



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

---

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN  
GENERAL 1 DEL CAMPUS UNIVERSITARIO**

**TESIS  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

**PRESENTAN:  
GONZÁLEZ REYES MARCO ANTONIO  
SOLIS ROJAS JUAN  
URIBE FLORES VERÓNICA MAGDALENA**

**DIRECTOR DE TESIS:  
INGENIERO GUILLERMO LÓPEZ MONROY**



**CIUDAD UNIVERSITARIA MÉXICO, D.F. ABRIL DEL 2013.**

## **DEDICATORIA:**

### **A mis padres.**

María Virginia Reyes Hernández y Antonio González Galván. Por su amor, fuerza y fortaleza que me han brindado. Ya que esto me ha guiado y llevado a poder lograr este gran reto en mi vida. Sin su ayuda no hubiera sido posible éste. Por el gran amor y respeto que les tengo y porque no habrá manera de poder agradecer todo lo que han hecho por mí, quiero dedicar principalmente a ellos este trabajo.

### **A mi hermano.**

José Eduardo González Reyes. Por ser además de un gran hermano un excelente amigo e invaluable persona con la cual Dios me dio el privilegio de convivir a lo largo de todos estos años. Quiero dedicar este trabajo también a él.

### **A mis tíos y primos.**

Es difícil poner a todos y cada uno de los integrantes, por eso lo hago general. Para todos ellos dedico este trabajo, por haber influido en mi vida.

### **A mis amigos.**

Sabiendo que es imposible mencionar a todos solo menciono a algunos: Jesús Cruz, Juan Solis, Juan Andrés, José Luis Huerta, Jessica Solis, Daniel Balbuena, Saraí Hernández, Laura Flores, Ernesto Salgado, Luis Martínez, Rebeca Ruiz, Isaac Del Real, César Ibarra, Israel Fabián, José Manuel, Sandra Rojo, Dania Falcón, Iván Escorcía, Fernando López, Abigail Pérez, Kerchak. Que han estado presentes en cada etapa de mi vida académica, los cuales han influido en mí. Por brindarme su apoyo cuando fue necesario y por compartir vivencias a lo largo de nuestras vidas.

*“Cada murmullo empapa los labios de quien teme a crecer, asume el reto de gritar al viento lo que piensas y con ello a tu miedo podrás vencer”.*

*Marco A. González*

## **AGRADECIMIENTOS:**

**Ing. Guillermo López Monroy.**

Por guiarnos a lo largo de este trabajo, y creer en nosotros. Por compartir su conocimiento, tiempo y apoyo cada que así se requirió.

**Ing. Roberto Espinoza y Lara.**

**Ing. César Maximiliano López Portillo.**

**Ing. Alejandro Sosa Fuentes.**

**Ing. Alberto Cortés Mondragón**

Por su tiempo y asesoría brindada en la revisión de esta tesis.

**Universidad Nacional Autónoma de México. Y Facultad de Ingeniería.**

Por abrirme las puertas de sus aulas, por todos los beneficios prestados a lo largo de toda la trayectoria académica, puesto que gran parte de la sabiduría adquirida es gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México.

*Marco Antonio Gonzáles Reyes*

## AGRADECIMIENTOS.

*La elaboración de este trabajo que a mí parecer es el de mayor importancia en el ciclo de la formación académica de una persona fue posible a personas que brindaron grandes aportaciones con su tiempo, conocimiento y experiencias compartidas. Siendo esto de radical importancia quiero pedir una disculpa por si olvido mencionar a alguien.*

*Agradezco a mi familia, principalmente a mis padres, por el apoyo proporcionado día a día, que me permitió trascender en esta y todas las etapas de estudio por las que pasé, por su compañía, cariño y comprensión.*

*A mis hermanos por las vivencias compartidas y apoyo incondicional.*

*A mi asesor de tesis el ingeniero Guillermo López Monroy, a quien agradezco totalmente su tiempo, sabiduría y paciencia compartida a lo largo de este trabajo.*

*A los ingenieros del jurado: Alejandro Sosa Fuentes, Roberto Espinoza y Lara, Guillermo López Portillo y Alberto Cortés Mondragón, que con sus observaciones en el trabajo, logramos mejorarlo y hacer de él un buen proyecto.*

*A la Facultad de Ingeniería y en especial a la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme forjado como un profesionista y abrirme sus puertas para sacarle el máximo provecho.*

*A todos mis amigos y compañeros que dejaron huella en el camino que recorrí en mi estancia en la Universidad. Por su amistad y todas aquellas ocasiones de salir de fiesta, echar la reta, compartir tiempo en las materias cursadas, etc. Gracias a ustedes: Marco, Andrés, Boti, Jorgito, Yoel, Pancho, Robbie, Botitas, Valera, Michel, Ale, Texas, Carmelo, Sandra, Choco, Tony, Aarón, Polo, Pipope, Aarón, Sócrates, Bob, Tío, Aldo, Coco, Adrián, Diego, Elías, Baez, Fabio, Gerardo, Lobito, Hachita, Cabañas, Óscar, Radí, Richie, Papas, Horacio, Cinthia, Josué, Eder, Ángel, Escorcía, Cuchillo, Javi, Mike, Lázaro, Camet, César, Uriel, Toño, Marcela, Sara, Hilda, Max, Preciado, Giovanni.*

## DEDICATORIA.

*Este trabajo se lo dedico a mis padres de modo que tengan siempre presente que el esfuerzo que hicieron para que yo lograra superarme ha obtenido grandes resultados. Y más que sentirse orgullosos de mí, lo estén de ustedes mismos.*

*A mis hermanos, para que esta tesis les sea un ejemplo para continuar sus estudios, terminarlos y lograr esta satisfacción personal.*

*A tí, joven estudiante que eres el futuro de este país y en tus manos está el sacarlo adelante a base de estudio, dedicación y esfuerzo.*

*SOLIS ROJAS JUAN.*

# ÍNDICE

## CAP. 1 ANTECEDENTES

1.1 Construcción de Ciudad Universitaria	1
1.2 Situación actual de la red eléctrica de Ciudad Universitaria	15

## CAP. 2 TABLEROS

2.1 Descripción de los tableros de una subestación eléctrica	20
2.2 Alcance de suministro	24
2.3 Características generales	25
2.3.1 Condiciones ambientales	27
2.3.2 Condiciones eléctricas	28
2.4 Interruptores en vacío	28
Generalidades	28
Valores nominales	29
Protecciones	30
Interruptores derivados	30
2.5 Mediciones	31
Transformadores de potencial	31
Transformadores de corriente	31
Equipo de medición	32
2.6 Características de construcción	33
Gabinete	33
Barras principales y de derivación	35
Requerimientos	35
Capacidad de corriente	35
Corriente de cortocircuito	36
Barra de tierra	36
Soporte de las barras	36
Disposición de barras	36
Alimentador de voltaje de control	37
Resistencias calefactoras	37
Interruptores	38

<b>Alambrado de control y auxiliares</b>	<b>39</b>
<b>Alambrado</b>	<b>39</b>
<b>Tablillas terminales</b>	<b>39</b>
<b>Contactos secos</b>	<b>40</b>
<b>Identificación</b>	<b>40</b>
<b>2.7 Dibujos</b>	<b>41</b>
<b>2.8 Pruebas</b>	<b>42</b>
<b>2.8.1 Pruebas de rutina</b>	<b>42</b>
<b>2.8.1.1 Operación</b>	<b>42</b>
<b>2.8.1.2 Alambrado</b>	<b>42</b>
<b>2.8.1.3 Potencial aplicado</b>	<b>43</b>
<b>2.8.2 Pruebas atestiguadas de operación en fábrica</b>	<b>43</b>
<b>2.8.3 Pruebas de puesta en marcha</b>	<b>43</b>
<b>2.9 Embarque</b>	<b>44</b>
<b>2.9.1 Garantía</b>	<b>44</b>
<b>2.9.2 Manuales</b>	<b>44</b>
<b>2.10 Datos técnicos del equipo</b>	<b>44</b>
<b>2.10.1 Nombre del cliente</b>	<b>44</b>
<b>2.10.2 Ubicación</b>	<b>45</b>
<b>2.10.3 Ciudad</b>	<b>45</b>
<b>2.10.4 Identificación de los tableros</b>	<b>45</b>
<b>2.10.5 Condiciones ambientales</b>	<b>45</b>
<b>2.10.6 Características eléctricas</b>	<b>45</b>
<b>2.10.7 Interruptores derivados</b>	<b>46</b>
<b>2.10.8 Instrumentos de medición</b>	<b>47</b>
<b>2.10.9 Equipos de protección</b>	<b>47</b>
<b>CAP. 3 GENERALIDADES</b>	
<b>3.1 Definición de subestación eléctrica</b>	<b>48</b>
<b>3.2 Equipo de una subestación eléctrica</b>	<b>48</b>
<b>3.2.1 Transformador</b>	<b>49</b>
<b>3.2.2 Apartarrayos</b>	<b>49</b>
<b>3.2.3 Interruptores</b>	<b>49</b>

Parámetros de los interruptores	51
Tensión nominal	51
Tensión máxima	52
Corriente nominal	52
Corriente de cortocircuito inicial	52
Corriente de cortocircuito	52
Tensión de restablecimiento	52
Resistencia de contacto	53
Cámaras de extinción del arco	53
Tipos de interruptores	54
Interruptor en gran volumen de aceite	55
Interruptor en pequeño volumen de aceite	56
Interruptores neumáticos	57
Interruptores en SF <sub>6</sub>	57
Interruptores en vacío	60
3.2.4 Cuchillas	61
Componentes	62
3.2.5 Baterías	62
3.2.6 Subestaciones en gas	64
<b>CAP. 4 TRANSFORMADORES</b>	
4.1 Transformador	65
4.1.1 Parte Activa	65
Núcleo	65
Bobinas	66
Cambiador de derivaciones	67
Bastidor	67
4.1.2 Parte pasiva	68
4.1.3 Tipos de enfriamiento	69
Tipo OA	70
Tipo FOA	70
Tipo OW	70



<b>4.1.4 Accesorios</b>	<b>71</b>
Tanque conservador	71
Boquillas	74
Tablero	74
Válvulas	74
Conectores de Tierra	74
Placa de datos	74
<b>4.1.5 Conexiones de los transformadores</b>	<b>75</b>
Conexión estrella – estrella	75
Conexión estrella – estrella con terciario en delta	76
Conexión delta – delta	76
Conexión delta – estrella	77
Conexión estrella – delta	77
<b>4.1.6 Transformadores de instrumento</b>	<b>78</b>
<b>4.1.6.1 Transformadores de corriente</b>	<b>79</b>
Tipos de transformadores de corriente	81
Parámetros	82
Corriente	82
Corriente primaria	82
Carga secundaria	82
Límite térmico	83
Límite de cortocircuito	84
Tensión secundaria nominal	84
Potencial nominal	84
Clase de precisión para medición	86
Clase de precisión para protección	87
<b>4.1.6.2 Transformadores de potencial</b>	<b>89</b>
Parámetros	89
Tensiones	89
Tensión primaria	90
Tensión secundaria	90
Tensión nominal	90
Carga	91

Clase de precisión para medición	92
Dispositivos de potencial	93
Parámetros	94
Carga	94
Capacidad térmica	94
Cortocircuito	94

## **CAP. 5 SISTEMA DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.**

5.1 La red de tierras	95
5.2 Disposiciones básicas de las redes de tierras	98
5.3 Corrientes de corto circuito en la red de la Subestación	99
5.3.1 Máxima corriente de la red de tierra	99
5.4 Potenciales tolerables por el cuerpo humano	100
5.4.1 Corriente de fibrilación	101
5.4.2 Potencial de toque o contacto	102
5.4.2.1 Potencial de toque o contacto máximo	103
5.4.3 Potencial de paso	106
5.4.3.1 Potencia de paso máximo	107
5.4.4 Potencial transferido	108
5.5 Duración de la falla	110
5.6 Electrodo de puesta a tierra	111
5.7 Selección de conductores para la red de tierra	112
5.8 Resistencia de la red de tierra	113
5.9 Método para realizar el diseño de red de tierra	114
5.10 Sobretensiones	119
5.11 Nivel de aislamiento	119
5.11.1 Tensión nominal del sistema	121
5.11.2 Tensión máxima del sistema	121
5.11.3 Tensión nominal del equipo	122
5.12 Protección contra sobretensiones	122
5.13 Coordinación del aislamiento	123
5.14 Relevadores	124
5.14.1 Relevadores en una subestación	124

<b>CAP. 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA</b>	
6.1 Planteamiento del problema	128
6.2 Características generales de proyecto	128
6.3 Diseño y cálculos del sistema de red de tierra	129
6.3.1 Objetivo del sistema de red de tierra	129
6.3.2 Características del proyecto	129
6.3.3 Memoria de cálculo	132
6.3.4 Interpretación de resultados en memoria de cálculo	141
6.4 Detalle de las conexiones de cable – cable y de cable – varilla a tierra de la malla de tierras	145
6.4.1 Especificaciones de las conexiones de cable – cable y de cable – varilla a tierra	146
6.4.2 Tipos de conexiones de cable – cable	147
6.4.2.1 Conexión de cable – cable tipo TA	148
6.4.2.2 Conexión de cable – cable tipo XA y XB	148
6.4.3 Tipos de conexiones de cable – varilla a tierra	148
6.4.3.1 Conexiones de cable – varilla tipo GR y GT	150
6.5 Cálculo y selección de protección contra sobretensiones	151
<b>CAP. 7 RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES</b>	159
<b>REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA</b>	183



## 1 ANTECEDENTES.

### 1.1 CONSTRUCCIÓN DE CIUDAD UNIVERSITARIA.

Es indispensable hacer una breve mención acerca de la historia de la Universidad Nacional Autónoma de México porque de esta forma entenderemos mejor la manera en que opera el abastecimiento de energía eléctrica que se proporciona a todos y cada uno de los edificios, instalaciones y a las “Subestaciones derivadas” que forman parte de nuestra querida Ciudad Universitaria y que principalmente desarrollaremos a lo largo de esta tesis.

La Universidad Nacional Autónoma de México es heredera de la Real y Pontificia Universidad de México, fundada en 1551 por Cédula Real, organizada a la manera de la Universidad de Salamanca, formada por cuatro facultades:

1. Teología
2. Cánones
3. Leyes y Medicina
4. Artes

y varias cátedras.

Fue la primera en ofrecer cátedras en el continente americano. En ella se formaron los propios doctores que después formarían parte del claustro



universitario, así como los profesionales del periodo virreinal: clérigos, abogados, administradores y médicos.

Cuando terminó la batalla de independencia fue suprimido el nombre de Real, ya que se había logrado la independencia de México y España ya no tenía poder sobre nuestro país. Fue entonces cuando tomó el nombre de Universidad Nacional y Pontificia. Con el paso del tiempo el nombre quedó como Universidad de México.

Durante el primer siglo de vida del México independiente, la Universidad fue clausurada y reabierta en diversas ocasiones, y se fundaron nuevos colegios o establecimientos de educación en sus diferentes tipos y modalidades.

En el año de 1910, Justo Sierra Méndez, profesor de la Escuela Nacional Preparatoria y Secretario del Ministerio de Instrucción Pública y Bellas Artes hizo la propuesta de construir una nueva universidad, con el fin de dar al conocimiento un toque mexicano.

El 22 de septiembre del año en curso se llevó a cabo la ceremonia de inauguración de la Universidad Nacional de México en la cual estuvo presente el entonces presidente de la República Mexicana, el general Porfirio Díaz Mori. Aquí se reúnen escuelas nacionales fundadas a lo largo del siglo XIX como la Preparatoria, escuela de Jurisprudencia, escuela de Medicina, escuela de Ingenieros, escuela de Bellas Artes y la recién creada Escuela de Altos Estudios (abril 1910).



En julio de 1929 la Universidad obtiene su estatuto de autonomía, y queda establecida como Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

En septiembre de 1946, siendo rector el Dr. Salvador Zubirán, se gestionó que el gobierno del general Ávila Camacho adquiriera terrenos por el decreto de expropiación para lograr la construcción de Ciudad Universitaria, el Dr. Zubirán construyó la comisión de la ciudad universitaria, de acuerdo con la ley “Fundación y Construcción de CU”.

En 1947, se organizó una comisión técnica dictaminadora, Esta comisión designó a los arquitectos Enrique del Moral, Mario Pani y Mauricio M. Campos como directores y coordinadores del proyecto, que se encargarían de los proyectos de la construcción de facultades, escuelas e institutos. Algunos personajes notables que participaron en la construcción de este proyecto fueron: Juan O’ Gorman, Enrique Yáñez, Pedro Ramírez Vázquez, Enrique de la Mora, así como dos grandes artistas: Diego Rivera y David Alfaro Siqueiros.



**Fig. 1.1 Vista general de Ciudad Universitaria durante su construcción, 25 de septiembre de 1953 IISUE/AHUNAM/Colección Universidad, doc. 3305.**



De acuerdo con el programa que se dirigió por la comisión técnica dictaminadora, el proyecto se dividió en 4 zonas fundamentales:

1. Zona Escolar. Su elemento central es el campus universitario, constituido por edificios escolares. Que pueden ser subdivididos:

*Edificios de carácter general:* como Rectoría, la Biblioteca Central y el Museo Universitario de Ciencia y Arte.

*Humanidades.* Formado principalmente por la Facultad de Filosofía y Letras, sus institutos y las escuelas de Jurisprudencia, Economía y comercio y la Facultad de Ciencias Políticas.

*Ciencias.* Formado por la Facultad de Ciencias, la Facultad de Química, la Facultad de Ingeniería, Instituto de Geología, Instituto de Energía Nuclear.

