\frac{Ep}{Es} = \frac{Np}{Ns}$$

Esta particularidad tiene su utilidad para el transporte de energía eléctrica a larga distancia, al poder efectuarse el transporte a altas tensiones y pequeñas intensidades y por tanto pequeñas pérdidas. Así, si el número de espiras (vueltas) del secundario es 100 veces mayor que el del primario, si aplicamos una tensión alterna de 230 Volts en el primario, obtendremos 23000 Volts en el secundario (una relación 100 veces superior, como lo es la relación de espiras). A la relación entre el número de vueltas o espiras del primario y las del secundario se le llama *relación de vueltas* del transformador o *relación de transformación*. Ahora bien, como la potencia aplicada en el primario, en caso de un transformador ideal, debe ser igual a la obtenida en el secundario, el producto de la fuerza electromotriz por la intensidad (potencia) debe ser constante, con lo que en el caso del ejemplo, si la intensidad circulante por el primario es de 10 Amperes, la del secundario será de solo 0,1 amperes (una centésima parte).

APLICACIONES

El transporte de una cierta cantidad de energía eléctrica por unidad de tiempo se puede llevar a cabo eligiendo la tensión a la que se realiza el transporte o la intensidad de la corriente, resultando la misma potencia eléctrica transportada siempre que el producto de estas dos magnitudes sea igual, valor que corresponderá a la citada potencia eléctrica transportada. Ahora bien, puesto que los conductores reales tienen una cierta resistencia por unidad de longitud y el transporte puede ser de centenares de kilómetros, se debe contemplar la pérdida real de potencia eléctrica que se produce en este transporte. La manera de minimizar dicha pérdida de potencia es efectuando el transporte a tensiones elevadas y con bajas intensidades de corriente, parámetros que se elegirán en función de las distancias a recorrer y la cantidad de potencia eléctrica que se quiera transportar. Pero, en cambio, los equipos eléctricos conectados a la red no pueden operar entre tensiones tan altas (sería muy peligroso, por riesgo de electrocución) por lo que se ha de realizar la transformación de tensiones, de valores correspondientes a transporte, a valores de consumo, para lo cual se emplean los equipos de transformación.

Otra aplicación, relacionada con la anterior, es la elevación de tensiones que se produce en las subestaciones eléctricas elevadoras a la salida de las centrales de generación eléctrica. La tensión de salida de la electricidad producida es baja para llevar a cabo un transporte eficaz, por lo que se recurre a enormes equipos de transformación, a fin de elevar la tensión de la electricidad y llevarla a una tensión adecuada para el transporte. Pero, sería inadecuado dar la idea de que los transformadores sólo encuentran su aplicación en el campo del transporte de energía eléctrica.

Hay multitud de aplicaciones para los transformadores, también en la electrónica de circuitos, como por ejemplo los circuitos de radio, una de cuyas aplicaciones es la de transformador de impedancias.

Si se coloca en el secundario una impedancia de valor Z, y llamamos "n" a **Ns/Np** (relación de transformación), como Is=-Ip/n y Es=(Ep)(n), la impedancia vista desde el primario será :

$$Ep/Ip = -Es/(n^2)\ (Is) = Z/n^2.$$

Así, hemos conseguido transformar una impedancia de valor Z en otra de **Z/n^2**. Colocando el transformador al revés, lo que hacemos es elevar la impedancia en un factor n^2. Naturalmente, esta última se trata de la magnitud inversa de **Z/n^2**.

3.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS TRANSFORMADORES.

Un transformador está formado por tres partes principales:

PARTE ACTIVA

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

1. Núcleo.
2. Bobinas.
3. Cambiador de derivaciones.
4. Bastidor.

PARTE PASIVA

Consta del tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos.

El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y su carga, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga de éste.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura, pase de 55°C o más, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado.

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

ACCESORIOS

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

1. Tanque conservador. Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga. El tanque se mantiene con aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmósfera si el tanque tiene respiración. La tubería entre los dos tanques debe permitir un flujo adecuado de aceite. En ella se instala el relevador de gas (*Bucholz*) que sirve para detectar fallas internas en el transformador.

En el conservador no debe permanecer el aceite en contacto con el aire. Por un lado, porque al estar variando el nivel del aceite el aire que penetra tiene humedad que se condensa en las paredes y escurre hacia dentro del transformador, y por otro lado, porque el aceite en contacto con el aire la oxida y pierde también características dieléctricas. Para evitar lo anterior, se utilizan diferentes métodos de protección; uno es por medio de una lámina de neopreno que se mueve simultáneamente con la variación del nivel del aceite y evita el contacto aire-aceite, y otro es llenar la parte superior del conservador con nitrógeno seco y sellar el tanque conservador.

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

Las boquillas utilizadas en los diferentes equipos de alta tensión son los elementos más críticos desde el punto de vista de los sismos.

3. Tablero. Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etcétera.

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

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

6. Placa de características. (Descrita más adelante)

Al final de este capítulo se presenta un esquema a detalle de un transformador. Por ahora, se da una breve descripción de los componentes básicos del mismo, antes mencionados.

Circuito magnético (Núcleo)

El conjunto formado por la parte activa del transformador (núcleo y arrollamientos) debe permanecer asentado en la base completamente aislado de la misma. La construcción del núcleo debe ser tal que se reduzca al mínimo las pérdidas magnéticas.

Los núcleos y culatas deben tener la sección prácticamente circular y estar fabricados a partir de chapas magnéticas de acero al silicio, de alta permeabilidad magnética, laminadas en frío, con grano orientado y aisladas inorgánicamente por ambas caras. Las diferentes chapas que forman el circuito deben estar cortadas en ángulo de 45º, a fin de aprovechar la mejor característica del material en el sentido de la laminación, y se deben montar solapadas para reducir los entrehierros, mejorar las pérdidas en el hierro y reducir el nivel de ruido.

El conjunto debe presentar una elevada rigidez y debe estar protegido contra la corrosión. El montaje del núcleo debe permitir el desmontaje de los arrollamientos en obra en caso de que sea necesario.

El núcleo, constituye el circuito magnético, que está fabricado en lámina de acero al silicio, con espesor de 0.28 mm. La norma que utiliza el fabricante para el diseño del núcleo no establece formas ni condiciones especiales para su fabricación. Se busca la estructura más adecuada a las necesidades y capacidades del diseño. El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

Estructura de soporte

En la parte superior de la estructura de soporte de los transformadores se deben colocar al menos cuatro elementos para elevación.

En la base del transformador se deben colocar al menos dos agujeros para arrastre.

Bastidor

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

Cambiador de derivaciones

Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede ser de operación automática o manual; puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

Arrollamientos

Constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.

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

Las bobinas, según la capacidad y tensión del transformador, pueden ser de tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilíndrico para potencias medianas y de tipo galleta para las potencias altas.

En la construcción de las bobinas existen especificaciones particulares de cada usuario que imponen ciertos criterios, por ejemplo, forma de la sección del conductor en los devanados de alta y baja tensión, tipo de aislamiento para soportar altas temperaturas, aplicación de compuestos aislantes a las bobinas, etcétera.

Los diferentes arrollamientos deben ser independientes, y estar totalmente y uniformemente aislados.

Las conexiones no deben realizarse entre elementos fabricados con materiales que puedan provocar corrosión electroquímica por par galvánico. Además, los materiales de las conexiones no deben presentar coeficientes de dilatación diferentes que puedan provocar roturas, aflojamientos o aparición de posibles puntos calientes.

Los arrollamientos de baja tensión se podrán realizar en banda de aluminio con aislamiento de clase F, como mínimo. Se aceptarán también arrollamientos de cobre.

La clasificación de los materiales aislantes para máquinas eléctricas con relación a su estabilidad terminal, cubre básicamente siete clases de materiales aislantes que se usan por lo general y son los siguientes:

CLASE	TEMPERATURA
Y	90º C
A	105º C
E	120º C
B	130
F	155
H	180
C	Mayor a 180 º C

TABLA 3.1 CLASIFICACIÓN DE MATERIALES AISLANTES

Una breve descripción de estos materiales se da a continuación:

CLASE Y.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales, tales como algodón, seda y papel sin impregnar.

CLASE A.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales tales como el algodón, seda y papel con alguna impregnación o recubrimiento o cuando se sumergen en dieléctricos líquidos tales como aceite. Otros materiales o combinación de materiales que caigan dentro de estos límites de temperatura.

CLASE E.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales que por experiencia o por pruebas, pueden operar a temperaturas hasta de 5 ºC, sobre el temperatura de los aislamientos Clase A.

CLASE B.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales tales como la única, fibra de vidrio, asbestos, etc. con algunas substancias aglutinantes, pueden haber otros materiales inorgánicos.

CLASE F.

Este aislamiento consiste en materiales o combinaciones de materiales tales como mica, fibra de vidrio, asbesto, etc., con sustancias aglutinables, así como otros materiales o combinaciones de materiales no necesariamente inorgánicos.

CLASE H.

Este aislamiento consiste de materiales tales como el silicón, elastómetros y combinaciones de materiales tales como la mica, la fibra de vidrio, asbestos, etc., con sustancias aglutinables como son las resinas y silicones apropiados.

CLASE C.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales tales como la mica, la porcelana, vidrio, cuarzo con o sin aglutinantes.

Los arrollamientos de alta tensión se podrán realizar a base de conductores de aluminio. El material aislante debe ser de **clase F**, como mínimo. Se aceptarán también arrollamientos de cobre. El arrollamiento de baja tensión debe situarse junto al circuito magnético y concéntrico con él. Las primeras espiras de los arrollamientos y las salidas de regulación deben llevar el aislamiento convenientemente reforzado para resistir ondas de choque.

La construcción del sistema de fijación y amarrado de los arrollamientos debe realizarse de forma que sea capaz de resistir los esfuerzos dinámicos correspondientes a un cortocircuito con el conmutador en la posición más desfavorable. Además deben ser capaces de soportar los calentamientos máximos para la clase F.

Los arrollamientos de cada fase deben montarse y fijarse sobre apoyos o soportes que permitan su expansión térmica. Éstos deben ser lo suficientemente amplios y robustos para asegurar que con el tiempo no existirán deformaciones. El arrollamiento de mayor tensión debe albergar los dispositivos de regulación de tensión.

Encapsulado

Los arrollamientos primarios y secundarios irán encapsuladas en una cuba de baño de aceite.

La tecnología empleada será la de llenado integral a fin de conseguir una mínima degradación del aceite por oxidación y absorción de humedad, así como unas dimensiones reducidas de la máquina y un mantenimiento mínimo.

Dispositivo de regulación de la tensión

Los transformadores deben estar provistos de un dispositivo de regulación de tensión en vacío que permita variar la relación de transformación de forma que sea posible regular la tensión a flujo constante (RFC). Dicho dispositivo debe situarse en el arrollamiento de mayor tensión. Las diferentes tomas deben conectarse mediante puentes móviles o desmontables.

No se admitirán cables de conexión para seleccionar la toma.

Los conmutadores deben ser mecánicamente y eléctricamente robustos, dispuestos para una conveniente inspección y mantenimiento y deben ser particularmente resistentes a las sobrecargas y sobreintensidades de cortocircuito.

Bornes de conexión

La parte de alta tensión del transformador debe contar con barras de acoplamiento con bornes de conexión (aptos para el nivel de tensión a utilizar) situados en la parte superior de las mismas.

Los bornes de alta tensión deben estar construidos por pletinas de cobre estañado con un agujero de 14 mm de diámetro.

Los de baja tensión deben estar constituidos por pletinas de cobre estañado en forma de pala con dos o más agujeros de 14 mm de diámetro.

Los bornes primarios deben colocarse en el lado opuesto a donde se coloquen los bornes secundarios del transformador. En caso de que sea necesario un borne neutro, siempre debe colocarse en el mismo lado que los bornes de línea asociados a éste.

Los bornes de conexión se designarán de acuerdo con las siguientes indicaciones:

- Mirando el transformador desde el lado de alta tensión, los bornes de baja tensión se designarán de izquierda a derecha, por los símbolos siguientes:

$N - X_1 - X_2 - X_3$ (correspondiendo el símbolo N al borne neutro)

- Mirando el transformador desde el lado de alta tensión, los bornes de alta tensión se designarán de izquierda a derecha por los símbolos siguientes:

$H_1 - H_2 - H_3$ (Siendo H_1, H_2, H_3 las fases)

El borne de neutro de baja tensión en los transformadores de distribución, se debe dimensionar de igual manera que los bornes de línea, es decir, teniendo en cuenta la corriente asignada del transformador.

Acabado final

El material metálico de los transformadores y de las envolventes, si existen, debe contar con un tratamiento adecuado que asegure una buena adherencia y una protección anticorrosiva óptima. Este tratamiento debe ser adecuado a las condiciones de instalación previstas.

Accesorios básicos para los transformadores

Aparte de los componentes básicos para el funcionamiento de los transformadores, éstos deben ir provistos como mínimo de:

- Placa de características del transformador.
- Placa de identificación de los accesorios
- Placa de identificación del transformador.
- Relés de protección para disparo por sobretemperatura
- Señales de peligro.

Placa de características del transformador

La placa de características eléctricas debe ir instalada en lugar fácilmente visible en posición de funcionamiento. Se debe realizar en acero inoxidable siguiendo las prescripciones de las normas de producto correspondientes.

Los datos o magnitudes consignadas de las características eléctricas del transformador deben ir impresas o grabadas de forma que sean indelebles. En nuestro estudio trataremos con transformadores montados en base de concreto. Es muy importante que en nuestra labor de inspector se verifique en este tipo de transformador lo siguiente, basándonos en la NOM-001-SEDE-2005/ Art.450-11 referente al marcado:

a) Marca y Tipo: observará que sean los aprobados por la empresa. Para ello deberá solicitar del departamento correspondiente, una lista del equipo aprobado.

b) Condición de Montura y Gabinete: Observará las condiciones interiores y exteriores del gabinete. La base de concreto deberá estar de acuerdo a las normas y correctamente niveladas sobre un terreno firmemente apisonado, para evitar que se incline en el futuro.

c) Distancias de despeje: Aplicara las mismas consideraciones que en el caso de las unidades seccionadoras.

d) Conexiones de los neutros: Igual que las unidades seccionadoras.

e) Terminaciones de los cables: Igual que las unidades seccionadoras.

f) Capacidad en kVA: la capacidad en kVA deberá ser la indicada en el plano.

g) Indicaciones de fallas: El inspector deberá verificar que su instalación se haga correctamente. Puede hacerse sobre la cubierta semiconductora, pero no sobre el conductor neutral.

h) Fusibles y cuchillas: Deberá verificar que cualquiera que sea el tipo de montura, estas estén de acuerdo al equipo aprobado y que su capacidad de carga en amperes sea la correcta.

i) Conexiones de cables primarios: Igual que unidades seccionadoras.

j) Conexiones de tomas secundarias y de servicio: El inspector verificará que las conexiones estén debidamente efectuadas. Deberá tener especial cuidado cuando se utilicen conductores de aluminio. Debe recordar que un conductor de aluminio no se puede conectar directamente a uno de cobre, sino que hay que utilizar un conector especial.

k) Apartarrayos: Debe verificar que se instalen los apartarrayos del voltaje de operación en los puntos indicados en los planos.

l) Terminales de los tubos: Observará que los tubos de entrada y salida de los cables estén debidamente terminados en campana u otra terminal aprobada.

m) Identificación de los conductores: El inspector debe verificar que la identificación de los conductores primarios y secundarios sea correcta y completa; que indique hacia donde se conecta cada cable y que se usen los métodos apropiados de acuerdo a la numeración indicada en el plano y procedimientos de la empresa.

Placas de identificación de los accesorios

La información consignada debe ir impresa o grabada de forma que sea indeleble. Además, las placas deben colocarse de forma que sean fácilmente visibles en condiciones de funcionamiento.

Placa de identificación del transformador

La información contenida debe ir impresa o grabada de forma que sea indeleble. La colocación final de la placa debe permitir que sea fácilmente visible en condiciones de funcionamiento.

Señal de peligro

Debe instalarse una señal que advierta del peligro de choque eléctrico. Debe estar situada en lugar visible en condiciones de funcionamiento.

3.3 TIPOS DE TRANSFORMADOR.

El transformador al igual que la mayoría de las máquinas eléctricas es susceptible de tener una clasificación que lo divide en varios tipos. Sin embargo, esta clasificación puede no ser siempre la misma y esto se debe a los distintos criterios usados por la ingeniería. Los diferentes tipos de transformadores son presentados a continuación según los criterios previstos:

a) Según sus aplicaciones

- *Transformador de aislamiento*. Proporciona aislamiento galvánico entre el primario y el secundario, de manera que consigue una alimentación o señal "flotante". Suele tener una relación 1:1. Se utiliza principalmente, como medida de protección, en equipos que trabajan directamente con la tensión de red. También para acoplar señales procedentes de sensores lejanos, en equipos de electromedicina.
- *Transformador de alimentación*. Pueden tener uno o varios secundarios y proporcionan las tensiones necesarias para el funcionamiento del equipo. A veces incorporan fusibles que cortan su circuito primario cuando el transformador alcanza una temperatura excesiva, evitando que éste se queme, con la emisión de humos y gases que conlleva e, incluso, riesgo de incendio. Estos fusibles no suelen ser reemplazables, de modo que hay que sustituir todo el transformador.
- *Transformador trifásico*. Tienen tres bobinados en su primario y tres en su secundario. Pueden adoptar forma de estrella (Y) (con hilo de neutro o no) o de triángulo (Δ) y las combinaciones entre ellas: Δ-Δ, Δ-Y, Y-Δ y Y-Y. Hay que tener en cuenta que aún con relaciones 1:1, al pasar de Δ a Y o viceversa, las tensiones varían.
- *Transformador de pulsos*. Es un tipo especial de transformador con respuesta muy rápida (baja autoinducción) destinado a funcionar en régimen de pulsos.
    - *Transformador de línea*. Es un caso particular de transformador de pulsos. Se emplea en los televisores con TRC (CRT) para generar la alta tensión y la corriente para las bobinas de deflexión horizontal. Además suele proporcionar otras tensiones para el tubo (Foco, filamento, etc).

- *Transformador con diodo dividido*. Es un tipo de transformador de línea que incorpora el diodo rectificador para proporcionar la tensión contínua de MAT directamente al tubo. Se llama diodo dividido porque está formado por varios diodos más pequeños repartidos por el bobinado y conectados en serie, de modo que cada diodo sólo tiene que soportar una tensión inversa relativamente baja. La salida del transformador va directamente al ánodo del tubo, sin diodo ni triplicador.

- *Transformador de impedancia*. Este tipo de transformador se emplea para adaptar antenas y líneas de transmisión (Tarjetas de red, teléfonos...) y era imprescindible en los amplificadores de válvulas para adaptar la alta impedancia de los tubos a la baja de los altavoces.
- *Estabilizador de tensión*. Es un tipo especial de transformador en el que el núcleo se satura cuando la tensión en el primario excede su valor nominal. Entonces, las variaciones de tensión en el secundario quedan limitadas. Tenía una labor de protección de los equipos frente a fluctuaciones de la red. Este tipo de transformador ha caído en desuso con el desarrollo de los reguladores de tensión electrónicos, debido a su volumen, peso, precio y baja eficiencia energética.
- *Transformador híbrido o bobina híbrida*. Es un transformador que funciona como una híbrida. De aplicación en los teléfonos, tarjetas de red, etc. Vea teléfono.
- *Balun*. Es muy utilizado como balun para transformar líneas equilibradas en no equilibradas y viceversa. La línea se equilibra conectando a masa la toma intermedia del secundario del transformador.

b) Según su construcción

- *Autotransformador*. El primario y el secundario el transformador están conectados en serie, constituyendo un bobinado único. Pesa menos y es más barato que un transformador y por ello se emplea habitualmente para convertir 220V a 125V y viceversa y en otras aplicaciones similares. Tiene el inconveniente de no proporcionar aislamiento galvánico entre el primario y el secundario.
- *Transformador toroidal*. El bobinado consiste en un anillo, normalmente de compuestos artificiales de ferrita, sobre el que se bobinan el primario y el secundario. Son más voluminosos, pero el flujo magnético queda confinado en el núcleo, teniendo flujos de dispersión muy reducidos y bajas pérdidas por corrientes de Foucault.
- *Transformador de grano orientado*. El núcleo está formado por una chapa de hierro de grano orientado, enrollada sobre sí misma, siempre en el mismo sentido, en lugar de las láminas de hierro dulce separadas habituales. Presenta pérdidas muy reducidas pero es caro.
- *Transformador de núcleo de aire*. En aplicaciones de alta frecuencia se emplean bobinados sobre un carrete sin núcleo o con un pequeño cilindro de ferrita que se introduce más o menos en el carrete, para ajustar su inductancia.
- *Transformador de núcleo envolvente*. Están provistos de núcleos de ferrita divididos en dos mitades que, como una concha, envuelven los bobinados. Evitan los flujos de dispersión.
- *Transformador piezoeléctrico*. Para ciertas aplicaciones han aparecido en el mercado transformadores que no están basados en el flujo magnético para transportar la energía entre el primario y el secundario, sino que se emplean vibraciones mecánicas en un cristal piezoeléctrico. Tienen la ventaja de ser muy planos y funcionar bien a frecuencias elevadas.

c) Según su nivel de protección

- *Tipo convencional de poste*: Los transformadores de este tipo constan de núcleo y bobinas montados, de manera segura, en un tanque cargado con aceite; llevan hacia fuera las terminales necesarias que pasan a través de bujes apropiados. Los bujes de alto voltaje pueden ser dos, pero lo más común es usar un solo buje además de una terminal de tierra en la pared del tanque conectada al extremo de tierra del devanado de alto voltaje para usarse en circuitos de varias tierras. El tipo convencional incluye solo la estructura básica del transformador sin equipo de protección alguna. La protección deseada por sobre voltaje, sobrecarga y cortocircuito se obtiene usando apartarrayos e interrupciones primarias de fusibles montados separadamente en el poste o en la cruceta muy cerca del transformador. La interrupción primaria del fusible proporciona un medio para detectar a simple vista los fusibles quemados en el sistema primario, y sirve también para sacar el transformador de la línea de alto voltaje, ya sea manual, cuando así se desee, o automáticamente en el caso de falla interna de las bobinas.
- *Transformador autoprotegido*: el transformador autoprotegido tiene un cortocircuito de protección por sobrecarga controlado térmicamente y montado en su interior; un eslabón protector de montaje interno conectado en serie con el devanado de alto voltaje para desconectar el transformador de la línea en caso de falla interna de las bobinas, y uno o más apartarrayos montados en forma integral en el exterior del tanque para protección por sobrevoltaje. En caso todos estos transformadores, excepto algunos con capacidad de 5kVA, opera una lámpara de señal cuando se llega a una temperatura de devanado predeterminada, a manera de advertencia antes del disparo. Si no se atiende la señal y éste dispara, puede restablecerse este y restaurarse la, carga por medio de una asa externa.

Es común que esto se logre con el ajuste normal del cortocircuito, pero si la carga se ha sostenido por un tiempo prolongado tal que haya permitido al aceite alcanzar una temperatura elevada, éste podrá dispararse de nuevo en breve o podrá ser imposible restablecerlo para que permanezca cerrado. En tales casos, puede ajustarse la temperatura de disparo por medio de una asa externa auxiliar de control para que pueda volverse a cerrar la protección por la emergencia hasta que pueda instalarse un transformador más grande.

- *Transformador autoprotegido trifásicos*. Estos transformadores son similares a las unidades monofásicas, con la excepción de que emplea un cortocircuito de tres polos. El cortacircuito está dispuesto de manera que abra los tres polos en caso de una sobrecarga seria o de falla en alguna de las fases.

- *Transformador autoprotegido para bancos de secundarios*. Esta en otra variante en la que se proporcionan los transformadores con los dos cortacircuitos secundarios para seccionar los circuitos de bajo voltaje, confinar la salida de operación únicamente a la sección averiada o sobrecargada y dejar toda la capacidad del transformador disponible para alimentar las secciones restantes. Estos también se hacen para unidades monofásicas y trifásicas.

- *Transformadores de distribución del "tipo estación"*: estos transformadores tienen, por lo general, capacidad para 250 ó 500 kVA. Para la distribución a redes de bajo voltaje de c.a. en áreas de alta densidad de carga, hay transformadores de red disponibles en capacidades aún mayores.

d) Por su tipo de enfriamiento

- *Tipo AA*. Tipo seco con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento, se usa en tensiones nominales de hasta 23 kV.
- *Tipo AFA*. Tipo seco enfriado por aire forzado, el cual circula por la acción de ventiladores y extractores.
- *Tipo OA*. Sumergido en aceite con enfriamiento propio (Auto enfriamiento). En transformadores de 50 kVA se emplean radiadores o tanques corrugados, para capacidades mayores a 3000 kVA los radiadores son tipo desmontable.
- *Tipo OA/FA*. Sumergido en aceite con enfriamiento propio por medio de aire forzado. Consiste en un transformador tipo OA con adición de ventiladores.
- Tipo FOA. Sumergido en aceite con enfriamiento a base de aceite forzado y aire forzado, operan simultáneamente las bombas de circulación de aceite y los ventiladores.
- *Tipo OA/FA/FOA*. Sumergido en aceite auto enfriado por aire forzado y enfriado por aire y aceite forzado. Es un transformador tipo OA con dos pasos de enfriamiento; primero el FA (ventiladores) incrementándose la capacidad del transformador en un 25% aproximadamente y el segundo FOA donde actúan las bombas de circulación del aceite.
- *Tipo OW*. Sumergido en aceite y enfriado con agua, en este tipo, el agua de enfriamiento se conduce por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite del transformador.

3.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN A 6KV EN CIUDAD UNIVERSITARIA

Son mayoritariamente transformadores para sistemas de distribución subterráneos. El tipo de uso más extendido es el transformador montado en base, así llamado por estar diseñado para instalarse sobre la superficie de una loza de concreto o sobre una base.

En las fotografías se muestra una disposición típica de los transformadores de la CU. Nótese que las diferencias esenciales respecto a los transformadores del tipo de poste se tienen únicamente en las disposiciones mecánicas.



FIGURA 3.1 TRANSFORMADOR "FACULTAD DE MEDICINA".



FIGURA 3.2 TRANSFORMADOR "SALUD MENTAL Y TRATAMIENTO DE AGUAS".

Normalmente se fabrican con un tanque de acero resistente a la corrosión, conectores de enchufe en el primario y una elevación de la temperatura en aire libre de solo 55 ºC y dejar margen para la temperatura ambiente más alta que pueda realmente existir dentro de una bóveda.

TIPOS DE INSTALACIONES DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN CIUDAD UNIVERSITARIA.

Los transformadores se instalan en bóvedas debajo de las calles, en cajas de registro en plataformas al nivel del suelo, debajo de la superficie del piso, dentro de edificios. En la CU mayoritariamente, los transformadores se hallan dentro de los edificios en accesos a nivel del suelo.

Cuando se instalan dentro de edificios, en donde la posibilidad de que queden sumergidos en agua es remota, se usan transformadores y cortacircuitos del tipo aéreo o para interiores. Estos transformadores se instalan en bóvedas ubicadas en zonas ventiladas al aire exterior sin el uso de tubos extractores o conductos, siempre que sea posible.

Transformadores sobre base de concreto (tipo pedestal)

Según la NOM-001-SEDE-2005 en su Artículo 923-2, se define el equipo tipo *pedestal* como aquel que está instalado sobre el nivel del terreno, en una base con cimentación adecuada y que forma parte de un sistema eléctrico subterráneo. Definición correspondiente a los transformadores de distribución instalados en toda Ciudad Universitaria.

Básicamente, el tipo pedestal es transformador de distribución, con la diferencia que va encerrado en un gabinete y montado sobre una base de concreto con facilidad para la entrada y la salida de conductores. Este tipo de instalaciones ha variado en el tamaño del gabinete, es decir, los fabricantes en competencia han reducido el volumen de los transformadores con el propósito de hacerlo más atractivo a la vista.

Un transformador para instalaciones subterráneas residenciales se diferencía de uno aéreo, entre otras cosas, en que el equipo de protección y los desconectores forman parte integral del conjunto de transformadores y equipos. Es decir, los fusibles y desconectores de entrada y salida son parte del transformador, esto cumple tanto en los del tipo pedestal como los sumergibles. Los transformadores tipo pedestal presentan sus partes de alto voltaje accesible al operador, pero existen unidades con las partes de alto voltaje blindadas y con conexión a tierra. La protección eléctrica de estos transformadores consisten en apartarrayos y fusibles. Los fusibles deberán estar coordinados entre si para brindar el rango completo de protección. El fusible limitador operará solo en caso de fallas internas en el transformador.

La cubierta de los transformadores tipo pedestal está integrada por un módulo donde se encuentra el tanque del transformador y el otro módulo donde de encuentran las conexiones, los cuales formarán un conjunto integrado.

La unidad no presentará bordes, salientes ni aristas agudas o cortantes. No tendrá tuercas ni elementos de fijación que sean removibles externamente. Debe ser construida a prueba de intrusos.

El fabricante deberá presentar certificados de pruebas de la menos del 10% de los transformadores a adquirir.