*Museo de Arte y Escuela de Arquitectura.* Constituido por la escuela de Arquitectura, el Museo e Instituto de Arte y Teatro Experimental, localizado al sur del campus.

*Ciencias Biológicas.* Formado por la Facultad de Medicina, Odontología, Veterinaria y la Facultad de Biología



**Fig. 1.2 Torre de rectoría y La Biblioteca Central. Fotografía: Paola García, Gilberto Marquina.**

2. Práctica de Deportes. Por las Condiciones del terreno, las zonas para la práctica de deportes quedaron en diversas zonas. Dentro de las cuales existen albercas para aprender a nadar, para entrenar en diferentes categorías de competencias acuáticas. Pistas de atletismo, canchas de fútbol, los frontones de piedra.





**Fig. 1.3 Fotografía: Archivo Histórico de la UNAM, Colección Universidad, Sección: Construcción Ciudad Universitaria, Fondo: Saúl Molina Barbosa.**

3. Estadio de Exhibición. Una emblemática construcción que forma parte de ciudad universitaria. Situado frente a la torre de Rectoría. El proyecto arquitectónico estuvo a cargo de los arquitectos Augusto Pérez Palacios, Raúl Salinas Moro y Jorge Bravo Jiménez. Fue inaugurado el 20 de noviembre de 1952. La fachada principal está decorada con el mural titulado “La Universidad, la Familia Mexicana, la Paz y la Juventud Deportista”, obra del mexicano Diego Rivera. Se modificó el nombre a Estadio Olímpico Universitario en 1968, al ser sede de los juegos olímpicos en ese año.



**Fig. 1.4 La Universidad, la Familia Mexicana, la Paz y la Juventud Deportista. Fotografía: Archivo Histórico de la UNAM, Colección Universidad, Sección: Construcción Ciudad Universitaria, Fondo: Paola García, Gilberto Marquina.**

4. Servicios Generales. Esta parte está constituida por edificios para funcionamiento general, como talleres, almacenes, servicios de vigilancia.

La dirección General del Proyecto de conjunto, a cargo de los arquitectos Enrique del Moral y Mario Pani, tuvieron la responsabilidad de coordinar los proyectos de los diferentes edificios que consolidarían a Ciudad Universitaria. Además de ello los arquitectos e ingenieros que habían sido designados para el proyecto, contaron con asesores de todas las disciplinas universitarias, para llevar a cabo las siguientes actividades:



---

---

## CAPÍTULO 1

## ANTECEDENTES.

1. Coordinación del programa general y los programas de los diferentes edificios.
2. Solucionar el sistema vial.
3. Localizar las redes fundamentales de agua, saneamiento, teléfonos y electricidad.
4. Diseñar los elementos secundarios que complementan el conjunto, como son los pasos a desnivel, pórticos tiendas, fuentes y espejos de agua.

---

### *ESTADIO DE EXHIBICIÓN*

---

Proyecto:

Asesores:

Arquitectos: Augusto Pérez Palacios, Dr. Roberto Méndez, profesores Jorge Jorge Bravo Jiménez y Raúl Salinas Molina Celis y Antonio Estopier Moro.

---



**Fig. 1.5 Estadio Olímpico Universitario.**



*BIBLIOTECA CENTRAL*

Proyecto:	Asesores:
Arquitectos: Juan O' Gorman, Gustavo M. Saavedra y Juan Martínez Velazco.	Juan Íñiguez, Rafael Carrasco Puente y Prof. José María Lujan.

*RECTORÍA*

Proyecto:	Asesores:
Arquitectos: Mario Pani, Enrique del Moral y Salvador Ortega Flores.	Dr. Luis Garrido, Alfonso Pruneda y Lic. Alfonso Ramos Bilderbeck, Juan González Bustamante y Juan González A.



**Fig.1.6 Izquierda: Biblioteca central, derecha: Rectoría.**



*ESCUELA NACIONAL DE INGENIERÍA*

Proyecto:	Asesores:
Arquitectos: Francisco J. Serrano, Luis Mc. GregorKrieger y Fernando Pineda.	Dr. Nabor Carrillo, ingenieros Alberto Dovalí Jaime, Alfonso Barnetche, Alberto Barocio, Luis López Mascott, David Contreras, Rodolfo Mutz, Roberto Toscano y señor Lozano Díaz



**Fig.1.7 Escuela Nacional de Ingeniería.**

*ELECTRIFICACIÓN*

Proyecto:	Asesores:
Ingeniero Luis Mascott.	Ingeniero Octavio Sánchez Hidalgo.



Fue en el año de 1954, el lunes 22 de marzo, cuando el presidente Ruiz Cortines realizó la entrega formal de la Ciudad Universitaria a la Universidad Nacional Autónoma de México y dio el inicio a los cursos que se impartirían en el nuevo recinto.



**Fig. 1.8 Vista aérea del Campus Universitario, 23 de mayo de 1960  
IISUE/AHUNAM/Colección Universidad, doc.4037.**

Durante los primeros años de vida la Universidad contaba con una extensión de dos millones de metros cuadrados, hoy en día cuenta con aproximadamente seis millones de metros cuadrados, cabe mencionar que su extensión es más de lo que algunos países o ciudades del mundo, como el Vaticano. Esto como resultado de la gran demanda estudiantil. En los últimos años la población osciló entre los 259 mil alumnos.



Durante el año 2005 la Ciudad Universitaria fue catalogada como Monumento Histórico Nacional, más tarde en el año 2007, se catalogó como Patrimonio Cultural de la Humanidad por la UNESCO.

Resulta de suma importancia en la proyección y construcción de Ciudad Universitaria el diseño y puesta en marcha de la red de distribución de energía eléctrica subterránea que abastecería el campus de Ciudad Universitaria. Dicho proyecto fue elaborado por ingenieros universitarios como Carlos Luca Marín, Antonio Macías de Mier y Roberto Brown Brown que estuvieron bajo el mando del ingeniero Luis Mascott López y con la asesoría del Ingeniero Octavio Sánchez Hidalgo con el fin de proporcionar la suficiente energía eléctrica así como también garantizando la continuidad para realizar las labores a cada uno de los edificios de la Universidad Nacional Autónoma de México.

La red eléctrica de CU estaba constituida por una Subestación Principal con capacidad instalada de 5 [MVA] distribuida en dos transformadores de 2.5 [MVA] a una tensión nominal de 23 [kV] a 6.6 [kV]. La acometida era proporcionada por la compañía de Luz y Fuerza Motriz S.A. por medio de dos alimentadores aéreos de 23 [kV] provenientes de las Subestaciones Taxqueña y Olivar del Conde.

La red de distribución de 6.6 [kV] está formado por tres alimentadores: A, B y C. Con la finalidad de garantizar la continuidad en el servicio eléctrico. Para el año de 1968, por el motivo de los juegos olímpicos se instalaron cuatro torres de iluminación dentro de las instalaciones en el Estadio Universitario, por tal motivo la demanda de consumo de energía eléctrica aumentó, instalando dos alimentadores más: D y E.





**Fig. 1.9 Subestación General No. 1 en 6 [kV].**

Con el paso del tiempo la Ciudad Universitaria creció en función de las nuevas generaciones de alumnos y profesores que ingresaron y que cada año aumentaba el número. De esta forma surgió la necesidad de construir nuevos edificios de manera que se pudiera alojar a toda la gente que ingresaba a la universidad. Esta fue una razón por la cual la capacidad de la Subestación General No. 1 ya no lograba cubrir esta demanda. En un principio se modificó la capacidad de la subestación en donde sus dos transformadores de 2500 [kVA]





cada uno respectivamente, se sustituyó por otros transformadores ahora de 7500 [kVA] y así satisfacer las necesidades de demanda eléctrica.

Durante 1981, con la ampliación que se realizó al circuito exterior, así como también al crecimiento constante de las instalaciones de Ciudad Universitaria. Se originó un nuevo problema de carga que debía soportar la Subestación General No. 1, esta sobrecarga estaba estimada a ocurrir alrededor de 1983. Por tal motivo realizó la propuesta de la Subestación General No. 2, para liberar carga de la Subestación General No.1 que ya estaba en su límite de capacidad instalada.

Tomando en cuenta la situación de demanda eléctrica, se llegó a la decisión de construir una nueva subestación para poder cubrir la demanda que ya existía, fue así como surgió la Subestación General No. 2.

La Subestación General No.2, fue construida reutilizando los dos transformadores de 2500 [kVA] que fueron removidos de la Subestación General No.1, lo cual fue factible ya que aún se encontraban en buen estado para operar; las bobinas, el sistema de operación, sistema de enfriamiento, niveles de aceite, alarmas, protecciones, medidores de tensión y corriente etc.

La forma en que se instalaron los transformadores de 2500 [kVA], fue de la siguiente manera: uno estaría en operación constante, y uno de ellos estaría como respaldo o reserva en caso de que se presentara alguna falla o mantenimiento de algún otro que estuviera en constante operación. Cuenta con cinco alimentadores, formando dos anillos y un alimentador que funciona de enlace entre la Subestación General No. 1 y 2.



Actualmente las Subestaciones Generales No. 1 y No. 2, son energizadas por la CFE, mediante alimentadores aéreos provenientes de la Subestación Eléctrica de distribución Odón de Buen.

## **1.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA DE CIUDAD UNIVERSITARIA.**

La red de distribución subterránea de Ciudad Universitaria se proyectó y construyó en los años 50. En ese entonces fue la primera y más grande red de distribución para un campus universitario en Latinoamérica. La red se diseñó para satisfacer las necesidades de carga y continuidad para ese tiempo, desafortunadamente la red de distribución que aún suministra energía a 6 [kV], tensión de distribución que está fuera de norma y con los mismos equipos que se instalaron en aquella época. Hoy en día las subestaciones, equipos de protección, seccionamiento y transformadores ya concluyeron su vida útil. Por ello resulta importante realizar una modernización de la red eléctrica de Ciudad Universitaria.

La Red Eléctrica de distribución subterránea en Ciudad Universitaria, está integrada por varias Subestaciones Generales.

1. La Subestación General No. 1. Ubicada en la parte norte de Ciudad Universitaria, justamente a un costado de la Facultad de Psicología. Tiene una capacidad instalada de 7500 [kVA], sus niveles de tensión son, de 23 – 6.6 [kV], cuenta con 12 alimentadores. Y de esta subestación se derivan otras 77 pequeñas subestaciones.



2. La Subestación General No. 2. Se encuentra ubicada en el circuito exterior frente a la Escuela Nacional de Trabajo Social. Cuenta con una capacidad instalada de 5000 [kVA], su nivel de tensión es el mismo que el del a SG1, de 23-6.6 [kV], cuenta con 5 alimentadores, y derivan de ella 37 subestaciones más.
3. La Subestación General No. 3. Está ubicada en la avenida el Imán.
4. La Subestación General No. 4. Se encuentra frente al nuevo edificio del Instituto de Investigaciones Biomédicas.
5. La Subestación General No. 5. Está ubicada a un costado del edificio de Relaciones Laborales.
6. La Subestación General No. 6. Está ubicada en el estadio Olímpico Universitario.

Las Subestaciones Generales: 3, 4, 5 y 6 tienen una tensión de distribución de 23 [kV] cada una.

La Red de Distribución Subterránea en Media Tensión de Ciudad Universitaria, cuenta con el siguiente equipo eléctrico instalado:

1. Conductores
2. Equipo de seccionamiento
3. Equipo de protección
4. Subestaciones derivadas



Algunos de estos elementos deberán ser modificados incluso remplazados para su correcta operación en el cambio de tensión.

Al día de hoy, la topología de la Red de Distribución de CU, corresponde a un sistema de anillos abiertos para proporcionar una mayor confiabilidad debido a esta configuración, ya que al presentarse alguna falla podría ser librada rápidamente. Además de que cuenta con dos alimentadores en forma radial.

La facultad de ingeniería realizó el levantamiento y estudio de las subestaciones que conforman la red de distribución existente en el campus, obteniendo de cada una de ellas la siguiente información:

1. Ubicación.
2. Descripción del equipo instalado.
3. Diagrama unifilar.
4. Levantamiento físico del local.
5. Acervo fotográfico.
6. Datos técnicos.

A partir del estudio que realizó la facultad de ingeniería, se elaboró el documento en donde se marcan características de diseño de la nueva red subterránea de distribución de energía eléctrica en 23 [kV], siendo las más significativas las siguientes:



1. Aplicación de tecnología de punta para garantizar la vida útil de la red por lo menos por 30 años.
2. Tener un restablecimiento de energía eléctrica en el menor tiempo posible, en caso de presentarse alguna falla a lo largo de la red de distribución.
3. Se planea que la red pueda ser automatizada, pese a ello los equipos que sean seleccionados deberán poder manipularse vía control remoto así como telemedición desde un centro de control y operación de energía eléctrica.
4. Cumplir con las normas de CFE relacionadas a los sistemas de distribución subterráneos (eléctricas y obra civil).
5. Ningún servicio de la red deberá proyectarse en forma radial.
6. Instalación de equipos de transferencia automática para los servicios que por su naturaleza requieran de una alta confiabilidad.
7. Se mantiene la ubicación actual de cada subestación derivada, excepto cuando por condiciones de normatividad sea necesaria su variación. Con la finalidad de aprovechar la obra civil ya existente.

Algunos de los beneficios que obtendrá la universidad con este cambio en la red de suministro eléctrico son los siguientes:

1. Vida útil de la red de suministro eléctrico de por lo menos 30 años.
2. Mejora de la calidad de la energía eléctrica que se entrega a cada dependencia de la universidad.



3. Disminución de la tarifa base del suministro de energía eléctrica a futuro.
4. Poder alimentar nuevas cargas.

Para poder llevar a cabo el proyecto de construcción y puesta en marcha de la nueva red de distribución eléctrica se realizarán las actividades enlistadas a continuación:

1. Se realizará la construcción o adecuación de los locales de cada una de las subestaciones generales y derivadas, de igual forma se harán preparaciones para la futura instalación de equipos de automatización y de seguridad.
2. Se construirán 23 kilómetros de ductos subterráneos, registros, pozos de visita y bóvedas que conducen entre uno y cuatro circuitos que formarán parte de los 10 anillos que integran el proyecto.
3. Instalación de 140 kilómetros de cable 25 [kV] XLP- RA 4/0 AWG Cu en los circuitos troncales.
4. Suministro e instalación de los siguientes equipos:
  - Subestación General No. 1. Se realizará un cambio de tensión de 6 [kV] a 23 [kV].
  - Subestación General No. 2.
  - Transformadores para las subestaciones derivadas.
  - Seccionadores para las subestaciones derivadas.



## 2 TABLEROS.

### 2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS TABLEROS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

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

El tablero de distribución con revestimiento metálico tipo metal-clad emplea interruptores automáticos y desmontables y se le denominará “equipo con interruptor automático”. El interruptor automático proporciona tanto protección contra corto circuitos como interrupción de corriente de carga. Mientras que el tablero de distribución de interruptor con gabinete metálico tipo metal-enclosed utiliza seccionadores, interruptores de carga y fusibles de potencia, y se le denominará “equipo con seccionador/fusible”. Los seccionadores interruptores de carga proporcionarán interrupción de corriente de carga (establecimiento e interrupción de corrientes de carga). Los fusibles de potencia proporcionarán protección contra cortocircuitos tanto de fallas de fase a tierra como de fase a fase. Ambos tipos de equipo están disponibles con fabricantes reconocidos como equipos de alta calidad. En algunos casos, la aplicación indicará la elección del equipo.

Los objetivos primordiales de cualquier tablero de distribución son elevar al máximo la protección contra cortocircuitos y la segmentación del sistema de



distribución para reducir al mínimo el efecto de las fallas del equipo en otras partes del sistema.

Una de las principales funciones del tablero de distribución es proteger el sistema contra fallas que incluyan las averías de los componentes como los transformadores, los cables y las terminales de cables del lado de la carga.

Todos los tableros de distribución deben tener capacidades de cortocircuito iguales o mayores que la corriente de cortocircuito disponible en el sitio. Cuando el usuario de energía eléctrica es el propietario del tablero de distribución principal, la empresa suministradora que abastece puede especificar, de manera conservadora, capacidades que sean mayores que la corriente de cortocircuito disponible real. Un error común en las especificaciones para los tableros de distribución con fusibles de potencia es el elegir un fusible que tenga una capacidad de interrupción menor que la capacidad de cortocircuito del tablero de distribución.

<b>Tensión nominal</b>				
<b>Tipo de tablero de distribución</b>	<b>4.16 [kV]</b>	<b>13.8 [kV]</b>	<b>25 [kV]</b>	<b>34.5 [kV]</b>
Interruptor automático	65 – 350 [MVA]	500 – 1000 [MVA]	900 – 1700 [MVA]	1255 – 2390 [MVA]
Seccionador/fusible	125 – 290 [MVA]	300 – 960 [MVA]	405 – 860 [MVA]	375 – 1000 [MVA]

**Tabla 2.1 Capacidades de los tableros.**





A continuación se mencionarán las características que deben cumplir los tableros de media tensión de 23 [kV] blindados de tipo Metal Clad con encapsulado en gas hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ), servicio interior de frente muerto que se especifican como Tableros Generales para realizar las instalaciones en las Subestaciones Generales de la red de distribución subterránea en 23 [kV] del Campus Universitario de la UNAM.