La placa característica será metálica e inoxidable fijada al fondo del compartimiento de conexiones. Tendrá la siguiente información en español:

- Tipo de transformador (pedestal)
- Nombre del fabricante.
- Número de serial.
- Año de fabricación.
- Número de fases.
- Frecuencia.
- Capacidad (kVA).
- Voltaje nominal primario (Volts).
- Voltaje nominal secundario (Volts).
- Voltaje nominal en cada derivación (Volts).
- Nivel básico de aislamiento BIL (kV) NBAI al impulso.
- Aumento promedio de temperatura en devanados (˚C).
- Temperatura ambiente promedio diaria (40˚C).
- Impedancia (%)
- Peso total aproximado (kg)
- Diagrama de conexión (Unifilar)
- Identificación del líquido aislante.
- Litros aproximados del líquido aislante.

Los transformadores de distribución trifásicos tipo pedestal instalados en las subestaciones derivadas, deben cumplir las siguientes normas.

Los transformadores con capacidad nominal continuas en kVA, basadas en una elevación máxima de 65˚C promedio en los devanados, plena carga: 75, 150, 300, 500 y 750 kVA

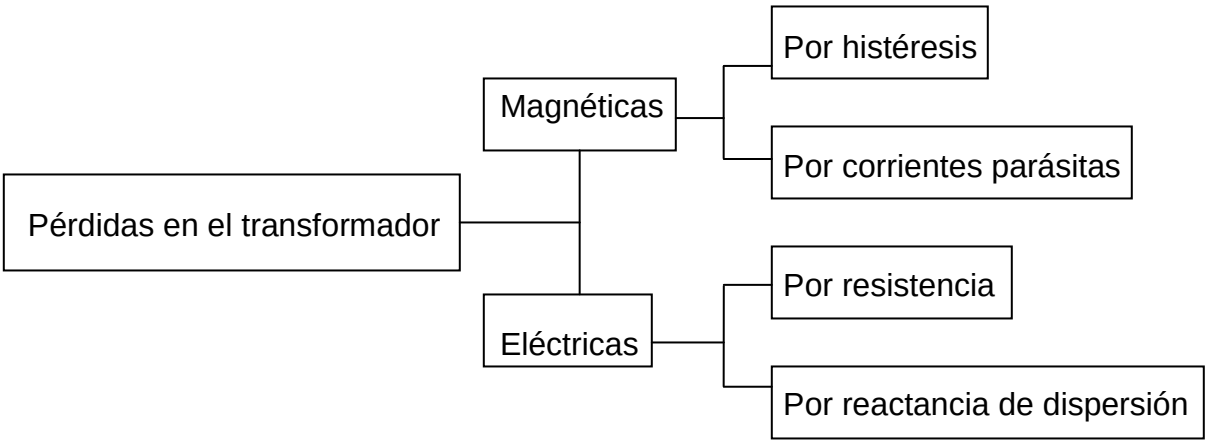
Clase de aislamiento de 15 kVA.
Impedancia: según capacidad del transformador. Tolerancia: ±7.5%

kVA	Z %
75	3
150	3
300	5
500	5
750	5.75

TABLA 3.4 IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR SEGÚN SU CAPACIDAD

Tipo de núcleo: 5 columnas
Tipo de conexión:
Primario: estrella con el terminal común puesto a tierra.
Secundario: estrella con el terminal común puesto a tierra.
Derivaciones: ±2.5% y ±5% del voltaje nominal primario.

3.5 PÉRDIDAS MAGNÉTICAS Y ELÉCTRICAS EN UN TRANSFORMADOR.



Según el cuadro anterior las pérdidas se clasifican en:

a) *Pérdidas magnéticas*. También son llamadas pérdidas en el núcleo se deben a ciertas limitaciones que tienen los materiales ferromagnéticos reales, comparados con el material ideal, como se describe a continuación. La permeabilidad del material ferromagnético no tiende a infinito, por lo que la corriente de excitación necesaria para magnetizar el núcleo no es despreciable, como se supone en un transformador ideal.

   La permeabilidad del material ferromagnético no es constante, tendiendo a bajar considerablemente con alto grado de excitación. En estas condiciones, el aumento de corriente no logra aumento apreciable de flujo y se dice que el núcleo esta saturado. Además, el material ferromagnético tiene retentividad. Esta denominación proviene de la tendencia de retener una parte del flujo con que fue magnetizado. En la figura 3.3 se observa que al disminuir la corriente de excitación, el flujo desciende por una trayectoria superior; con corriente nula, el flujo conserva un pequeño valor, y con corriente negativa se genera la parte simétrica de la gráfica. Una corriente alterna hace variar el flujo según el perímetro de la figura, originando el *ciclo de histeresis* .

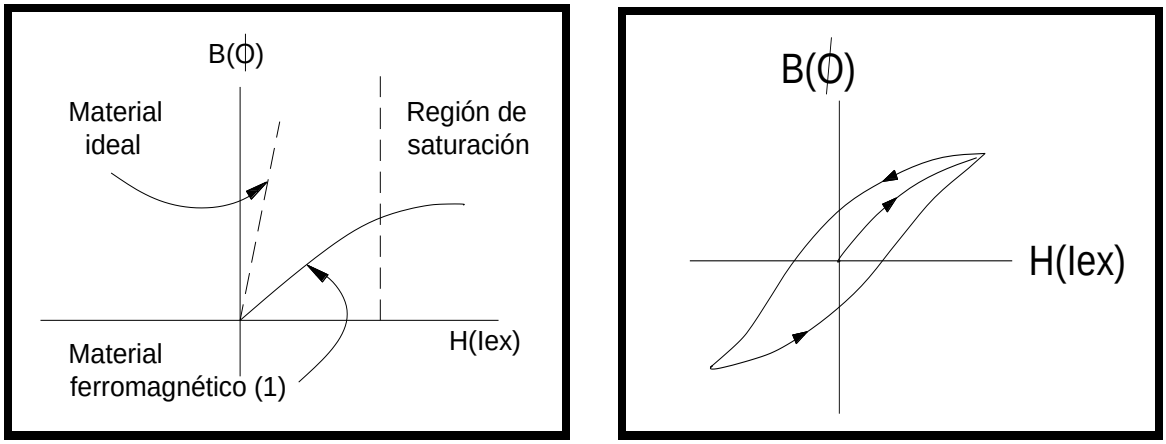


FIGURA 3.3

**Pérdidas por histeresis.* Se sabe que para un voltaje alterno aplicado se produce en el núcleo un flujo también alterno, cuya representación ondulatoria se muestra en la figura 3.4, la cual corresponde a la construcción de la onda de corriente de excitación. Para facilitar la interpretación, el eje de los tiempos se ha dividido en grados geométricos.

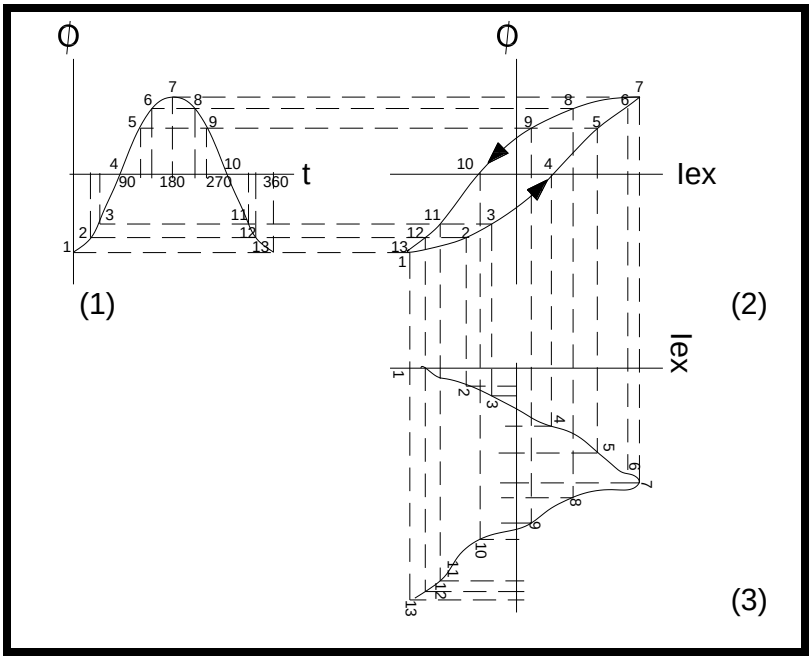


FIGURA 3.4

Dos cosas importantes se observan en esta gráfica:

- La onda de la corriente no es senoidal, debido a la gran área de histeresis y al fenómeno de saturación.
- La onda se retrasa un ángulo apreciable menor de 90 grados respecto al voltaje (que seria una senoide) debido a la retentividad inherente al fenómeno de histeresis. Esto ocasiona que la potencia para magnetizar el núcleo no sea puramente reactiva como seria el caso ideal, si no que tiene una componente real, dando origen a las pérdidas por histeresis.

**Pérdidas por corrientes parásitas.* También llamadas corrientes de Eddy o Foucault. Se producen debido a que el núcleo es conductor de la electricidad. Esto ocasiona que se organicen circuitos en forma de espiras cerradas, rodeando las líneas de flujo magnético. Como el flujo es variable en el tiempo, se inducen en las espiras fuerzas electromotrices de acuerdo a la Ley de Faraday, y estas a su vez producen corrientes circulantes en forma de remolino. Las pérdidas se producen debido al calentamiento del núcleo y la energía perdida se induce desde el primario. Estas pérdidas se reducen al construir el núcleo de láminas apiladas.

b) *Pérdidas eléctricas*. Son conocidas también como pérdidas en el cobre y se deben a determinadas características de los embobinados, como son :

- El material tiene una resistividad mayor que cero (cero sería el caso ideal).
- Debe existir una separación entre las espiras, las capas así como entre las bobinas y los núcleos, por la necesidad de interponer aislamientos.

**Pérdidas por resistencia.* El alambre con el cual se devanan las bobinas (usualmente de cobre), tiene una resistencia. En transformadores pequeños es de fracciones de ohm, pero en los grandes (MT) puede llegar a unidades o decenas de ohm. La corriente que pasa por esta resistencia provoca pérdidas de voltaje (ocasionando que la *fem* no sea igual al voltaje externo) y pérdidas de energía (que calientan los devanados).

**Pérdidas por reactancia de dispersión.* La separación entre espiras y entre capas de las bobinas, y entre las propias bobinas y el núcleo, permiten que se desarrollen líneas de flujo magnético fuera del núcleo, que cierran a través del aire. Estas líneas de flujo se originan por las fuertes corrientes de carga del transformador y reciben el nombre de *flujo de dispersión.*

La figura 3.5 muestra un corte longitudinal del núcleo y el perfil de una bobina de pocas vueltas, en la que se han exagerado estas separaciones.

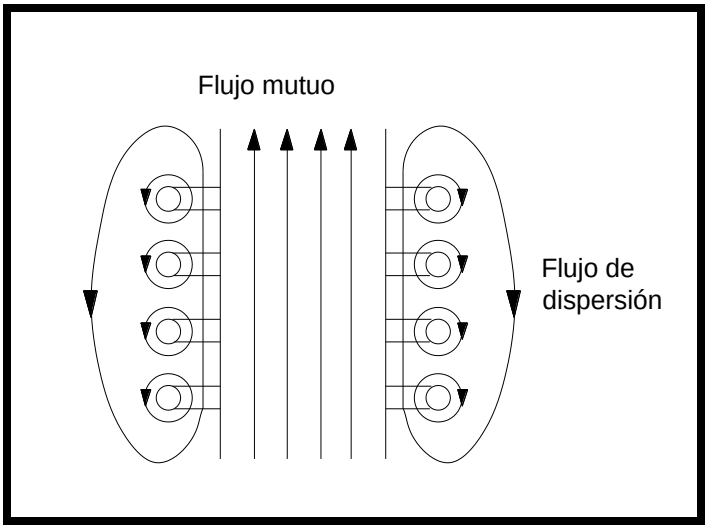


FIGURA 3.5

El flujo de dispersión, a diferencia del flujo mutuo, solamente eslabona una bobina, de modo que la bobina de alta tensión tiene su flujo disperso 0_{dH} y la de baja tensión 0_{dX}. Una consideración bastante práctica es que la fuerza electromotriz inducida por flujo disperso se comporta como una pérdida de voltaje en una reactancia, que puede expresarse como:

$$- N_H (d0_{Dh} / dt) = X_H I_H$$

Al parámetro X_H se le conoce como *reactancia de dispersión del embobinado de AT.*

PÉRDIDAS SIN CARGA Y CORRIENTE DE EXCITACIÓN

También nombradas pérdidas en vacío, son las pérdidas que se tienen en el transformador cuando está energizado a tensión y frecuencia eléctricas nominales y sin ninguna carga externa.

Las pérdidas sin carga en un transformador las constituyen principalmente las pérdidas del núcleo las cuales son una función de la magnitud, frecuencia y forma de onda de la tensión aplicada. Las pérdidas y la corriente de excitación son particularmente sensibles a las diferencias de forma de onda y por lo tanto sus valores varían marcadamente con la forma de onda de la tensión de prueba.

Cuando se midan las pérdidas sin carga de transformadores trifásicos usando dos wáttmetros (figura 3.6), se deben tomar tres grupos de lecturas usando cada una de las tres fases en sucesión como fase común. El valor promedio de los tres grupos de lecturas representa las pérdidas sin carga medidas.

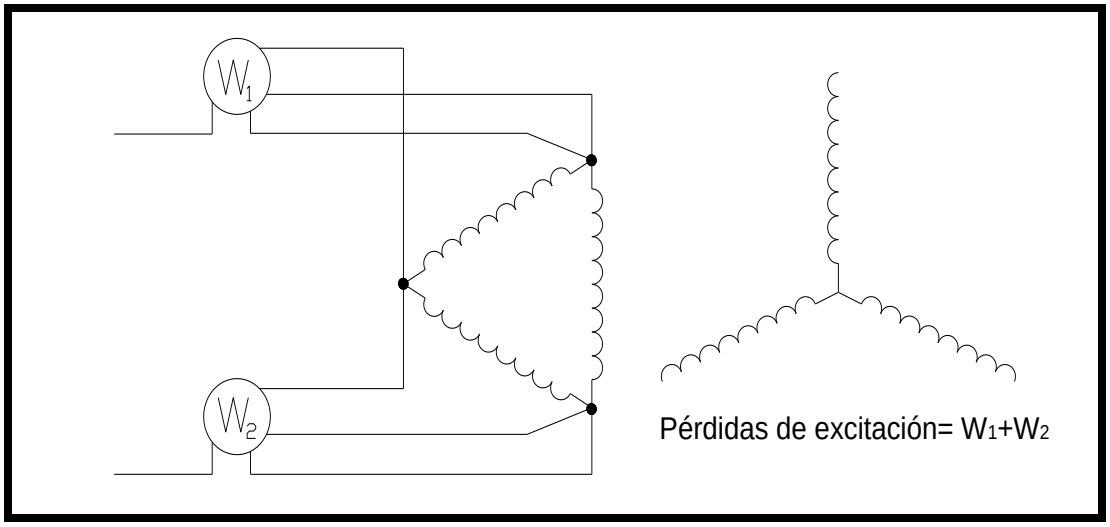


FIGURA 3.6 MÉTODO DE LOS DOS WÁTTMETROS

PÉRDIDAS CON CARGA E IMPEDANCIA.

Son las pérdidas que se tienen en un transformador cuando está operando a corriente y frecuencia nominales alimentándolo a la tensión eléctrica de impedancia. La tensión de impedancia comprende una componente resistiva efectiva que corresponde a las pérdidas con carga y una componente reactiva correspondiente al flujo disperso de los devanados. La tensión de impedancia de un transformador, visto desde las terminales del devanado excitado es la tensión requerida para hacer circular su corriente nominal teniendo el otro devanado en corto circuito.

Este valor generalmente esta entre el 1% y el 15 % de la tensión nominal del devanado excitado puede tomarse como una guía al planear la tensión de alimentación requerida en la prueba.

Las componentes resistivas y reactivas de la tensión de impedancia son determinadas mediante el uso de las siguientes ecuaciones:

$$E_r = \frac{P_Z}{I} \qquad E_X = \sqrt{E_Z^2 - E_r^2}$$

En donde:

E_r Es la tensión resistiva (componente en fase).

E_x Es la tensión reactiva (componente en cuadratura).

E_z Es la tensión de impedancia medida en la prueba de perdidas con carga.

I Es la corriente nominal en el devanado excitado.

Los valores en por unidad de la tensión de resistiva, tensión de reactiva y tensión de impedancia, se obtienen al dividir Er, Ex y Ez respectivamente entre la tensión nominal. Los valores en *por ciento* se obtiene multiplicando por cien los valores en por unidad.

Puesto que las pérdidas con carga están constituidas por una componente I^2R, la cual se incrementa con la temperatura y una componente de pérdidas indeterminadas, la cual disminuye al aumentar la temperatura, cuando se requiera referir las perdidas con carga de una temperatura a otra, se deben calcular separadamente las dos componentes por medio de las siguientes formulas :

- Pérdidas con carga a t ºC $P = P_R + P_I$
- Pérdidas con carga a t' ºC $P' = P_R' + P_I'$
- Suma de pérdidas I^2R a t' º C $P_R' = P_R \cdot \frac{t'+K}{t+K}$
- Suma de pérdidas indeterminadas a t' ºC $P_I' = P_I \cdot \frac{t+K}{t'+K}$

En donde:

t es la temperatura a la que se hace la medición

t' es la temperatura a la que se deben referir las pérdidas

P son las pérdidas con carga a la temperatura t

P_R es la suma de las pérdidas I^2R a la temperatura t

P_I son las pérdidas indeterminadas a la temperatura t

P' son las pérdidas con carga a la temperatura t'

P'_R es la suma de las pérdidas I^2R a la temperatura t'

P'_I son las pérdidas indeterminadas a la temperatura t'

K igual a 234.5 para cobre y 225 para aluminio.

Para calcular las pérdidas I^2R de los devanados, se debe partir de las corrientes usadas en la prueba de pérdidas con carga y de las mediciones de resistencia corregidas a la temperatura a la que se midieron las pérdidas con carga.

Para efectuar la medición de pérdidas con carga e impedancia en transformadores trifásicos con alimentación trifásica, se conectan en corto circuito las terminales de alta o baja tensión y en las terminales que queden libres se aplica una tensión trifásica a frecuencia nominal, de un valor tal que haga circular la corriente nominal en los devanados (figura 3.7)

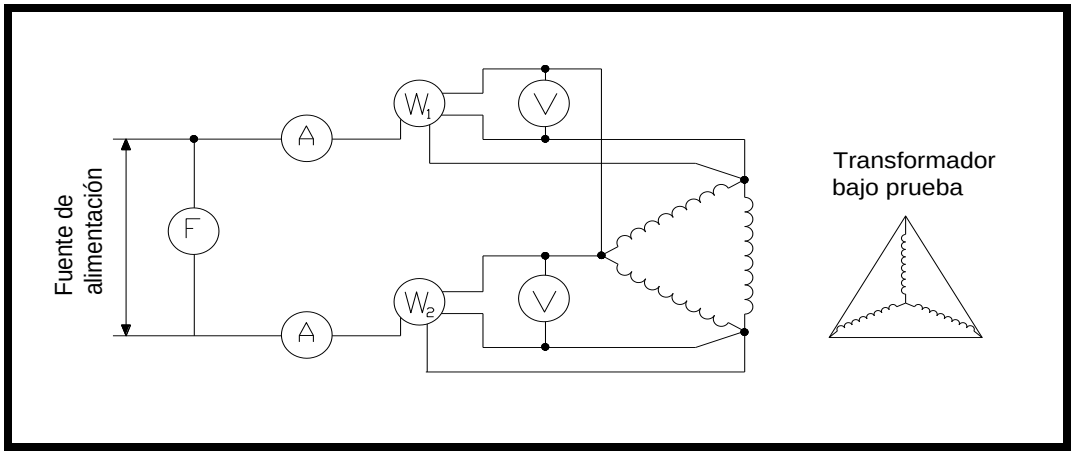
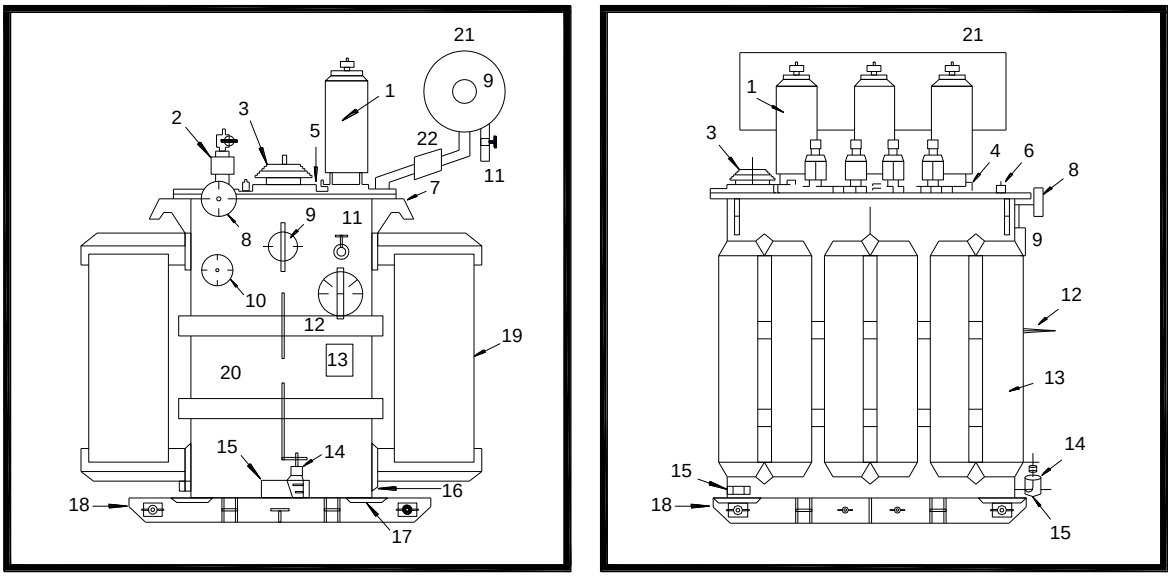


FIGURA 3.7 Diagrama para la medición de pérdidas de carga e impedancia en un transformador trifásico (se agregan transformadores de instrumentos cuando sea necesario)

La tensión de impedancia de un transformador trifásico es el promedio de las tres tensiones medidas. Para la medición de las pérdidas con carga se puede usar el sistema de dos wáttmetros tal como describe la figura anterior. Si las corrientes de línea no pueden balancearse, el promedio de sus valores eficaces debe corresponder al valor deseado.

**Pérdidas Totales*. Es la suma de las pérdidas en vacío más las pérdidas debidas a la carga (corregidas a 75°C u 85°C, según corresponda el diseño).

ESQUEMA 3.5. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.



En donde:

1) Boquillas para alta tensión
2) Boquillas para baja tensión
3) Relevador mecánico de sobrepresión
4) Orejas con ojo para levantar la tapa
5) Registro
6) Cople con tapón para llenado al vacío
7) Orejas de gancho para izaje del conjunto
8) Manómetro-vacuómetro
9) Indicador magnético de nivel con o sin contactos P. alarma
10) Indicador de temperatura del aceite con o sin contactos P. alarma
11) Válvula superior para conexión a filtro prensa
12) Maneral para operación sin excitación del cambiador de derivaciones con seguro para candado e indicador de posiciones
13) Placa de características
14) Válvula para drenaje
15) Válvula para muestreo
16) Placas para conexión a tierra
17) Refuerzos para palanqueo o soportes para gato
18) Base deslizable
19) Radiadores fijos o desmontables. Con o sin válvulas
20) Caja
21) Tanque conservador
22) Relevador de gas (Bucholz).

Ejemplo de Transformador instalado en Facultad de Química Edif. E, Gobierno.



DESCRIPCIÓN

1. ACOMETIDA ELÉCTRICA 3Ø, 6.3 KV,
   3H-$\frac{32}{14}$ AWG, POLICON XLPE,
   DEL SECCIONADOR No. 76.

2. SUBESTACIÓN COMPACTA MARCA CEESSA, TIPO INTERIOR,
   No. SERIE 794, 750 KVA, 6.3 KV.

   2.1. CUCHILLAS DESCONECTADORAS EN OPERACIÓN SIN CARGA,
   TIPO A, SERIE 1092, 3Ø, 6.3 KV, 400 A, $\frac{32}{14}$ Hz, 3 POLOS.

   2.2. APARTARRAYOS, 6 KV, 5 KA, No. SERIE 920123.

   2.3. INTERRUPTOR AUTONEUMÁTICO MARCA CEESSA, TIPO RATS,
   SERIE 150-192R, 3Ø, 8.3 KV, 60 Hz., 200/630 A, 3 POLOS, RELEVADOR MCA.
   DECLENCHEUR, TIPO RTE4.

   2.3.1 PORTAFUSIBLES
   2.3.2. FUSIBLES MCA. STROM, TIPO FLR-92, 6.6 KV,
   140 A, $\frac{32}{14}$ Hz.

   2.4. SECCIÓN DE ACOPLAMIENTO EN MEDIA TENSIÓN,
   1 BARRA DE COBRE DE 2 x $\frac{32}{14}$".

   2.5. INDICADOR DE FALLA A TIERRA - NO APLICA

3. TRANSFORMADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ACEITE
   MCA. TRAGESA,TIPO OA, No. SERIE 143903, 750 KVA, 6300 -$\frac{32}{14}$ V,
   3Ø, 60 Hz., Z= 5.59 % A 75° C, NBI AT= 95 KV - BT=45KV, No. TAPS 5,
   POSICIÓN 3, PESO 3207 Kg., 802 LTS. EN ACEITE, 2000 MSNM.

POSICIÓN	CONECTA
1	2-3
2	3-4
3	4-5
4	5-6
5	6-1

4. SECCIÓN DE ACOPLAMIENTO EN BAJA TENSIÓN,
   3 BARRAS DE ALUMINIO DE 3 $\frac{32}{14}$ x $\frac{32}{14}$ ".

5. TABLERO GENERAL EN BAJA TENSIÓN AUTOSOPORTADO
   MCA. FEDERAL PACIFIC, INTERRUPTORES FPE.

   5.1. INTERRUPTOR GENERAL MCA. FPE, 3 x 2500 A, MASTER PACT,
   MODELO M25H2, I_N=2500 A,I_{CU}=100-85 KA, I_{CS}=100-85 KA, I_{CN}=75 KA 1 S,
   I_0=0.5 A, I_R=0.8 A, T_R=60, I_M=1.5 A, T_M=0, I=MAX, V_I=1000 V,
   V_E=$\frac{32}{14}$ $\frac{32}{14}$ V, $\frac{32}{14}$ Hz.

   5.2. BUS DEL TABLERO GENERAL
   3 BARRAS DE ALUMINIO DE 4 x $\frac{32}{14}$".

   5.3 TRANSFORMADORES PARA CONTROL - NO APLICA

   5.4 TRANSFORMADORES PARA MEDICIÓN
   TRANSFORMADOR DE CORRIENTE MCA EQUIPOS ELECTRÓNICOS
   INDUSTRIALES, TIPO TCV-3, SERIE C-6835-1, 3000/5 A, CLASE 0.6 KV,
   60 Hz., PRECISIÓN 0.3.

   5.4.1 EQUIPO DE MEDICIÓN
   DIGITAL MCA. FEDERAL PIONER, MODELO DMP, 5 A, 600 V_{MAX},
   60 Hz, 3Ø, 4 H.

FECHA	AISLADO O	CONJUNTO O	DISTANCIA M
01/SEPTIEMBRE/2001	2.44	2.39	30
10/SEPTIEMBRE/2005	3.86	3.86	30

6. EXTINTOR EN POLVO QUÍMICO SECO

7. REGISTRO DE TIERRAS

CAPÍTULO 4:

"PRUEBAS ESENCIALES EN TRANSFORMADORES"

Durante el proceso de instalación del equipo de distribución y sobre todo al final, cuando se procede a la puesta en servicio de la instalación, es necesario efectuar una serie de pruebas necesarias para determinar el estado final de los aislamientos, los circuitos de control, la protección, medición, señalización, alarmas y, finalmente, el funcionamiento del conjunto de una subestación.

A su vez, el conjunto de datos obtenidos de las pruebas sirven de antecedente para que, a lo largo de la vida de la instalación, el personal de mantenimiento tenga una base para determinar el grado de deterioro que van sufriendo los diferentes equipos así como una referencia para comparar las nuevas lecturas después de una reparación.

4.1 PRUEBAS A LOS EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN

El tipo de pruebas por realizar dependerá del equipo de que se trate y de sus funciones. Gran parte de las pruebas las especifican los propios fabricantes, como pruebas de fábrica, algunas de las cuales se vuelven a efectuar, una vez instalado el equipo, pero ahora con el nombre de pruebas de campo. A continuación se indica por separado cada uno de los equipos de alta tensión que se consideran en las pruebas de campo:

-Transformadores de potencia
-Interruptores
-Cuchillas
-Transformadores de corriente
-Transformadores de potencial
-Transformadores de servicio de estación
- Apartarrayos
- Fusibles tipo cuchilla
- Aisladores
- Condensadores de acoplamiento
- Trampas de onda
- Reactores

Una vez instalado cada uno de los equipos, la secuencia de las pruebas de campo se puede desarrollar en el siguiente orden, aunque no todas las pruebas que se indican a continuación se efectúan a cada uno de los equipos anteriormente mencionados:

- Resistencia de aislamiento
- Factor de potencia de los aislamientos
- Rigidez dieléctrica del aceite
- Relación de transformación
- Resistencia de contacto
- Tiempo de apertura y de cierre de los contactos de los interruptores
- Continuidad eléctrica de los circuitos
- Polaridad
- Tensiones mínimas de operación

4.2 PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO AL TRANSFORMADOR

Las pruebas que son realizadas a los transformadores son efectuadas de acuerdo a códigos de procedimientos de pruebas y a normas y especificaciones de producto; las pruebas de aceptación o finales son indicación de la calidad del producto terminado, de esta forma se evita que el usuario adquiera productos deficientes y sirven como fuente de información para mejoras al programa de aseguramiento de calidad y por ende del producto.

En otras palabras, las pruebas realizadas a los transformadores son; durante su fabricación para verificar las condiciones de sus componentes durante la entrega y por último durante su operación como parte del mantenimiento después de su reparación. En general se clasifican los diferentes tipos de pruebas que se aplican a los transformadores de distribución y de potencia según la norma mexicana NMX-J169-ANCE de la siguiente forma:

Las pruebas de fábrica son pruebas aplicables a nuevos diseños o modificaciones de diseños anteriores, con el propósito de verificar si el producto cumple con lo especificado.

Se efectúan en todos los transformadores de acuerdo con los métodos indicados en la norma NMX-J-169, para verificar si la calidad del producto se mantiene dentro de las tolerancias permitidas.

Por último tenemos las pruebas opcionales, estas son establecidas entre comprador y fabricante, con el objetivo de verificar características específicas del equipo.

Las pruebas de campo que se aplican a los transformadores de distribución son las siguientes:

a) Pruebas de prototipo o diseño

- Características de los componentes.
- Elevación de temperatura.
- Impulso por descarga atmosférica.

b) Pruebas de rutina

- Características físicas del conjunto.
- Resistencia de aislamiento.
- Tensión de ruptura dieléctrica del líquido aislante.
- Relación de transformación.
- Medición de la resistencia óhmica de los devanados.
- Polaridad o secuencia de fases.
- Pérdidas de excitación y Hermeticidad
- Impedancia y pérdidas debidas a la carga.
- Potencial aplicado e inducido.
- Factor de potencia del líquido aislante.
- Operación y calibración de accesorios.

c) Pruebas opcionales

- Factor de potencia de los aislamientos del conjunto, pérdidas, corriente de excitación e impedancia a tensiones, cargas o frecuencias distintas a las normales.
- Cortocircuito.
- Temperatura de escurrimiento del líquido aislante.

A continuación mencionaremos los datos que se deberán obtener de la placa de datos del transformador para poder llevar a cabo el mantenimiento.

- Subestación.
- Servicio.
- Número de clave.
- Tensiones (Relación de Transformación).
- Conexiones.
- Capacidad.
- Marca.
- Sistema de refrigeración.
- Cambiador de derivaciones (Taps).
- Número de serie.
- Volumen de aceite en litros.
- Peso [kg]

ANTECEDENTES DEL TRANSFORMADOR.

- Fecha de instalación.
- Fecha de puesta en servicio.
- Reporte escrito y pruebas de su última revisión.
- Número de operaciones del cambiador.
    - Totales.
    - Acumuladas después de su última revisión.
- Valor del cortocircuito en barras de cada tensión.
- Fecha de última regeneración ó cambio de aceite.
- Posición de cambiadores sin carga.

ACTIVIDADES GENERALES A DESARROLLAR DURANTE LA REVISIÓN.

1. En el transformador:

- De aislamiento:
    - Factor de potencia.
    - Resistencia de aislamiento.
    - Pruebas al aceite (factor de potencia, rigidez dieléctrica, resistividad, cromatografía).
    - Corriente de excitación.
- De Devanado
    - Resistencia del Conductor.
    - Relación de Transformación y polaridad.

2. Núcleo

- Resistencia a tierra (si se cuenta con bornes de prueba).

3. Auxiliares.

- Boquillas: estado de las porcelanas.
- Motores: determinar el estado de sus devanados y partes mecánicas.
- Cambiadores: verificar su operación.

Las pruebas finales y normalizadas que se aplican a los transformadores para vigilar su comportamiento y condiciones de operación después del mantenimiento.

- Factor de Potencia.
- Resistencia de aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aceite.

PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA A TRANSFORMADORES

Las pruebas mínimas que deben efectuarse a los transformadores antes de la salida de la fábrica son:

a) Inspección del aparato. Se verifica el cumplimiento de las normas y las especificaciones.

b) Aceite aislante. Se debe verificar la rigidez dieléctrica y la acidez.

c) Resistencia de aislamiento. La medición se efectúa en tres pasos: primero se mide la resistencia de los devanados entre alta y baja tensión, después se mide entre alta tensión y tierra, y finalmente, entre baja tensión y tierra. (Esta prueba se explicara más a detalle posteriormente.)

d) Inspección del alambrado de control. Se comprueba la continuidad y la operación de los circuitos de control, protección, medición, señalización, sistema de enfriamiento, cambiador de derivaciones y transformadores de instrumentos.

e) Relación de transformación. Esta prueba se efectúa para determinar que las bobinas han sido fabricadas, de acuerdo con el diseño y con el número de vueltas exacto. (Esta prueba se explicara más a detalle posteriormente.)

f) Polaridad. Se requiere su comprobación para efectuar la conexión adecuada de los bancos de transformadores. Esta prueba se efectúa en cualquier tipo de transformador. Es necesario efectuarla en los transformadores que han sufrido alguna reparación en sus bobinas y que a la hora de conectar estas bobinas, se pudo haber cometido algún error en la colocación de las terminales.

Esta prueba consiste en determinar las polaridades relativas de las bobinas primarias y secundarias de cualquier tipo de transformador, y en caso de encontrar las polaridades desfasadas l80º habrá que invertir la conexión del secundario o cambiar la identificación de las marcas de polaridad.

g) Potencial aplicado. Sirve para comprobar el aislamiento de los devanados con respecto a tierra. Consiste en juntar por un lado todas las terminales del devanado que se va a probar y, por otro, se conectan entre sí todas las terminales de los otros devanados y éstas a su vez se conectan a tierra. La prueba consiste en aplicar, entre el devanado que se prueba y los otros devanados más tierra durante un minuto, la tensión de prueba a la frecuencia nominal, sin que falle el aislamiento.

h) Potencial inducido. Sirve para comprobar el aislamiento entre espiras y secciones de los devanados. Consiste en inducir entre las terminales de un devanado, una tensión doble de la nominal durante un minuto, y a una frecuencia doble de la nominal, para que no se sature el núcleo. Esta prueba somete al aislamiento a gradientes de tensión elevados. Si se miden las descargas parciales, se pueden detectar los puntos débiles en el aislamiento.

i) Pérdidas en el hierro y por ciento de la corriente de excitación. Estos valores se indican en las especificaciones de acuerdo con sus valores máximos permitidos, que se llaman valores garantizados. Si las pérdidas obtenidas son superiores a los valores garantizados se le cobra multa al fabricante, por un monto que concuerda con las fórmulas indicadas en las normas correspondientes. (NOM-002-SEDE-1999).

j) Pérdidas de carga y por ciento de impedancia. Como en el caso anterior, también se fijan los valores garantizados y se cobran multas en caso de pérdidas superiores a las garantizadas.

La influencia que ejerce el factor impedancia en el diseño de un transformador, se puede resumir en lo siguiente:

Si la impedancia crece ocasiona:

l. Reducción de la sección transversal del núcleo
2. Menor peso del núcleo
3. Menores pérdidas en vacío
4. Reducción de los volts por vuelta
5. Disminución de la longitud de los espacios
6. Aumento del número de espiras
7. Aumento de las pérdidas con carga
8. Aumento de las pérdidas totales
9. Aumento del peso del conductor

k) Temperatura. Estas pruebas por ser caras se efectúan a una unidad de cada lote; se desarrollan conectando el cambiador de derivaciones en posición de pérdidas máximas y trabajando el sistema de enfriamiento correspondiente a plena capacidad.

l) Impulso. Es una prueba de tipo opcional, simula las condiciones producidas por la descarga de un rayo y consiste en aplicar sucesivamente al aislamiento de un transformador una onda de impulso completa a tensión reducida, dos ondas de impulso cortadas en la cola y una onda de impulso completa a tensión plena. Dicha prueba sirve para mostrar las resistencias de un aislamiento a las descargas atmosféricas.

m) Ruido. Es una prueba de tipo opcional que muestra si el transformador cumple con los niveles de ruido establecidos en las normas correspondientes.

n) Descargas parciales. Es una prueba opcional, pero en la actualidad en muchas especificaciones se está solicitando como prueba de rutina, ya que un transformador puede pasar todas las pruebas anteriores y, sin embargo, en caso de existir descargas parciales en su aislamiento, puede llegar a fallar en un periodo de tiempo relativamente corto.

o) Inspección previa al embarque. Consiste en la comprobación de la presión del nitrógeno, hermeticidad y humedad residual.

4.3 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO. (MEGGER)

El objetivo de esta prueba es verificar el grado de humedad o deterioro del sistema aislante, así como la corriente de fuga en las superficies húmedas o sucias del aislamiento midiendo la resistencia eléctrica al aplicar una tensión de corriente directa durante un minuto (60 segundos); en la práctica también se consideran los valores a los 30s y 10min.

Esta prueba permite determinar el estado que guardan los aislamientos eléctricos de un aparato, de tal manera que pueda soportar conforme a las normas, las tensiones nominales y de prueba.

Dicha resistencia viene dada por el valor en megaohms que presenta un aislamiento al aplicarle una fuente de tensión de corriente directa, durante un tiempo determinado, que produce una corriente de fuga en el aislamiento. Dicha corriente se forma de cuatro componentes:

Corriente capacitiva. Como un aislamiento no es otra cosa que el dieléctrico de un capacitor, al aplicar una tensión de corriente directa aparece la corriente de carga del capacitor, que a partir de un valor elevado disminuye exponencialmente, hasta llegar a un valor despreciable al cabo de unos 15 segundos, lo cual se traduce en la aparición de una baja resistencia de aislamiento durante el inicio de la prueba.

Corriente de absorción dieléctrica. Es la corriente complementaria de la anterior, que fluye debido a la baja resistencia inicial del aislamiento. Esta corriente, cuya velocidad de decrecimiento es mucho menor, tarda un tiempo que puede variar de algunos minutos a horas, para llegar a un valor cercano a cero.

Corriente de conducción. Es la corriente que atraviesa un aislamiento, alcanzando un valor que es prácticamente constante. La suma de las tres corrientes anteriores produce una corriente de forma exponencial en su inicio, tendiendo a un valor constante, tan pronto la corriente de absorción decrece a un valor insignificante.

Corriente de fuga. Se denomina con este nombre, a la corriente muy pequeña, que fluye sobre la superficie del aislamiento. Esta corriente también tiene un valor constante, y unida a la del caso anterior muestra las condiciones de calidad de un aislamiento.

Curva de absorción dieléctrica. Es la curva que se obtiene al graficar los valores de la resistencia de aislamiento contra el tiempo. Presenta al principio un valor pequeño de resistencia, que aumenta progresivamente, hasta estabilizarse en un tiempo determinado. La pendiente de la curva proporciona el grado relativo de humedad o contaminación del aislamiento de que se trate.

Si la curva es de baja pendiente y tarda unos dos minutos en estabilizar, indica que el aislamiento está en malas condiciones.

DESARROLLO DE LA PRUEBA

Las consideraciones más importantes para estas pruebas son: el transformador debe estar a una temperatura cercana a la ambiente (20°C) y las partes aislantes exteriores limpias; por ejemplo, las porcelanas de las boquillas libres de sal, ácido, grasas, aceite, polvo, humedad, etc.

El transformador a probar debe estar totalmente desenergizado y con sus cuchillas de entrada y salida abiertas. El tanque se deja conectado a tierra, pero se deberán desconectar todas sus boquillas y terminales de cualquier circuito exterior, incluyendo la conexión a tierra en el caso de devanados en estrella con neutro aterrizado.

El medidor de resistencia de aislamiento ha sido el instrumento estándar para la verificación de la resistencia de aislamiento. La prueba de resistencia de aislamiento se deberá efectuar teniendo el tanque con aceite hasta su nivel; si la prueba se hace teniendo los devanados y sus aislamientos en aire, los valores de resistencia de aislamiento resultan diferentes a los obtenidos en aceite, por lo que conducirán a conclusiones erróneas. Nunca debe hacerse la prueba con el transformador al vacío o sin aceite, porque se reducen los niveles de flameo y se pueden tener arqueos a tierra.

SECUENCIA DE OPERACIÓN.

- Verificar que la tensión de operación del medidor de resistencia de aislamiento no exceda la tensión de seguridad (proporcionada por el fabricante) del equipo que se va a probar.

TENSIÓN NOMINAL DE CA DEL EQUIPO BAJO PRUEBA [V]	TENSIÓN DE PRUEBA CD [V]
Menor de 115	250
125 - 400	500
400 - 1000	1000
Mayor de 1000	2500

TABLA 4.1 TENSIONES DE SEGURIDAD PARA OPERACIÓN UTILIZANDO UN MEDIDOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

- El equipo a probar debe aislarse totalmente de los buses y líneas, y la superficie de los aislamientos debe estar limpias y secas.

- El probador debe colocarse sobre una base firme y nivelada, y deberán evitarse hasta donde sea posible las grandes masas de hierro y campos magnéticos intensos en el área de prueba.

- Aplique la tensión adecuada moviendo el selector de la escala previamente al valor adecuado.

- Verificar el estado del Megger. Esto se logra con el ajuste del cero y del infinito. El primer caso se logra conectando las puntas de prueba en cortocircuito y aplicando la tensión del generador. El segundo caso se logra dejando las puntas abiertas y aplicando la misma tensión.

- Nivelar el instrumento. El instrumento se debe operar perfectamente nivelado, para lo cual tiene en su base cuatro patas con tornillos que al girarse, ajustan la altura de cada esquina de la caja.
- Los cables de prueba deben revisarse cuidadosamente para evitar lecturas erróneas. En caso de ser posible, para evitar errores, es recomendable colocar el probador lo más cercano posible al equipo de prueba.
- La resistencia de aislamiento varia con la temperatura, por tanto es importante que las mediciones obtenidas sean referidas a una misma temperatura.
- Cuando en un transformador el devanado de alta o baja tensión esté referido a tierra deberá desconectarse dicha referencia y deberá efectuarse la prueba similar a los que no tienen esta referencia a tierra.
- El tanque deberá conectarse firmemente a tierra.
- En los transformadores de instrumento (Potencial y de Corriente) la prueba de devanado de baja tensión no es usual, ya que normalmente el rango de tensión es bajo.
- Para efectuar las pruebas se requiere conectar en cortocircuito previamente los devanados de alta tensión y baja tensión, y si éste tiene terciario con terminales al exterior se hará lo mismo.
- Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado.
- Los devanados deben estar descargados eléctricamente antes de que se hagan las pruebas y descargarlos al terminar las pruebas, lo anterior es por seguridad.

MÉTODOS DE MEDICIÓN.

Los instrumentos de medición que se emplearán en esta prueba de resistencia de aislamiento dependen del grado de exactitud de la lectura de la resistencia de aislamiento que se quiera conocer; en este caso se utilizará el Megger.

El Megger es un aparato que sirve para medir la resistencia de aislamiento, en los equipos de alta tensión. Es un generador de corriente directa con una escala de lectura graduada en megaohms, que mide los miliamperes que circulan por el aislamiento, al aplicarse la tensión de corriente directa del generador del propio aparato. El generador se puede mover a mano o en forma motorizada, siendo este último tipo el más utilizado, debido a que la aplicación de tensión durante la prueba es más uniforme que en el tipo manual.

MÉTODO DE TIEMPO CORTO O LECTURA ÚNICA

Consiste en conectar el medidor de resistencia de aislamiento en el aislamiento a probar, operario durante un tiempo corto y leer la lectura final. Este método se aplica en pruebas de rutina rápida, para fines prácticos se recomienda aplicar una tensión de prueba durante 60 segundos, con el objetivo de efectuar comparaciones bajo la misma base con los datos de prueba existentes y futuros.

Este método tiene su principal aplicación en equipos pequeños y en aquellos que no tienen una característica notable de absorción como los interruptores, bushings, apartarrayos, etc.

MÉTODO TIEMPO - RESISTENCIA O ABSORCIÓN DIELÉCTRICA

Durante la prueba se anotan las lecturas del aparato cada 15 segundos durante el primer minuto, a continuación se toma lectura cada minuto, hasta que estabilice la lectura del aparato.

Obtenidas las lecturas, se traza la curva respectiva, megaohms-tiempo. Como las condiciones del aislamiento se dan por la pendiente de la curva, se consideran dos puntos particulares sobre la misma, que se llaman:

ÍNDICE DE ABSORCIÓN I_{AB}

ÍNDICE DE POLARIZACIÓN I_P

$$I_{AB} = \frac{\textit{Lectura de la resistencia a 60 seg.}}{\textit{Lectura de la resistencia a 30 seg.}}$$

$$I_P = \frac{\textit{Lectura de la resistencia a 10 min.}}{\textit{Lectura de la resistencia a 1 min.}}$$

Ambos valores indican las condiciones del aislamiento que, en el caso de transformadores, se pueden determinar de acuerdo con los datos de la tabla 4.2, que indica la clasificación de los aislamientos de los transformadores, con base en los índices de absorción I_{AB} y de polarización I_P.

ESTADO DEL AISLAMIENTO	ÍNDICE DE ABSORCIÓN	ÍNDICE DE POLARIZACIÓN
Peligroso		Menor de 1
Malo	Menor de 1.10	Menor de 1.5
Dudoso	De 1.10 a 1.25	De 1.5 a 2.0
Regular	De 1.25 a 1.40	De 2.0 a 3.0
Bueno	De 1.40 a 1.60	De 3.0 a 4.0
Excelente	Mayor de 1.60	Mayor de 4.0

TABLA 4.2 DETERMINACIÓN DEL ESTADO DE LOS AISLAMIENTOS DE UN TRANSFORMADOR

Efecto de la temperatura en la resistencia de aislamiento. Un factor que influye en la resistencia de un aislamiento es la temperatura. Por ello conviene efectuar las mediciones a la misma temperatura y, en caso de no poder efectuarlas a la misma temperatura, conviene reducir las lecturas a una misma temperatura base, para lo cual se puede utilizar la siguiente expresión:

$$R = K \times R_1$$

DONDE:

R resistencia del aislamiento en megaohms

R_1 resistencia del aislamiento en megaohms, a la temperatura ambiente

K factor de corrección que depende de la temperatura. Para la temperatura base, considerada de 20° C, K = 1

Un criterio práctico para determinar si un aislamiento está en buenas condiciones es el siguiente:

La resistencia mínima de aislamiento mínimo es igual a 1 megaohm por cada kV de la clase de aislamiento del devanado, a 75 º C. El valor anterior debe duplicarse, por cada 10 º C de disminución de la temperatura.

También se puede utilizar los valores de corrección de resistencia de aislamiento referidos a 20° C los cuales se presentan en la tabla 4.2.

T (° C)	K (1)	k (2)	T (° C)	K (1)	k (2)	T (° C)	K (1)	k (2)
0	0,3000	0,1554	32	2,0503	0,6891	64	13,9404	3,0563
1	0,3184	0,1628	33	2,1857	0,7219	65	14,8000	3,2019
2	0,3371	0,1705	34	2,3260	0,7563	66	15,7213	3,3545
3	0,3567	0,1786	35	2,4700	0,7924	67	16,7039	3,5143
4	0,3775	0,1872	36	2,6172	0,8301	68	17,7459	3,6818
5	0,4000	0,1961	37	2,7703	0,8697	69	18,8452	3,8572
6	0,4244	0,2054	38	2,9327	0,9111	70	20,0000	4,0410
7	0,4508	0,2152	39	3,1081	0,9545	71	21,2104	4,2336
8	0,4789	0,2255	40	3,3000	1,0000	72	22,4850	4,4353
9	0,5087	0,2362	41	3,5108	1,0477	73	23,8344	4,6466
10	0,5400	0,2475	42	3,7389	1,0976	74	25,2691	4,8680
11	0,5728	0,2593	43	3,9816	1,1499	75	26,8000	5,1000
12	0,6076	0,2716	44	4,2362	1,2047	76	28,4370	5,3430
13	0,6450	0,2846	45	4,5000	1,2621	77	30,1881	5,5976
14	0,6856	0,2981	46	4,7715	1,3222	78	32,0607	5,8643
15	0,7300	0,3123	47	5,0534	1,3852	79	34,0622	6,1438
16	0,7786	0,3272	48	5,3495	1,4512	80	36,2000	6,4365
17	0,8308	0,3428	49	5,6638	1,5204	81	38,4800	6,7432
18	0,8857	0,3591	50	6,0000	1,5928	82	40,9018	7,0645
19	0,9424	0,3762	51	6,3617	1,6687	83	43,4636	7,4012
20	1,0000	0,3942	52	6,7509	1,7482	84	46,1637	7,7538
21	1,0581	0,4129	53	7,1692	1,8315	85	49,0000	8,1233
22	1,1176	0,4326	54	7,6184	1,9188	86	51,9775	8,5104
23	1,1802	0,4532	55	8,1000	2,0102	87	55,1279	8,9159
24	1,2471	0,4748	56	8,6153	2,1060	88	58,4895	9,3408
25	1,3200	0,4975	57	9,1639	2,2064	89	62,1008	9,7858
26	1,4000	0,5212	58	9,7448	2,3115	90	66,0000	10,2521
27	1,4877	0,5460	59	10,3571	2,4216	91	70,2083	10,7407
28	1,5834	0,5720	60	11,0000	2,5370	92	74,6778	11,2525
29	1,6874	0,5993	61	11,6738	2,6579	93	79,3431	11,7886
30	1,8000	0,6278	62	12,3840	2,7846	94	84,1389	12,3504
31	1,9213	0,6577	63	13,1373	2,9173	95	89,0000	12,9389

TABLA 4.3 FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA

Donde:

K (1) es el factor de corrección para Transf. Sumergidos en líquido a 20 ° C

K (2) es el factor de corrección para transformadores secos a 40 ° C

La aplicación de éste método se basa en las características de absorción del aislamiento y proporciona una buena referencia para evaluar el estado de los aislamientos con características de absorción notable, como en los grandes generadores y transformadores de potencia, sobre todo cuando no existe historial de pruebas anteriores

MÉTODO DE TENSIONES MÚLTIPLES

Al igual que el método anterior, es un auxiliar para evaluar el resultado de los aislamientos cuando se carece de historial. Su aplicación requiere un instrumento (medidor de resistencia de aislamiento) con varias tensiones para poder aplicar dos o más tensiones en pasos, por ejemplo con 500 V Y después con 1000 Volts.

Su principio se basa en el hecho de que conforme se aumenta la tensión de prueba, se aumentan los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento; al aproximarse o superar las condiciones de operación la influencia de los puntos débiles del aislamiento de las lecturas de resistencia adquirirá mayor importancia al sobrepasar cierto límite, cuando esto ocurra, se tendrá una caída pronunciada en el valor de la resistencia del aislamiento que se aprecia claramente al graficar las lecturas obtenidas contra la tensión aplicada. Como referencia las tensiones aplicadas deben estar en relación de 1 a 5 o mayor (por ejemplo 500 y 2500 V).

Según la experiencia, un cambio de 25% en valor de la resistencia de aislamiento para una relación de tensiones de 1 a 5 generalmente se debe a la presencia excesiva de humedad u otros contaminantes. Un aislamiento está en buenas condiciones si la relación entre la resistencia y tensión permanece constante.

Las mediciones para éstos métodos se hacen conforme a lo indicado en la figura 4.1, donde se muestran las conexiones para la prueba de aislamiento de un transformador de dos devanados.

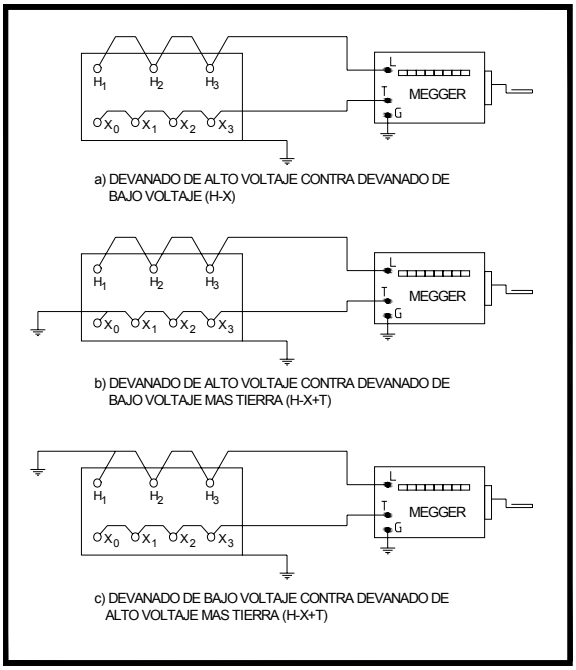


FIGURA 4.1 CONEXIONES PARA LAS PRUEBAS CON MEGGER

Las mediciones se hacen en la siguiente forma:

AT - BT + T (alta tensión contra baja tensión más tierra)
BT - AT + T (baja tensión contra alta tensión más tierra)
AT - BT (alta tensión contra baja tensión)

El último caso realmente queda incluido en los dos primeros. Al decir AT, se conectan con un alambre desnudo todas las boquillas de alta tensión y BT + T, se conectan todas las boquillas de baja tensión, y el mismo alambre se conecta a la zapata de tierra del tanque.

En el caso de AT + T se conectan todas las boquillas de alta tensión y el alambre se prolonga hasta la zapata de tierra del tanque. Finalmente, BT quiere decir que se conectan todas las boquillas de baja tensión.

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

Podrían presentarse descargas parciales durante las pruebas de resistencia de aislamiento que puedan causar al transformador bajo prueba y también arrojar resultados erróneos en los valores de las lecturas de medición, para este caso se deberá hacer una pausa y continuar posteriormente con la prueba.

Después de que la prueba haya sido completada se deberán aterrizar por un periodo de tiempo suficiente para liberar cualquier carga que haya quedado atrapada.

FACTORES QUE AFECTAN LAS MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

CONDICIÓN O ESTADO DE LA SUPERFICIE

Las materias extrañas o contaminaciones que se depositan en la superficie del aislamiento como: carbón, polvo, pintura, etc. disminuyen el valor de la resistencia de aislamiento. El polvo sobre la superficie del aislamiento no es conductor cuando permanece seco, pero si queda expuesto a la humedad es parcialmente conductor disminuyendo la resistencia de aislamiento; puede mejorase mediante limpieza y secado siempre y cuando no existan defectos en el aislamiento.

HUMEDAD

Independientemente de la limpieza de la superficie del aislamiento, si su temperatura es la del punto de rocío del aire o inferior, se forma una película de humedad sobre la superficie disminuyendo su resistencia, este efecto es mucho mayor si la superficie se encuentra contaminada, por lo tanto, es muy importante efectuar esta medición cuando la temperatura del devanado es superior a la temperatura del punto de rocío.

CORRIENTE O CARGA RESIDUAL

Si en el aislamiento existen cargas residuales, las mediciones de resistencia de aislamiento serán erróneas, por lo que antes de medir la resistencia de aislamiento, los devanados deberán estar completamente descargados conectando a tierra el tanque y los devanados durante un tiempo no menor de 10 minutos, después de desconectar el equipo. Después de la aplicación del potencial de CD, la conexión a tierra de los devanados es importante como medida de seguridad para el personal.

TEMPERATURA

La temperatura tiene un efecto apreciable en la lectura, reduce el valor de .la resistencia de aislamiento considerablemente.

Para relacionar debidamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento seria conveniente que cada medición se hiciera con una temperatura base, pero no es práctico cumplir con ese requisito debido a los diversos factores que determinan la temperatura del transformador durante su disponibilidad para las pruebas, los valores obtenidos a la temperatura de prueba deben ser corregidos a la de base, que usualmente en la práctica es de 20°C.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

La prueba de medición de resistencia de aislamiento es una prueba no destructiva y nos revela en forma confiable el estado del aislamiento de los devanados en el transformador, humedad relativa en el aislamiento, corriente de fuga en las superficies húmedas o sucias del aislamiento y deterioro o falla de los aislamientos de los devanados por medio de curvas tiempo - resistencia de aislamiento.

Cuando el aislamiento esta húmedo, sucio o deteriorado la corriente de fuga será grande en relación con la de absorción, esto lo podemos observar cuando la lectura varía rápidamente hasta un valor donde tiende a estabilizarse de tal forma que se obtienen diferencias muy pequeñas en las lecturas, lo que indica la posible presencia de humedad o partículas extrañas.

Por otro lado, si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones, la corriente de fuga será pequeña en relación con la de absorción dieléctrica y ésta tendrá un efecto pronunciado mientras fluye. Por lo que si el aislamiento está seco, la absorción dieléctrica es grande al principio y gradualmente decae a medida que el aislamiento alcanza su estado final de carga. El criterio de la prueba de resistencia de aislamiento no es suficiente para poder energizar un transformador, es necesario complementarla con la prueba de factor de potencia de aislamiento y la de rigidez dieléctrica del aceite.

Para saber si los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento de un transformador están dentro de los límites aceptables, ha sido usado durante muchos años como valor límite seguro un mínimo de 1 MΩ por cada 1000V de la clase de devanado a 75°C. Esta regla es un poco arbitraria y carente de fundamentos, pero es recomendable para aquel equipo que carece de historial.

Desde el punto de vista práctico se cuenta con tablas con valores mínimos satisfactorios constantes a una temperatura de 20°C correspondiente a cada valor entre fase o, multiplicar los kV de fase a fase por 25 para saber el valor mínimo de 20°C. A continuación se muestra una tabla con valores mínimos de aislamiento que los fabricantes recomiendan en transformadores sumergidos en aceite.