**Fig. 2.1** *Botellas de vacío para la extinción del arco.*



Estas características y especificaciones van de acuerdo a ciertas normas para su diseño, fabricación y pruebas que son consideradas para los tableros. Las principales son las mencionadas a continuación:

IEC 62271-200 (IEC 60298)	Equipo de maniobra de y control de corriente alterna “Metal Clad / Enclosed” para tensiones superiores a 1 [kV].
IEC 62271-102 (IEC 60129)	Desconectores de corriente alterna y seccionadores de tierra.
IEC 62271-100 (IEC-60056)	Interruptores automáticos de corriente de alta tensión.
IEC 60044-1 & 2 or ANSI C57 or CSA	Transformadores de corriente y voltaje.
IEC 60044-7 and IEC 60044-8	Sensores.



IEC 60529	Grado de protección IP65 para los compartimentos de gas y IP4X para la estructura de soporte, baja tensión y otros compartimientos.
-----------	---

**Tabla 2.2 Normas para la construcción de los tableros.**

**2.2 ALCANCE DE SUMINISTRO.**

En el alcance de suministro se debe incluir diseño, fabricación, pruebas en fábrica (FACTORY WITNESS TEST), empaque y embarques hasta el punto definido por la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO (UNAM) del tablero especificado.

A continuación se muestra en forma general el alcance de suministro:

- Gabinete metálico
- Interruptores en vacío
- Cubículos para interruptor disponible
- Transformadores de potencial
- Transformadores de corriente
- Relevadores de protección
- Equipos de medición
- Alambrado de control



- Accesorios

Los dibujos de:

- Las dimensiones generales y arreglo del equipo en el tablero
- Diagramas esquemáticos
- Manuales de montaje, operación y mantenimiento en español
- Control de calidad
- Empaque y embarque

### 2.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES.

Los tableros mencionados anteriormente deben ser del tipo Metal Clad con aislamiento como medio en SF<sub>6</sub> a prueba de arco eléctrico que cumpla con los estándares internacionales cuya estructura modular permita el ensamble en las secciones del tablero en diferente orden haciendo uso eficiente para el espacio de modo que se permita el acceso para que se pueda proveer el servicio de mantenimiento e instalación al mismo.

Dichos tableros deben contener en su interior interruptores de vacío tipo fijo con seccionador de tres posiciones y contemplando también la instalación del equipo de medición y protección.

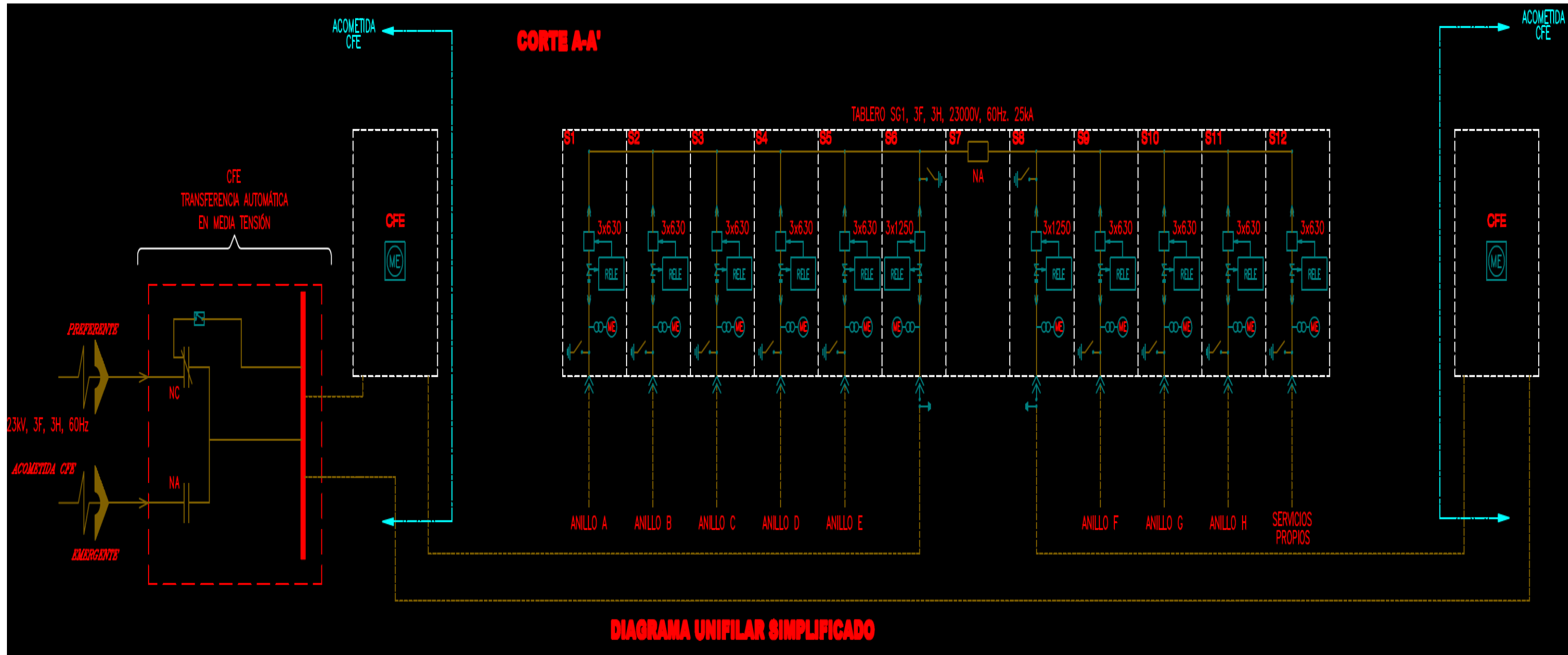


FIG. 2.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA SUBESTACION GENERAL GENERAL NO. 1 EN 23 KV



El equipo estará constituido de tres secciones, las que se encuentran ubicadas a los extremos serán para la instalación de los interruptores derivados y la central será para la alimentación al tablero y para el equipo de instrumentación.

El tablero debe contar con un sistema de bloqueo entre su interruptor derivado que alimenta a los demás tableros de la subestación y el de enlace de este último.

Este sistema de bloqueo se emplea para permitir el cierre de interruptor de enlace sólo cuando el interruptor derivado del tablero que lo alimente esté abierto. De manera similar al cerrar el interruptor derivado en el tablero general previamente se debe abrir el interruptor de enlace en el tablero de derivación. Esto significa que no pueden estar cerrados en el mismo instante o a la vez ambos interruptores.

Este sistema debe ser manual y mecánico, y se deben colocar leyendas en cada uno de los tableros las cuales indiquen la secuencia de actividades para realizar la maniobra que involucra a los tableros mencionados anteriormente.

**2.3.1 CONDICIONES AMBIENTALES.**

Altitud	Temperatura promedio
2300 m.s.n.m	25 [°C]

**Tabla 2.3 Condiciones ambientales de los tableros.**



2.3.2 CONDICIONES ELÉCTRICAS.

Frecuencia	Tensión de operación	Tensión máxima de diseño	Fases	Tensión de control	Tensión para resistencias calefactoras
60 [Hz]	23 [kV] a 2300 m.s.n.m.	27 [kV] a 2300 m.s.n.m	3 fases, 3 hilos	24 [VCD]	277 [VCA] 1 fase 2 hilos

Tabla 2.4 Condiciones eléctricas de los tableros.

2.4 INTERRUPTORES EN VACÍO.

GENERALIDADES.

Estas son las características que deben cumplir los interruptores:

<b>Tipo</b>	vacío
<b>Número de polos</b>	3
<b>Tensión de operación</b>	23 [kV]
<b>Mecanismo</b>	De energía almacenada, con resorte, para el cierre y el disparo del interruptor.



<b>Operación</b>	Eléctrica
<b>Tensión de control</b>	24 [Vcd]
<b>Disparo libre</b>	Mecánico y eléctrico
<b>Dispositivo de antibombeo</b>	En el circuito de cierre
<b>Disparo manual</b>	Mecánico en el frente del tablero
<b>Mecanismo para cargar el resorte</b>	Por medio de motor eléctrico y manual con una manivela
<b>Contactos:</b> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Los contactos solicitados a continuación deben ser fácilmente convertibles de normalmente cerrados a normalmente abiertos y viceversa.</li><li>2. Los contactos deben tener superficie plateada.</li><li>3. Cada cubículo destinado a un interruptor debe contar con interruptores de celda con cuatro contactos.</li><li>4. Cada interruptor debe contar con cuatro contactos auxiliares extras (para la UNAM), los contactos deben ser de operación mecánica y accionados por el mecanismo de operación del interruptor.</li></ol>	

**Tabla 2.5 Características que deben cumplir los interruptores.**

### VALORES NOMINALES.

<b>Capacidad nominal en secciones de acometida</b>	1250 [A]
<b>Capacidad nominal en secciones</b>	630 [A]





<b>derivadas</b>	
<b>Tensión nominal</b>	23 [kV]
<b>Corriente nominal de corto circuito</b>	25 [kA]

**Tabla 2.6 Valores nominales de los tableros.**

**PROTECCIONES.**

Se debe incluir un relevador de protección multifuncional a cada uno de los interruptores, el cual puede mostrar parámetros eléctricos básicos (tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente) y de calidad de energía, la cual permita enviar los datos a un sistema SCADA con protocolo de comunicación MODBUS/TCP/IP a través de comunicación RS232 y RS485.

Los interruptores deben cumplir con las protecciones siguientes:

**INTERRUPTORES DERIVADOS.**

1. Protección de sobrecorriente tiempo largo. (51)
2. Protección de sobrecorriente tiempo corto. (51)
3. Protección de sobrecorriente tiempo instantánea. (50)
4. Protección de falla a tierra. (50G)
5. Baja tensión. (27)
6. Alta tensión. (59)



**2.5 MEDICIONES.**

**TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.**

Los transformadores de potencial deben cumplir con los siguientes requerimientos:

<b>Cantidad</b>	6 (tres para cada uno de los interruptores derivados)
<b>Tipo de montaje</b>	Fijo
<b>Tensión nominal primaria</b>	23 [kV]
<b>Relación de transformación</b>	24000/SQT3 // 120/3V
<b>Clase de precisión y carga</b>	0.5
<b>Capacidad</b>	45 [VA]
<b>Conexión</b>	Estrella – Estrella

**Tabla 2.7 Requerimientos de los transformadores de potencial.**

La protección primaria y secundaria de los TP's dependerá del diseño del fabricante.

**TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.**

Los transformadores de corriente deben cumplir con los siguientes requerimientos:



<b>Cantidad</b>	Un juego de 3 TC's por interruptor
<b>Tipo de montaje</b>	Fuera del encapsulado en gas SF <sub>6</sub>
<b>Tensión de diseño</b>	23 [kV]
<b>Relación de transformación</b>	De acuerdo a la carga a proteger / 5 [A]
<b>Clase de precisión de protección</b>	10 P20
<b>Clase de precisión de medición</b>	0.5
<b>Capacidad</b>	30 [VA]

**Tabla 2.8 Requerimientos de los transformadores de corriente.**

### **EQUIPO DE MEDICIÓN.**

Se deben integrar en el relevador de protección los dos equipos de medición y deben ser multifunciones de rastreo continuo, con memoria y capacidad de conectarse a un sistema SCADA (Adquisición de Datos y Control de Supervisión) con protocolo de comunicación MOD BUS TCP/IP y conectores RS-485.

Debe tener la capacidad de medir los siguientes parámetros:

- Tensión (V)
- Corriente (A)
- Potencia real (kW)
- Potencia reactiva (kVAR)
- Potencia aparente (kVA)
- Factor de potencia



- Frecuencia (Hz)
- Energía real (kWh)
- Energía reactiva (kVARh)
- Energía aparente (kVAh)
- Sag / Swell
- THD (Distorsión Armónica Total) Tensión y corriente
- Datos indicando fecha y hora del suceso de:
  - Demanda pico
  - Pérdida de tensión
  - Retorno de tensión
  - Reconexión

### 2.6 CARACTERÍSTICAS DE CONSTRUCCIÓN.

#### GABINETE.

El tablero que se vaya a emplear debe contar con las siguientes características:

<b>Construcción</b>	Metal Clad
<b>Tipo de servicio</b>	Interior
<b>Lámina</b>	La lámina empleada en tableros debe ser de acero inoxidable, para la estructura del tablero debe ser calibre



	No. 10 USG y para los paneles laterales, cunas de los interruptores y puertas el calibre mínimo empleado debe ser 14 USG.
<b>Anclaje</b>	En su base el tablero debe contar con canales de acero estructural para su anclaje al piso.
<b>Tratamiento de elementos metálicos</b>	Las láminas deben ser pintadas con pintura anticorrosiva con tratamiento previo de tropicalizado.

**Tabla 2.9 Características de los tableros.**

Cubículos para interruptores:

- Cada uno de los interruptores debe ser alojado en un cubículo cerrado, este mismo debe tener elemento para conectarlo a tierra.
- Los interruptores deben ser del tipo fijo, de modo que se pueda extraer el mecanismo de operación sin que se abra el módulo de gas SF<sub>6</sub>. También debe tener un seccionador de tres posiciones, aislado en gas SF<sub>6</sub> que permita al interruptor colocarlo en estas tres posiciones: conectado, desconectado/prueba, aterrizado.
- Los circuitos secundarios de control del interruptor deben estar conectados cuando éste se encuentra en las posiciones de conectado y de prueba.
- Los cubículos que se denominan futuro deben contar con todos los accesorios para instalar, sin que tenga que hacer trabajos en el mismo, un



interruptor de las mismas características de los que se encuentran instalados.

- Manijas: Cada una de las puertas debe poseer una manija que asegure su cierre.

### **BARRAS PRINCIPALES Y DE DERIVACIÓN.**

#### **REQUERIMIENTOS.**

Las barras deben cumplir con lo siguiente:

- El material debe ser cobre electrolítico suave.
- Las barras deben tener las puntas redondeadas y deben ser lisas.
- Todas las uniones que hay entre las barras deben ser plateadas.
- La tornillería empleada en la unión de las barras en el tablero deben ser de acero con un recubrimiento de cadmio o zinc-cadmio.
- Las tuercas deben ser de cabeza hexagonal.
- Cada tuerca debe llevar rondanas planas y cónicas para garantizar la presión de apriete de las mismas.
- Las barras principales y de derivación deben estar aisladas con aislamiento sintético.

#### **CAPACIDAD DE CORRIENTE.**

En las barras principales debe haber una capacidad de corriente por lo menos igual a la capacidad de corriente del interruptor principal.



### **CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.**

Las barras, así como sus soportes y el tablero deben soportar la corriente de cortocircuito de 25 [kA].

### **BARRA DE TIERRA.**

- La barra de tierra debe ser de cobre electrolítico de una capacidad no menor a 630 [A], esta barra se instalará a lo largo de todo el tablero, en cada sección se deben proporcionar los conectores para asegurar la continuidad de la barra.
- Ambos extremos de la barra deben tener una zapata de compresión para cable de cobre calibre 4/0 AWG.

### **SOPORTE DE LAS BARRAS.**

- Las barras se soportarán con aisladores de material de alta rigidez dieléctrica no higroscópicos y alta resistencia mecánica.
- La separación entre soportes debe ser de modo que tanto estos como las barras resistan los esfuerzos debidos a la corriente de cortocircuito de 25 [kA] sin sufrir daños ni deformaciones.

### **DISPOSICIÓN DE BARRAS.**

El arreglo de las barras principales y derivadas debe cumplir con lo que establece la norma IEC 62271-200.



### ALIMENTADOR DE VOLTAJE DE CONTROL.

- El tablero debe tener un alimentador de corriente directa de 24 [VCD] para el control de los interruptores (cierre y apretura), lámparas indicadoras, etc.
- En la entrada del alimentador se debe instalar un interruptor termomagnético de 2 polos, de 24 [VCD] y de capacidad conforme a la carga que alimenta.
- Para cada cubículo destinado a interruptor se debe instalar un interruptor termomagnético de 2 polos, 24 [VCD], de una capacidad de acuerdo a la carga alimentada, incluyendo los cubículos indicados como futuro.
- Los conductores deben ser de cobre electrolítico, cableado clase B con aislamiento tipo TWH-LS para 600 [V], baja emisión de humos y baja toxicidad.

### RESISTENCIAS CALEFACTORAS.

Los requerimientos de las resistencias calefactoras para el tablero son los siguientes:

- El tablero debe tener resistencias calefactoras de espacio que eviten la condensación en el tablero, como protección las resistencias calefactoras deben tener una rejilla cada una.
- La tensión de alimentación a las resistencias calefactoras debe ser de 227 [VCA], las resistencias calefactoras deben ser para una tensión de 240 [V].





- Cada una de las resistencias tendrá un control implementado por medio de un termostato automático ajustable en un rango de entre 10 [°C] y 30 [°C].
- La alimentación a las resistencias calefactoras debe protegerse por medio de un interruptor de dos polos, 480 [V] de capacidad de acuerdo a la carga alimentada.
- Los conductores deben ser de cobre electrolítico, con cableado clase B con aislamiento THW-LS para 600 [V], baja emisión de humos y baja toxicidad.

### **INTERRUPTORES.**

Los interruptores deben contar con los accesorios siguientes:

- Botón de cierre
- Botón de apertura
- Botón de reconexión
- Indicación de posición de los contactos principales
- Indicación de resorte cargado o descargado
- Contador de operaciones
- Tres lámparas indicadoras
- Capuchones desmontables para las lámparas de color rojo, verde y blanco.
- Dispositivos de carga manual de las muelles de mando.

Las secciones donde se alojen los interruptores no deberán medir más de 900 [mm] de frente.