RESISTENCIA MINIMA 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 4.4 RESISTENCIAS MÍNIMAS DE AISLAMIENTO

La forma correcta de conocer el estado de la resistencia de aislamiento es llevando un historial de pruebas (normalmente ejecutadas una o dos veces al año) referidas a una misma temperatura, ya que se dan casos de que algunos transformadores con características idénticas pueden variar sobre un amplio rango, o bien, puede suceder que desde su fabricación el transformador tenga una resistencia de aislamiento un poco baja en relación a los valores determinados como mínimos y se mantenga en este mismo valor durante su tiempo de operación.

Si a un equipo de estas características no se le lleva su historial, la persona que determine su resistencia de aislamiento pensará que algo anormal esta sucediendo, pero si conoce sus antecedentes cambiará por completo su punto de vista. También puede suceder que un transformador tenga un valor de resistencia por arriba de su valor típico y de un momento a otro bajar drásticamente aún dentro de los límites aceptables. Esto es un hecho que debe investigarse inmediatamente y que también sólo se puede saber llevando el historial de pruebas antes mencionado.

4.4 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)

El objetivo de esta prueba es verificar la polaridad y la relación de transformación de los devanados, para asegurar que no exista cortocircuito entre vueltas o errores en las conexiones de boquillas o cambiadores de derivaciones.

Esta prueba se realiza con el objeto de comprobar la relación numérica entre las tensiones de vacío primaria y secundaria, relación que se guarda también entre el número de vueltas del devanado primario y el número de vueltas del devanado secundario. En autotransformadores y reguladores de tensión, es la relación que resulta entre el número de vueltas activas de la tensión primaria y el número de vueltas activas de la tensión secundaria.

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de tensión la relación de transformación se basa en la comparación entre la tensión nominal de referencia del devanado respectivo contra la tensión de operación o el porcentaje de tensión nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los taps y para todos los devanados.

Esta prueba sirve para comprobar que el número de espiras devanadas en las bobinas de un transformador coinciden con las calculadas en el diseño, de tal manera que las tensiones medidas coincidan con los datos de la placa del aparato.

MÉTODOS DE MEDICIÓN.

Para esta prueba se utiliza un aparato que se suele conocer con las iniciales de las palabras inglesas Transformer Turn Ratio o sea TTR, o bien probador de relación de espiras (PRE) que se utiliza para obtener la relación de transformación sin carga

Aunque existen distintos métodos para realizar esta prueba, generalmente se realiza por el método del TTR (Transformer Turn Ratio), que opera bajo el principio de que cuando dos transformadores que nominalmente tienen la misma relación de transformación y polaridad y se excitan en paralelo, con la más pequeña diferencia en la relación de alguno de ellos, se produce una corriente circulante entre ambos relativamente alta.

MÉTODO DE LOS VÓLTMETROS

Se utilizan dos vóltmetros con transformadores de potencial. En transformadores de potencia en ocasiones es necesario utilizar transformadores de potencial, a menos que la tensión para alimentar la prueba sea muy baja. Un vóltmetro se conecta en las terminales de alta tensión y el otro en las de baja tensión del transformador bajo prueba. Se toman lecturas simultáneas de tensión aplicada y de tensión inducida en el otro devanado; y después se intercambian los instrumentos y se repiten las pruebas, manteniendo la tensión aplicada en el mismo devanado. Esta prueba debe compararse con varios valores de tensión aplicada que difieran entre sí aproximadamente 10%. Las determinaciones de la relación deberán estar dentro de una tolerancia de 1 %, de no ser así, la relación deberá ser repetida con otros instrumentos.

MÉTODO DEL TRANSFORMADOR PATRÓN

Una forma satisfactoria de medir la relación de un transformador es conectándolo en paralelo con un transformador patrón de relación y polaridad conocidas. Este método consiste en lo siguiente: el aparato bajo prueba se excita en paralelo con el transformador patrón, el cual debe tener la posibilidad de variar su relación conocida dentro de un rango adecuado, los otros dos devanados se conectan en paralelo, colocando un detector entre dos terminales de igual polaridad. Si el vóltmetro detector mide alguna tensión, se varía la relación del transformador patrón hasta que el vóltmetro indique que la diferencia de potencial de las dos terminales de igual polaridad es nula. En esta situación se observa la relación que tiene el transformador patrón, que deberá ser igual al transformador bajo prueba.

MÉTODO DEL TTR

El TTR es un probador de relación de espiras que se utiliza para obtener la relación de transformación sin carga. Este dispositivo es muy complejo, pues está formado por un generador de corriente alterna, movido a manivela, que produce una tensión de 8 Volts, a unos 60 Hz. Además, está provisto de un pequeño transformador de referencia o patrón de polaridad y relación variable conocida, que es ajustable, de tal manera que en el punto en que la relación del transformador a prueba coincide con la del transformador de referencia, la aguja del detector marca cero; también incluye un ampérmetro y vóltmetro que indican la diferencia de tensiones entre el devanado de alta tensión del transformador bajo prueba y el correspondiente devanado del transformador patrón.

Para efectuar esta prueba, el transformador a prueba debe hallarse desenergizado y sus terminales de alta y baja tensión deben estar desconectadas. Las conexiones del tanque a la red de tierra pueden quedarse, ya que no afectan la lectura del aparato.

Si el equipo vecino se encuentra energizado, es necesario conectar a tierra un lado de cada devanado y la tierra del propio PRE, como se indica en la figura 4.2, que muestra el diagrama esquemático de conexiones para un PRE.

En la actualidad existen medidores de relación de transformación diseñados a base de microprocesadores que nos permiten realizar la prueba de relación de transformación a transformadores trifásicos o monofásicos en menor tiempo, por su característica digital. Además cuenta con un sistema programado para su autoverificación, con este equipo se pueden hacer mediciones de relación de transformación en un rango aproximado de 0.08 a 2,700.

DESARROLLO DE LA PRUEBA

El TTR tiene cuatro terminales exteriores; dos terminales corresponden al circuito de excitación y dos al circuito de comparación. En cada par de terminales, una esta marcada con negro y una con rojo para identificación de la polaridad, las que tienen el mismo color son de igual polaridad.

Las terminales del circuito de excitación, se conectan a las terminales de baja tensión del transformador bajo prueba por medio de prensas de conexión y las terminales del circuito de comparación se conectan a las terminales de alta tensión por medio de pinzas, poniendo atención que la pinza y la prensa del mismo color sean conectados a bornes de igual polaridad.

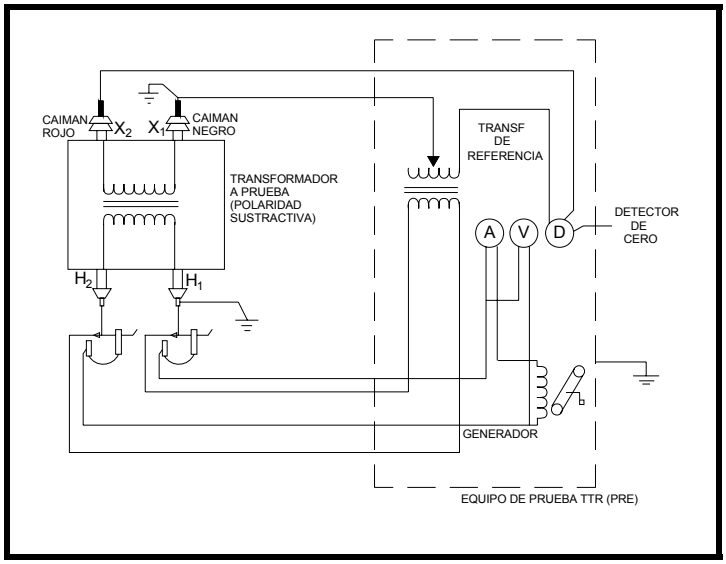


FIGURA 4.2 CONEXIÓN PARA PRUEBA CON PRE

Para determinar la polaridad de un transformador, se procede a ajustar las perillas del aparato para que marquen cero, se da un cuarto de vuelta al generador; si la aguja del detector se desplaza hacia la izquierda, el transformador es de polaridad sustractiva, mientras que si se desplaza hacia la derecha, ésta es aditiva.

Una vez conectado el aparato al transformador, se ajustan las perillas de relación para que marquen 1.0, se empieza a girar lentamente el generador, haciendo que la aguja se desplace hacia la izquierda. Si el ampérmetro se desplaza a máxima escala, es una indicación de que puede existir alguna conexión en cortocircuito, lo que hace necesario revisar el circuito bajo prueba.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Los valores de relación medidos con el PRE deben quedar situados dentro de un límite de $\pm$0.5% respecto al valor de placa del transformador; si este valor es mayor quiere decir que existen espiras en cortocircuito que pueden estar en el lado de alta o baja tensión. Si la relación medida es menor a la placa, el cortocircuito se localiza en la bobina de alta tensión, y si por el contrario la relación es mayor, el cortocircuito se localiza en la bobina de baja tensión.

4.5 INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO EN TRANSFORMADORES

Para que el transformador funcione adecuadamente, cada uno de los elementos que lo constituyen debe estar en condiciones óptimas, en caso contrario, se deben reparar o reemplazar si fuera necesario; para esto, se debe realizar una inspección para verificar el funcionamiento, ajuste, calibración, limpieza y estado actual de los siguientes componentes: indicadores de nivel, niveles de presión, alarmas, alivios de presión, boquillas, indicadores de temperatura, enfriadores, válvulas y gabinetes.

Todos los transformadores requieren de cierto mantenimiento, pero los transformadores que son operados en áreas donde se tienen atmósferas corrosivas y polvos eléctricamente conductivos, requieren de frecuentes inspecciones. La humedad, la elevación de temperatura y los ambientes corrosivos y contaminados, son los primeros enemigos que pueden afectar un transformador. Aún los transformadores de tipo seco que están herméticamente sellados, requieren de inspecciones frecuentes.

Los registros para el mantenimiento de un transformador, se indican cuando el transformador es instalado. Los datos concernientes con la operación del aparato se deben registrar cuando el transformador se pone en servicio y opera normalmente. Estos podrían incluir: El voltaje presente, los KVA entregados a la carga y las lecturas de temperatura apropiadas para el tipo de enfriamiento del transformador. Se puede incluir otra información de algunas pruebas de puesta en servicio, tales como: Alto potencial, rigidez dieléctrica del aceite (cuando éste es el medio de enfriamiento).

Esta información sirve como base para comparar los datos obtenidos durante la rutina de mantenimiento y para determinar cambios en las condiciones que puedan llevar a daños en el transformador. Es útil también para localizar las fallas en el sistema cuando éstas ocurren.

Cuando una compañía lleva un buen registro de fallas, éste puede proveer una guía sobre que tan frecuentemente se debe programar el mantenimiento. Esto refuerza o apoya a las recomendaciones de los fabricantes, sobre cuándo comenzar con el mantenimiento de las distintas partes o componentes que deben ser consideradas.

FALLAS EN EL EQUIPO AUXILIAR

El transformador es el equipo eléctrico con el cual el usuario comete mayores abusos, lo trabajan a sobrecargas continuas, se le protege inadecuadamente y si se le dedica un período de mantenimiento, éste por lo general es pobre, aquí se presentan algunas fallas y sus correcciones.

Se debe tener la certeza que el equipo auxiliar de protección y medición funcione correctamente, por lo que se debe reapretarse la tornillería. Los aisladores deben estar limpios y al menor signo de deterioro, deben reponerse.

El tanque debe estar limpio, sus juntas no deben presentar signos de envejecimiento y se debe corregir de inmediato cualquier fuga. Sobre este particular, conviene hace notar que en el caso de fuga y debido a que en el interior del tanque se tienda hacia una presión negativa, la humedad y el aire serán atraídos al interior del transformador.

Se debe revisar que no existen rastros de carbón en el interior del tanque y que tampoco presente señales de "abombamiento", Si notamos rastros de carbón, o señales de "abombamiento", debemos desconectar el transformador y tratar de determinar las causas que lo hayan generado.

Del análisis de fallas en transformadores, podemos determinar que salvo en el caso de sobre tensiones ocasionados por rayos, todas las demás fallas se pueden prever con un buen mantenimiento de nuestro transformador y si la falla está en proceso, un buen registro de mantenimiento y estudio del mismo podrá detectarla a tiempo.

Lo eficiente del servicio dependerá de la periodicidad del mismo. Si bien es reconocido que un mantenimiento preventivo realizado en plazo de cada año, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que éste será mejor si disminuimos el tiempo transcurrido entre uno y otro, y el o del mismo dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados.

En nuestra operación de mantenimiento, debemos verificar lo siguiente:

- Pruebas Eléctricas a Transformador. "Megger" y "TTR"
- Revisar termómetro.
- Verificar nivel del aceite.
- Verificar que no hay fugas.
- Aprieta general de tornillería y conexiones.
- Verificar que la ventilación del transformador sea la adecuada.
- Verificar que no hay trazos de carbón, ni desprendimiento de gases.
- Tomar una muestra de aceite para verificar sus características.

En vista de que los transformadores son los eslabones vitales para la operación de las grandes empresas industriales y comerciales, es necesario que para su funcionamiento continuo y se logra solamente a través de un programa regular de inspecciones, pruebas y mantenimiento de rutina.

CAPITULO 5:

"RECORRIDOS DE CAMPO"

Para los propósitos de este tema se consideran los resultados obtenidos de las prácticas de campo realizadas en las subestaciones ubicadas dentro de cada dependencia del campus Universitario, dichos resultados son el reporte de mantenimiento preventivo el cual involucra pruebas realizadas al transformador, en particular la de Resistencia de Aislamientos (MEGGER) y la de Relación de Transformación (TTR), de igual manera se proporcionan resultados de pérdidas a plena carga del transformador.

El deterioro en equipo eléctrico es natural, y este proceso comienza desde el momento en que el equipo es instalado y puesto en operación. Si este deterioro no es contrarrestado en un momento dado, este puede causar fallas del tipo eléctrico y mal funcionamiento del equipo. El propósito de un mantenimiento preventivo y programa de pruebas es recopilar cierta información que indique el envejecimiento del equipo. Ahora bien, el objetivo primordial de este estudio consiste en calcular las pérdidas de cada transformador, para así poder dar a conocer los resultados de las pruebas realizadas y con ello poder determinar la *calidad de vida* del transformador, logrando de esta manera determinar el buen o mal funcionamiento de éste equipo y al mismo tiempo formalizar las consideraciones pertinentes para la procuración de la mejora constante en el mantenimiento preventivo y/o correctivo de este equipo en cada subestación.

Con calidad de vida nos referimos a: sus condiciones operativas, la temperatura de operación (debida a la carga y la ambiental), hermeticidad, la calidad de sus materiales, etc. De tal manera que un transformador durante su operación puede manifestar una vida conservada, normal o acelerada, independientemente de su fecha de fabricación, Seguramente muchos conocen o han oído hablar de estas técnicas, nos referimos a las pruebas de resistencias de aislamientos (MEGGER) y la de relación de transformación (TTR) ya que se empezaron a usar desde hace más de 50 años, por lo que nuestra intención es difundir este tema a aquellos que todavía no lo conocen de una manera práctica y sencilla.

Indudablemente en un transformador y en equipo complementario, como cables, interruptores, seccionadores, etc. el material que se envejece primero, es el material aislante y sus efectos son irremediables, por lo tanto, el deterioro del mismo determina el deceso natural del equipo y sólo podemos concretarnos en medir y conocer sus consecuencias. En el ambiente eléctrico es bien conocida la premisa que indica que un transformador puede fallar en cualquier momento cuando la resistencia a la tensión del aislamiento ha alcanzado una reducción del 50% de su valor nominal.

5.1 REPORTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO REGISTROS DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS (TTR Y MEGGER)

El reporte de este apartado es dar a conocer de manera práctica la realización del mantenimiento preventivo en subestaciones de distribución secundaria las cuales se encuentran ubicadas dentro de las dependencias de Ciudad Universitaria, tales como Facultades e Institutos.

Para así obtener un buen conocimiento de la localización y de las condiciones de operación en las que se encuentran dichas instalaciones y a su vez formar una base de datos más actual que se pudiese comparar con la información ya existente de años anteriores.

Por otra parte, toda la información de la instalación eléctrica (diagrama unifilar) de la red del campus universitario, se hizo de acuerdo a lo estipulado en las referencias siguientes: los documentos vigentes NOM-001-SEDE-2005, NOM-008-SCFI-2002 (Sistema General de Unidades de Medida), NMX-J-098-ANCE-1999 (Sistemas Eléctricos de Potencia-Suministro-Tensiones eléctricas normalizadas).

De acuerdo con lo estipulado por la NOM-001-SEDE-2005 el propósito de este reporte es dar a conocer los resultados de las pruebas realizadas a los transformadores para con ello poder decir de una manera objetiva si ésta garantiza la seguridad de las personas y los bienes contra los riesgos que puedan resultar de la utilización de las instalaciones eléctricas de cada subestación.

También se hicieron las consideraciones pertinentes al hacer el levantamiento ya que todo equipo eléctrico utilizado en las instalaciones eléctricas debe cumplir con la NOM-001-SEDE-2005.

En donde las características de cada equipo eléctrico seleccionado debe corresponder a las condiciones y características previstas para la instalación eléctrica; éstas deben en particular cumplir con los requisitos siguientes, cumpliendo con la Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002:

En este contexto, los factores que pueden tener una influencia son:

- El factor de potencia
- Corrientes inducidas
- Cargas asimétricas
- Distorsión armónica

De acuerdo con lo que se pide para una subestación en cuanto a los Pisos, barreras y escaleras

- Pisos. En las subestaciones los pisos deben ser planos, firmes y con superficie antiderrapante, se debe evitar que haya obstáculos en los mismos. Los huecos, registros y trincheras deben tener tapas adecuadas.

  El piso debe tener una pendiente (se recomienda una mínima de 2,5%) hacia las coladeras del drenaje.

- Barreras. Todos los huecos en el piso que no tengan tapas o cubiertas adecuadas y las plataformas de más de 50 cm. de altura, deben estar provistos de barreras, de 1,20 m de altura, como mínimo. En lugares donde se interrumpa una barrera junto a un espacio de trabajo, para dar acceso a una escalera, debe colocarse otro tipo de barrera (reja, cadena).

- Escaleras. Las escaleras que tengan cuatro o más escalones deben tener pasamanos. Las escaleras con menos de cuatro escalones deben distinguirse convenientemente del área adyacente, con pintura de color diferente u otro medio. No deben usarse escaleras tipo "marino", excepto en bóvedas.

- Para los Accesos y salidas. Los locales y cada espacio de trabajo deben tener un acceso y salida libre de obstáculos.

- Si la forma del local, la disposición y características del equipo en caso de un accidente pueden obstruir o hacer inaccesible la salida, el área debe estar iluminada y debe proveerse un segundo acceso y salida, indicando una ruta de evacuación.

- La puerta de acceso y salida de un local debe abrir hacia afuera y estar provista de un seguro que permita su apertura, desde adentro. En subestaciones interiores, cuando no exista espacio suficiente para que el local cuente con puerta de abatimiento, se permite el uso de puertas corredizas, siempre que éstas tengan claramente marcado su sentido de apertura y se mantengan abiertas mientras haya personas dentro del local.
- La puerta debe tener fijo en la parte exterior y en forma completamente visible, un aviso con la leyenda: "PELIGRO ALTA TENSIÓN ELÉCTRICA"

Protección y Seguridad. Los accidentes son una causa de la pérdida de gran número de horas de trabajo y, también la pérdida de capacidad de trabajadores, y aun de la incapacidad total. Todos los jefes de trabajo como los propios operarios tienen absoluta obligación de reducir los accidentes de trabajo por lo tanto están obligados a emplear el equipo de protección para eliminar los riesgos profesionales.

Con respecto al resguardo de seguridad y prevención de accidentes requeridos en el mantenimiento a subestaciones se tiene que contar con un gabinete de seguridad el cual deberá estar formado por el siguiente equipo de protección:

- Botas dieléctricas
- Guantes dieléctricos
- Pértigas
- Casco protector
- Equipo de tierras
- Extintor
- Tarimas aislantes
- Cinturones y arneses de seguridad.

Estos equipos individuales de protección tienen por objetivo proteger al trabajador de los posibles riesgos exteriores: peligrosos (choque eléctrico), nocivos, insalubres o simplemente incómodos.

Para la selección del equipo individual apropiado es necesario un estudio previo de las operaciones que van a realizar y no debe elegirse al azar por la documentación disponible. De manera general la elección del equipo individual de protección depende, esencialmente de estas tres causas: riesgos posibles, condiciones de trabajo y parte del cuerpo que ha de protegerse.

Un equipo individual de protección debe presentar las siguientes características:

a. Buena protección o eficacia. Debe tenerse en cuenta que el equipo ha de ser concebido y fabricado para proteger al trabajador contra determinados riesgos.
b. Robustez y comodidad. El equipo de protección no debe ser un estorbo para el trabajo, aunque al principio puede resultar incomodo hasta adquirir la práctica de su empleo.
c. Que sean prácticos y de fácil mantenimiento. Estos equipos deben ser limpiados reparados o renovados cuando sean necesario y constantemente mantenidos en buen estado de uso.

Protección contra incendio. Independientemente de los requisitos y recomendaciones que se fijen en este levantamiento, debe cumplirse la reglamentación en materia de prevención de incendios tales como:

1) Extintores. Deben colocarse extintores, tantos como sean necesarios en lugares convenientes y claramente marcados, situando dos, cuando menos, en puntos cercanos a la entrada de las subestaciones. Para esta aplicación se permiten extintores de polvo químico seco. Los extintores deben revisarse periódicamente para que estén permanentemente en condiciones de operación y no deben estar sujetos a cambios de temperatura mayor que los indicados por el fabricante.

En las subestaciones de tipo abierto o pedestal instalados en redes de distribución no se requiere colocar extintores de incendio.

2) Contenedores para aceite. En el equipo que contenga aceite, se deben tomar alguna o algunas de las siguientes medidas:

   a. Proveer medios adecuados para confinar, recoger y almacenar el aceite que pudiera escaparse del equipo, mediante recipientes o depósitos independientes del sistema de drenaje.
   b. Construir muros divisorios, de tabique o concreto, entre transformadores y entre éstos y otras instalaciones vecinas, cuando el equipo opere a tensiones eléctricas iguales o mayores a 69 kV.
   c. Separar los equipos en aceite con respecto a otros aparatos, por medio de barreras incombustibles o bien, por una distancia suficiente para evitar la proyección de aceite incendiado de un equipo hacia los otros aparatos.

Es conveniente establecer un método de identificación uniforme en todo el equipo instalado que ayude a identificar los circuitos eléctricos. Es recomendable que estos estén marcados con pintura y enumerar el equipo de acuerdo a su funcionamiento lo cual permitan distinguirlo fácilmente.

Todo este proceso arrojó resultados los cuales se muestran a continuación que a su vez se analizan y se ponderan según su calificación:

Cabe señalar que para fines prácticos solo se da a conocer un solo reporte ya que de manera subsecuente y similar se realizó para las demás dependencias existentes dentro del Campus Universitario.

REPORTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO A LA SUBESTACIÓN DERIVADA INSTALADA EN:

FACULTAD DE INGENIERIA
(Edificio Principal)

TRABAJO REALIZADO EL DIA: 12 /JULIO / 2006



LIBRANZA: **7:00 HRS.**

REESTABLECIMIENTO: **18:00 HRS.**

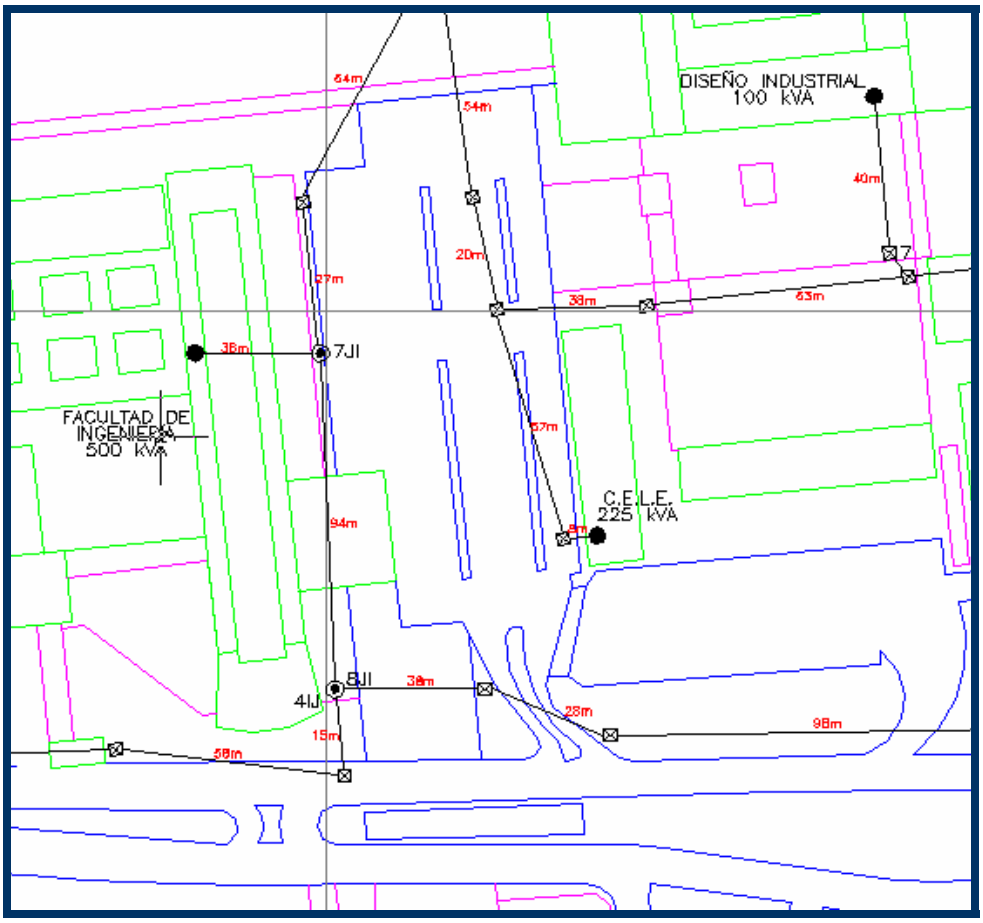
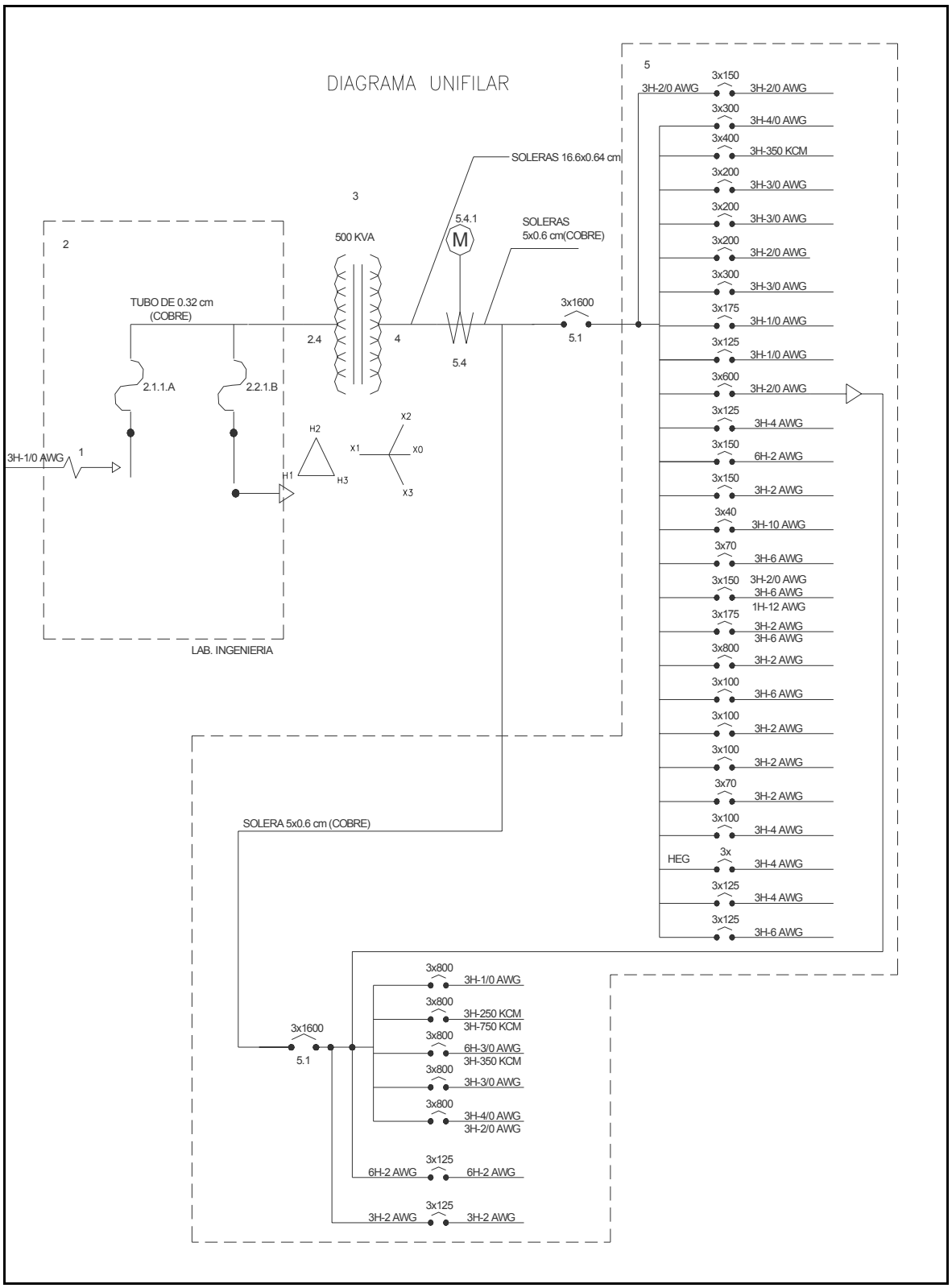
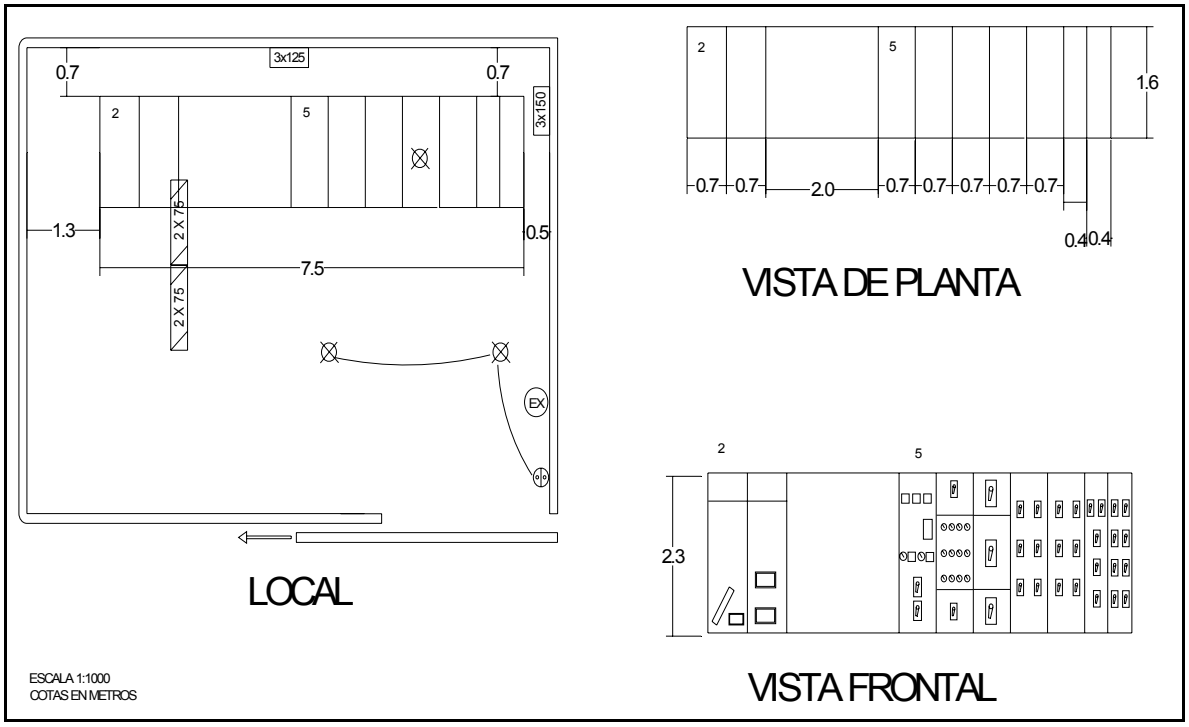


Figura 5.1


DIAGRAMA UNIFILAR
5
3H-2/0 AWG
3x150
3H-2/0 AWG
3x300
3H-4/0 AWG
3x400
3H-350 KCM
3x200
3H-3/0 AWG
3x200
3H-3/0 AWG
3x200
3H-2/0 AWG
3x300
3H-3/0 AWG
3x175
3H-1/0 AWG
3x125
3H-1/0 AWG
3x600
3H-2/0 AWG
3x125
3H-4 AWG
3x150
6H-2 AWG
3x150
3H-2 AWG
3x40
3H-10 AWG
3x70
3H-6 AWG
3x150
3H-2/0 AWG
3H-6 AWG
1H-12 AWG
3x175
3H-2 AWG
3H-6 AWG
3x800
3H-2 AWG
3x100
3H-6 AWG
3x100
3H-2 AWG
3x100
3H-2 AWG
3x70
3H-2 AWG
3x100
3H-4 AWG
HEG
3x
3H-4 AWG
3x125
3H-4 AWG
3x125
3H-6 AWG
SOLERAS 16.6x0.64 cm
3
5.4.1
M
SOLERAS
5x0.6 cm(COBRE)
500 KVA
2
TUBO DE 0.32 cm
(COBRE)
2.4
4
5.4
3x1600
5.1
2.1.1.A
2.2.1.B
H2
X2
X1
X0
H1
H3
X3
3H-1/0 AWG
1
LAB. INGENIERIA
SOLERA 5x0.6 cm (COBRE)
3x1600
5.1
3x800
3H-1/0 AWG
3x800
3H-250 KCM
3H-750 KCM
3x800
6H-3/0 AWG
3H-350 KCM
3x800
3H-3/0 AWG
3x800
3H-4/0 AWG
3H-2/0 AWG
3x125
6H-2 AWG
6H-2 AWG
3x125
3H-2 AWG
3H-2 AWG

CUARTO DE LA SUBESTACIÓN



DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

ACOMETIDA ELECTRICA	
TIPO	TRIFÁSICA
CONDUCTORES	3 HILOS
INTERRUPTOR AIRE (DOS GABINETES)	
TIPO	BA
DE-ION	FUSE HOLDER MOUTING
MARCA	WESTINGHOUSE
TENSIÓN NOMINAL	7.5 KV
CORRIENTE NOMINAL	200 A
STYLE	1305061
OPERACIÓN	SIN CARGA

FUSIBLES	
TIPO	BA
DE-ION	FUSE HOLDER
MARCA	WESTINGHOUSE
TENSIÓN NOMINAL	7.5 KV
CORRIENTE NOMINAL	200 A
STYLE	859198
APARTARRAYOS	
NO CUENTA CON SISTEMA DE APARTARRAYOS	
TRANSFORMADOR TIPO SECO	
MARCA	IEM
AISLAMIENTO	CLASE B
SERIE	C-Z-4268-1
FASES	3
FRECUENCIA	50Hz
POTENCIA	500 KVA
RELACIÓN DE TRANSFORMACION	6000 A 220 V
IMPEDANCIA	Z= 5.4 % A 80 °C
TRANSFORMADOR TRIFASICO TIPO	ASL
ESPEC.	L-1846
PESO TOTAL	3962 Kg.
GABINETE DE BAJA TENSIÓN AUTOSOPORTADO	
MARCA	WESTINGHOUSE
TIPO	DB50
FRAME SIZE	1600

INT RATING	50KA
RATED VOLTAGE	600 A.C 60°C.Y.-250D.C.
SERIAL	32Y5307
NÚMERO	54075 – C
CIRCUITOS DERIVADOS PRIMER GABINETE	
(4) 3X200	ITE
(1) 3X300	ITE
(1) 3X400	ITE
(2) 3X150	ITE
(2) 3X125	SQUARE D 997317
(1) 3X175	ITE
CIRCUITOS DERIVADOS SEGUNDO GABINETE	
(2) 3X125	FPE
(4) 3X100	FPE
(1) 3X70	FPE
(1) 3X10	FPE
CIRCUITOS DERIVADOS TERCER GABINETE	
3X40	99340 SQUARE D
3X70	994370 SQUARE D
3X150	997318 SQUARE D
3X175	SQUARE D
3X800	SQUARE D

POSICION DEL TAP	VOLTS EN ALTA TENSION
3	6150

MANIOBRAS DE LIBRANZA DE LA SUBESTACIÓN

Primeramente se informó el lapso de libranza a la compañía suministradora que en este caso fue al departamento de obras y conservación indicando fecha y hora de realización.

- Se inhabilitó el seccionador ubicado en el pozo 7JI (mostrado en la fig.5.1)
- Se abrieron los interruptores derivados de baja tensión, cuando esto sucede las plantas de emergencia entran en operación.
- Se desconectó el interruptor general de baja tensión, en este momento el transformador quedó en vació.
- Se desconectó el interruptor general de alta tensión verificando la correcta apertura de las tres fases.
- Se abrieron las cuchillas de paso de operación sin carga.
- Se comprobó la ausencia de tensión en la acometida.
- Se cortocircuitaron las terminales de las cuchillas de paso.

DESCARGA Y ATERRIZAJE DE LA SUBESTACIÓN Y EQUIPO

Cuando la subestación estuvo desenergizada se procedió a descargarla, esta maniobra se hizo con el equipo adecuado, juego de guantes para alta tensión, pértiga, zapatos dieléctricos, tarimas y cable calibre mínimo 8 AWG.

Un extremo del cable se conectó solidamente a la punta de cobre de la pértiga y el otro extremo al sistema de tierras de la subestación.

Posteriormente se tocó con la punta de la pértiga todas las partes metálicas, interruptor, cuchillas, portafusiles, etc.

Cuando los cables por efecto capacitivo están cargados se produce un chispazo y la corriente y tensión inducida son descargados a tierra.

Una vez terminado lo anterior la subestación esta libre para entrar a su interior, y se colocaron debidamente el equipo de alta tensión a tierra, para prevenir un energizamiento involuntario o equivocado en la acometida, comúnmente llamado en la práctica regreso.

MEDIDAS DE PRECAUCIÓN

Dentro de las medidas precautorias que se tomaron después de la libranza fueron los siguientes puntos:

- Seccionamiento de subestación.
- Se comprobó ausencia de potencial en alta y baja tensión.
- Se aterrizó y cortocircuitó la acometida.

SECCIÓN DE BAJA TENSIÓN

- Apriete de conexiones eléctricas y mecánicas.
- Verificación y ajuste de operación del interruptor general.
- Limpieza y maniobras de operación.

SECCIÓN DE ALTA TENSIÓN

- Pruebas de cierre y apertura del interruptor general de Alta Tensión para comprobar que su funcionamiento sea el adecuado.
- Operación, lubricación y alineamiento de mecanismos móviles en general.
- Se aspiró el embobinado del transformador tipo seco
- Verificación de protecciones y fusibles.

LOCAL DE LA SUBESTACIÓN

- Sistema de alumbrado y contactos en buen estado.
- Tiene tarimas dieléctricas.
- El acceso cuenta con cerradura en buen estado.
- La ventilación del local es suficiente.
- No hay Planta de Emergencia en el mismo local.

TRANSFORMADOR

ACCESORIOS	SI	NO
PLACA DE DATOS	X	
INDICADOR DE TEMPERATURA		X
INDICADOR DE NIVEL		X
CAMBIADOR DE DERIVACIONES	X	
VÁLVULA DE PURGA		X
BORNE DE TIERRA	X	

RESISTENCIAS DE AISLAMIENTO EN COMPONENTES DE LA SUBESTACIÓN

CABLES	33.67 MΩ

Tomando en cuenta que el valor mínimo permisible de la resistencia de aislamiento en equipo de servicio es:

CABLES	>1000 MΩ
AISLADORES	>1000 MΩ
APARTARRAYOS	>1000 MΩ

Nota: El equipo solo tiene un rango permisible de 1000 MΩ

Por lo tanto no cumple con los valores permisibles.

PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS (MEGGER)

Objetivo

Verificar que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la no inadecuada conexión entre sus devanados y tierra para avalar un buen diseño de producto y que no existan defectos del mismo.

Instrumentos de medición

El instrumento de medición que se empleó en esta prueba es el siguiente:

EQUIPO	MARCA	MODELO	ESCALA DE TENSION
Medidor de Resistencia de Aislamiento	Vanguard Instruments	IRM-5000	2500 V.C.D.

Normas de Referencia:

- **IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid –inmersed distribution, power and regulating transformers and IEEE guide for short – circuit testing of distribution and power transformers".**
- **IEEE 43 – 1974"Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery"**

Método de prueba

El Método de prueba de la resistencia de aislamiento de un transformador es el de medición directa con el instrumento de medición (**Megger ó Megóhmetro)**.

Procedimiento

El significado de la resistencia de aislamiento generalmente requiere de cierta interpretación y depende básicamente del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al transformador. El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma **IEE C57.12.90** y contiene básicamente los siguientes puntos clave:

- La temperatura de los devanados y del líquido aislante debe estar cercanos a 20 °C en caso contrario debe de utilizarse factor de corrección de temperatura tal y como se muestra en tabla 4.2 del capítulo 4. Para este caso en especial el factor es de **K = 1.32** para transformador tipo seco.
- Todos los devanados deben de estar inmersos en el mismo líquido aislante, en caso de ser tipo seco el transformador este paso se omite.
- Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.
- Todas las boquillas del transformador deben de estar en su lugar.
- Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.
- Deben de seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición.

Como una regla general, el voltaje de prueba debe ser aplicado hasta que se registre una lectura que no cambie en un margen de 15 segundos o la lectura final que se observa en el transcurso de 60 segundos y 10 minutos.

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre si y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado, por ejemplo:

- Alta tensión contra Baja más tierra (AT-BT+T)
- Baja tensión contra Alta más Tierra (BT-AT+T)
- Alta contra Baja (AT-BT)

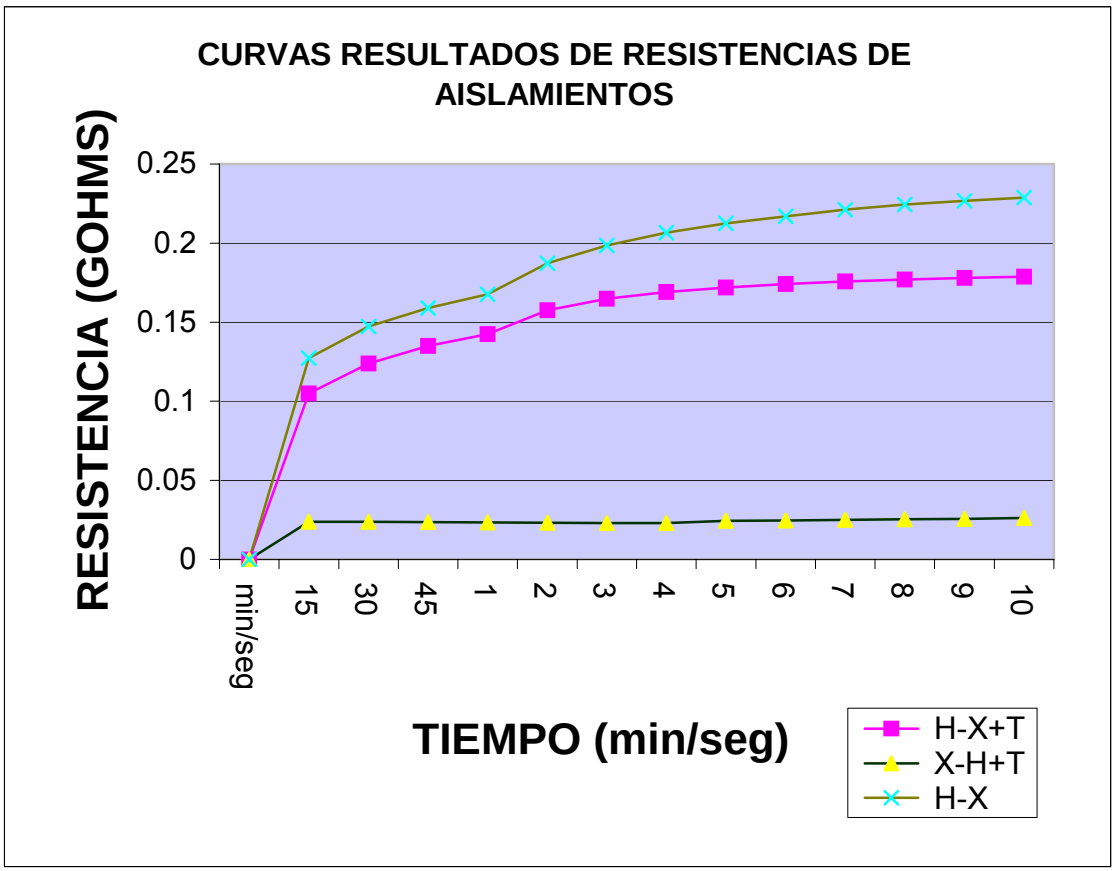
Esta prueba se realiza con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador.

Criterio de aprobación

- Como no se cuenta con un estadístico de pruebas por lo tanto se considera la teoría de interpretación de resultados del capítulo 4 Para determinar si una lectura de resistencia de aislamiento es buena o mala para los diferentes devanados de Alta contra Baja más tierra (AT-BT+T), Baja contra Alta más Tierra (BT-AT+T) y Alta contra Baja (AT-BT) como se muestra en los siguientes datos tomados en campo.

RESULTADOS DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Tiempo	H-X+T		X-H+T		H-X	
Seg. / min.	GΩ	Corregida GΩ	GΩ	Corregida GΩ	GΩ	Corregida GΩ
15	0.10495	0.13853	0.02389	0.03153	0.12729	0.16802
30	0.12379	0.16340	0.02379	0.03140	0.14735	0.19450
45	0.13502	0.17823	0.02361	0.03117	0.1591	0.21001
1	0.14248	0.18807	0.02346	0.03097	0.1676	0.22123
2	0.1576	0.20803	0.02313	0.03053	0.1872	0.24710
3	0.1648	0.21754	0.02294	0.03028	0.1986	0.26215
4	0.1691	0.22321	0.02307	0.03045	0.2067	0.27284
5	0.1720	0.22704	0.02441	0.03222	0.2124	0.28037
6	0.1741	0.22981	0.02461	0.03249	0.2170	0.28644
7	0.1757	0.23192	0.02501	0.03301	0.2211	0.29185
8	0.1769	0.23219	0.02541	0.03354	0.2243	0.29608
9	0.1780	0.23496	0.02568	0.03390	0.2267	0.29924
10	0.1787	0.23588	0.02614	0.03450	0.2288	0.30202
Índice de Absorción	1.151		0.986		1.137	
Índice de Polarización	1.254		1.114		1.365	



PRUEBA DE ABSORCIÓN DIELÉCTRICA

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica o mejor conocido como índice de absorción puede expresarse mediante la relación de la lectura de resistencia de aislamiento a 60 seg y la lectura de resistencia de aislamiento a 30 seg.

DAR= Resistencia de aislamiento a 60 seg. / Resistencia de aislamiento a 30 seg

El resultado de esta relación puede clasificarse de acuerdo a la tabla 4.2:

Entonces para este caso tenemos que según los resultados arrojados por la prueba nos encontramos en el rango de una calificación dudosa, es decir, que de forma general estamos por debajo del 1.25 para las tres configuraciones de conexión, lo cual implica una investigación, limpieza y pruebas más a fondo. (Ver tabla 4.2 del capitulo 4)

PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN

Con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos del transformador, y como no es suficiente con la prueba de resistencia de aislamiento y de absorción, se optó por la prueba de índice de polarización.

La relación de índice de polarización es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 10 y 1 minuto según se ve a continuación:

RAD= Resistencia de aislamiento a 10 min. / Resistencia de aislamiento a 1 min.

La **IEEE Std. 43-1974** da valores mínimos aceptables como son los siguientes:

Clase A: 1.5
Clase B: 2.0
Clase C: 2.0

De igual forma se puede clasificar de acuerdo a la tabla 4.1 del capítulo 4.

En general una relación de índice de polarización de 1.5 a 2 o mejor es considerada como buena, pero una relación por debajo de este valor indica que el equipo probablemente requiera de inspección mas detallada o en su caso reparación.

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)

Objetivo

Verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del TAP de un transformador están dentro de la tolerancia de medición.

Instrumentos de Medición

Probador de Relación de Transformación Automático Modelo ATRT-01B. (TTR)

EQUIPO USADO	MARCA	MODELO	ESCALA	RANGO DE MEDICION (No.VUELTAS)
TTR	Vanguard Instruments Co.Inc	ATRT-01B	40 V A.C. , ATRT-01B 0 a 200 mA	800 a 15000

Normas de referencia:

Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en las NORMAS:

- **IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid –inmersed distribution, power and regulating transformers and IEEE guide for short – circuit testing of distribution and power transformers".**
- **NMX – J – 116 – 1996 – ANCE "Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación".**

Método de Prueba

Existen 3 Métodos de prueba para la determinación de la Relación de transformación el Método del Vólmetro, El Método de comparación y El Método de Puente.

La presente especificación está referida al método de puente para conocer la relación ya que es el método más preciso de los tres y no se requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo.

Procedimiento

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap´s) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o de voltaje nominal al cual esta referido.

Criterios de Aprobación

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de +/- 0.5% en todas sus derivaciones.

Presentación de resultados

Primeramente y con fines prácticos solo se realizó la prueba para esta sola posición del tap ya que es la tensión de suministro a la cual opera siempre el transformador, como se muestra en la tabla se obtuvieron valores teóricos de relación de transformación, así como su tolerancia permisible, esto se logró con los datos que nos brinda la placa de datos del transformador.

ALTA TENSION		**BAJA TENSION**	**RELACION TEORICA**	**REALCION MEDIDA MAX. DESVIACION TEORICA EN %**	
POSICION DEL TAP	TENSION (V)	TENSION (V)	48.4252	-0.5%	+ 0.5%
3	6150	127		48.1831	48.6673

Subsecuentemente los resultados prácticos que se obtuvieron del transformador son:

RELACION MEDIDA		
FASE A	FASE B	FASE C
48.526	48.460	48.486

Lo cual nos indica que cada fase está dentro de la tolerancia calculada anteriormente, siendo esto un indicador que el transformador cumple con esta prueba.

SISTEMAS DE TIERRAS DE LA SUBESTACIÓN

De acuerdo con el artículo 921-18 de la NOM-001-SEDE-2005 se considera un valor aceptable de 10[Ω] y en terrenos con alta resistividad este valor puede llegar a ser hasta de 25[Ω], tomando en cuenta la capacidad de tensión máxima de kVA en el transformador se pueden concluir los siguientes resultados (ver tabla del artículo 921-25 resistencia eléctrica total del sistema de tierra de la NOM-001-SEDE-2005.)

Resistencia [Ω]	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

Para este caso se obtuvieron los siguientes valores que fueron tomados de forma aislada y en conjunto, es decir, con dispositivos y estructura metálicas aterrizadas a la red y sin ellos:

Aislado = 3.24 [Ω]
Conjunto = 3.22 [Ω]
Distancia = 30 [m]

Como se sabe la capacidad de nuestro transformador es de 500 kVA y como es mayor a 250 kVA por tanto la resistencia eléctrica total del sistema de tierras incluyendo todos los elementos que lo forman debe ser menor a 10 [Ω] y que en nuestro caso es de 3.24 [Ω] lo cual indica que esta dentro de la norma.

5.2 OBSERVACIONES

- El gabinete de alta tensión es de apertura individual.
- No cuenta con sistema de apartarrayos.
- Los interruptores ubicados en los gabinetes de baja tensión son marca **ITE** lo cual se requiere actualizarlos ya que su refacciones no son muy comerciales.
- Por falta de espacio e incremento de carga de la propia dependencia se han observado interruptores derivados adaptados atrás de los gabinetes de baja tensión por lo cual está fuera de la NOM-001-SEDE-2005 de instalaciones eléctricas de utilización y de la Norma Oficial Universitaria.

5.3 RECOMENDACIONES

- Se recomienda identificar por código de colores los circuitos derivados como lo indica el Artículo 210-5 de la **NOM-001-SEDE-2005** Neutro color blanco o gris, Tierra aislada color verde o verde con amarillo se recomienda para las fases color negro fase A, color rojo fase B, color azul fase C.
- Rotular la identificación de circuitos de carga y zonas que controlen.
- Así como tener una entrada y salida de "**fácil acceso**" en caso de emergencia.
- No utilizar los locales de la subestación como almacén, taller o para otra actividad que no esté relacionada con el funcionamiento y operación del equipo como lo marca el artículo **924-4(b) de la NOM-001-SEDE-2005.**
- Evitar las filtraciones de humedad que perjudiquen la operación de la subestación.

- Hacer pruebas de laboratorio al transformador ya que la vida útil del transformador depende de la calidad de sus aislamientos empleados, los cuales se degradan por sobretenciones o elevaciones de temperatura debidas a sobrecargas excesivas, todos sus aislamientos usados son de origen natural.(papel, aceite, cartón, madera y prespan, etc.) y que tiene la propiedad de ser Higroscópicos.
- En el gabinete de acometida se requiere colocar un soporte o clemas a los cables, ya que estos llegan directamente a la conexión de la Terminal del interruptor de aire y soportan el peso del mismo.
- Instalar apartarrayos en la subestación ya que no cuenta con ellos.
- Colocar equipo de seguridad como guantes, botas, cascos, pértiga, etc.
- Instalar los interruptores de baja Tensión en sus envolventes correspondientes que se ubica a espaldas de los gabinetes de la subestación ya que está fuera de norma.
- Cambiar los interruptores de alta tensión ya que son muy antiguos y no cuenta con cuchillas de apertura automática y operación en grupo en caso de falla monofásica o trifásica.
- Se recomienda actualizar el equipo ya que las refacciones son difíciles de conseguir ya que están descontinuadas.
- Se recomienda que se efectúen pruebas periódicas durante la operación en los registros para comprobar que los valores del sistema de tierra se ajustan a los valores de diseño; asimismo, para comprobar que se conservan las condiciones originales, a través del tiempo y de preferencia en época de estiaje.

5.4 CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES

El cálculo de pérdidas en los transformadores ha sido siempre un tema de interés en el sector industrial, más que nada, para quienes tienen a su cargo el diseño de estas máquinas y para quienes los operan cuando estos realizan su función, con el fin de obtener de ellos siempre la mayor eficiencia en el momento de su funcionamiento bajo determinadas condiciones. Estos aparatos de potencia son las máquinas eléctricas de mayor eficiencia con un 95 % aprox.

El otro 5% se reparte en las diferentes pérdidas que se producen en el transformador:

- Pérdidas por la corriente de magnetización en el primario, que son fijas independientemente de la carga que se suministre. También llamadas pérdidas de vacío.
- Pérdidas de cobre en los devanados primario y secundario, que varía dependiendo de la corriente de carga por efecto Joule.

De acuerdo a lo anterior se establece la siguiente metodología para la estimación de las pérdidas totales anuales en el Campus Universitario.

Primeramente nos avocamos a la norma NOM-002-SEDE-1999, requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución. De aquí obtenemos valores de pérdidas en vacío y totales máximas permitidas. Con una clase de aislamiento hasta 15 kV ya que nuestro sistema de distribución actual está a 6 kV. De igual forma si es a 23 kV por lo tanto se aplicarían los valores de hasta 25 kV en la clase de aislamiento.

Tipo de Alimentación	Capacidad KVA	Clase de Aislamiento					
		hasta 15 kV		hasta 25 kV		hasta 34,5 kV	
		En vacío	Totales	En vacío	Totales	En vacío	Totales
Monofásico	5	30	107	38	112	63	118
	10	47	178	57	188	83	199
	15	62	244	75	259	115	275
	25	86	368	100	394	145	419
	37,5	114	513	130	552	185	590
	50	138	633	160	684	210	736
	75	186	834	215	911	270	988
	100	235	1061	265	1163	320	1266
	167	365	1687	415	1857	425	2028
Trifásico	15	88	314	110	330	135	345
	30	137	534	165	565	210	597
	45	180	755	215	802	265	848
	75	255	1142	305	1220	365	1297
	112,5	350	1597	405	1713	450	1829
	150	450	1976	500	2130	525	2284
	225	750	2844	820	3080	900	3310
	300	910	3644	1000	3951	1100	4260
	500	1330	5561	1475	6073	1540	6586

NOTAS

1. Estas pérdidas son máximas y no se admite tolerancia.
2. En las pérdidas totales incluyen las pérdidas debidas a carga, corregidas a la temperatura de referencia
3. Los transformadores de distribución con capacidades intermedias a las contempladas en esta tabla deben cumplir con las pérdidas establecidas para la capacidad preferente inmediata superior.

TABLA 2. PÉRDIDAS EN VACÍO Y TOTALES MÁXIMAS PERMITIDAS EN WATTS

Con datos que fueron proporcionados por la Dirección General de Obras y Conservación, calculamos el Factor de utilización (F.U) por cada dependencia, el cual se obtiene de la siguiente forma:

F.U = Demanda Máxima / Carga total instalada

Una vez realizado esto se pueden calcular las pérdidas debidas a la carga deacuerdo a lo siguiente:

P.C = P.T – P.V

Donde:

P.C: Pérdidas debidas a la carga
P.T: Pérdidas Totales (valor tabla 2)
P.V: Pérdidas en Vacío (valor tabla 2)

Una vez calculadas estas pérdidas a partir de los valores de la norma, ahora podemos obtener las pérdidas totales, un poco más enfocadas a la realidad con la siguiente relación:

$$\mathbf{PT = P.V + (P.C \times F.U^2)}$$

Donde:

P.T: Pérdidas Totales
P.V: Pérdidas en Vacío
P.C: Pérdidas debidas a la carga
F.U: Factor de Utilización

Para finalmente obtener los kWh. Anuales solo basta con realizar la siguiente multiplicación:

$$\mathbf{P.T\ kWh./anuales = P.T \times 8760}$$

De manera ilustrativa se da a conocer a detalle uno de los cálculos realizados para la subestación que en este capítulo nos compete y así poder entender claramente la metodología propuesta.

Considerando que esta subestación cuenta con 266 kW. de demanda máxima y un F.P = 0.83 lo cual implica que sean 320.48 kVA de demanda máxima y una carga total instalada de 500 kVA que es el dato del transformador, por lo tanto el factor de utilización es F.U = 320.48 / 500 = 0.641 y que las pérdidas debido a la carga son P.C = 7.357 – 1.76 = 5.597 kW.