## ALAMBRADO DE CONTROL Y AUXILIARES.

### ALAMBRADO.

El alambrado de control debe cumplir con las siguientes indicaciones:

- Los conductores deben agruparse de forma que formen mazos y deben sujetarse con ayuda de cinturones de material no inflamable.
- La conexión de los conductores los diferentes instrumentos debe ser de modo que se pueda retirar el instrumento sin que intervenga en el cableado mismo.
- **Estrictamente está prohibido hacer empalmes en los conductores, todos deben ser continuos de terminal a terminal.**
- En sus extremos los conductores deben tener una identificación clara y permanente.
- Los conductores deben ser de cobre electrolítico, cableado clase B con aislamiento tipo THW-LS para 600 [V], baja emisión de humos y baja toxicidad.

### TABLILLAS TERMINALES.

Estas deben cumplir con lo siguiente:

- Las tablillas terminales deben ser para tensión de 600 [V] y 20 [A].
- Se debe dejar como reserva un 25% de puntos terminales.



- Las tablillas terminales deben estar agrupadas para su fácil identificación de acuerdo a su función: control, medición y auxiliares.
- Las tablillas terminales deben ser identificadas claramente.

### **CONTACTOS SECOS.**

Los contactos secos, alambrados y disponibles en tablillas de conexiones deben contar con las siguientes indicaciones:

- Dos normalmente abiertos y dos normalmente cerrados operados por el mecanismo del interruptor como mínimo.
- Dos normalmente abiertos y dos normalmente cerrados operados por el carro del interruptor como mínimo.

### **IDENTIFICACIÓN.**

- Cada uno de los tableros debe contar con una leyenda que lo identifique de manera clara.
- Los interruptores deben tener un número de identificación y una leyenda la cual se indicará posteriormente a fincar el pedido.
- La identificación debe ser de baquelita o plástico y debe tener un marcado claro y permanente.



**2.7 DIBUJOS.**

El fabricante debe proporcionar, después del otorgamiento de la orden, dos juegos de dibujos reproducibles de lo solicitado.

Estos dibujos serán de utilidad a la UNAM, para realizar comentarios antes de ser fabricados los tableros.

<b>CONCEPTO</b>	<b>DÍAS CALENDARIO</b>
Dimensiones del tablero	10
Detalles de la base	10
Masa del tablero	10
Diagrama unifilar	10
Diagramas esquemáticos	10
Diagramas de alambrado	10
Instructivo de montaje. Operación y mantenimiento del tablero y de todos los componentes del mismo	10
Reporte de las pruebas realizadas al tablero y sus componentes	15 después de realizadas las pruebas

**Tabla 2.10 Información Solicitada**



## 2.8 PRUEBAS.

### 2.8.1 PRUEBAS DE RUTINA.

Se deben realizar las pruebas de rutina (prueba de aceptación) al tablero y sus componentes, y son las enlistadas a continuación:

#### 2.8.1.1 OPERACIÓN.

Interruptor en vacío.

- Cada uno de los interruptores se debe abrir y cerrar por lo menos 5 veces considerando las siguientes tensiones de control:

Apertura: 21 – 24 – 28 [V]

Cierre: 21 – 24 – 28 [V]

#### 2.8.1.2 ALAMBRADO.

- Verificación y confirmación de que los circuitos de control y medición están de acuerdo a los planos aprobados.
- Verificación y confirmación de la continuidad de los circuitos de control y medición.
- Verificación y confirmación de que las conexiones a los transformadores de instrumentos, instrumentos de medición, etc., estén correctamente conectados con respecto a la polaridad.



- Se debe aplicar al alambrado de control y medición durante un minuto a tierra, a 1500 [VCA].

### **2.8.1.3 POTENCIAL APLICADO.**

- La prueba de voltaje debe ser a una frecuencia de 60 [Hz] y con su voltaje mínimo de 1.414 veces el valor de la tensión nominal y debe durar un minuto.

### **2.8.2 PRUEBAS ATESTIGUADAS DE OPERACIÓN EN FÁBRICA (FACTORY WITNESS TEST).**

Los tableros generales se prueban en la fábrica de modo que se observe la correcta operación de los mismos, siguiendo un protocolo de pruebas previamente con la UNAM, en presencia del cliente o de quien este designe como asesor.

### **2.8.3 PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA (START-UP AND TESTING).**

Los tableros de las Subestaciones Generales de la red de distribución universitaria se prueban en sitio acoplados a los tableros que alimenta para observar la operación correcta de sus interruptores, así como el de las protecciones, equipos de maniobra y de monitoreo siguiendo un protocolo de pruebas, en presencia de la UNAM o de quien este designe como asesor.



## **2.9 EMBARQUE.**

El tablero de distribución debe estar protegido para su embarque para proteger su gabinete e instrumentos contra daños mecánicos durante su transporte y montaje.

### **2.9.1 GARANTÍA.**

El tablero con sus componentes deberán tener garantía por dos años y la existencia de partes de repuesto por 10 años a partir del día de la puesta en operación del equipo.

### **2.9.2 MANUALES.**

El fabricante del tablero debe proporcionar dos juegos de manuales en español para mantenimiento, operación e instalación del tablero y sus componentes.

## **2.10 DATOS TÉCNICOS DEL EQUIPO.**

TABLERO GENERAL DE MEDIA TENSIÓN (23 [kV])

### **2.10.1 NOMBRE DEL CLIENTE.**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO (UNAM)



**2.10.2 UBICACIÓN.**

CIUDAD UNIVERSITARIA

**2.10.3 CIUDAD.**

DISTRITO FEDERAL, MÉXICO

**2.10.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS TABLEROS.**

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA GENERAL No. 1

**2.10.5 CONDICIONES AMBIENTALES.**

Altitud de operación	2300 m.s.n.m
Temperatura máxima	28 [°C]
Temperatura promedio	25 [°C]
Temperatura mínima	15 [°C]

**Tabla 2.11 Condiciones ambientales.**

**2.10.6 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.**

Tensión máxima de diseño a 2300 m.s.n.m	27 [kV]
Tensión nominal a 2300 m.s.n.m	23 [kV]





<b>Capacidad de corto circuito</b>	25 [kA]
------------------------------------	---------

Tabla 2.1 Características eléctricas.

## 2.10.7 INTERRUPTORES DERIVADOS.

<b>Tipo</b>	Vacío
<b>Montaje</b>	Fijo
<b>Operación</b>	Eléctrica y manual
<b>Capacidad nominal en secciones derivadas</b>	630 [A]
<b>Capacidad nominal en secciones de acometida</b>	1250 [A]
<b>Tensión nominal</b>	23 [kV]
<b>Capacidad interruptiva</b>	25 [kA]

Tabla 2.13 Interruptores derivados.

PROTECCIONES		
Tiempo corto (51)	SI <u>  X  </u>	NO
Tiempo largo (51)	SI <u>  X  </u>	NO
Instantáneo (50)	SI <u>  X  </u>	NO
Tierra (51 G, 50 G)	SI <u>  X  </u>	NO
Baja tensión (27)	SI <u>  X  </u>	NO
Alta tensión (59)	SI <u>  X  </u>	NO

Tabla 2.14 Protecciones.



### **2.10.8 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.**

Cantidad: 2 para cada tablero

Tipo: Multifunciones

### **2.10.9 EQUIPOS DE PROTECCIÓN.**

Es permitido que el fabricante sugiera el equipo adecuado para el tablero.



### 3 GENERALIDADES.

#### 3.1 DEFINICIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN.

Una subestación puede definirse como, un conjunto de dispositivos eléctricos interconectados que forman parte del sistema eléctrico y sus principales funciones son, transformar tensiones eléctricas y derivar circuitos eléctricos.

Las subestaciones que están integradas al sistema eléctrico, pueden ser de dos tipos:

- Subestaciones variadoras de tensión
- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.

Según el nivel de tensión que se maneje en cada subestación estas pueden agruparse en otras categorías de las subestaciones variadoras de tensión.

Subestaciones de distribución. Debajo de 34.5 [kV]

#### 3.2 EQUIPO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

A continuación se hará una descripción que nos permita comprender las características más importantes del equipo principal que se encuentra instalado en una subestación de modo que se manejen en dos grupos, el primero en el que se



describirán en orden descendente según su importancia, los elementos del grupo de tensión y en el segundo los elementos del grupo de corriente.

### **3.2.1 TRANSFORMADOR.**

Es una máquina estática, la cual funciona de acuerdo al principio de inducción electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas. En el capítulo 4 se describen a detalle los tipos de transformadores y sus accesorios.

### **3.2.2 APARTARRAYOS.**

Son dispositivos eléctricos que están formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas. En el capítulo cinco se hará una mejor descripción para entender la importancia de estos dispositivos en una subestación.

### **3.2.3 INTERRUPTORES.**

Son dispositivos destinados al cierre de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas de transmisión, distribución entre otras, dependiendo el nivel de tensión serán los equipos sobre los cuales operara.



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

Debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de grandes intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de algunos cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kilo amperes [kA], que son las que común conocemos como las corrientes de cortocircuito.

Las tres partes principales del interruptor son las siguientes:

- 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 gas de hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ), si el interruptor es de gas de hexafluoruro de azufre, en los que se aloja la parte activa.

En la parte pasiva debe ser capaz de realizar las funciones siguientes:

- Proteger eléctricamente y mecánicamente al interruptor.
- Ofrecer puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- Soportar los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.



c) Accesorios. En esta parte se consideran incluidos 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 etc.

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.

### **PARÁMETROS DE LOS INTERRUPTORES.**

A continuación se presentan algunas características que se deben considerar en un interruptor.

### **TENSIÓN NOMINAL.**

Valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en donde se instala el interruptor.



### **TENSIÓN MÁXIMA.**

Valor máximo de la tensión para el cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión al cual debe operar, según las normas.

### **CORRIENTE NOMINAL.**

Valor eficaz de la corriente nominal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

### **CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO INICIAL.**

Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.

### **CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.**

Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción de arco. Las unidades son kilo amperes aunque comúnmente se dan en megavoltl-amperes [MVA] de cortocircuito.

### **TENSIÓN DE RESTABLECIMIENTO.**

Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la



extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una frecuencia que es del orden de miles de Hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación.

Esta tensión tiene dos componentes: una a la frecuencia normal del sistema y otra superpuesta que oscila a la frecuencia natural del sistema.

### **RESISTENCIA DE CONTACTO.**

Cuando una cámara de arco se cierra, se produce un contacto metálico en un área muy pequeña formada por tres puntos, que es lo que en geométrica determina un plano. Este contacto formado por tres o más puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del contacto, al pasar la corriente nominal a través de él.

### **CÁMARAS DE EXTINCIÓN DEL ARCO.**

Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate. Las cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, surgiendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y





que provoca esfuerzo en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas. Al interrumpirse la corriente, durante el paso de la ida por cero aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento.

Durante la interrupción del arco, se presentan los fenómenos siguientes:

- Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.
- Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables de 100 y 1,000 metros por segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y, por lo tanto su extinción.
- Masas metálicas en movimiento (contacto móvil) que se aceleran en pocas milésimas de segundo hasta adquirir velocidades del orden de 10 metros por segundo.
- Esfuerzos mecánicos debidos a la corriente de cortocircuito.
- Esfuerzos dieléctricos debidos a la tensión de restablecimiento.

### TIPOS DE INTERRUPTORES

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, ordenados de acuerdo a su aparición a los largo de la historia:

- a) Gran volumen de aceite
- b) Pequeño volumen de aceite
- c) Neumáticos (aire comprimido)



- d) Hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ )
- e) Vacío

### **INTERRUPTOR EN GRAN VOLUMEN DE ACEITE.**

Fueron los primeros interruptores empleados en alta tensión y que utilizan el aceite para la extinción del arco, son muy utilizados todavía.

En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite causando una formación de gas muy intensa que, aprovechando el diseño de la cámara, empuja un chorro de aceite a través del arco, lo cual provoca su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a su extinción al pasar la onda de corriente por cero.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

Cada polo tiene doble cámara interruptiva conectadas en serie, la cual facilita la ruptura del arco al repartir la caída de tensión según el número de cámaras. Para conseguir que la velocidad de los contactos sea elevada, de acuerdo con la capacidad interruptiva de la cámara, se utilizan poderosos resortes, y para limitar el golpe que se producirá al final de la carrera, se utilizan amortiguadores.

En este tipo de interruptores, el mando puede ser eléctrico con resortes o compresora unitaria, según la capacidad interruptiva del interruptor.



**INTERRUPTOR EN PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE.**

Este tipo, que tiene forma de columna, fue inventado en Suiza por el Dr. J. Landry. Por el pequeño consume de aceite son muy utilizados en tensiones de hasta 230 [kV] y de 2500 [MVA] de capacidad interruptiva. En general se usan en tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente un 5% del volumen de aceite del caso anterior (gran volumen de aceite).

Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

La potencia de apertura es limitada solo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo. Para potencias interruptivas altas, el soplo de los gases sobre el arco se hace perpendicularmente al eje de los contactos, mientras que para potencias bajas, el soplo de los gases se inyecta en forma axial.

Los contactos de estos interruptores pueden soportar en promedio, según estadísticas de los fabricantes, el siguiente número de operaciones sin necesidad de cambiarlos:

A corriente nominal	4,000 operaciones
A la mitad de la potencia máxima de cortocircuito	8 operaciones
A plena potencia de cortocircuito	3 operaciones

**Tabla 3.1 Operaciones de los interruptores.**



### **INTERRUPTORES NEUMÁTICOS.**

Su uso surge de la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los dos casos anteriores.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La presión del aire comprimido varía entre 8 a 13 [kg/cm<sup>2</sup>] dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor.

La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de tres ciclos, lo cual produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores.

Estos aparatos pueden operar en forma modular con su propia compresora y tanque de almacenamiento o en forma de estación central de aire comprimido, que alimenta al conjunto de los interruptores de la instalación. La segunda forma puede ser de alimentación radial a partir de un cabezal de aire o a partir de una instalaciones en anillo; tiene el inconveniente de que en caso de una fuga en la tubería principal puede ocasionar la falla de toda la instalación, además de que en caso de subestaciones de gran capacidad, la longitud de las tuberías es tan grande que hace que su costo sea muy elevado respecto del caso modular.

### **INTERRUPTORES EN SF<sub>6</sub>.**

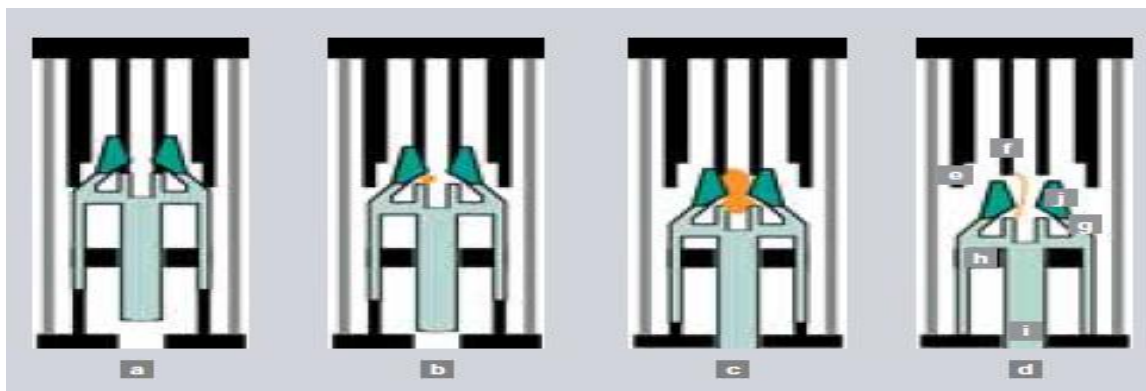
Los interruptores SF<sub>6</sub> trabajan con un circuito cerrado de medio aislante. El aislante SF<sub>6</sub> se tiene normalmente a bajos niveles de presión (3-7 [bar]) y



solamente al operar el interruptor se aumenta la presión en el área cercana al arco, en la llamada cámara de interrupción.

El contacto móvil está conectado a una boquilla y un cilindro que constituye el pistón que comprime el gas SF<sub>6</sub> cuando se mueve el contacto. Cuando se forma el arco, el gas frío SF<sub>6</sub>, desde la parte inferior comprimida dinámicamente, puede interactuar con el arco en un flujo axial y difundir su energía.

El principio de funcionamiento del interruptor es el siguiente:



**Fig. 3.1** *Secuencia operativa de un interruptor de gas SF<sub>6</sub>.*

- a. Posición cerrada, flujo de corriente por el contacto nominal.
- b. Secuencia de apertura, el arco se forma entre los contactos de cortocircuito.
- c. Movimiento de contactos, el pistón genera una alta presión, corriente máxima de arco.
- d. Arco próximo a la corriente, cero afectado por el flujo forzado de gas.
- e. Contacto para corriente nominal.
- f. Contacto para corriente de cortocircuito.



- g. Cámara de compresión.
- h. Pistón.
- i. Contacto hueco para gas de escape.
- j. Tobera para flujo ultrasónico de gas.

El comportamiento electronegativo del SF<sub>6</sub>, es decir, la propiedad de capturar electrones y formar iones negativos, ocasiona la rápida recuperación de la resistencia dieléctrica del canal del arco inmediatamente después de la extinción del arco. Otra razón importante para la rápida extinción del arco es su alta conductividad térmica, que permite un enfriamiento y desionización rápida del arco.

La cámara de SF<sub>6</sub> en la cual van colocados este tipo de interruptores debe ser a una sola presión y en consecuencia, debe originar sobrepresión de soplado de arco, por lo tanto, deberá funcionar sin calefactores en el rango de temperatura de -10[°C] y +50[°C]. Cuando se realiza el diseño de estos interruptores debe hacerse de modo que no se generen pérdidas considerando que:

- Se debe colocar un instrumento que indique la presión de SF<sub>6</sub> y que posea una alarma y bloqueo de detección en dado caso de que hayan pérdidas de SF<sub>6</sub>.
- El interruptor deberá estar equipado con un sensor de densidad que permita detectar pérdidas, humedad o degradación del SF<sub>6</sub>.