Por lo que los resultados obtenidos de las ecuaciones anteriores se resumen en la siguiente tabla:

Dependencia	Transformador [kVA]	Pérdidas Vacío [kW]	Pérdidas Carga [kW]	Pérdidas Totales [kW]	Pérdidas Anuales Totales [kWh]
F. Ingeniería	500	1.76	5.597	4.059	35562.98

5.5 ESTADO DE LA SUBESTACIÓN

Para poder concluir el estado en que se encuentra el transformador se toma en consideración los siguientes datos:

PRUEBA	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO	CONDICIONES
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	0.0229 GΩ X-H+T	0.2288 GΩ H-X	BUENO
INDICE DE ABSORCION	0.986	1.151	DUDOSO
INDICE DE POLARIZACION	1.114	1.365	REGULAR
TTR	48.460 Fase B	48.526 Fase A	BUENO

En términos generales, de seguridad, la condición de operación propia del buen funcionamiento del equipo eléctrico y el sustento físico del mismo, mediante el mantenimiento preventivo, en dicha subestación no es la adecuada. Esto principalmente debido a la ausencia de algunos sistemas de protección (apartarrayos por ejemplo).

Naturalmente, tal condición inadecuada expone al operador a riesgos o accidentes posibles, razón por la cual, contar con más equipo de protección en general tanto para el operador como para la subestación es una tarea imprescindible; además es necesario que se lleve a cabo la reinstalación de algunos componentes del sistema (por ejemplo, el interruptor derivado en baja tensión). Sin mencionar las repercusiones adversas que esta situación podría acarrear en la red, es decir, la presencia de alguna falla, sobrecorrientes o sobretensiones peligrosas o cualquier otra anomalía en el sistema eléctrico. Por lo anterior, de acuerdo a la normatividad vigente expresada en el artículo 924 de la NOM-001-SEDE-2005, esta subestación no cumple con todos los requisitos de seguridad.

Una vez dicho lo anterior, es momento de tratar otro punto importante, en este caso nos referimos a los factores de corrección por agrupamiento y temperatura de los conductores para la corriente que van a conducir; de acuerdo al diagrama unifilar que se tiene, podemos hacer la comparación del valor de cada interruptor instalado con el calibre del conductor al cual está conectado, de esta manera se puede apreciar que el calibre de algunos conductores no es el adecuado para la capacidad de corriente que soporta dicho conductor, tal y como se muestra en la siguiente tabla comparativa.

TABLA COMPARATIVA DE ACUERDO A LA NOM-001-SEDE-2005

TABLERO	CIRCUITO	DATOS DE LA SUBESTACIÓN		DATOS DE LA NORMA		OBSERVACIONES
		NO. DE CONDUCTORES Y CALIBRE	CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL INTERRUPTOR	CALIBRE	CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL INTERRUPTOR	
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	1	3-4/0 AWG (1XFASE)	300 A	4/0 AWG	230 A	EL CALIBRE 4/0 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	2	3-350 KCM (1XFASE)	400 A	350 KCM	310 A	EL CALIBRE 350 KCM DE LOS CONDUCTORES NO ES ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	5	3-2/0 AWG (1XFASE)	200 A	2/0 AWG	175 A	EL CALIBRE 2/0 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	6	3-3/0 AWG (1XFASE)	300 A	3/0 AWG	200 A	EL CALIBRE 3/0 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	7	3-1/0 AWG (1XFASE)	175 A	1/0 AWG	150 A	EL CALIBRE 1/0 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	9	3-2/0 AWG (1XFASE)	600 A	2/0 AWG	175 A	EL CALIBRE 2/0 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	10	3-4 AWG (1XFASE)	125 A	4 AWG	85 A	EL CALIBRE 4 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	12	3-2 AWG (1XFASE)	115 A	2 AWG	115 A	EL CALIBRE 2 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES EL ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	15	3-2/0 AWG 3-6 AWG 1-12 AWG	150 A	2/0 AWG 6 AWG 12 AWG	175 A 65 A 25 A	ESTA FUERA DE NORMA.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	16	3-2 AWG 3-6 AWG	175 A	2 AWG 6 AWG	115 A 65 A	ESTA FUERA DE NORMA.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	17	3-2 AWG (1XFASE)	800 A	2 AWG	115 A	EL CALIBRE 2 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES EL ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	18	3-6 AWG (1XFASE)	100 A	6 AWG	65 A	EL CALIBRE 6 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES EL ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	22	3-4 AWG (1XFASE)	100 A	4 AWG	85 A	EL CALIBRE 4 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES EL ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	24	3-4 AWG (1XFASE)	125 A	4 AWG	85 A	EL CALIBRE 4 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES EL ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN	25	3-6 AWG (1XFASE)	125 A	6 AWG	65 A	EL CALIBRE 6 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES EL ADECUADO.

GENERAL EN BAJA TENSIÓN DERIVADO	1	3-1/0 AWG (1XFASE)	800 A	1/0 AWG	150 A	EL CALIBRE 1/0 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES EL ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN DERIVADO	2	3-250 KCM 3-750 KCM	800 A	250 KCM 750 KCM	225 A 475 A	ESTA FUERA DE NORMA.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN DERIVADO	3	6-3/0 AWG 3-350 KCM	800 A	3/0 AWG 350 KCM	200 A 310 A	ESTA FUERA DE NORMA.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN DERIVADO	4	3-3/0 AWG	800 A	3/0 AWG	200 A	EL CALIBRE 3/0 AWG DE LOS CONDUCTORES NO ES EL ADECUADO.
GENERAL EN BAJA TENSIÓN DERIVADO	5	3-4/0 AWG 3-2/0 AWG	800 A	4/0 AWG 2/0 AWG	230 A 175 A	ESTA FUERA DE NORMA.

De esta forma, podemos concluir que de acuerdo a la normatividad vigente expresada en los artículos 240 y 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005, no cumple con los factores de corrección por agrupamiento y temperatura para la protección contra sobrecorriente de los conductores, por lo que queda fuera de norma.

En lo que respecta a la coordinación de protección de los sistemas eléctricos que se requiere para la interrupción ordenada minimizando el riesgo para las personas y para el equipo eléctrico instalado (interruptores, transformadores, barras, capacitores, etc.,), podemos concluir que en ésta subestación se encuentran adecuadamente protegidos los sistemas de protección, tanto para la interrupción ordenada de los sistemas eléctricos como para cortocircuito; aunque debido a la ausencia de un dispositivo de protección importantísimo como lo es el "apartarrayos", podemos decir que no se tiene adecuadamente protegido el sistema contra sobretensiones.

En lo referente al sistema de tierras, como se puede apreciar la resistencia eléctrica total del sistema de tierras incluyendo todos los elementos que lo forman es de 3.24 [Ω] lo cual indica que está dentro del rango que debe ser menor a 10 [Ω], por lo cual de acuerdo con la normatividad vigente expresada en los artículos 921-18 y 921-25 de la NOM-001-SEDE-2005, esta subestación cumple con lo estipulado dentro de la norma a pesar de que el terreno que está compuesto por roca.

Ahora bien, en cuestiones eléctricas y en base a nuestros resultados obtenidos de las pruebas realizadas, se ha encontrado que el grado de humedad y/o deterioro en el sistema aislante, así como el nivel de la *corriente de fuga* en las superficies sucias o húmedas del aislamiento, es pequeña en conformidad con la pruebas de absorción dieléctrica y resistencia de aislamiento, esto es, que los aislamientos de los devanados del transformador se encuentran en buen estado.

Por su parte, los resultados arrojados por la prueba TTR nos indican la inexistencia de cortocircuito entre las vueltas del devanado del transformador, con esto podemos asegurar que la condición de operación en términos de la transformación de la tensión llevada a cabo en la subestación es buena.

En base al cálculo de pérdidas en el transformador de 500 kVA instalado en ésta subestación, que equivalen al 9.72 % del total de la capacidad instalada en el transformador lo cual nos arroja una eficiencia del 90.28%, podemos hacer la comparación con las especificaciones de la tabla de Eficiencias mínimas permitidas en porciento referida a la norma NMX-J-287-1998-ANCE, en la que nos muestra que para un transformador de 500 kVA, la eficiencia debe de ser 98.9 %, realizando el cálculo del porcentaje en la calidad de vida nos arroja un valor de 8.71% de deterioro en la eficiencia del transformador, por lo que se podría reducir perdidas a 1.1 % si en un momento dado el transformador fuese renovado por uno mas actual y que cumpla con las especificaciones requeridas.

Abarcando las pruebas y el estudio de la normatividad, concluimos que el estado general de la subestación es **Regular.**

CAPITULO 6:

"PROPUESTA TÉCNICA PARA LA MEJORA DEL SERVICIO"

Se presenta en este capitulo una metodología de evaluación de índices confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad (RAMS: Reliability, Avalailability, Maintainability and Safety) que se propone para la mejora del servicio, en cuanto a la calidad de la energía. Esta evaluación se refleja en índices de frecuencia y duración de fallas tanto para consumidores y elementos parciales de la red como globales del sistema. Se modela el comportamiento de la red incluyendo interruptores, fusibles y elementos seccionadores

Se desarrolla una técnica, elaborada como un problema para poder interrelacionar la seguridad y la disponibilidad, a partir de la evaluación de la confiabilidad y mantenibilidad del sistema.

La Calidad de Servicio de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros, relacionados con: la continuidad de servicio, las fluctuaciones de voltaje (flicker y armónico por ejemplo), el contenido armónico de las formas de onda de voltaje y de corriente y las variaciones de frecuencia. De estos aspectos del servicio eléctrico, son imputables al sistema de distribución, en gran medida, la continuidad de suministro, las variaciones de voltaje y armónicos, puesto que la regulación de frecuencia es responsabilidad de la generación.

El concepto de Calidad de Servicio, como puede apreciarse, es bastante amplio, de manera que no es posible sintetizarlo en un solo parámetro o índice. Por una parte, para las fluctuaciones lentas y rápidas de voltaje, existen diversos cuantificadores que dan cuenta de la presencia de tales anomalías e indican la necesidad de tomar medidas correctivas, dado que las fuentes de estos problemas son normalmente conocidas. Por otra parte, los cortes de suministro de energía eléctrica, que afectan a todos los usuarios produciendo graves distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como el confort de los consumidores, se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y su duración. Una manera más general de evaluar la confiabilidad del servicio eléctrico es a través de la disponibilidad.

En Ciudad Universitaria, la calidad del servicio está cobrando cada vez más importancia, dada la presencia de una mayor cantidad de cargas sensibles tanto a las variaciones de voltaje como a los cortes de suministro, aunque estos sean de muy corta duración. El problema se va agravando por la carencia de una reglamentación, que establezca criterios y rangos que deben cumplirse así como la delimitación de responsabilidades.

Las fluctuaciones de voltaje son responsabilidad de usuarios a algunos tipos de cargas, mientras que los cortes de suministro normalmente son problemas asociados a la red.

Este capítulo está orientado al problema de la continuidad de suministro, que forma parte del concepto más general denominado "confiabilidad de servicio". No obstante, en lo que sigue de este capítulo se entenderá confiabilidad como punto de partida para el análisis RAMS, en el cual se interrelacionaran todos estos conceptos, mantenibilidad, disponibilidad y seguridad.

La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología, que va ligado conjuntamente con la mantenibilidad ya que con esto se logra un buen desempeño de la red, así como el alza o reducción de costos de operación.

Disponibilidad definido como el porcentaje de tiempo en el que la fuente de suministro es ininterrumpida, en complemento podría decirse que la seguridad es como la indisponibilidad, que es el porcentaje de tiempo en que la fuente de suministro es interrumpida; si un sistema esta 100% disponible por tanto no se considera que sea 100% seguro y viceversa. En pocas palabras, la disponibilidad del sistema es función de la confiabilidad y mantenibilidad, y la seguridad del sistema se manifiesta por el conjunto de acciones que impiden que se presenten accidentes y/o neutralizan los efectos de situaciones indeseables y/o minimizan las consecuencias de una falla al sistema; un sistema eléctrico es un conjunto de subsistemas que promueven la calidad del servicio y la eficiencia financiera durante todo su ciclo de vida.

En la siguiente figura se incluye un esquema que ejemplifica todos los elementos que forman este concepto.

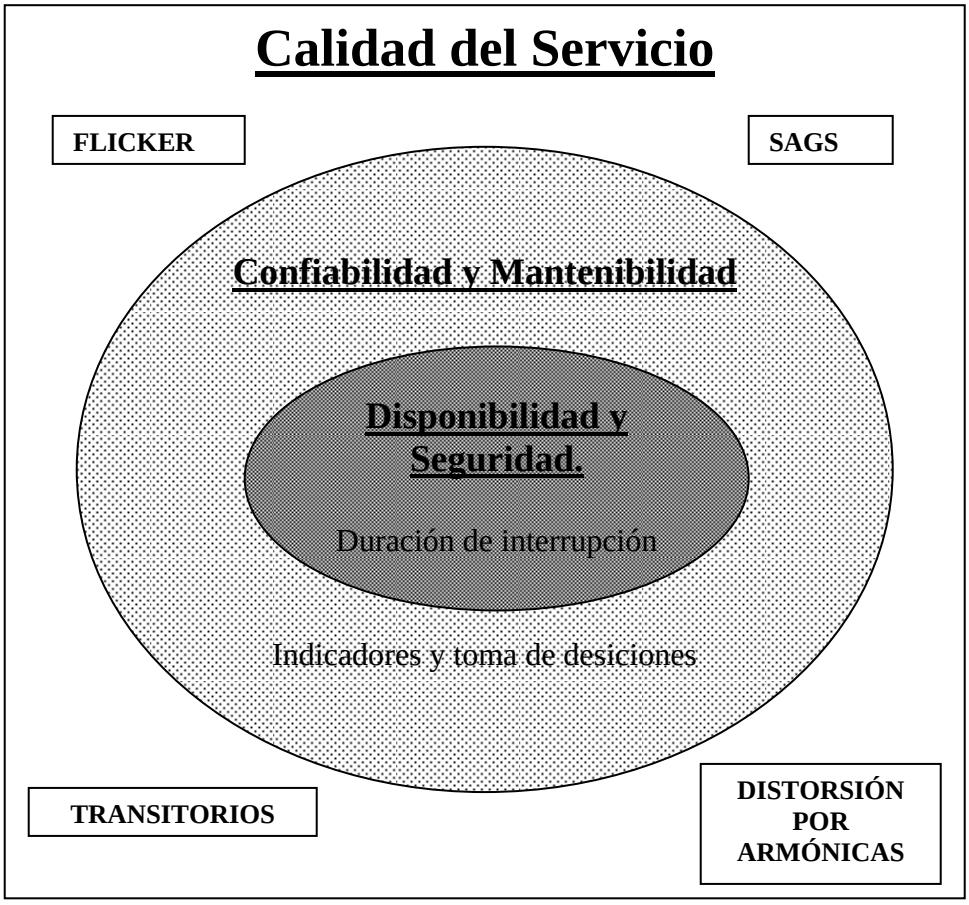


Figura 6.1 La disponibilidad es un subconjunto de la confiabilidad y la confiabilidad es un subconjunto de la calidad del servicio. La confiabilidad involucra las interrupciones y la disponibilidad implica la probabilidad de que se presenten interrupciones.

6.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PARÁMETROS RAMS

Los índices o parámetros del RAMS están basados en parámetros de confiabilidad utilizados para redes eléctricas los cuales pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. En algunos casos también se definen índices globales para el sistema como un todo.

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

El sistema eléctrico de distribución de Ciudad Universitaria de media tensión, cuenta con las dos topologías de redes del tipo radial y anillo. Dado que existe la posibilidad de alimentar un tramo de alimentador desde distintos puntos a través de la operación abierto/cerrado de switches desconectadores y/o interruptores. En muy pocos casos se operan redes enmalladas, dentro del segmento de la distribución, dada la complejidad de operación y protección, además de su alto costo.

EL CICLO DE VIDA DEL SISTEMA

Durante las diferentes etapas de la vida del equipo, uno de los enfoques del ciclo de vida es la **variación de la tasa de fallas**, la teoría del mantenimiento y la teoría del envejecimiento de máquinas, trata del comportamiento de λ (tasa de fallas), de tres maneras distintas, correspondientes a la juventud, a la madurez y la vejez del equipo.

1. El periodo inicial, también conocido como periodo de juventud es una etapa caracterizada por fallas precoces, también conocida como la etapa de la mortalidad infantil.

2. Corresponde al periodo de vida útil del equipo, cuando la tasa de averías es baja y aproximadamente constante.
3. Periodo de la vejez del equipo, con un crecimiento inexorable de la tasa de averías, muestra el fin de la vida útil o la obsolescencia.

Este ciclo es posible graficarlo de la siguiente manera en la fig.6.2

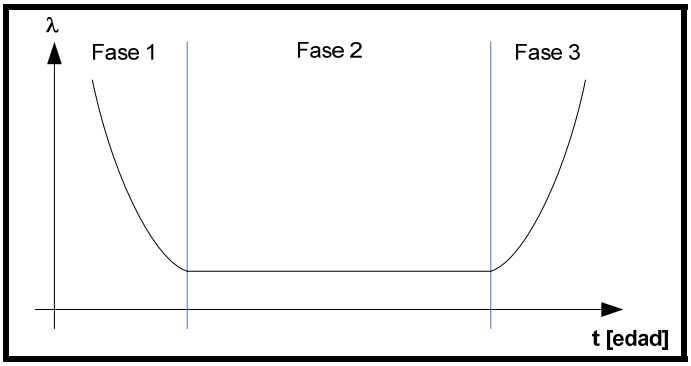


Figura 6.2 Curva de la bañera

La curva anterior se llama curva de la bañera y en realidad no es tan simétrica como aparece, por lo que consideramos conveniente exhibir la curva de la bañera correspondiente a equipo eléctrico fig.6.3.

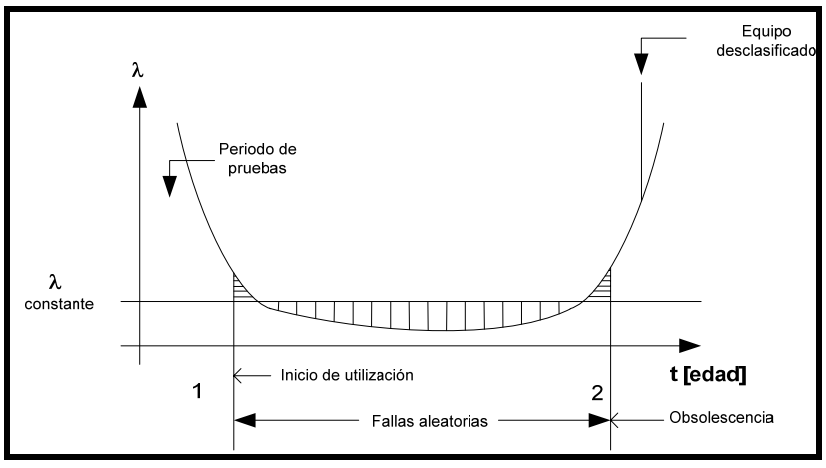


Figura 6.3 Curva al dominio del equipo eléctrico

EL RAMS DEL SISTEMA

La confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad del sistema son parámetros que pueden o deben medirse a fin de poder conocer los niveles en que se encuentran cada uno de ellos. Una vez medidos es posible dar las directrices para mejorar o corregir problemas de disponibilidad y seguridad, es decir que los niveles de disponibilidad y seguridad dependen de los niveles de confiabilidad y mantenibilidad.

Confiabilidad. Si se define la calidad de un componente, de un equipo, de un subsistema o de un sistema como la conformidad del mismo con la especificación respectiva, entonces la confiabilidad es una extensión de la calidad y definida como la probabilidad que un equipo realice la función requerida, bajo las condiciones establecidas por un periodo de tiempo dado. Es decir: la probabilidad de no falla en un periodo de tiempo dado.

Podemos considerar los siguientes criterios de confiabilidad:

Las empresas utilizan comúnmente dos índices: SAIFI y SAIDI, para evaluar (comparar) la Confiabilidad. Estos índices caracterizan la frecuencia y la duración de las interrupciones durante el periodo de reporte, generalmente un año (IEEE Std 1366-2000)

El SAIFI: Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de Interrupciones x Clientes}}{\text{Número total de Clientes Alimentados}}$$

El SAIFI es también la tasa de falla promedio, llamada con frecuencia **λ**. Otra medida útil es el tiempo medio entre fallas (MTBF) que es el recíproco de la tasa de falla promedio.

- **La tasa de falla (λ):** Representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de un año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como la Media de Tiempo entre fallas o **MTBF** (Mean Time Beetwen Failure).

$$MTBF = \frac{I}{\lambda}$$

- **Energía no suministrada (ENS):** Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde en cuanto a venta. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas como para el consumidor, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad del servicio y reducción de costos del mismo.

Mantenibilidad. Definida como la probabilidad que un equipo en falla sea restablecido a un estado de operación en un periodo de tiempo dado, cuando la acción de la reparación del "elemento causante del problema" se realiza de acuerdo con los procedimientos prescritos es decir, la mantenibilidad es la probabilidad de reparar un equipo en un tiempo dado.

De igual manera podemos considerar el siguiente criterio de mantenibiliad:

El SAIDI: Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de todas las Duración - Interrupci ón}}{\text{Número total de Clientes Alimentado s.}}$$

El SAIDI cuantifica la duración promedio de todas las interrupciones. Se da en Horas o Minutos por cliente y por año. Otros nombres comunes del SAIDI son CMI y CMO, Minutos de Interrupción por Cliente o Minutos de Outage (Falla de equipos) por Cliente.

- **Tiempo de reparación (r):** Para este trabajo se utiliza como un nombre genérico, ya que mantenibilidad se mide como la Media de Tiempo Técnico de Reparación, **MTTR** (Mean Time To Repair) o como el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación.

$$MTTR = \frac{I}{r}$$

El SAIDI y el SAIFI son el par de índices más utilizados, entre muchos índices de confiabilidad, por las empresas dedicadas al servicio de distribución de energía eléctrica; es bueno recordar que la D es para Duración y la F para Frecuencia.

Por tanto como ya hemos dicho la disponibilidad de un sistema es función de la confiabilidad y de la mantenibilidad, lo cual nos lleva a expresarla de la siguiente manera:

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Sobre este parámetro hemos de advertir que puede ser calculado de igual manera a partir de la indisponibilidad que es el tiempo que dura una falla. Por ejemplo, si una falla dura nueve horas, esto equivale a decir por año a 9 ÷ 8760 = 0.1% (hay 8760 horas en un año). Por tanto la disponibilidad es igual a 100% - 0.1% = 99.99%.

Disponibilidad (%)	"Nueves"	Tiempo de Interrupción Anual
90	1	36.5 días
99	2	3.7 días
99.9	3	8.8 horas
99.99	4	52.6 minutos
99.999	5	5.3 minutos
99.9999	6	31.5 segundos
99.99999	7	3.2 segundos
99.999999	8	0.3 segundos
99.9999999	9	1.9 ciclos (60-Hz)

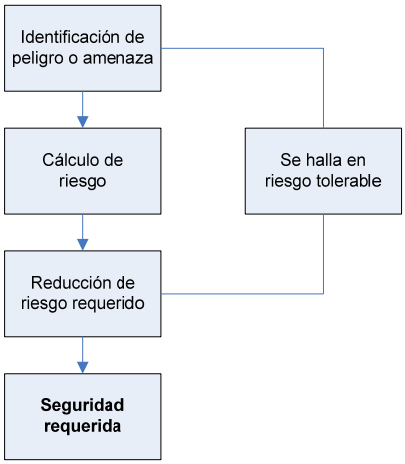
Tabla 6.1 Tiempo de interrupción anual asociado a diferentes niveles de disponibilidad.

Lo anterior comúnmente describe niveles de confiabilidad ya que se puede medir en base a la disponibilidad, y a mayor número de nueves se puede decir que el sistema cuenta con una mayor confiabilidad. Por ejemplo, muchas empresas de manufactura requieren de "seis nueves", esto equivale en disponibilidad de 99.9999%; una base de datos en internet demanda más confiabilidad en sus servicios que las empresas manufactureras, por tanto no pueden ser menor a dos ciclos de tiempo su interrupción de energía por año. Esto corresponde a varios niveles de disponibilidad tal y como que se muestra en la tabla 6.1.

LOS NIVELES DE LA SEGURIDAD, TAMBIÉN PARÁMETRO DEL RAMS

Considerando que para el diseño de cada sistema existe una fase que se llama análisis de riesgo, donde una vez analizada las causas, peligros o amenazas que pueden afectar un sistema, se procede a determinar como prevenir que se presente el problema o bien neutralizar sus efectos o bien reducir al mínimo estos.

Cuando hablamos de seguridad, hablamos de ausencia de peligro. Ahora abordaremos el análisis de riesgo, a fin de reducir los riesgos en un proceso tan simple como el siguiente:



Peligro, amenaza. Es una condición o estado que puede conducir a un accidente, de una situación carente de protección, lo cual bajo determinadas circunstancias puede conducir a un accidente.

Riesgo. Es la probabilidad de que ocurra un evento adverso y sus consecuencias.

En un sistema eléctrico es necesario tomar las medidas necesarias para prevenir eventos indeseables y el proceso que permite administrar riesgo, incluye lo siguiente:

- Definición del sistema, subsistema, equipo donde se va a realizar el análisis.
- Identificación de peligros, amenazas, causas posibles de un evento indeseado.
- Análisis de riesgo.
- Inducción de riesgo
- Reducción de riesgo
- Control de riesgo

Una vez conocido el sistema y sus elementos, entonces procedemos a revisar todas aquellas condiciones que durante el ciclo de vida del sistema puedan crear situaciones adversas, ahora bien una identificación sistemática de los peligros puede realizarse esencialmente en dos fases:

- Una fase empírica, donde se utiliza la experiencia, lista de eventos pasados, etc.
- Una fase proactiva.

Las dos fases se complementan entre sí elevando el nivel de confianza de que se han levantado todas las amenazas. Si recurrimos a los estudios hechos sobre seguridad, sabemos que no es posible decir que se conocen todos los peligros, todas las amenazas que pueden afectar el sistema, pero un análisis sistemático lleva a la certeza de que todos los peligros significativos han sido identificados.
Antes de continuar con el análisis de riesgos, diremos que en sistemas eléctricos los mayores peligros son:

- Sobre tensiones transitorias
- Explosión e incendio de equipo de potencia
- Electrocutación por maniobras

Continuando con el análisis de riesgos veremos que una vez determinados los peligros se procede a calcular el riesgo a partir de la matriz de dos elementos.

- La probabilidad de ocurrencia de un evento o combinación de eventos que permiten que se presente la situación de peligro o frecuencia de esas ocurrencias.
- La consecuencia del peligro.

Estos elementos pueden considerarse como el eje Y y otro en el eje X, tanto la f frecuencia de ocurrencia pueden establecerse cualitativamente.

Las consecuencias o nivel de seguridad pueden clasificarse en:

- Catastrófica
- Crítica
- Marginal
- Insignificante

Y también de manera cualitativa la probabilidad de ocurrencia o frecuencia puede clasificarse en:

- Frecuente
- Probable o poco frecuente
- Ocasional o raro
- Remoto o extremadamente raro
- Improbable
- Increíble o inverosímil

A continuación con estos elementos podemos exponer la matriz de riesgos, tal y como se describe en la norma (NF-EN 50126) y la cual iremos explicando.

Frecuencia	NIVELES DE RIESGO			
Frecuente	Indeseable	Intolerable	Intolerable	Intolerable
Probable	Tolerable	Indeseable	Intolerable	Intolerable
Ocasional	Tolerable	Indeseable	Indeseable	Intolerable
Remoto	Despreciable	Tolerable	Indeseable	Intolerable
Improbable	Despreciable	Despreciable	Tolerable	Indeseable
Increíble	Insignificante	Despreciable	Despreciable	Despreciable
	Insignificante	Marginal	Crítico	Catastrófico
	Consecuencia (niveles de severidad)			

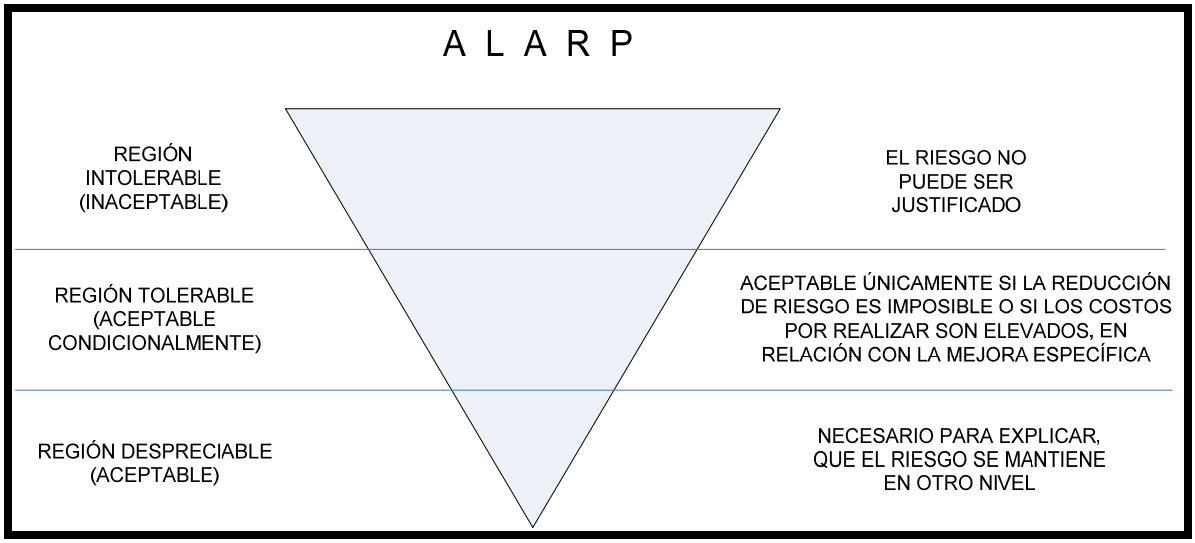
Procedemos ahora a identificar los niveles de riesgo, los niveles de severidad y la frecuencia:

$$nivel\ \ de\ \ riesgo = \left(frecuencia \right) \times \left(con\,\mathrm{sec}\,uencia \right)$$

Por ejemplo si tenemos un evento que tenga una frecuencia de ocurrencia ocasional y una consecuencia crítica por lo tanto el nivel de riesgo es indeseable, es decir, que afecta en gran proporción al sistema, así como a la integridad física de los operarios o usuarios. Para este caso es la falla de un transformador de potencia, ya que es la parte fundamental en un sistema eléctrico de distribución.