Las cámaras de interrupción deberán contar con dos puntos de conexión, uno en la parte superior y otro en la inferior de modo que se permita conectar por ambos lados.

Los interruptores deben ser provistos completos, con todos los elementos y accesorios necesarios e indicadores mecánicos para su correcto y seguro funcionamiento, así como la carga completa del fluido aislante. Se debe proveer también la cantidad necesaria de gas SF<sub>6</sub> para efectuar la recarga del mismo cuando se proceda a su montaje inicial. Con cada interruptor que se utilizará se deben proveer dos manuales completos, uno para montaje y otro para mantenimiento redactados en español.

### **INTERRUPTORES EN VACÍO.**

En estos interruptores se tienen ambos contactos en una cámara al vacío entre 10.4 y 10.9 [bar]. La alta capacidad dieléctrica del vacío permite una distancia entre los contactos de 6 a 25 [mm] en posición abierto.

Este tipo de interruptores vienen en presentación compacta y prácticamente no requieren de mantenimiento. También tienen larga vida de operación (aproximadamente 30,000 interrupciones a corriente nominal y 100 de corto circuito).

Se tienen dos contactos montados sobre una envolvente aislante de la cual se ha evacuado aire. Un contacto es fijo y el otro es móvil. La interrupción en vacío tiene la ventaja de que se puede mover un contacto ligero a una distancia muy



pequeña en un medio dieléctrico casi perfecto. Esto, en consecuencia, produce una interrupción segura y rápida de las corrientes de carga o falla.

En este tipo de interruptores el arco eléctrico se presenta por vaporización del material de los contactos en consecuencia de las altas temperaturas concentradas en algún punto de los contactos y a la presencia del alto vacío en la cámara. Al cruce por cero de la señal se condensa la mayor parte del vapor de metal en los contactos, por lo que no existe gran pérdida de material. Los contactos generalmente son de cobre y cromo.

El arco eléctrico es conducido en su propio campo magnético, mientras que el movimiento del mismo y su estado son controlados por el arreglo de los contactos. Con los contactos ranurados se tienen arcos difusos a bajos niveles de corriente, concentrándose al elevarse la corriente. Así que cerca al cruce por cero de la señal se tienen arcos difusos que son más fáciles de extinguir.

#### **3.2.4 CUCHILLAS.**

Son dispositivos con la función de conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para poder realizar maniobras de operación o de mantenimiento.

Con las cuchillas se pueden abrir circuitos con tensión nominal pero jamás cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas se debe abrir primero el interruptor correspondiente.





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

### COMPONENTES.

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

Las cuchillas, de acuerdo a la posición en la que está la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser:

- Horizontal.
- Horizontal invertida.
- Vertical
- Pantógrafo

#### 3.2.4 BATERÍAS.

Las baterías son un elemento de vital importancia en una subestación. Son la fuente de alimentación de corriente directa permanente para los sistemas de protección, control, señalización y operación de los equipos de desconexión



automática. Por tal motivo en una contingencia por falla u operación anormal de algún componente del sistema eléctrico, la batería y su cargador asociado, representan una condición estrategia para que dicha contingencia pueda ser liberada de manera adecuada. Estrictamente hablando, no es correcto referirse a una batería con el término “banco de baterías”, ya que una batería está formada por celdas. Así entonces, un banco de baterías correspondería a una instalación en la que se tiene dos o más baterías. Sin embargo, ha sido la práctica generalizada el referirse a una batería como un banco de baterías, y a una celda como batería.

Para que una batería funcione de manera confiable se requiere trabajar adecuadamente en todas las fases de su vida, partiendo de su recepción y siguiendo su almacenamiento, instalación, puesta en servicio, operación, mantenimiento y pruebas.

Temperatura de operación Promedio ( °C )	Capacidad en 8 h ( % )	Placa tipo tubular	Placa plana	
			Rejilla de placas con aleación de Antimonio	Rejilla de placas con aleación de Calcio
Vida util esperada operando en flotación (años)				
42	109	7 - 8	6	5
33	105	14 - 16	12	10
25	100	22	20	20
17	92	25	22	22
8	83	30	25	25

**Tabla 3.2 Vida esperada aproximada de baterías plomo -ácido abiertas, operando en flotación y en ciclos de carga - descarga, de acuerdo con la temperatura del electrólito.**



La vida operativa de la batería depende de su temperatura ambiente, la frecuencia y la profundidad de las descargas, la rapidez de la descarga, la tensión de recarga y, principalmente de que la batería se conserve siempre bien cargada, en lo cual influye sobremanera el valor de la tensión de flotación del cargador.

### **3.2.6 SUBESTACIONES EN GAS.**

Se conoce así a las subestaciones las cuales se encuentran dentro de envolventes metálicas y con un gas a presión. Emplean el mismo equipo de alta tensión que las subestaciones convencionales, sólo que todas las partes y equipos que soportan tensión se encuentran contenidos en envolventes metálicos que forman módulos enchufables fácilmente entre sí. Dichos módulos están contenidos en una atmósfera de gas seco a presión, por lo general, es en hexafluoruro de azufre, que cuenta con la característica de reducir en gran medida las distancias de aislamiento, comparado con el aire, y también permite un diseño de subestaciones de menor tamaño. Una subestación de tipo convencional puede llegar a ser hasta de 23 veces el tamaño de un subestación de hexafluoruro de azufre.



## 4 TRANSFORMADORES.

### 4.1 TRANSFORMADOR.

Por lo general, está formado por dos devanados, el primario y el secundario.

Está constituido por tres partes principales:

- Parte activa.
- Parte pasiva.
- Accesorios.

#### 4.1.1 PARTE ACTIVA.

Está formada por elementos que se encuentran separados del tanque principal y donde se localizan los siguientes elementos:

#### NÚCLEO.

Conforma el circuito magnético, fabricado en lámina de acero al silicio y tiene espesor de 0.28 [mm]. Se busca la estructura más adecuada con respecto a las necesidades y capacidades del diseño. El núcleo se puede encontrar unido a la tapa y levantarse con ella, o bien, puede ir unido a la pared del tanque para que haya mayor resistencia cuando se hagan maniobras mecánicas de transporte.



## BOBINAS.

Forman el circuito eléctrico y están elaboradas con alambre o solera de cobre o aluminio. Éstos conductores se encuentran forrados de material aislante que puede variar en características de acuerdo a la tensión con la que se quiera operar la bobina, la temperatura y el medio en cual se va a sumergir.

Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales, los cuales permitan el libre flujo de aceite y eliminar también el calor que se genera en su interior. También deben contar con apoyos y sujeciones que les permitan soportar esfuerzos mecánicos que puedan ocurrir por propio peso, pero sobre todo a esfuerzos electromagnéticos que son producidos durante los cortocircuitos.

Las bobinas, dependiendo de la capacidad y tensión que maneje el transformador, pueden ser de diferentes formas: rectangulares para potencias bajas, de tipo cilindro para potencias medianas y de tipo galleta para potencias altas.

***Bobina rectangular.*** Va instalada sobre un núcleo de sección rectangular. Es la bobina más económica. Puede emplearse en transformadores trifásicos con potencias limitadas hasta 5 [MVA] y tensiones de hasta 69 [kV].

***Bobina cilíndrica.*** Está formada con una serie de discos, los cuales se encuentran separados con cartón aislante de modo que se permita el flujo del aceite. Los discos van instalados sobre un tubo de material aislante. Cada disco



está constituido por vueltas devanadas en espiral. Ésta bobina se emplea en transformadores de potencias medianas (de hasta 10 [MVA] y 15 [kV]).

Devanado continuo tipo disco. En este caso un disco se devana en espiral desde el tubo aislante hacia afuera. La vuelta exterior del disco se conecta con la exterior del siguiente disco, y en éste el devanado espiral se desarrolla desde afuera hacia adentro, y así sucesivamente hasta que se termine la bobina. Los discos van separados entre sí por espaciadores de cartón prensado. Éste embobinado se emplea en transformadores cuyas potencias llegan hasta 40 [MVA] y tensiones en el rango de 15 – 69 [kV].

#### **CAMBIADOR DE DERIVACIONES.**

Forma el mecanismo enfocado a regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede operar de manera manual o automática, se puede instalar del lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato. Es recomendable instalarlos en alta tensión porque su costo disminuye a base de que la intensidad de corriente sea menor.

#### **BASTIDOR.**

Lo constituye un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas. Su función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos ocurridos en la operación del transformador.



#### 4.1.2 PARTE PASIVA.

Es un tanque en donde está ubicada la parte activa y se emplea en transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos.

El tanque debe tener las siguientes características: hermeticidad, soportar el vacío sin que se presente deformación permanente, proteger mecánica y eléctricamente al transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y carga, capacidad para soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y accesorios especiales.

La base del tanque debe estar reforzada lo suficiente como para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo.

El tanque y los radiadores de un transformador deben contar con área suficiente para disipar las pérdidas de energía que hay en el interior del transformador, sin que la temperatura rebase los 55 [°C], esto es, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado.

Conforme la potencia de diseño de un transformador va en aumento, el tanque y los radiadores no logran disipar el calor generado, por lo que es necesario adicionar enfriadores en diseños de alta potencia, por los cuales se hace pasar aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre los enfriadores mediante ventiladores. Este tipo de eliminación térmica es conocido como enfriamiento forzado.



### 4.1.3 TIPOS DE ENFRIAMIENTO.

Existen diferentes clasificaciones para el tipo de enfriamiento de los transformadores, los hay sumergidos en aceite y los tipo seco.

Entre los sumergidos en aceite, tenemos:

- Tipo OA
- Tipo OA / FA
- Tipo OA / FA / FOA
- Tipo FOA
- Tipo OW
- Tipo FOW

Entre los tipos secos, tenemos:

- Tipo AA
- Tipo AFA
- Tipo AA / FA





Descripción literal de los tipos de enfriamiento más utilizados:

**Tipo OA.**

Es un transformador sumergido en aceite, el cual presenta enfriamiento natural (por aire). Este enfriamiento es el más común y frecuente siendo así muy económico y adaptable a las aplicaciones en general. Aquí el aceite aislante circula por convección natural en el interior de un tanque con paredes lisas o corrugadas, o bien provistos de enfriadores tubulares o de radiadores separables.

**Tipo FOA.**

Sumergido en aceite y su enfriamiento es con aceite forzado con enfriamientos de aire forzado. El aceite de estas unidades es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite, colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse únicamente con los ventiladores y bombas de aceite, trabajando cuando se necesite, en estas condiciones pueden sostener la totalidad de su carga nominal.

**Tipo OW.**

Sumergido en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque. El agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad por medio de una bomba independiente. El aceite fluye estando en contacto con la superficie de los tubos.



#### 4.1.4 ACCESORIOS.

Los accesorios de un transformador son el conjunto de dispositivos que apoyan la operación y así facilitan las labores de mantenimiento.

Algunos de estos elementos los podemos apreciar en la imagen, donde los principales son:

#### TANQUE CONSERVADOR.

Este tanque tiene como función absorber la expansión del aceite que ocurre por los cambios de temperatura que son provocados por los incrementos de carga; y se encuentra sobre el tanque principal del transformador. El tanque mantiene su nivel de aceite hasta aproximadamente la mitad. Si llega a haber una elevación de temperatura, el nivel de aceite aumenta de forma que comprime el gas alojado en la mitad superior si el tanque es sellado, o bien, lo expulsa a la atmósfera si éste cuenta con respiración.

La tubería que hay entre los dos tanques debe permitir que haya un flujo adecuado de aceite. En ella va instalado el relevador de gas, llamado Buchholz, que sirve para detectar fallas internas en el transformador.

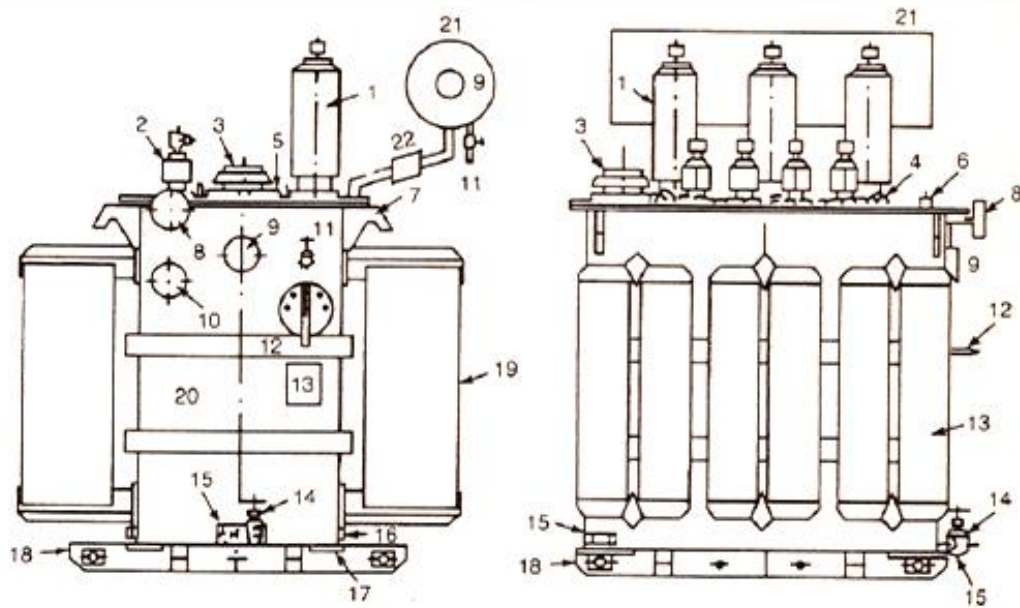
En el conservador de ninguna manera debe permanecer el aceite en contacto con el aire. Esto es en parte porque al variar el nivel del aceite el aire que penetra posee humedad, la cual se condensa en las paredes y escurre hacia el interior del transformador. Y por otra parte, porque el aceite al hacer contacto con



el aire se oxida y pierde algunas de sus características dieléctricas. Para prevenir lo anterior, se emplean diferentes métodos de protección.



**Fig. 4.1 Transformador ubicado en la SG1 del Campus Universitario de la UNAM.**



DESCRIPCIÓN

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

Fig. 4.2 Elementos de un transformador.



### **BOQUILLAS.**

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

### **GABINETE.**

En este aposento se encuentran en su interior los controles y las protecciones de los motores de las bombas de aceite, los ventiladores, de la calefacción del tablero, del seleccionador de derivaciones bajo carga, etc.

### **VÁLVULAS.**

Son los dispositivos empleados para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite.

### **CONECTORES DE TIERRA.**

Son unas piezas de cobre que van soldadas al tanque para conectar el transformador a la red de tierra.

### **PLACA DE DATOS.**

Debe instalarse en un lugar visible del transformador, y contiene grabados los datos más importantes de éste como potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagramas vectorial y de conexiones, número de



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

#### **4.1.5 CONEXIONES EN LOS TRANSFORMADORES.**

Es de gran importancia conocer las diferentes conexiones que se pueden realizar para la conexión en el transformador, ya que dependiendo de nuestras necesidades seleccionaremos la más adecuada. Entre las conexiones más importantes tenemos las siguientes con sus principales características:

##### **CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA.**

- a) Mínimo aislamiento.
- b) Mínima cantidad de cobre.
- c) Circuito barato para bajar carga y alto voltaje.
- d) Los dos neutros son accesibles.
- e) Alta capacidad entre espiras, la cual reduce los esfuerzos dieléctricos ocurridos durante los transitorios debido a tensión.
- f) Los neutros son inestables, si no se conectan a tierra.



### CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA CON TERCARIO EN DELTA.

- a) La delta del terciario genera un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, esto elimina los voltajes que hay de la tercera armónica en los devanados principales.
- b) El terciario se puede emplear para alimentar el servicio de estación, aunque no se recomienda mucho debido a las altas corrientes de corto circuito obtenidas.
- c) Aumenta el costo y tamaño del transformador.

### CONEXIÓN DELTA – DELTA.

Se emplea muy rara vez. Es utilizada en tensiones bajas y medias.

- a) Si se llega a dañar una fase a un banco de transformadores, entonces se puede operar empleando la conexión delta abierta o V.
- b) Circuito barato para bajar carga y alto voltaje.
- c) Las dos deltas proporcionan un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, esto elimina los voltajes que hay de la tercera armónica.
- d) No se pueden conectar a tierra los puntos neutros. Se requiere el uso de un banco de tierra, que genera el aumento del costo del banco.
- e) Se requieren cantidades mayores de aislamiento y cobre.
- f) La conexión delta se usa con aislamiento total y rara vez se emplea para tensiones superiores a 138 [kV] por el alto costo del aislamiento.



### CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA.

Se emplea por lo general en transformadores elevadores de tensión.

- a) Cuando se aterriza el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- b) Se eliminan los voltajes de la tercera armónica, debido a que la corriente magnetizante de la tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del primario.
- c) La conexión estrella se emplea con aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro.

### CONEXIÓN ESTRELLA – DELTA.

Se acostumbra usar en transformadores reductores de tensión.

- a) No se puede conectar a tierra el lado secundario.
- b) Se eliminan los voltajes de la tercera armónica, debido a que la corriente magnetizante de la tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del secundario.





#### 4.1.6 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

Estos dispositivos electromagnéticos tienen como función principal reducir a escala las magnitudes de tensión y corriente empleados en la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general.