LOS NIVELES DE RIESGO

En la norma 50126 se presenta una gráfica que permite identificar los riesgos, dicha gráfica se conoce como ALARP (As Low As Reasonably Practicable) en ella aparecen los tres niveles que en un sistema dado requieran consideración.



- Si el riesgo en un sistema cae en la categoría intolerable, entonces deben ser tomadas acciones para corregir las causas, si esto no es posible el sistema será suspendido o no implementado.
- Si el riesgo del sistema cae en la región tolerable debe probarse que es tan bajo como razonablemente practicable para que el sistema sea considerablemente aceptable.
- Si el riesgo del sistema cae en la categoría despreciable, no se requieren ninguna acción adicional salvo el control de que el riesgo se mantiene en este nivel.

Es conveniente advertir que cuando hemos hablado del sistema al definir el ALARP se trata de un sistema que puede ser eléctrico-nuclear, de aviación, plantas químicas o ferroviarios, para este último tema procedemos a presentar la siguiente tabla, donde damos las acciones normativas a aplicar en cada categoría cualitativa de riesgo.

Categoría	**Acciones a aplicar para reducción del riesgo.**
Intolerable	Debe eliminarse, aislarse o reducir a nivel tolerable.
Indeseable	Será aceptado cuando la reducción del riesgo es impracticable.
Tolerable	Aceptado en adecuado control.
Despreciable	Aceptado y controlado

Tabla 6.2 Categorías cualitativas de riesgo

Notamos que el nivel insignificante en la matriz de riesgo es totalmente aceptable y no requiere ningún tratamiento.

LOS NIVELES DE SEVERIDAD

La siguiente tabla describe los niveles típicos de severidad y las consecuencias asociadas en cada uno de los niveles para cualquier sistema en general.

Nivel de severidad	Consecuencias a personas o el medio ambiente	Consecuencias al servicio
Catastrófico	Varias víctimas mortales y/o múltiples heridos graves y/o daño mayor al medio ambiente.	Pérdidas significativas al Sistema.
Crítico	Una víctima mortal y/o herido grave y/o daño significativo al medio ambiente.	Pérdidas significativas en un sistema principal.
Marginal	Herido leve y/o amenaza significativa al medio ambiente	Daño grave de uno o varios sistemas e interrupciones al servicio.
Insignificante	No ocasiona heridos ni daños ambientales	Daño menor a un sistema, requiere de reparaciones o servicios operacionales.

Procedemos ahora a definir la frecuencia y daremos métodos a utilizar:

Frecuencia:

- ***Frecuente*** – La situación de amenaza ocurre frecuentemente, la amenaza se presenta continuamente.

- ***Probable*** – cuando la situación de amenaza ocurre varias veces, por lo que puede esperarse que ocurrió con relativa frecuencia.
- ***Remoto*** – Ocurre alguna vez en el ciclo del sistema, la amenaza puede razonablemente esperar que ocurra.
- ***Improbable*** – Puede suponerse que la amenaza puede excepcionalmente ocurrir.
- ***Increíble*** – Extremadamente raro que ocurra, puede suponerse que la amenaza no ocurrirá.

A continuación establecemos los parámetros recomendados en distintos estudios en la tabla siguiente (con el máximo nivel de riesgo aceptable de ocurrencia por hora).

FRECUENCIA	**NIVELES DE RIESGO**			
Frecuente **Mayor a** 10^{-3}	No tolerable	No tolerable	No tolerable	No tolerable
Probable **de** 10^{-4} **a** 10^{-3}	Máximo riesgo tolerado			
Ocasional **de** 10^{-5} **a** 10^{-4}	Máximo riesgo tolerado			
Remoto **de** 10^{-6} **a** 10^{-5}		Máximo riesgo tolerado		
Improbable **De** 10^{-9} **a** 10^{-6}			Máximo riesgo tolerado	
Increíble **Mayor a** 10^{-9}				Máximo riesgo tolerado
	Insignificante	**Marginal**	**Crítico**	**Catastrófico**
	CONSECUENCIA (NIVELES DE SEVERIDAD)			

Tabla 6.3 Niveles cuantitativos de riesgo

El análisis de riesgo se debe realizar (estadísticamente) tomando en consideración las mayores afectaciones al servicio (más de 30 min.) que se hayan registrado con la inclusión del mayor número de datos posibles tales como: áreas que intervinieron, equipos afectados, etc.

Existe riesgo de arcos eléctricos tanto en instalaciones de alta tensión como de baja tensión. Los arcos eléctricos peligrosos se deben habitualmente a circunstancias fortuitas motivadas por **fallos de las instalaciones o fallos en actuaciones humanas**.

Los efectos de los arcos eléctricos dependen de la intensidad de la corriente del arco, y de la tensión. Las intensidades de cortocircuito son especialmente altas en las proximidades de los centros de transformación en instalaciones de baja tensión y en todos los puntos de las instalaciones de alta tensión. Las causas que provocan arcos eléctricos pueden ser:

- Fallos en dispositivos de maniobra o protección.
- Cortocircuitos fortuitos provocados por:
- Desprendimiento de elementos conductores
- Deterioro de aislantes
- Aproximación excesiva a elementos conductores con herramientas o elementos de medida.
- Actuaciones de animales.
- Humedad.

6.2 APLICACIÓN DEL RAMS

Se analizara un sistema que corresponde a una sección aleatoria del anillo II de la Subestación Eléctrica General 2 de uno de los alimentadores de 6 kV, el cual ejemplifica la propuesta para el proyecto de cambio de tensión en Ciudad Universitaria. Los datos que se utilizaran en esta simulación se muestran en la tabla 6.4. Tanto los elementos de protección como los de maniobra se consideran plenamente confiables, por lo tanto, se indican solamente los datos referentes a tramos de alimentador.

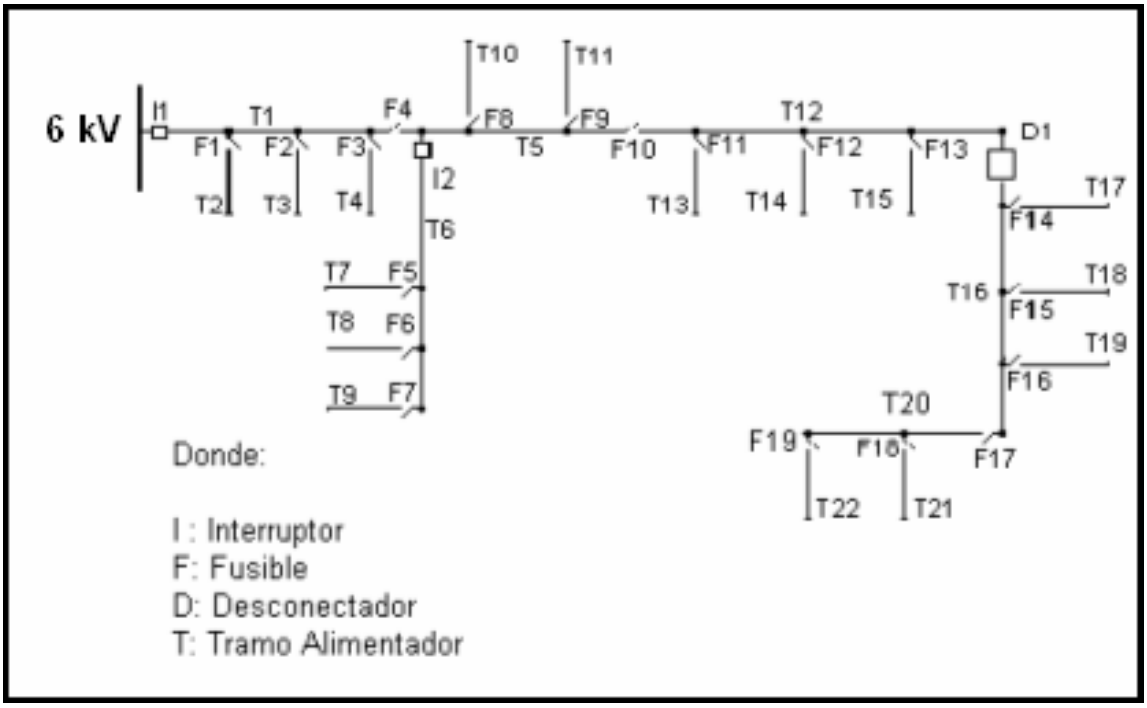


Figura 6.4 Tramo alimentador de 6 kV

Tramo	Longitud km	Número Clientes	T. de fallas 1/año	MTBF horas	T. de reparación 1/ horas/año	MTTR horas	Disponibilidad %	Indisponibilidad %
T01	2.0	0	0.05	20	0.67	1.50	93.0233	6.9767
T02	5.0	100	0.08	12.5	0.67	1.50	89.2857	10.7143
T03	4.0	250	0.08	12.5	0.50	2.00	86.2069	13.7931
T04	10.0	120	0.02	50	1.00	1.00	98.0392	1.9608
T05	4.0	0	0.02	50	0.50	2.00	96.1538	3.8462
T06	5.0	0	0.02	50	0.67	1.50	97.0874	2.9126
T07	3.0	100	0.1	10	0.67	1.50	86.9565	13.0435
T08	2.0	150	0.04	25	0.67	1.50	94.3396	5.6604
T09	5.0	300	0.05	20	0.67	1.50	93.0233	6.9767
T10	10.0	80	0.05	20	0.67	1.50	93.0233	6.9767
T11	3.0	200	0.05	20	0.67	1.50	93.0233	6.9767
T12	5.0	0	0.05	20	0.50	2.00	90.9091	9.0909
T13	5.0	100	0.04	25	0.60	1.67	93.7383	6.2617
T14	2.0	250	0.04	25	0.60	1.67	93.7383	6.2617
T15	10.0	300	0.05	20	0.67	1.50	93.0233	6.9767
T16	4.0	0	0.04	25	0.67	1.50	94.3396	5.6604
T17	5.0	250	0.05	20	0.50	2.00	90.9091	9.0909
T18	55.0	200	0.04	25	0.60	1.67	93.7383	6.2617
T19	6.0	200	0.05	20	0.60	1.67	92.2935	7.7065
T20	4.0	100	0.02	50	0.67	1.50	97.0874	2.9126
T21	4.0	250	0.05	20	0.50	2.00	90.9091	9.0909
T22	55.0	300	0.1	10	0.50	2.00	83.3333	16.6667
TOTAL		**3250**	**0.05**	**550**		**36.18**	**93.8278**	**6.1722**

Tabla 6.4 Parámetros RAMS

De esta tabla obtenemos los índices de confiabilidad, SAIFI y SADI del sistema en general:

SAIFI = 0.05 veces / año; **SAIDI =** 550 ÷ 3250 = 0.16923 horas / cliente

Consecuentemente se observa que la disponibilidad del sistema es de 93.82% y que considerando por el numero de nueves, este se encuentra en los niveles más bajos de confiabilidad repercutiendo directamente en la mantenibilidad, que es de 36.18 horas / año. En cuanto a seguridad y midiendo la indisponibilidad del sistema se tiene que es de 6.1722 % lo cual equivale a 0.0617 y que a su ves son 10^{-2} horas/año lo cual entra en el rango de frecuencias probable, tal y como se muestra en la tabla 6.3, pero de consecuencias insignificantes (máximo riesgo tolerado) ya que no ocasiona heridos ni daños ambientales solo consecuencias al servicio que requiere de reparaciones o servicios operacionales.

En general esto es la aplicación del RAMS para los sistemas eléctricos y de aquí pueden surgir un sin fin de análisis con respecto a la cuantificación de otros índices de confiabilidad ya que solo se dan a conocer los más usados a nivel mundial.

CONCLUSIONES.

De acuerdo al macroproyecto existente en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) para la transformación de Ciudad Universitaria (CU) en un modelo de uso eficiente e inteligente de la energía, el cual es el producto de una planeación íntegra con el que se espera obtener una reducción de pérdidas en conductores y transformadores subutilizados, evitar riesgos (aumentar la seguridad), mejorar la confiabilidad del sistema (disponibilidad, mantenibilidad y actualización de equipo), para que con ello se tenga un ahorro de energía (de entre 20 y 30 por ciento aproximadamente).

En virtud de las condiciones actuales de la Red de Distribución de 6 kV y del incesante crecimiento de Ciudad Universitaria, se hace evidente la necesidad de una nueva Red de Distribución que contemple las últimas tecnologías de la Ingeniería Eléctrica en subestaciones y en la red, tanto en estructuras y arreglos, como en equipos, materiales y accesorios que cumplan con la normatividad técnica y de seguridad vigentes y con el estado del arte de la Ingeniería eléctrica, electrónica, de control y de telecomunicaciones.

Por su parte, lo correspondiente al diagnóstico de la red eléctrica subterránea de CU (instalada hace 50 años), nuestra propuesta está destinada a mejorar la confiabilidad, reducir las pérdidas y obtener un beneficio económico óptimo, mismos que mencionaremos a continuación describiendo el proceso que se llevó a cabo para poder esclarecer cada uno de estos puntos.

En lo que respecta a la confiabilidad como ya vimos en capítulo seis abarcamos una metodología de evaluación de índices de confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad la cual nos permitirá en un momento dado evaluar la calidad del servicio de energía.

Para abordar las pérdidas existentes en el campus universitario, a continuación se muestra la relación de carga instalada en cada una de las subestaciones generales 1 y 2 de la red de distribución.

Actualmente la carga total instalada en ciudad Universitaria es de **58.1375 MVA**,

La carga conectada a la subestacion general 1 es de 33.825 MVA, de la cual :

- El 12.67 % esta conectada al anillo I
- El 8.87 % esta conectada al anillo II
- El 13.67 % esta conectada al anillo III
- El 37.58 % esta conectada al anillo IV
- El 23.35 % esta conectada al anillo V
- EL 2.36 % esta conectada al circuito K
- El 1.47 % esta conectada a torre de rectoria

La carga conectada a la Subestacion General 2 es de 24.3125 MVA, de la cual:

- El 50.12 % esta conectada al anillo I
- El 49.87 % esta conectada al anillo II

El detalle de todo lo anterior de puede visualizar de manera más clara en las siguientes tablas:

RELACIÓN DE CARGA EN LA SUBESTACIÓN NO. 1

RELACIÓN DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES EN ANILLO I DE LA SUBESTACIÓN 1 ALIM. A Y B

DEPENDENCIA	TRAMO	TRANSFORMADORES INSTALADOS kVA
Torre 2	De alim. A a 1-AB	600
Cuadro Marcador	De alim. A a 1-AB	225
Antiguo Maraton	De alim. A a 1-AB	75
Talleres de Conservación	De alim. A a 1-AB	300
Direccion Gral. De Obras	De alim. A a 1-AB	75
Direccion Gral. De Activ.Deportivas y Recre.	De alim. A a 1-AB	300
Torre 3	De 1-AB a 3-AB	600
Vestidores	De 1-AB a 3-AB	500
Investigación y Medicina del Deporte	De 3-AB a 4A	112,5
Bomba Tanque Bajo	De 3-AB a 4A	150
Bomba Tanque Bajo	De 3-AB a 4A	75
Multifamiliar	De 4A a 3F	75
torre 1	De 4A a 1-BA	600
torre 4	De 4A a 1-BA	600
SUMA TOTAL		**4287,5**

RELACIÓN DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES EN ANILLO II DE LA SUBESTACIÓN 1 ALIM. C Y D

DEPENDENCIA	TRAMO	TRANSFORMADORES INSTALADOS kVA
Torre 2	De alim. A a 1-AB	600
Torre 3	De alim. A a 1-AB	600
Prensa	De alim. A a 1-AB	600
Torre 9	De alim. A a 1-AB	600
Torre 4	De alim. A a 1-AB	600
SUMA TOTAL		**3000**

RELACIÓN DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES EN ANILLO III DE LA SUBESTACIÓN 1 ALIM. E Y F

DEPENDENCIA	TRAMO	TRANSFORMADORES INSTALADOS kVA
Pebetero	De alim. E a 1-EF	750
Palomar	De alim. 2-FE a 1F	750
Pozo 2	De alim. 2FE a 3F	225
Incinerador de Basura	De alim. 2FE a 3F	50
Bomba de Riego	De alim. 2FE a 3F	75
Instituto de Ecología	De alim. 2FE a 3F	300
Instituto de Biología	De 5F a 6F	150
Instituto de Biología Edif. B	De 5F a 6F	300
Instituto de Biología Edif. C	De 5F a 6F	750
Jardín Botanico Exterior	De 5F a 7F	75
Mesa Vibradora I	De 5F a 7F	750
Mesa Vibradora II	De 5F a 7F	75
Unidades de Seminarios	De 7F a 8F	75
Pozo 3, Vivero Alto	De 8F a 9F	225
Vivero Alto, Cabaña	De 8F a 9F	75
SUMA TOTAL		**4625**

RELACIÓN DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES EN ANILLO III DE LA SUBESTACIÓN 1 ALIM. G Y H

DEPENDENCIA	TRAMO	TRANSFORMADORES INSTALADOS kVA
Biblioteca Central	De alim G a 1-GH	500
Coordinación de CCH	De 2-GH a 3-GH	100
Coordinación de servicios academicos	De 3-GH a 4-GH	500
Estadio de Practicas	De 4-GH a 5-GH	300
Fronton Cerrado	De 4-GH a 5-GH	150
Escuela de Trabajo Social	De 5-GH a 6-GH	500
Facultad de Contaduria y Administración	De 6-GH a 7-GH	500
Laboratorios de Termofluidos	De 7-GH a 8-GH	300
Anexo de la Fac. de IngenieriaTalleres	De 8-GH a 9-GH	500
Anexo de la Fac. de Ingenieria	De 8-GH a 9-GH	500
Edif.Valdes Vallejo I	De 9-GH a 10-GH	1000
Edif.Valdes Vallejo II	De 9-GH a 10-GH	1000
Posgrado de la Fac. de Ingenieria edif. A	De 9-GH a 10-GH	225
Instituto de Ingenieria edif. 12	De 9-GH a 11-GH	300
Posgrado de la Fac. de Ingenieria edif. B y C	De 12-GH a 13-GH	225
Nave hidraulica	De 12-GH a 13-GH	500
Torre de Ingenieria	De 12-GH a 13-GH	500
Vivero bajo	De 12-GH a 13-GH	112,5
Torre de Humanidades I Fac. de Filosofia	De alim H a 1-HG	300
Facultad de Odontologia edif. 1	De 1-HG a 2-HG	300
Facultad de Odontologia estacionamiento	De 1-HG a 2-HG	300
Facultad de Medicina Edif. A	De 2-HG a 3-HG	300
Facultad de Medicina Edif. A	De 2-HG a 3-HG	150
Facultad de Medicina Autoclave	De 2-HG a 3-HG	300
Facultad de Medicina Edif. D	De 4-HG a 5-HG	300
Facultad de Medicina Edif. B y C	De 4-HG a 5-HG	500
Facultad de Medicina Edif. Investigacion	De 4-HG a 5-HG	225
Facultad de Medicina Edif. Investigacion	De 4-HG a 5-HG	1000
Planta de Tratamineto de Aguas Residuales	De 6-HG a 7-HG	500
Departamento de Psiquiatria y salud Mental	De 6-HG a 7-HG	75
Unidad de servicios de Apoyo	De 6-HG a 7-HG	750
SUMA TOTAL		**12712,5**

RELACIÓN DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES EN ANILLO III DE LA SUBESTACIÓN 1 ALIM. I y J

DEPENDENCIA	TRAMO	TRANSFORMADORES INSTALADOS kVA
Centro Medico	De alim I a 1I	400
Facultad de Arquitectura 1	De 1I a 2I	300
Facultad de Arquitectura 2	De 1I a 2I	300
Alberca Olimpica	De 2I a 3I	225
Facultad de Quimica Edif. C	De 4-IJ a 5I	225
Pozo 1	De 4-IJ a 5I	150
Instituto de Ingenieria	De 5I a 6I	550
Instituto de Ingenieria	De 5I a 6I	112,5
Facultad de Quimica Edif. B	De 6I a 7I	500
Edif. IIMAS 1	De 6I a 7I	300
Edif. IIMAS 2	De 6I a 7I	500
Instituto de Investigaciones Biomedicas	De 7I a 8I	500
Facultad de Filosofia y Letras	De alim J a 1-JI	112,5
Facultad de Derecho Biblioteca	De alim J a 1-JI	300
Anexo facultad de Derecho		250
Facultad de Derecho	De 1-JI a 2-JI	500
Facultad de Economia	De 2-JI a 3-JI	300
Torrre de Humanidades 2	De 3-JI a 4-JI	750
Unidad de Posgrado	De 4-JI a 5-JI	300
Diseño Industrial	De 5-JI a 6-JI	100
Facultad de Quimica edif. A	De 5-JI a 6-JI	500
CELE	De 5-JI a 6-JI	225
Facultad de Ingenieiria	De 6-JI a 7-JI	500
SUMA TOTAL		**7900**

RELACIÓN DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES EN ANILLO III DE LA SUBESTACIÓN 1 ALIM. K

DEPENDENCIA	TRAMO	TRANSFORMADORES INSTALADOS kVA
Facultad de Psicologia	De alim K a 1K	225
Dirección General de Publicaciones	De alim K a 1K	500
Posgrado de Psicologia	De alim K a 1K	75
SUMA TOTAL		**800**

RELACIÓN DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES EN TORRE DE RECTORIA

DEPENDENCIA	TRAMO	TRANSFORMADORES INSTALADOS kVA
Torre de Rectoria	Punto Enlace	500
SUMA TOTAL		**500**

	CARGA TOTAL INSTALADA kVA
Suma Total de la Subestacion No.1	**33825**

RELACIÓN DE CARGA EN LA SUBESTACIÓN NO. 2

RELACIÓN DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES EN ANILLO I DE LA SUBESTACIÓN 2 CIRCUITO I Y II

DEPENDENCIA	TRAMO	TRANSFORMADORES INSTALADOS kVA
Facultad de Ciencias Politicas	De 1-CI-CII a 2-CI-CII	500
Instituto de Investigaciones Antropologicas	De 1-CI-CII a 2-CI-CII	500
Alumbrado Planta de Tratamineto de Agua	De 1-CI-CII a 2-CI-CII	112,5
Filmoteca de la UNAM	De 2-CI-CII a 3-CI-CII	500
Tienda UNAM	De 2-CI-CII a 3-CI-CII	750
Facultad de Veterinaria 1 220	De 1-CI-CII a 9-CII-CI	400
Facultad de Veterinaria 2	De 1-CI-CII a 9-CII-CI	225
Instituto de Fisiologia Celular	De 8-CII-CI a 9-CII-CI	750
Instituto de Geografia	De 6-CII-CI a 7-CII-CI	500
Instituto de Geologia	De 6-CII-CI a 7-CII-CI	500
Tanque de Homogenización 440/254	De 6-CII-CI a 7-CII-CI	75
Instituto de Quimica Edif. A	De 6-CII-CI a 7-CII-CI	600
Instituto de Investigacion de Materiales1	De 5-CII-CI a 6-CII-CI	1000
Unidad de Bibliotecas CICH	De 6-CII-CI a 7-CII-CI	750
GEOS	De 6-CII-CI a 7-CII-CI	500
Instuto de Investigación de Materiales2	De 5-CII-CI a 6-CII-CI	500
Instituto de Ciencias Nucleares	De 3-CII-CI a 4-CII-CI	750
Facultad de Ciencias 1 440/254	De 1-CII-CI a 3-CII-CI	750
Facultad de Ciencias 2 440/254	De 1-CII-CI a 3-CII-CI	750
Centro de Insturmentos	De 1-CII-CI a 2-CII-CI	225
DGSCA	De 1-CII-CI a 2-CII-CI	1250
Coordinacion de Universidad Abierta y edu.a dist.	De 1-CII-CI a 2-CII-CI	300
SUMA TOTAL		**12187,5**

RELACIÓN DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES EN ANILLO II DE LA SUBESTACIÓN 2 CIRCUITO III Y IV

DEPENDENCIA	TRAMO	TRANSFORMADORES INSTALADOS kVA
Quimica Edificio D, Aulas	De 1-CIII-CIV a 2-CIII-CIV	750
Quimica Edificio D, Talleres	De 1-CIII-CIV a 2-CIII-CIV	750
Facultad de Ciencias edif. De Investigación Tlah. 1	De 2-CIII-CIV a 3-CIII-CIV	750
Facultad de Ciencias edif. De Investigación Tlah. 2	De 2-CIII-CIV a 3-CIII-CIV	750
Facultad de Ciencias Biblioteca Amoxcallí 1	De 3-CIII-CIV a 4-CIII-CIV	300
Facultad de Ciencias Biblioteca Amoxcallí 2	De 3-CIII-CIV a 4-CIII-CIV	300
Quimica Conjunto E alimentos	De 1-CIII-CIV a 5-CIII-CIV	1500
Quimica Conjunto E Gobierno	De 1-CIII-CIV a 5-CIII-CIV	750
Instituto de Física 1	De 5-CIII-CIV a 6-CIII-CIV	1500
Instituto de Física 2 440/220	De 5-CIII-CIV a 6-CIII-CIV	150
Dirección Escolar Administración	De 4-CIV-CIII a 5-CIV-CIII	200
Instituto de Geofisica	De 4-CIV-CIII a 5-CIV-CIII	500
Facultad de Odontología Posgrado	De 3-CIV-CIII a 4-CIV-CIII	300
Biblioteca Veterinaria	De 3-CIV-CIII a 4-CIV-CIII	150
Instituto de Ciencias del Mar	De 2-CIV-CIII a 3-CIV-CIII	500
Instituto de Biología	De 2-CIV-CIII a 3-CIV-CIII	225
Instituto de Fisiologia Celular edif. Nuevo	De 1-CIV-CIII a 2-CIV-CIII	1500
Instituto de Quimica edif. B	De 1-CIV-CIII a 2-CIV-CIII	750
Posgrado de Contaduria	De cto. IV a 1-CIV-CIII	500
SUMA TOTAL		**12125**

	CARGA TOTAL INSTALADA kVA
Suma Total de la Subestación No. 2	24312.5

SUBESTACIONES GENERALES I Y II	CARGA TOTAL INSTALADA kW	CARGA TOTAL INSTALADA kVA
Total de Ciudad Universitaria	52323.750	58137.5

En lo que se refiere a reducir las pérdidas nos encontramos ante la problemática existente y la propuesta técnica factible que se requiere; de acuerdo con las tablas anteriores, a continuación se muestra el listado de pérdidas que se realizó para cada una de las dependencias de Ciudad Universitaria en primera instancia a 6 kV, y de la misma manera también se realizó el cálculo estimado a 23 kV, para así poder realizar una comparación de ambas ("BENCHMARKING"), ya que el propósito de esta tesis es proponer y justificar el por que realizar el cambio de tensión en el Campus Universitario, a partir de un estado actual para así alcanzar un estado deseado.