Los aparatos de protección y medición que son montados sobre los tableros de una subestación no están contruidos de modo que soporten grandes corrientes ni grandes tensiones.

Para disminuir el costo y los peligros de altas tensiones que puede haber en los tableros de control y protección, se emplean los transformadores de corriente y potencial, los cuales representan a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o tensión respectivamente. Por lo general, estos transformadores son contruidos con sus secundarios, para corrientes de 5 [A] o tensiones de 120 [V].

Los transformadores de corriente van conectados en serie con la línea, mientras que los de potencia se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro. Con esto, es apreciable el concepto de dualidad que hay entre ambos transformadores y que se pueden generalizar a través de la siguiente tabla para poder pasar de las funciones de un transformador a otro.



Concepto	Transformador	
	Potencial	Corriente
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Corriente
La carga se determina por:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando:	$Z_2$ disminuye	$Z_2$ aumenta
Conexión del transformador a la línea:	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario:	En paralelo	En serie

**Tabla 4.1 Funciones de los transformadores.**

A continuación se hará una breve y concisa descripción sobre las principales características de los diferentes tipos de transformadores que se mencionaron anteriormente. Ambos tipos pueden emplearse para protección, medición, o bien, para ambos casos simultáneamente si las potencias y clases de precisión sean adecuadas a la función para la que se empleen.

#### 4.1.6.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

En estos dispositivos la corriente secundaria, estando dentro de las condiciones normales de funcionamiento, prácticamente es proporcional a la



corriente primaria, sólo que desfasada ligeramente. Realizan dos tipos de funciones: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador va conectado en serie con el circuito que se va a controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección a los que se les desee proporcionar energía.

Un transformador de este tipo puede poseer uno o más secundarios, embobinados al mismo tiempo sobre uno o más circuitos magnéticos. Si el aparato cuenta con varios circuitos magnéticos, entonces funciona como si fueran varios transformadores diferentes. Uno de estos circuitos puede emplearse para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás circuitos pueden emplearse para protección. Aunque es conveniente que las protecciones diferenciales y de distancia estén conectadas a transformadores independientes.

Hay transformadores de corriente para operar en servicio interior o exterior. Los que se emplean para servicio interior son más económicos y son construidos para tensiones de hasta 25 [kV], y con aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior y usados para tensiones medias son construidos con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya los podemos encontrar con aislamientos a base de resinas que pueden resistir las condiciones climatológicas. En altas tensiones se emplean transformadores que emplean aislamientos a base de papel y aceite en el interior de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana.



Es importante tener en cuenta que la tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser de al menos igual a la tensión más elevada del sistema al que se conectará.

Cuando se emplean transformadores en protecciones con relevadores estáticos se requieren núcleos que provoquen saturaciones menores que en el caso de relevadores tipo electromagnético, debido a que las velocidades de respuesta de las protecciones electrónicas son mayores.

#### **TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.**

- Transformadores de medición. Cumplen con la función de medir, deben reproducir muy bien la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Deben tener un margen de error del 10% hasta un 20% de exceso de corriente sobre el valor nominal.
- Transformadores de protección. Tienen como objetivo proteger un circuito, deben funcionar hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente. Para el caso de relevadores de sobrecorriente, solamente interesa la relación de transformación, pero para otros tipos de relevadores, por ejemplo los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de valores predeterminados.
- Transformadores mixtos. En este caso, los transformadores son diseñados para una combinación de los dos anteriores casos, un circuito con núcleo



de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con núcleos adecuados, para los circuitos de protección.

### **PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.**

#### **CORRIENTE.**

Las corrientes primaria y secundaria de un transformador de corriente deben estar normalizadas de acuerdo a las normas nacionales o internacionales en uso.

#### **CORRIENTE PRIMARIA.**

Para este caso se elige el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación.

En las subestaciones de potencia, los valores normalizados son los siguientes: 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000 y 4000 amperes.

#### **CARGA SECUNDARIA.**

Es la impedancia reflejada en el devanado secundario de un transformador de corriente, ya que a su vez, está constituida por la suma de impedancias del conjunto de todos los medidores, relevadores, cables y conexiones en serie con el secundario y que corresponde a la potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.



Las cargas normalizadas son designadas con una “B” seguida del valor de impedancia. El valor del factor de potencia normalizado es 0.9 para circuitos de medición y 0.5 para los de protección. Todos los aparatos, sean de protección o de corriente, traen en el catálogo respectivo la carga de acuerdo con su potencia de precisión. Con los cables de control, podemos obtener la carga de acuerdo a como indica la siguiente gráfica de pérdidas en los cables de control:

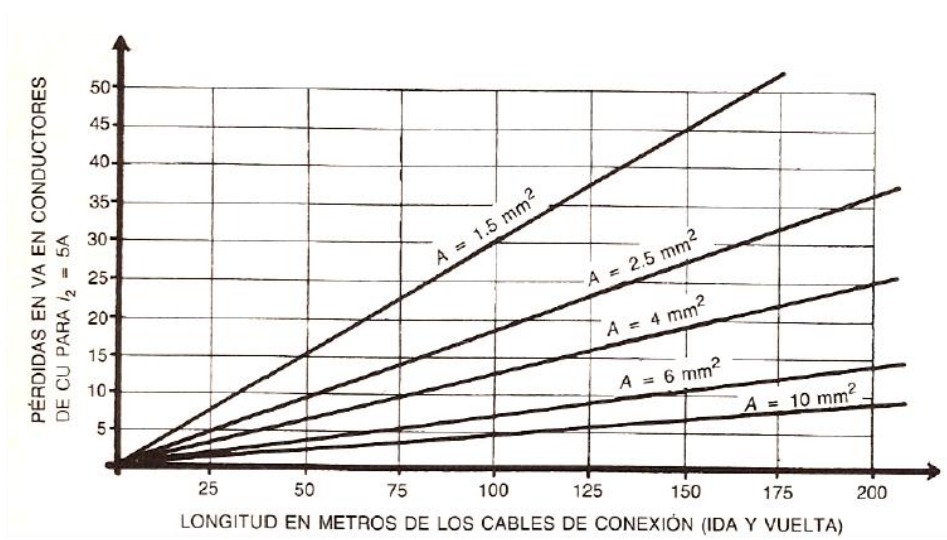


Fig. 4.3 Pérdidas en los conductores de Cu para una I<sub>2</sub> = 5 [A].

### LÍMITE TÉRMICO.

Un transformador debe ser capaz de soportar de forma permanente hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, y esto, sin exceder el nivel de temperatura que tenga especificado. Para este límite se permite en las normas una densidad de corriente de 2 [A/mm<sup>2</sup>], en forma continua.



### **LÍMITE DE CORTOCIRCUITO.**

Es la corriente máxima de cortocircuito que soporta un transformador durante un tiempo de entre 1 y 5 segundos. Las normas permiten para este límite una densidad de corriente de  $143 \text{ A / mm}^2$  durante un segundo de duración del cortocircuito.

### **TENSIÓN SECUNDARIA NOMINAL.**

Tensión que se llega a presentar en las terminales secundarias del transformador cuando alimenta éste a una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal.

### **POTENCIAL NOMINAL.**

Es la potencia aparente secundaria expresada en ocasiones en volt – amperes (VA) y en otras en ohms, bajo una corriente nominal determinada y está indicada en la placa de especificaciones del aparato. Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias de las bobinas de todos los aparatos que están conectados en serie con el devanado secundario, más la pérdida por efecto Joule que se producen en los cables de alimentación, y se escoge el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, tal como lo indica la tabla de cargas aceptadas en transformadores de corriente que se muestra más adelante.



Para los secundarios de 5 amperes no se deben emplear conductores con calibres menores al no. 10 AWG, cuya resistencia es de 1 ohm por cada 333 metros de longitud. Este conductor sobredimensionado, disminuye la carga y también proporciona resistencia mecánica alta, la cual reduce la posibilidad de una ruptura accidental del circuito, con el desarrollo consiguiente de sobredimensiones peligrosas.

<b>Cargas normales para transformadores de corriente de a cuerdo a Normas ANSI C.57.13</b>					
<b>Designación de la carga</b>	<b>Características para 60 [Hz] y corriente secundaria de 5 [A]</b>				
	<b>Resistencia [Ω]</b>	<b>Inductancia [mH]</b>	<b>Impedancia [Ω]</b>	<b>VA</b>	<b>Factor de potencia</b>
B0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B1.0	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B2.0	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

**Tabla 4.4 Cargas para los transformadores de corriente.**





**CLASE DE PRECISIÓN PARA MEDICIÓN.**

Esta es designada por el error máximo que puede ser admisible en porcentaje que puede introducir un transformador en la medición al operar con la corriente nominal primaria y su frecuencia nominal.

A continuación se muestran las precisiones normalizadas en un transformador de corriente.

<b>Clase</b>	<b>Utilización</b>
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentaciones para los wathorímetros de alimentadores de potencia.
0.5 a 0.6	Alimentación para los wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales. Venta de energía.
1.2	Alimentación a bobinas de corriente de aparatos de medición en general, indicadores o registradores y a los relevadores de las protecciones de diferencial, de impedancia y distancia.
3 a 5	Alimentación a bobinas de relevadores de corriente.

**Tabla 4.5 Precisiones normalizadas en un transformador de corriente.**

Dependiendo del uso que se le vaya a dar al transformador, se recomiendan las precisiones anteriores, teniendo en cuenta que a precisiones más



bajas el precio del transformador se eleva, para una misma tensión y relación de transformación.

Los transformadores empleados para medición, son construidos de modo que el núcleo se sature para valores bajos de sobrecorriente, de modo que así proteja a los instrumentos conectados al secundario del transformador.

### **CLASE DE PRECISIÓN PARA PROTECCIÓN.**

Los transformadores con núcleos para protección se elaboran de modo que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, para corrientes que son hasta 20 veces el valor de la corriente nominal.

En las normas ANSI hay una clasificación para la precisión para protección:

- Clase C. Para transformadores que por tener los devanados distribuidos uniformemente, su flujo de dispersión en el núcleo no tiene efecto notorio en el error de relación, dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación puede ser calculada mediante métodos analíticos.
- Clase T. Para transformadores que por tener los devanados distribuidos uniformemente, su flujo de dispersión en el núcleo afecta el error de relación dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación puede ser calculada mediante prueba de laboratorio.



Corriente de límite térmico. Es el mayor valor de la corriente eficaz primaria que puede soportar el transformador por efecto joule, a lo largo de un segundo, sin que se deteriore y estando el circuito secundario en cortocircuito. Se puede expresar en kiloamperes o en  $n$  veces la corriente nominal primaria. La elevación de temperatura admisible en el aparato es de 150 [°C] para el aislamiento de clase A. Esta elevación se obtiene con una densidad de corriente de 143 [A/mm<sup>2</sup>] aplicada en un segundo.

Se puede calcular así:

$$I_T = \frac{MVA_{cc}}{\sqrt{3} \times kV}$$

Donde:

$I_T$ : valor efectivo de la corriente de límite térmico.

MVA: potencia de cortocircuito en MVA.

kV: tensión nominal del sistema en kV.

**Corriente de límite dinámico.** Es el valor pico de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efecto mecánico sin sufrir deterioro alguno, con su circuito secundario en cortocircuito. Se expresa en kiloamperes como se muestra a continuación:

$$I_D = 1.8 \sqrt{2} I_T = 2.54 I_T$$

Donde:

$I_D$ : Valor pico de la corriente dinámica.



#### 4.1.6.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

En estos aparatos la tensión secundaria en condiciones normales de operación, es casi proporcional a la tensión primaria, aunque se encuentra desfasada. Cumplen con dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario va conectado en paralelo con el circuito que se va a controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y precisión que se deseen energizar.

Son fabricados para uso interior o exterior y con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, en cambio para altas tensiones se emplean aislamientos de papel, aceite y porcelana.

Pueden ser contruidos con un solo núcleo y embobinado secundario, el cual alimenta la protección y la medición.

#### PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

##### TENSIONES.

Ambas tensiones, primaria y secundaria deben estar normalizadas de acuerdo a las normas nacionales o internacionales en uso.



### **TENSIÓN PRIMARIA.**

Se debe escoger el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión de instalación.

### **TENSIÓN SECUNDARIA.**

Los valores normalizados de acuerdo a ANSI son de 120 [V] para aparatos de hasta 25 [kV] y de 115 [V] para aquéllos con valor superior a 34.5 [kV].

Estos transformadores se construyen con un solo embobinado secundario.

### **POTENCIA NOMINAL.**

Es la potencia secundaria en volt-amperes que hay bajo la tensión nominal y que está indicada en la placa de datos del aparato.

Para elegir la potencia nominal de un transformador de potencia, se suman las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos que está conectados en paralelo al devanado secundario, más las pérdidas por efecto de las caídas de tensión que se producen en los cables de alimentación, principalmente cuando las distancias entre los transformadores y los instrumentos que alimentan son importantes, y se escoge el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, tal y cual lo indica la siguiente tabla de precisiones normalizadas en transformadores de potencial:



Cargas normales para transformadores de potencial de acuerdo a las normas ANSI C.57.13					
Cargas normales		Características con base en 120 [V] y 60 [Hz].			
Designación	VA	f.p.	Resistencia $\Omega$	Inductancia H	Impedancia $\Omega$
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152
X	25	0.70	403.2	1.092	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	36
M	35	0.20	82.6	1.07	411

**Tabla 4.6 Cargas normales para transformadores de potencial**

En secundarios de 120 [V], no se deben emplear conductores con calibres inferiores al 12 AWG. Este calibre reduce la carga del cable y proporciona alta resistencia mecánica, que disminuye la posibilidad de ruptura del circuito de modo que haya cortocircuitos peligrosos.

### **CARGA.**

Es la impedancia que va conectada a las terminales del devanado secundario.



**CLASE DE PRECISIÓN PARA MEDICIÓN**

Ésta es designada de acuerdo al error máximo admisible en por ciento que el transformador de potencial puede introducir en la medición de potencia, operando a tensión nominal primaria y frecuencia nominal.

La precisión de un transformador se debe poder garantizar para valores de entre 90 y 110% de la tensión nominal.

De acuerdo a las normas ANSI la clase de precisión está fijada de acuerdo al uso que se le quiera dar al transformador, por lo que se recomiendan las siguientes precisiones:

<b>Clase</b>	<b>Utilización</b>
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentación para los wathorímetros de sistemas de potencia y distribución.
0.5 a 0.6	Alimentación para wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales.
1.2	Alimentación a las bobinas de potencial de los aparatos de medición, indicadores o registradores.
3 a 5	Alimentación a las bobinas de relevadores de tensión, frecuencímetros



	y sincronoscopios.
--	--------------------

**Tabla 4.6 Clase de precisión para medición.**

Es muy común encontrar en un subestación que los transformadores de potencial estén especificados con la siguiente nomenclatura en base a las normas ANSI: 0.3 W, ó 0.3 X ó 0.3 Y, 0.6 Y, 1.2 Z.

Donde el primer factor ya sea 0.3, 0.6 ó 1.2 indica el valor de precisión y se debe asociar a una o varias cargas nominales de precisión que se indican con las letras W, X, Y o Z y que indican las potencias nominales en [VA].

**DISPOSITIVOS DE POTENCIAL.**

Éstos elementos equivalen a un transformador de potencial, con la diferencia de que son de tipo capacitivo. Son empleados para alimentar con tensión los aparatos de medición y protección de un sistema de alta tensión.

El transformador capacitivo se forma con capacitores independientes o utilizando las capacitancias instaladas en las boquillas de tipo capacitivo. El primer caso se obtiene sacándole provecho a los capacitores de una protección de onda portadora, y el segundo se obtiene a partir de las boquillas de un interruptor de gran volumen de aceite, o las de un transformador de potencia.





## PARÁMETROS DE LOS DISPOSITIVOS DE POTENCIAL.

### CARGA.

Se expresa en volt-amperes.

### CAPACIDAD TÉRMICA.

Se expresa en volt-amperes y debe ser cuando menos de igual magnitud que la carga máxima nominal de precisión especificada.

### CORTOCIRCUITO.

Estos dispositivos deben soportar en las terminales secundarias, durante un segundo, esfuerzos dinámicos y térmicos que son producidos por un cortocircuito, a la vez que mantengan en las terminales primarias su tensión nominal, evitando que la temperatura exceda a 250 [°C].

La clase de precisión que debe tener el servicio de medición es de 0.3, 0.6 y 1.2.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

### **5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.**

#### **5.1 LA RED DE TIERRA.**

Uno de los elementos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es el tener una buena red de tierra, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los cables de guarda, estructuras metálicas, los tanques de los elementos y todas las partes metálicas que deban estar a potencial de tierra.

Algunas de las principales ventajas que se obtienen al realizar un buen sistema de tierra se enlistan a continuación:

- Garantizar un medio seguro al personal que se encuentre ahí o en la proximidad del sistema de tierras o los equipos conectados a la red de tierra, de riesgos de una descarga eléctrica debida a alguna falla o por alguna descarga atmosférica.
- Tener un circuito de muy baja impedancia para facilitar la circulación de corrientes a tierra, debidas a fallas a tierra o a la propia operación de algunos equipos instalados.
- Facilitar la operación de los dispositivos de protección, para eliminar fallas a tierra.
- Tener el medio para descargar y desenergizar los equipos, antes de proceder a realizar un mantenimiento.



## CAPÍTULO 5                      SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Actualmente la red de tierras en el uso de la electricidad juega un papel importante, ya que se han descubierto a lo largo del tiempo diversas aplicaciones, como lo son, drenar corrientes por descargas atmosféricas y por fallas en la red eléctrica, limitar sobretensiones, limitar potencial a tierra de los circuitos durante su operación en condiciones normales, la correcta operación de los sistemas de protección contra sobrecorrientes.

Con el avance tecnológico que han alcanzado los componentes eléctricos y electrónicos que forman parte de una subestación, se debe cuidar más el diseño de la red de tierras pues en componentes electrónicos y sistemas de cómputo se debe tener cuidado de no tener elevaciones considerables en el potencial ya que afectan a su correcto funcionamiento y vida de dichos elementos.

Una red de tierras debe ser instalada a lo largo de todo lo que forma nuestro sistema eléctrico, comenzando por las plantas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones de potencias y en los sistemas de distribución.

Para el caso de las subestaciones eléctricas, la red de tierras está formada por una cuadrícula en forma de malla formada de un conductor desnudo que presente oposición a la corrosión que se presentará al permanecer enterrada a una profundidad entre los 0.5 y 1 [m], con electrodos conectados de preferencia en las orillas.

Una cuestión importante para el diseño de nuestra red de tierras es el conocer el terreno sobre el cual planeamos instalar la red de tierras. Debido a que la resistividad que presentan los diferentes tipos de terreno es muy variada. Un



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

ejemplo claro es que en un terreno compuesto por roca el costo de la red de tierras sería muy elevado si lo comparamos con un terreno húmedo. Esto debido a la resistividad tan variada que se presentan en estos dos tipos de terrenos.

En un buen diseño del sistema de tierras primeramente se efectúan mediciones de resistividad del terreno como primer paso, para conocer que tan buen conductor de la electricidad es el suelo. La resistividad es medida en [ $\Omega$ -m], una clasificación general de los tipos de terrenos están en la Tabla. 5.1:

Terreno	Resistividad [ $\Omega$ -m]
Tierra orgánica húmeda	10
Tierra húmeda	100
Tierra seca	1000
Roca	10000

**Tabla 5.1 Resistividad de los tipos de terrenos.**

Algunos de los factores que determinan la resistividad del suelo son: tipo de suelo, contenido de humedad y sales, tamaño del grano y su distribución y temperatura.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

### **5.2 DISPOSICIONES BÁSICAS DE LAS REDES DE TIERRA.**

Se puede clasificar en tres diferentes sistemas las redes de tierras:

#### 1. Sistemas Radiales.

Es el sistema más económico, esto lo hace el menos seguro, ya que al presentarse alguna falla en alguna parte de la subestación se generan altos gradientes de potencial. Es utilizada para corrientes de falla a tierra bajas.

#### 2. Sistemas de anillo.

Está formado por un conductor de cobre de un calibre aproximadamente de 1 [kcmil] alrededor de la superficie que ocupada por la subestación, de donde saldrán derivación a cada elemento de la subestación mediante un conductor más delgado (4/0 [AWG]), cuando la superficie resulta cuadrada conviene conectar electrodos a tierra en sus vértices. Los potenciales peligrosos disminuyen al tener varios caminos por dónde drenar la corriente y con ello los gradientes de potencial bajan. Son utilizados en niveles de corriente de cortocircuito intermedio.

#### 3. Sistemas de malla.

Es el sistema que más se emplea en los sistemas eléctricos, consiste en tener varios conductores de cobre, horizontales y verticales de tal manera que formen una malla, conectados a través de electrodos. Es el mejor sistema, pero el más costoso.



## **CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.**

---

### **5.3 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN LA RED DE LA SUBESTACIÓN.**

En el sistema de distribución se pueden presentar varios tipos de fallas eléctricas que pueden alterar el funcionamiento correcto de nuestro sistema. Para realizar el diseño de sistema de tierras se consideran las fallas que se vinculan con la corriente que circulará por nuestro sistema de tierra, es por ello que es necesario conocer la corriente de cortocircuito que puede presentarse durante alguna de estas fallas:

- Línea a tierra (monofásica).
- Doble línea a Tierra (bifásica a tierra).

Y aunque la que más se presenta es la falla monofásica se realiza el diseño bajo las condiciones de corrientes de cortocircuito de las dos fallas, tomando como base a la corriente de cortocircuito que presente un nivel mayor de amperaje para realizar un buen diseño del sistema de tierras, y poder seleccionar los conductores de la red, y las protecciones adecuadas para soportar las corrientes de cortocircuito más desfavorables.

#### **5.3.1 MÁXIMA CORRIENTE DE LA RED DE TIERRA.**

La máxima corriente de falla que puede circular entre la red del sistema de tierra y el terreno en el cual se encuentra, estará dado por la corriente de falla asimétrica eficaz.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

---

$$I_F = I_g$$

Donde:

$I_g$  = Corriente de la red de tierra [A].

$I_F$  = Corriente de falla asimétrica eficaz [A].

### 5.4 POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO.

Pueden presentarse potenciales peligrosos en cualquier estructura metálica en una subestación si no garantizamos una resistencia del sistema de tierra lo suficientemente baja y puede ser factor para que se presente algún accidente. Algunos caso de ellos pueden ser:

- La posición de la persona entre dos puntos que presenten una alta diferencia de potencial.
- Duración de la falla, el flujo de corriente a través del cuerpo humano puede causar desde quemaduras hasta la muerte.

Los efectos más comunes de la corriente que circula a través del cuerpo humano dependen de la magnitud, frecuencia y duración.

Los efectos fisiológicos más comunes que se presentan cuando existe circulación de corriente eléctrica a través de nuestro cuerpo, son los siguientes:



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

- Umbral de percepción: con una magnitud de 1 a 2 [mA]. En este nivel de corriente una persona tiene la sensación de cosquilleo.
- Corriente de soltar: están ubicadas desde 2 a 9 [mA]. A pesar de que empiezan a contraerse los músculos estos aún tiene la habilidad para poder soltar el objeto energizado.
- Contracción muscular: con magnitud de 9 a 25 [mA]. En este nivel las corrientes pueden ser intolerantes y pueden hacer muy difícil o imposible el soltar el objeto que se tenga sujetado. Con niveles de corriente ligeramente superiores las personas experimentan dificultades para respirar.
- Fibrilación ventricular: cuando la corriente que circula por nuestro cuerpo con valores entre los 60 y 100 [mA]. Se produce fibrilación cardiaca y paro respiratorio.

### **5.4.1 CORRIENTE DE FIBRILACIÓN.**

La corriente de fibrilación se produce al existir una diferencia de potencial entre dos partes del organismo. El potencial que soporta el cuerpo humano está en función de esta corriente ya que al circular por el corazón produce arritmia cardiaca, lo que provoca que se detenga por completo provocando la muerte.

Algunos experimentos realizados con animales han dado paso para determinar una analogía sobre la corriente de fibrilación que tolera una persona, dando como resultado las siguientes ecuaciones:





## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Para 50 [kg]

$$I = \frac{0.116}{\sqrt{t_f}}$$

Para 70 [kg]

$$I = \frac{0.157}{\sqrt{t_f}}$$

Donde:

I: Corriente de fibrilación.

$t_f$  = tiempo que circula la corriente.

Durante una falla a tierra se pueden presentar potenciales peligrosos que pueden dañar a las personas o equipos cercanos a la falla. Dichos potenciales son:

- Potencial de Toque o Contacto.
- Potencial de Paso.
- Potencial Transferido.

### 5.4.2 POTENCIAL DE TOQUE O CONTACTO.

Dicho potencial se presenta al realizar contacto con una estructura por la cual circula una corriente de falla. Considerando los parámetros de la corriente de



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

fibrilación y resistencia del cuerpo humano, el potencial tolerado por una persona está dado por la siguiente ecuación:

Potencial de Toque Para 50 [kg]	Potencial de Toque Para 70 [kg]
$P_t = \frac{116 + 0.17C_s\rho_s}{\sqrt{t_f}}$	$P_t = \frac{157 + 0.24C_s\rho_s}{\sqrt{t_f}}$

Donde:

$\rho_s$  = Resistividad de la superficie del suelo en [ $\Omega$ -m].

$C_s$  = Factor de reducción de superficie.

$t_f$  = Duración de la falla en segundos.

### 5.4.2.1 POTENCIAL DE TOQUE O CONTACTO MÁXIMO.

También es llamado potencial de malla máxima, y es el potencial que se genera en el centro de la malla de la red, el potencial incrementa conforme la malla está más alejada del centro de la red. Esto genera un potencial más elevado en las esquinas de la red, y puede ser calculado de la siguiente manera:

$$E_m = \frac{\rho I_G k_m k_i}{L_M}$$



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Donde:

$E_m$  = tensión de toque o malla máximo [V]

$k_i$  = factor de ajuste de la geometría de la red

$k_m$  = factor de espaciamiento para la tensión de malla

$L_M$  = longitud efectiva de los conductores de la red [m], para la tensión de malla

$I_G$  = corriente de falla que circula en la red del sistema de tierra [A]

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{D^2}{16hd_r} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_r} - \frac{h}{4d_r} \right] + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \right\}$$

Donde:

$D$  = espaciamiento entre conductores paralelos

$d_r$  = diámetro del conductor de la red [m]

$k_{ii}$  = factor de ajuste de peso y efectos internos en la red

$k_h$  = factor de ajuste de peso y profundidad de la red

$h$  = profundidad de los conductores horizontales enterrados de la red de tierra [m]



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Si presenta varillas de tierra a lo largo del perímetro de la red de tierra, con varillas de tierra en los vértices de la red o con las dos condiciones en el área de red:

$$k_{ii} = 1$$

De presentarse un caso contrario al mencionado anteriormente, el factor puede calcularse de la siguiente manera:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$$

Donde:

$n$  = factor de geometría o número efectivo de conductores paralelos.

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

$h_0 = 1.0$  [m] profundidad de referencia de la red

El factor de ajuste de geometría o de la irregularidad de la red  $K_i$ , en función de  $n$  queda definido como:

$$K_i = 0.644 + 0.148n$$



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Podemos expresar el potencial máximo de malla o toque, bajo los siguientes términos:

$$E_m = \frac{\rho I_G k_m K_i}{L_C + 1.15 L_r}$$

En el caso que no se tengan varillas en el perímetro de la red de tierras podrá realizarse el cálculo con la siguiente fórmula:

$$E_m = \frac{\rho I_G k_m K_i}{L_C + L_r}$$

Donde:

$L_C$  = longitud total del conductor enterrado [m].

$L_r$  = longitud de cada electrodo de tierra [m].

### 5.4.3 POTENCIAL DE PASO.

Es el potencial que puede tolerar una persona que se encuentra parada o caminando cerca del lugar de la falla. Cuando este potencial es sobrepasado se contraen los músculos de las piernas, y no responden a los impulsos del cerebro y la persona cae al piso quedando expuesta a las corrientes que circulan por el corazón, estos potenciales pueden ser calculados de la siguiente manera:



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Potencial de Paso

Potencial de Paso

Para 50 [kg]

Para 70 [kg]

$$P_p = \frac{116 + 0.7C_s \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_p = \frac{157 + C_s \rho_s}{\sqrt{t}}$$

### 5.4.3.1 POTENCIAL DE PASO MÁXIMO.

Es el potencial de paso que se produce entre un punto en el exterior de una de las esquinas de la red y un punto diagonalmente a un metro fuera de la red. El potencial de paso máximo puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$E_p = \frac{\rho I_G k_s K_i}{L_s}$$

$$L_s = 0.75L_c + 0.85L_R$$

Donde:

$E_p$  = potencial de paso máximo [V]

$L_s$  = longitud efectiva de los conductores de la red [m]

$L_c$  = longitud total del conductor enterrado [m]

$L_R$  = longitud total de electrodos de tierra [m]



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Haciendo la consideración del potencial de paso a un metro fuera de la esquina más alejada de la red y con conductor enterrado de  $0.25 \text{ [m]} < h < 2.5 \text{ [m]}$ ,  $k_s$  se puede determinar de la siguiente forma:

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

Donde:

$k_s$  = factor de espaciamento.

$D$  = separación entre conductores paralelos [m].

$h$  = profundidad de la red [m].

### 5.4.4 POTENCIAL TRANSFERIDO.

Son producidos cuando existen elementos metálicos que salen del lugar de la falla: rieles, hilos de guarda, tuberías o desde un punto remoto externo al sitio de la subestación.

Los cálculos deben considerar el caso más desfavorable es por ello que deberá tomarse en cuenta el caso de una persona con una masa de  $50 \text{ [kg]}$ .

Para mejorar la resistividad superficial del terreno de la subestación se agregan materiales para elevar la resistencia a tierra que normalmente presenta el personal que se encuentra en la subestación. Además de brindar más ventajas



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

como: una capa de resistividad alta, limita crecimiento de pasto y maleza y mantiene la humedad en el terreno.

Cuando en la subestación se tiene la capa superficial de alta resistividad es necesario realizar el cálculo para determinar el calor del factor de reducción de superficie:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09}$$

Donde:

$\rho$  = resistividad del suelo debajo de la capa superficial [ $\Omega$ -m].

$\rho_s$  = resistividad del material de la capa superficial [ $\Omega$ -m].

$C_s$  = factor de reducción de superficie.

$h_s$  = espesor de la capa superficial [m].

Si la subestación no cuenta con un material que forme la capa superficial que ayuda a elevar la resistencia a tierra que presenta una persona el valor del factor de reducción de superficie será:

$$C_s = 1$$





## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Algunos de los valores de resistividad de materiales aislantes más usados en la capa superficial de una subestación se presentan en la Tabla 5.2:

**Tabla 5.2 Valores de resistividad de materiales aislantes.**

Valores de resistividad de materiales aislantes

Material	Resistividad a 20°C ( $\Omega$ -m)
Ambar	$5 \times 10^{14}$
Azufre	$1 \times 10^{14}$
Baquelita	$2 \times 10^5$ a $2 \times 10^{14}$
Cuarzo (fundido)	$75 \times 10^{16}$
Ebonita	$1 \times 10^{13}$ a $2 \times 10^{16}$
Madera	$1 \times 10^8$ a $2 \times 10^{11}$
Mica	$1 \times 10^{11}$ a $2 \times 10^{15}$
Vidrio	$1 \times 10^{10}$ a $2 \times 10^{14}$
Grava de galeana (metal negro)	$3 \times 10^3$
Granito gneis	$25 \times 10^3$
Grava bolder	$15 \times 10^3$
Piedra caliza	$5 \times 10^3$
Grava moran	$3 \times 10^3$
Roca base, dura	1190

### 5.5 DURACIÓN DE LA FALLA.

Observando las ecuaciones que nos describen los potenciales peligrosos, no damos cuenta que es importante reducir el tiempo que dura la falla. Para reducir los tiempos de libración de falla es necesario realizar un buen ajuste de las protecciones.



## CAPÍTULO 5                      SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

### **5.6 ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA.**

Un electrodo de puesta a tierra no es solo una varilla enterrada, pues bien puede ser un conductor enterrado en forma vertical, horizontal, una placa enterrada, una varilla con relleno químico o varias varillas en paralelo.

Se acostumbra a poner los electrodos en las esquinas de la red y en las zonas próximas a donde estará instalado el equipo principal como transformadores, interruptores y pararrayos.

Cuando se usa un solo electrodo generalmente se obtiene un valor de resistencia alta y frecuentemente deben colocarse más electrodos en paralelo para reducir el valor de resistencia y que este sea de un valor aceptable que establecen las normas. Hay varias configuraciones que se usan para lograr bajar la resistencia a tierra, algunas de ellas son:

- Dos electrodos en paralelo. En esta configuración se reduce al 55% la resistencia de uno.
- Tres electrodos en línea recta, con ello se logra reducir al 35% y en forma de delta se reducen al 38% la resistencia de uno.
- Cuatro electrodos en cuadro reducen al 28%.

Existen lugares en los cuales no es posible hacer uso de los electrodos en forma vertical y se recurre a utilizar electrodos horizontales, requieren mucho espacio pero son bastante eficientes. Aunque no son muy usuales.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Los electrodos profundos suelen ser muy efectivos ya que al llegar a las capas más profundas el nivel de humedad es mayor y en algunas veces llegan a niveles freáticos.

Los electrodos químicos la tarea que realizan es modificar el medio que rodea al electrodo, bajando la resistividad.

### **5.7 SELECCIÓN DE CONDUCTORES PARA LA RED DE TIERRA.**

Es importante elegir un conductor que tenga las características suficientes para garantizar el buen funcionamiento de la red de tierra. Algunas de las principales características que deben cumplir los conductores se mencionan a continuación:

- Que posean la suficiente conductividad esto para no contribuir substancialmente a producir diferencias de potencial locales.
- Que tengan resistencia a la fusión y deterioro cuando se presenten las condiciones más desfavorables de magnitud y duración en una falla eléctrica a la que pueden quedar expuestos.
- Confiables y con alta resistencia mecánica.
- Que mantengan sus características aun siendo expuestos a la corrosión.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Algunas de las primeras normas recomiendan usar calibres mínimos de 1/0 y 2/0 AWG de conductor de cobre para construir las mallas de tierra, pero de encuestas recientes se tiene que la mayoría utiliza conductor de calibre 4/0.

### **5.8 RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRA.**

Un factor importante es el conocer la resistencia de la red de tierra, con ello se pueden reducir los gradientes de tensión que se pueden presentar en las condiciones de falla.

Generalmente en las subestaciones de transmisión y subtransmisión el valor de la resistencia de la red se pretende que sea menor a 1[Ω]. En las subestaciones de distribución es aceptable tener un valor de resistencia de entre 5 y 1 [Ω], siempre tratando de obtener la resistencia de la red de tierra lo más bajo posible.