RELACIÓN DE PÉRDIDAS ANUALES A 6 kV EN LOS TRANSFORMADORES DENTRO DEL CAMPUS DE CU

PERDIDAS EN TRANSFORMADORES

		TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS en kW a 6kV			Pérdidas al año
		INSTALADOS kVA	EN EL NÚCLEO	EN LA CARGA	Totales	kWh a 6 kV
ANILLO I, CIRCUITO A y B	1	600	2,144	6,683	8,827	77325
	2	225	0,934	2,608	3,542	31028
	3	75	0,316	1,098	1,414	12387
	4	300	1,141	3,428	4,569	40024
	5	75	0,316	1,098	1,430	12524
	6	300	1,141	3,428	1,391	12189
	7	600	2,144	6,683	8,827	77325
	8	500	1,760	5,597	7,357	64447
	9	112,5	0,439	1,565	0,871	7634
	10	150	0,573	1,944	2,517	22049
	11	75	0,316	1,098	1,414	12387
	12	75	0,316	1,098	0,586	5136
	13	600	2,144	6,683	3,629	31790
	14	600	2,144	6,683	8,827	77325
ANILLO II CTO C y D	15	600	2,144	6,683	2,792	24460
	16	600	2,144	6,683	8,827	77325
	17	600	2,144	6,683	2,285	20015
	18	600	2,144	6,683	2,864	25091
	19	600	2,144	6,683	8,827	77325
ANILLO III CIRCUITO E y F	20	750	2,680	8,348	11,028	96605
	21	750	2,680	8,348	2,819	24693
	22	225	0,934	2,608	3,508	30730
	23	50	0,166	0,595	0,633	5549
	24	75	0,316	1,098	1,414	12387
	25	300	1,141	3,428	1,953	17105
	26	150	0,573	1,944	0,701	6139
	27	300	1,141	3,428	1,614	14143
	28	750	2,680	8,348	2,868	25122
	29	75	0,316	1,098	1,414	12387
	30	750	2,680	8,348	3,060	26805
	31	75	0,316	1,098	1,414	12387
	32	75	0,316	1,098	1,414	12387
	33	225	0,934	2,608	3,542	31028
	34	75	0,316	1,098	1,414	12387
ANILLO IV, CIRCUITO G	35	500	1,760	5,597	1,800	15772
	36	100	0,292	1,025	0,739	6477
	37	500	1,760	5,597	7,357	64447
	38	300	1,141	3,428	4,569	40024
	39	150	0,573	1,944	2,517	22049
	40	225	0,934	2,608	1,394	12207
	41	500	1,760	5,597	7,357	64447
	42	300	1,141	3,428	4,569	40024
	43	500	1,760	5,597	7,357	64447
	44	500	1,760	5,597	2,357	20645
	45	1000	3,572	11,124	14,696	128737
	46	1000	3,572	11,124	14,696	128737
	47	225	0,934	2,608	1,178	10323
	48	300	1,141	3,428	1,254	10984
	49	225	0,934	2,608	1,301	11400
	50	500	1,760	5,597	7,357	64447
	51	500	1,760	5,597	7,357	64447
	52	112,5	0,439	1,565	2,004	17555

ANILLO IV, CIRCUITO H	53	300	1,141	3,428	3,051	26731
	54	300	1,141	3,428	4,077	35713
	55	300	1,141	3,428	4,569	40024
	56	300	1,141	3,428	1,161	10174
	57	150	0,573	1,944	2,517	22049
	58	300	1,141	3,428	4,569	40024
	59	300	1,141	3,428	4,569	40024
	60	300	1,141	3,428	4,010	35126
	61	225	0,934	2,608	3,542	31028
	62	1000	3,572	11,124	4,261	37327
	63	500	1,760	5,597	7,357	64447
	64	75	0,316	1,098	1,414	12387
	65	750	2,680	8,348	11,028	96605
ANILLO V, ALIMENTADOR I	66	400	1,430	4,463	1,685	14760
	67	300	1,141	3,428	3,463	30337
	68	300	1,141	3,428	4,569	40024
	69	225	0,934	2,608	2,069	18123
	70	225	0,934	2,608	1,239	10852
	71	150	0,573	1,944	2,180	19093
	72	550	1,966	6,128	8,094	70903
	73	112,5	0,439	1,565	2,004	17555
	74	500	1,760	5,597	4,059	35561
	75	300	1,141	3,428	1,206	10568
	76	500	0,760	6,597	2,455	21504
	77	500	0,760	6,597	5,564	48739
ANILLO V, ALIMENTADOR J	78	112,5	0,439	1,565	2,004	17555
	79	300	1,141	3,428	4,569	40024
	80	500	0,760	6,597	1,584	13872
	81	250	0,934	2,758	3,692	32342
	82	300	1,141	3,428	4,569	40024
	83	750	2,071	8,957	2,627	23010
	84	300	1,141	3,428	4,569	40024
	85	100	0,292	1,025	1,317	11537
	86	500	1,760	5,597	3,701	32421
	87	225	0,934	2,608	1,461	12795
	88	500	1,760	5,597	7,357	64447
CTO K	89	225	0,934	2,608	1,944	17027
	90	500	1,760	5,597	7,357	64447
	91	75	0,316	1,098	1,414	12387
R	92	500	1,760	5,597	3,804	33326
CIRCUITO I	93	500	1,760	5,597	3,122	27350
	94	500	1,760	5,597	1,863	16319
	95	112,5	0,439	1,565	2,004	17555
	96	500	1,760	5,597	7,357	64447
	97	750	2,680	8,348	11,028	96605
CIRCUITO II	98	400	1,430	4,463	3,846	33693
	99	225	0,934	2,608	1,702	14910
	100	750	2,680	8,348	4,733	41463
	101	500	1,760	5,597	7,357	64447
	102	500	1,760	5,597	2,283	19997
	103	75	0,316	1,098	1,414	12387
	104	600	2,144	6,683	8,827	77325
	105	1000	3,572	11,124	4,763	41728
	106	750	2,680	8,348	5,003	43823
	107	500	1,760	5,597	2,038	17849
	108	500	1,760	5,597	3,300	28910
	109	150	0,573	1,944	1,494	13090
	110	750	2,680	8,348	3,664	32097
	111	750	2,680	8,348	4,037	35366
	112	225	0,934	2,608	2,365	20717
	113	1250	4,464	13,900	6,073	53200
	114	300	1,141	3,428	1,417	12409

CIRCUITO III	115	750	2,680	8,348	2,848	24952
	116	750	2,680	8,348	2,730	23917
	117	750	2,680	8,348	2,778	24332
	118	750	2,680	8,348	2,919	25568
	119	300	1,141	3,428	1,580	13842
	120	300	1,141	3,428	4,569	40024
	121	1500	5,357	16,675	5,634	49354
	122	750	2,680	8,348	2,738	23982
	123	1500	5,357	16,675	6,375	55843
	124	150	0,573	1,944	2,517	22049
CIRCUITO IV	125	200	0,717	2,242	2,959	25921
	126	500	1,760	5,597	7,357	64447
	127	300	1,141	3,428	2,509	21981
	128	150	0,573	1,944	2,517	22049
	129	500	1,760	5,597	1,989	17420
	130	225	0,934	2,608	1,241	10872
	131	1500	5,357	16,675	22,032	193000
	132	750	2,680	8,348	11,028	96605
	133	500	1,760	5,597	7,357	64447
S1	134	7500	26,770	83,294	26,770	234505
S2	135	5000	17,848	55,536	17,848	156348
TOTALES		**69562,5**	**248,610**	**788,761**	**584,118**	**5116876**

RELACIÓN DE PÉRDIDAS ANUALES A 23 KV EN LOS TRANSFORMADORES DENTRO DEL CAMPUS DE CU

		KVA ADECUADOS COMERCIALES	PÉRDIDAS en kW a 23 kV			Pérdidas al año kWh a 23 kV
			EN EL NÚCLEO	EN LA CARGA	Totales	
ANILLO I, CIRCUITO A y B	1	600	1,830	5,601	7,431	65095,560
	2	225	0,820	2,260	3,080	26980,800
	3	75	0,305	0,915	1,220	10687,200
	4	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	5	100	0,265	0,955	0,810	7094,148
	6	100	0,265	0,955	0,893	7821,195
	7	600	1,830	5,601	7,431	65095,560
	8	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	9	75	0,305	0,915	0,874	7655,618
	10	150	0,500	1,630	2,130	18658,800
	11	75	0,305	0,915	1,220	10687,200
	12	37,5	0,130	0,390	0,514	4502,438
	13	300	1,000	2,951	3,623	31736,109
	14	600	1,830	5,601	7,431	65095,560
ANILLO II CTO C y D	15	225	0,820	2,260	2,379	20839,108
	16	600	1,830	5,601	7,431	65095,560
	17	112,5	0,405	1,308	1,189	10415,494
	18	225	0,820	2,260	2,552	22355,323
	19	600	1,830	5,601	7,431	65095,560
ANILLO III CIRCUITO E y F	20	750	2,284	6,991	9,275	81249,000
	21	112,5	0,405	1,308	1,372	12020,292
	22	225	0,820	2,260	3,051	26722,854
	23	75	0,305	0,606	0,517	4525,409
	24	75	0,305	0,606	0,911	7980,360
	25	150	0,500	1,630	2,044	17903,158
	26	75	0,305	0,606	0,464	4067,871
	27	112,5	0,405	1,308	1,690	14801,926
	28	112,5	0,405	1,308	1,713	15005,880
	29	75	0,305	0,606	0,911	7980,360
	30	225	0,820	2,260	1,963	17194,431
	31	75	0,305	0,606	0,911	7980,360
	32	75	0,305	0,606	0,911	7980,360
	33	225	0,820	2,260	3,080	26980,800
	34	75	0,305	0,606	0,911	7980,360

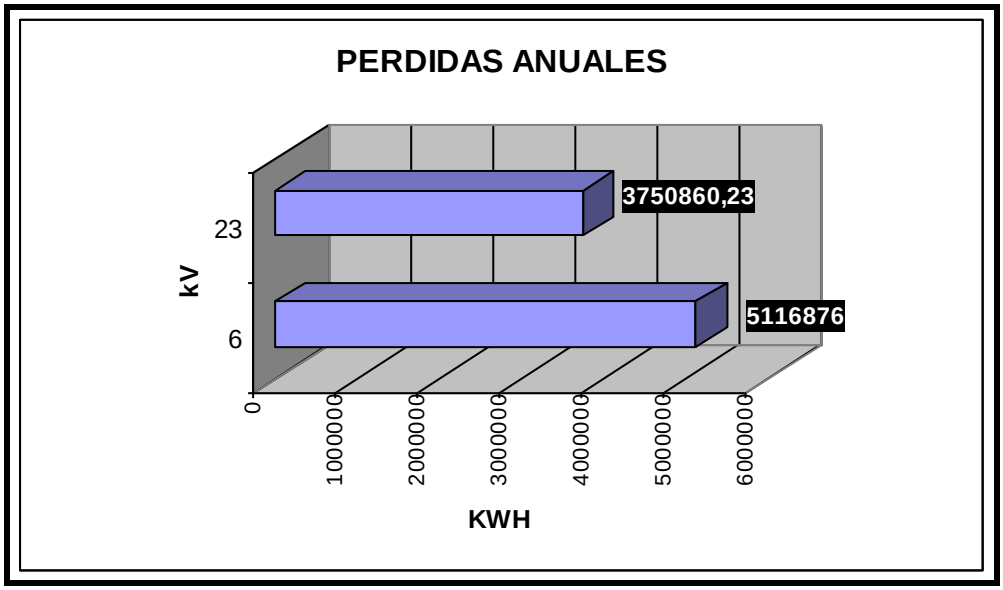
ANILLO IV, CIRCUITO G	35	75	0,305	0,606	0,500	4378,744
	36	75	0,305	0,606	0,775	6791,058
	37	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	38	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	39	150	0,500	1,630	2,130	18658,800
	40	112,5	0,405	1,308	1,327	11623,118
	41	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	42	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	43	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	44	225	0,820	2,260	2,010	17607,222
	45	1000	3,040	9,308	12,348	108168,480
	46	1000	3,040	9,308	12,348	108168,480
	47	75	0,305	0,915	1,077	9434,203
	48	75	0,305	0,915	0,787	6895,663
	49	75	0,305	0,915	1,465	12832,996
	50	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	51	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	52	112,5	0,405	1,308	1,713	15005,880
ANILLO IV, CIRCUITO H	53	225	0,820	2,260	3,059	26797,913
	54	300	1,000	2,951	3,527	30898,971
	55	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	56	75	0,305	0,915	0,392	3435,989
	57	150	0,500	1,630	2,130	18658,800
	58	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	59	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	60	300	1,000	2,951	3,470	30394,143
	61	225	0,820	2,260	3,080	26980,800
	62	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	63	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	64	75	0,305	0,915	1,220	10687,200
	65	750	2,284	6,991	9,275	81249,000
ANILLO V, ALIMENTADOR I	66	112,5	0,405	1,308	1,350	11822,696
	67	300	1,000	2,951	2,999	26271,396
	68	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	69	150	0,500	1,630	2,096	18359,776
	70	112,5	0,405	1,308	1,017	8904,781
	71	150	0,500	1,630	1,847	16180,661
	72	550	1,679	5,137	6,816	59708,160
	73	112,5	0,405	1,308	1,713	15005,880
	74	500	1,475	4,598	3,364	29468,796
	75	75	0,305	0,915	0,584	5117,497
	76	300	1,000	2,951	3,106	27207,119
	77	500	1,475	4,598	4,823	42250,894
ANILLO V, ALIMENTADOR J	78	112,5	0,405	1,308	1,713	15005,880
	79	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	80	225	0,820	2,260	2,213	19388,733
	81	250	0,772	2,357	3,129	27410,040
	82	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	83	225	0,820	2,260	2,378	20830,997
	84	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	85	100	0,265	0,898	1,163	10187,880
	86	300	1,000	2,951	3,843	33662,190
	87	112,5	0,405	1,326	1,476	12930,771
	88	500	1,475	4,598	6,073	53199,480

CTO K	89	150	0,500	1,630	1,920	16818,421
	90	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	91	75	0,305	0,915	1,220	10687,200
R	92	500	1,475	4,598	3,154	27632,822
CIRCUITO I	93	300	1,000	2,951	2,995	26236,390
	94	75	0,305	0,915	1,052	9217,820
	95	112,5	0,405	1,326	1,731	15163,560
	96	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	97	750	2,284	6,991	9,275	81249,000
CIRCUITO II	98	300	1,000	2,951	3,840	33640,837
	99	150	0,500	1,630	1,580	13841,891
	100	500	1,475	4,598	4,019	35210,742
	101	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	102	225	0,820	2,260	1,862	16314,767
	103	75	0,305	0,606	0,911	7980,360
	104	600	1,830	5,601	7,431	65095,560
	105	500	1,475	4,598	3,445	30177,499
	106	500	1,475	4,598	4,353	38135,786
	107	112,5	0,405	1,308	1,686	14770,849
	108	300	1,000	2,951	3,256	28521,099
	109	112,5	0,405	1,308	1,507	13201,157
	110	300	1,000	2,951	3,174	27805,188
	111	500	1,475	4,598	3,157	27655,124
	112	225	0,820	2,260	2,060	18046,081
	113	500	1,475	4,598	4,802	42061,568
	114	112,5	0,405	1,308	1,153	10097,656
CIRCUITO III	115	112,5	0,405	1,308	1,578	13820,469
	116	75	0,305	0,606	0,669	5864,453
	117	112,5	0,405	1,308	1,085	9503,976
	118	150	0,500	1,630	1,665	14588,176
	119	112,5	0,405	1,308	1,596	13984,422
	120	300	1,000	2,951	3,951	34610,760
	121	225	0,820	2,260	2,489	21800,292
	122	75	0,305	0,606	0,724	6340,972
	123	500	1,475	4,598	4,001	35047,683
	124	150	0,500	1,630	2,130	18658,800
CIRCUITO IV	125	200	0,620	1,894	2,514	22022,640
	126	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
	127	225	0,820	2,260	2,424	21231,566
	128	150	0,500	1,630	2,130	18658,800
	129	112,5	0,405	1,308	1,460	12792,697
	130	112,5	0,405	1,308	1,021	8945,544
	131	1500	4,553	-2,704	1,849	16200,744
	132	750	2,284	6,991	9,275	81249,000
	133	500	1,475	4,598	6,073	53199,480
		38037,5	**122,110**	**351,509**	**428,180**	**3750860,230**

Se observa que a 6kV se tiene anualmente pérdidas por **5,116,876 kWh** y estimando a 23 kV se tiene anualmente **3,750,860.230 kWh** ya como pérdidas totales anuales. Por lo que podemos ver que las pérdidas al año son menores para 23 kV, con lo cual se obtiene una diferencia (de 6 kV a 23 kV) que es de **1366015.77 kWh**; por otra parte, el precio promedio de 1 kWh a $1.327 se calculó de la siguiente manera. (Datos obtenidos de la facturación de luz y fuerza).

AÑO	SUBESTACIONES GENERALES						
2006		No. 1			No. 2		
	Consumo de Energía	kWh	Costo de Facturación	Costo x kWh	kWh	Costo de Facturación	Costo x kWh
10-Feb-06	Energia en base	165000	$934,673.00	$1.64	740000	$4,824,835.00	$1.38
	Energia intermedia	324000			2344000		
	Energia en punta	81000			424000		
	Total	**570000**			**3508000**		
13-Mar-06	Energia en base	153000	$1,209,451.00	$1.53	726000	$5,086,750.00	$1.45
	Energia intermedia	507000			2297000		
	Energia en punta	132000			481000		
	Total	**792000**			**3504000**		
12-Abr-06	Energia en base	165000	$1,192,743.00	$1.48	732000	$4,963,560.00	$1.40
	Energia intermedia	504000			2184000		
	Energia en punta	135000			624000		
	Total	**804000**			**3540000**		
16-May-06	Energia en base	174000	$1,146,722.00	$1.38	740000	$4,749,105.00	$1.35
	Energia intermedia	546000			2344000		
	Energia en punta	111000			424000		
	Total	**831000**			**3508000**		
13-Jun-06	Energia en base	207000	$1,108,494.00	$1.24	732000	$4,785,207.00	$1.36
	Energia intermedia	636000			2275000		
	Energia en punta	51000			509000		
	Total	**894000**			**3516000**		
12-Jul-06	Energia en base	183000	$991,339.00	$1.23	740000	$4,270,899.00	$1.22
	Energia intermedia	576000			2344000		
	Energia en punta	45000			424000		
	Total	**804000**			**3508000**		
11-Ago-06	Energia en base	207000	$1,151,869.00	$1.29	708000	$4,085,588.00	$1.30
	Energia intermedia	636000			2196000		
	Energia en punta	51000			228000		
	Total	**894000**			**3132000**		
12-Sep-06	Energia en base	207000	$1,202,054.00	$1.34	600000	$3,437,933.00	$1.43
	Energia intermedia	636000			1668000		
	Energia en punta	51000			132000		
	Total	**894000**			**2400000**		
12-Oct-06	Energia en base	207000	$1,195,136.00	$1.34	816000	$5,239,490.00	$1.34
	Energia intermedia	636000			2856000		
	Energia en punta	51000			240000		
	Total	**894000**			**3912000**		
13-Nov-06	Energia en base	81000	$836,614.00	$1.59	708000	$2,096,977.00	$0.67
	Energia intermedia	396000			2240000		
	Energia en punta	48000			200000		
	Total	**525000**			**3148000**		
14-Dic-06	Energia en base	165000	$1,073,923.00	$1.39	732000	$5,384,017.00	$1.44
	Energia intermedia	556000			2632000		
	Energia en punta	50000			376000		
	Total	**771000**			**3740000**		
	Promedio			**$1.41**			**$1.30**
	Promedio Total						**$1.35**

Con ese precio promedio el costo de las pérdidas en kWh al año para 6 kV son de **$6,790,094.687** y para 23 kV sería de **$4,977,391.525**, ya que no se consideran las pérdidas en los conductores y la actualización de equipo; ahora bien, cabe recalcar que actualmente existen algunas dependencias que cuentan con transformadores instalados **con capacidades demasiado grandes para las cargas existentes**, razón por la cual las cifras en pérdidas a 6 kV son mucho más grandes que las pérdidas a 23 kV, si se realiza la propuesta del cambio de tensión se tendría ahorrado actualmente la cantidad de **$1,812,703.162** lo que se refleja en un ahorro mucho más grande en costo de mantenimiento y operación del sistema a la UNAM si se ajustaran las capacidades de los transformadores a las cargas reales existentes.

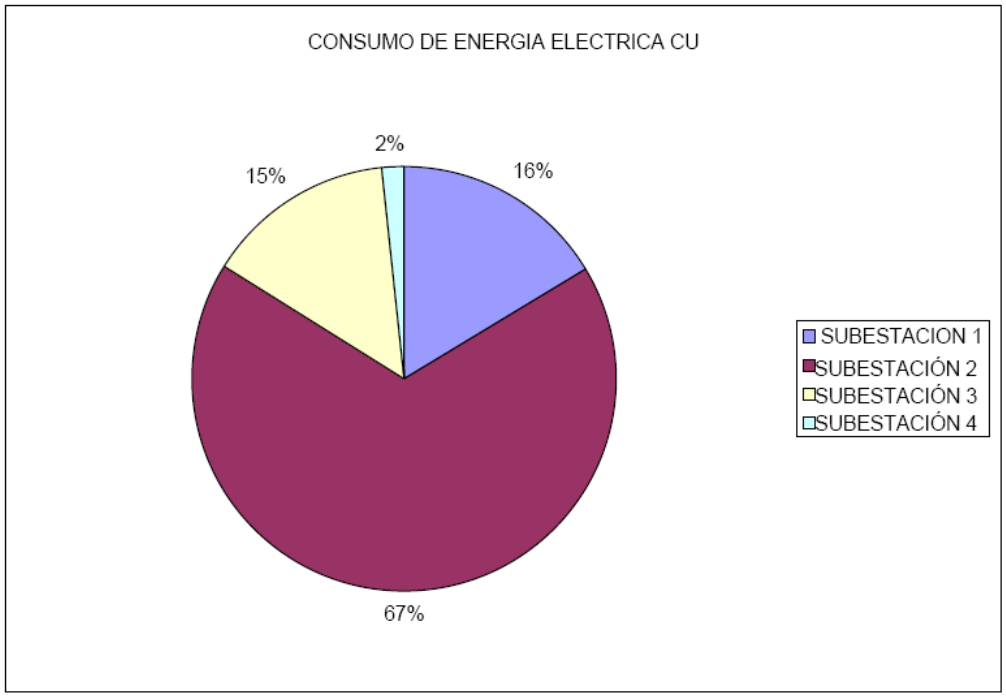


Actualmente el gasto total anual por facturación de la red de distribución a 6 kV es de **$78, 695,229.98** (tal y como se muestra en la siguiente tabla), retomando las cifras anteriores podemos apreciar que el costo total anual que se tendría para una nueva red de distribución a 23 kV la cual comprende la subestación 1 y 2 sería menor a la que se tiene actualmente, es decir si tomamos en cuenta la diferencia de **$1, 812,703.162** tendría un gasto total por facturación anual para una red a 23 kV de **$76, 882,526.818.** Sin tomar en cuenta que se tendría un ahorro mucho más grande si los transformadores de 23 kV se ajustaran a la carga real; asimismo sin contar con el ahorro en conductores (situación que no corresponde dentro de éste trabajo de investigación por lo tanto no esta considerado) que reflejaría en un mayor ahorro económico.

DEPENDENCIA: CIUDAD UNIVERSITARIA

AÑO	SUBESTACIONES GENERALES				CARGO TOTAL
2006	NO. 1	NO. 2	NO. 3	NO. 4(BIOMEDICAS)	ANUAL ($)
ENERO	934,673.00	4,824,835.00	1,043,299.00	61,320.00	
FEBRERO	1,209,451.00	5,086,750.00	1,117,244.00	63,906.00	
MARZO	1,192,743.00	4,963,560.00	1,091,607.00	62,990.00	
ABRIL	1,146,722.00	4,749,105.00	390,491.00	60,522.00	
MAYO	1,108,494.00	4,785,207.00	1,020,658.00	63,081.00	
JUNIO	991,939.00	4,270,899.00	1,002,698.00	61,771.00	
JULIO	1,151,869.00	4,085,588.00	946,348.00	363,298.00	
AGOSTO	1,202,054.00	3,437,933.00	991,545.00	92,218.00	
SEPTIEMBRE	1,195,136.00	5,239,490.00	955,677.00	94,733.00	
OCTUBRE	836,614.00	2,096,977.00	873,814.00	86,076.00	
NOVIEMBRE	1,073,923.00	5,384,017.00	959,193.00	89,991.00	
DICIEMBRE	837,411.00	4,271,682.00	1,018,863.00	106,814.98	
SUMA	**12,881,029.00**	**53,196,043.00**	**11,411,437.00**	**1,206,720.98**	**78,695,229.98**
2007					
ENERO	833,799.00	4,120,538.00	1,015,791.00	121,516.00	
FEBRERO	1,387,090.00	4,458,135.00	1,181,399.00	83,668.00	
MARZO	1,218,853.00	4,020,125.00	1,009,505.00	92,092.00	

NOTA: a) ESTOS DATOS FUERON TOMADOS DE LA FACTURACIÓN PROPORCIONADA POR LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.



Notablemente el aumento de la tensión a 23 kV muestra las ventajas técnicas y de operación al elevar la tensión; logrando con esto una reducción importante en las pérdidas eléctricas, en el número de alimentadores necesarios para la nueva red y la posibilidad de expansión de la misma, utilizando la infraestructura de la obra civil existente. Se entiende que los resultados de un estudio, no son siempre directamente aplicables a problemas reales; sin embargo, nos permiten visualizar las relaciones fundamentales, entre el % de caída de voltaje, la tensión del sistema; asimismo, nos sirven para examinar las relaciones entre la tensión del sistema y las pérdidas I^2R del conductor en los alimentadores primarios proporcionando un mejor entendimiento matemático de estos parámetros.

Derivada de la evaluación, diagnóstico y análisis anterior, se propone para la nueva red, lo siguiente:

- Tensión nominal de distribución a 23 kV.
- Centro de operación de la red de distribución automatizada.
- Cable Subterráneo (última generación), clase 25 kV, monopolar, con aislamiento de etileno propileno de alto modulo (HEPR), nivel de aislamiento de 133%, de 105 °C y cubierta protectora exterior de compuesto de poliolefina.
- Equipo de transformación con optimización de pérdidas, con líquido aislante no flamable y biodegradable, con capacidad de telemedición. (SE's derivadas)
- Equipo de seccionamiento en las derivaciones sumergible y pedestal, con líquido aislante no flamable y biodegradable, con capacidad de telecontrol.
- Optimización del consumo de energía eléctrica en todas las cargas del sistema con telemedición.
- Sistema de protecciones automatizado y optimizado contra fallas eléctricas.
- Optimización del sistema de protección contra sobretensiones.
- Adecuación y normalización de los sistemas de tierra.

"ANEXO"

MEMORIA FOTOGRÁFICA



Fotografía 1. Subestación tipo compacta ubicada dentro de la Facultad de Ingeniería.



Fotografía 2. Transformador de 500 kVA instalado en el Instituto de Investigaciones Biomédicas I

MEMORIA FOTOGRÁFICA



Fotografía 3. Transformador de 300 kVA ubicado en la Facultad de Arquitectura



Fotografía 4. Transformador de 500 kVA ubicado en el Instituto de Geografía

.

MEMORIA FOTOGRÁFICA





Fotografía 5 y 6. Transformador de 112.5 kVA ubicado en Instituto de Ingeniería, a la derecha tenemos un transformador de 300 kVA ubicado en la Facultad de Derecho Biblioteca.





Fotografía 7 y 8. Transformador de 550 kVA ubicado en Instituto de Ingeniería, a la derecha se muestra un transformador de 500 kVA ubicado en la Facultad de Química Edificio “B”.

MEMORIA FOTOGRÁFICA



Fotografía 9. Transformador de 225 kVA ubicado en la Facultad de Veterinaria II.



Fotografía 10. Interruptor trifásico con fusibles y cuchillas seccionadoras dentro de una subestación compacta.

MEMORIA FOTOGRÁFICA



Fotografía 11. Sección de acoplamiento de Subestación – Transformador

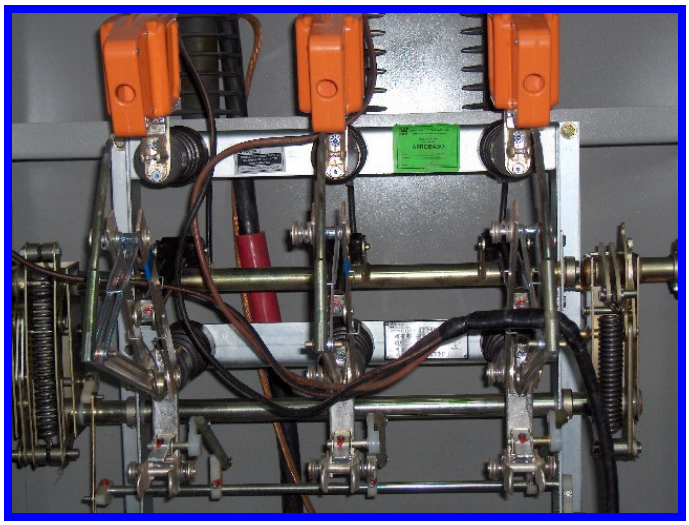


Fotografía 12. Se puede apreciar una planta de emergencia y al fondo su tablero de Transferencia de subestación ubicada en el instituto de Geofísica.

MEMORIA FOTOGRÁFICA



Fotografía 13. Tablero de distribución con interruptor electromagnético.



Fotografía 14. Bornes de conexión de un interruptor trifásico general de alta tensión.

BIBLIOGRAFIA:

- Espinosa y Lara, Roberto. Sistemas de Distribución. Ed. Limusa, México, 1990.
- Luna Castillo, Julio. Optimización en Ia Planeación y Expansión de un Área de Carga de Distribución de Energía Eléctrica, Tesis UNAM, 1985.
- Raúll Martín, José. Diseño de Subestaciones Eléctricas. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2ª. Edición, 2000, 545p.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas, Segunda Sección, Secretaria de Energía (SENER).
- NORMA Oficial Mexicana NOM-002-SEDE-1999, Requisitos de Seguridad y Eficiencia Energética para transformadores de distribución, Primera Sección, Secretaría de Energía (SENER).
- NORMA Oficial Mexicana NMX-J169-1995-ANCE, Productos Eléctricos-Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia-Pruebas y Método de Pruebas, 1995.
- Noemí Arias Ibarra, Mantenimiento a Subestaciones Eléctricas de Distribución, Tesis UNAM, México, DF, 2004.
- Gill Paul, Electrical Power Equipment Maintenance and Testing, Ed. Marcel Dekker, ABB Power T&D Company Inc., 1998.
- Pérez Amador.. Motores, Generadores y Transformadores eléctricos. FI-UNAM.