Una aproximación aceptable del valor de la resistencia de la red de tierra, para un suelo uniforme puede determinarse por:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

Donde:



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

$R_g$  = resistencia de la red de tierra de la subestación [ $\Omega$ ]

$\rho$  = resistividad del terreno [ $\Omega$ -m]

A= área de la superficie ocupada por la red de tierra [ $m^2$ ]

Cuando se considera la longitud de los conductores que forman la malla combinada con los electrodos de tierra, la resistencia puede calcularse usando la siguiente fórmula de Laurent y Niemann:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L_T}$$

Donde:

$L_T$  = longitud total de la red, incluyendo conductores horizontales y verticales [m]

### 5.9 MÉTODO PARA REALIZAR EL DISEÑO DE RED DE TIERRA.

Para realizar el diseño de una red de tierra debemos tener en cuenta algunos parámetros que nos asegurarán que nuestra red de tierras brindará la seguridad al personal que labora en la subestación así como también garantizará el buen funcionamiento de los dispositivos que servirán de protección y todos los elementos que necesitan de un voltaje de referencia a tierra. A continuación se presentan algunos puntos a seguir para el diseño del sistema de tierra.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

### 1) Recabar información.

Tomando en cuenta un punto de partida es necesario conocer el área que ocupará la subestación para conocer la superficie que se tiene disponible para realizar la red de tierra.

Parte de la información básica a recabar es el conocer la resistividad que se tiene en dicho terreno donde se realizará la red de tierra.

Obtener los niveles de corrientes de cortocircuito simétricas eficaces de las fallas a tierra en la subestación otorgados por parte de la compañía suministradora.

### 2) Selección del calibre del conductor.

Para obtener la sección transversal del conductor que se empleará en el sistema de tierra, es necesario calcularlo teniendo como parámetro principal el nivel de corriente de cortocircuito eficaz de la falla a tierra que presente el caso más desfavorable así como otros parámetros propios del material del que esté hecho el conductor.

### 3) Calcular tensiones de malla y paso.

Deben calcularse las tensiones de malla y de paso, usando como referencia el peor caso que es el que una persona de más de 50 [kg].

### 4) Diseño inicial de la red de tierra.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Durante esta etapa se realiza una propuesta de lo que será la red de tierra. En donde se proponen algunos parámetros como:

Conductores paralelos equidistantes en forma transversal y longitudinal que son los que formarán la red de tierra.

La profundidad a la cual estará la mallade tierra.

Características y número de electrodos.

- 5) Obtener un valor de resistencia que presente hasta este paso nuestro sistema de tierra.
- 6) Obtener la corriente de cortocircuito asimétrica eficaz de la falla que presente el caso más desfavorable.
- 7) Si el potencial producido por la corriente máxima y la resistencia de nuestro sistema de tierra,  $I_G \bullet R_g$  es menor a el potencial de toque tolerable por el cuerpo humano ya no es necesario realizar más análisis. De lo contrario deberán realizar más consideraciones.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

### 8) Cálculo de tensiones máximas.

Cuando el producto de  $I_G \bullet R_g$  es mayor que el potencial de toque tolerado por el cuerpo humano, se deberá realizar el cálculo de las tensiones máximas: Tensión de malla máxima y tensión de paso máxima.

9) Si la tensión de malla máxima resulta menor al potencial de toque tolerable por el cuerpo y a su vez la tensión de paso máxima es menor que las tensiones tolerables por el cuerpo humano, puede considerarse el diseño propuesto como el definitivo.

10) Cuando la tensión de malla máxima y la tensión de paso máxima son mayores que las tensiones toleradas por el cuerpo es necesario realizar cambios en nuestro diseño.

11) Cuando ya se hayan realizado las modificaciones al sistema de tierras, se debe pasar al punto 5 mencionado anteriormente.

12) Diseño correcto. Cuando estamos por debajo de los niveles de tensión tolerados por el cuerpo humano podemos decir que tenemos un diseño de la red de tierra correcto.





CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

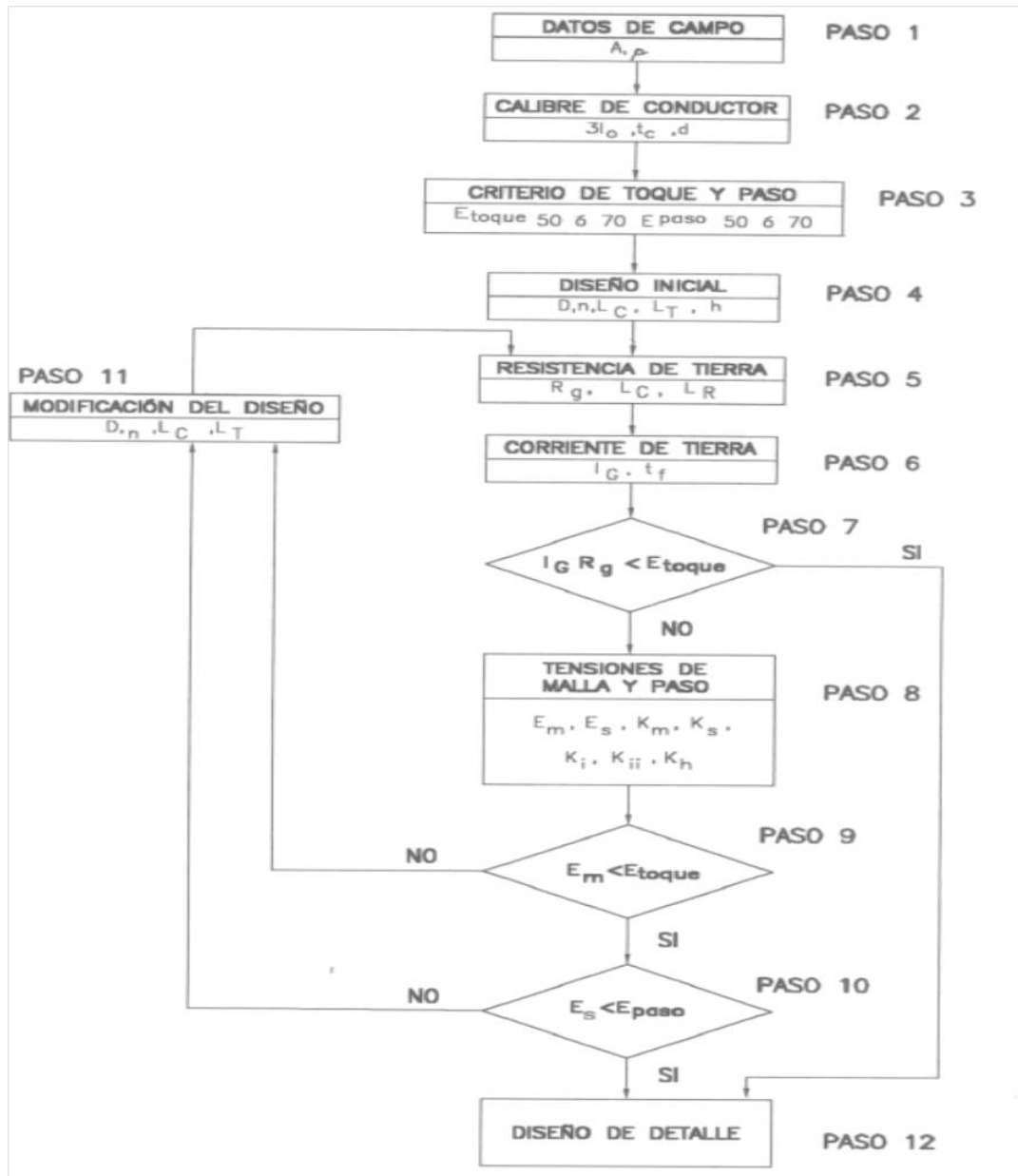


Fig. 5.1 Diagrama de flujo para realizar un diseño apropiado del sistema de red de tierras.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

---

### 5.10 SOBRETENSIONES.

Es considerada una sobretensión cualquier valor de tensión entre un conductor de fase a tierra o entre los conductores de fases, genera un valor pico que excede al correspondiente valor pico de la tensión máxima del equipo, que es iguala a:

$$\sqrt{2} \cdot V_m \text{ o } \frac{\sqrt{2} \cdot V_m}{\sqrt{3}}$$

### 5.11 NIVEL DE AISLAMIENTO.

Cuando ya se conoce la tensión a la cual operará el sistema, se deberá fijar el nivel de aislamiento, pues este definirá la resistencia de aislamiento que debe tener un dispositivo eléctrico para soportar sobretensiones de diferentes procedencias.

**Sobretensiones externas:** Son originadas por las descargas atmosféricas, en este tipo de sobretensión están incluidas las boquillas de transformadores e interruptores, las cadenas de aisladores y aisladores tipo soporte.

**Sobretensiones internas:** Son ocasionadas por las maniobras de interruptores. Está comprendido por las partes sólidas, líquidas o gaseosas de los equipos, están protegidos de las condiciones atmosféricas por lo tanto son independientes de la altitud de operación.



## CAPÍTULO 5                      SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Se puede hacer una clasificación de los tipos de aislamientos, quedando de la siguiente manera:

**Aislamientos internos:** En estos aislamientos no importa el estado en que se encuentren sólido, líquido o gaseoso. No deberán ser expuestos a los agentes externos como la humedad y otros tipos de contaminación.

**Aislamientos externos:** En diferencia a los anteriores estos aislamientos comprenden superficies de los equipos, además de que son dependientes de las condiciones externas en donde se encuentran. En los de tipo intemperie deberán ser consideradas todas las características que influyen directamente sobre los dispositivos, mientras que lo del tipo interior están protegidos por el inmueble donde están instalados.

A su vez los aislamientos pueden ser del tipo autorrecuperables y no autorrecuperables.

Los autorrecuperables son los equipos hechos con material como la porcelana, el aire y otros materiales, que al estar expuestos a una descarga atmosférica o sobretensión no se dañan y conservan sus propiedades aislantes.

Los no autorrecuperables están comprendidos por aislamientos tales como, aceite, silicón, papel o aislantes que pueden ser del tipo sólidos, líquidos o gaseosos empleados como aislamientos internos, que pierden sus propiedades aislantes después de ser expuestos a una sobretensión



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

El nivel de aislamiento de una subestación está dado en función de la tensión nominal de operación, de la normatividad y de los niveles de sobretensiones existentes en el sistema, es conocido también con el nombre de Nivel Básico de Impulso (NBI) y está dado en [kV].

El nivel básico de aislamiento al impulso de una subestación está caracterizado por dos tipos de niveles:

- a) Nivel de aislamiento nominal. Son las tensiones de aguante normalizadas que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.
- b) Nivel de aislamiento normalizado. Son los valores de tensión de aguante normalizados y están asociados a la tensión máxima del equipo.

### **5.11.1 TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA.**

Valor eficaz de la tensión entre fases mediante la cual se determinan ciertas características de operación del sistema.

### **5.11.2 TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA.**

Valor eficaz máximo que se presenta en la tensión entre fases, se origina bajo condiciones normales de operación en cualquier tiempo y lugar del sistema.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

### **5.11.3 TENSIÓN NOMINAL DEL EQUIPO.**

Valor más alto de tensión que se presenta entre fases para el cual están diseñados los aislamientos de los equipos.

### **5.12 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.**

Cuando se lleva a cabo un proyecto de una subestación eléctrica es fundamental protegerla contra las diferentes sobretensiones que pueden presentarse como lo son:

- a) Sobretensiones por descargas atmosféricas.
- b) Sobretensiones por maniobras de interruptores.
- c) Sobretensiones por fallas a tierra o pérdidas de carga.

De las sobretensiones mencionadas anteriormente, resulta de mayor importancia las dos primeras. En equipos que operan tensiones menores a los 230 [kV], las sobretensiones que más afectan son las que se generan por descargas atmosféricas. Mientras que para las que operan a tensiones arriba de 230 [kV], las sobretensiones más peligrosas que se presentan son las que se ocasionan por maniobra de interruptores.

Para proteger los sistemas de distribución de energía eléctrica contra las sobretensiones existen varios métodos pero el más usado y mejor desarrollado es el de proteger los sistemas de distribución haciendo uso de los apartarrayos.



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

### 5.13 COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO.

Se puede definir como una correlación que existe entre la rigidez dieléctrica del equipo y de las propias características de los equipos de protección.

Con la curva de la figura 5.1, se puede definir de manera gráfica lo que es la coordinación del aislamiento, la curva "A" representa las características de rigidez dieléctrica que tolera nuestro equipo instalado, mientras que la curva "B" nos muestra las características de rigidez dieléctrica del dispositivo seleccionado para la protección del equipo eléctrico instalado. El margen de protección que tenemos quedara dado por "d".

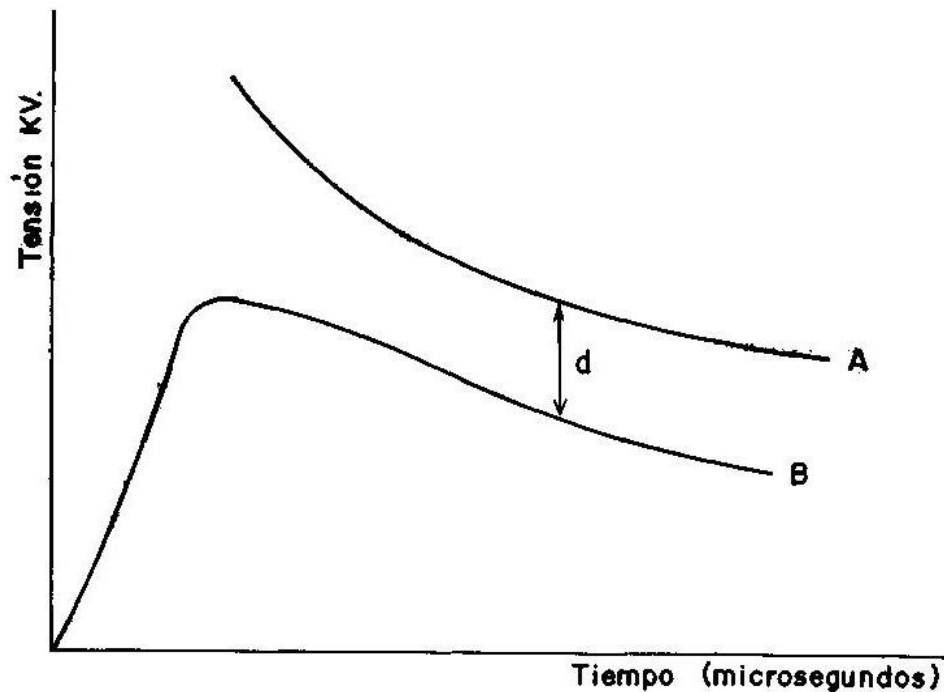


Fig. 5.2 Representación gráfica de la coordinación del aislamiento.



## **CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.**

---

### **5.14 RELEVADORES.**

Los relevadores son dispositivos que bien pueden ser electromagnéticos o electrónicos, su principal tarea es proteger los equipos de la instalación eléctrica en donde se encuentren, reduciendo los efectos y daños causados por las fallas que puedan presentarse.

A lo largo de la historia los relevadores han evolucionado desde los relevadores electromagnéticos hasta llegar a los más modernos de hoy en día de estado sólido que funcionan con microprocesadores.

La función de un relevador es enviar una señal de apertura a los interruptores. Sin importar si son relevadores electromagnéticos o de estado sólido su operación puede ser a partir de cualquiera de los siguientes parámetros:

- Tensión, emitida por un TP.
- Corriente, emitida por un TC.
- Mixtos, por ambas señales.

#### **5.14.1 RELEVADORES EN UNA SUBESTACIÓN.**

Para brindar una adecuada protección en una subestación es necesario contar con los siguientes relevadores:



## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

- Relevador de sobrecorriente (50 - 51).

Son los relés más usados, suelen tener disparo instantáneo y disparo temporizado, se acostumbra a usar dos relés con bobinas de corriente de 4 – 16 [A] para la protección de fallas entre fases y otro de 0.5 a 2 [A] para proteger contra fallas a tierra.

Se calibran para que funcionen con señales de corriente por encima de su valor máximo de corriente nominal del circuito a proteger.

- Relevador diferencial (87).

Está formado por tres bobinas, dos de restricción y una de operación. Funciona por la diferencia de corrientes entrantes y salientes del área protegida. Cuando se produce una diferencia entre estas corrientes el equipo opera.

- Relevador de distancia (21).

Su funcionamiento se basa en la comparación de tensión y corriente que existe en una línea, con ello se puede medir la impedancia en la línea si la impedancia disminuye la protección opera.

- Relevador direccional (67).

Este relevador se energiza por medio de dos fuentes, puede comparar magnitudes y distinguir el sentido del flujo de la corriente. Su operación se genera cuando los parámetros salen de su par de operación al que esta calibrado.





## CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.

Número ANSI	Descripción del relevador	Función
21	Distancia – impedancia de 0.2 a 4.35 [ $\Omega$ ]	Protección de respaldo en buses remotos de subestaciones adyacentes
21-G	Distancia - falla a tierra monofásica	Protección de respaldo para fallas de fase a tierra
50	Sobrecorriente instantáneo	Detecta sobrecorrientes de fase
50 – x1	Sobrecorriente instantáneo	Detecta sobrecorrientes de tierra
51	Sobrecorriente instantáneo y tiempo inverso 4 - 16 [A]	Protección de respaldo de bancos
51 - T	Sobrecorriente instantáneo y temporizado 0.5 – 2 [A] Tiempo inverso.	Protección de respaldo de falla a tierra en bancos
62	Relevador de tiempo ajustable de 0.1 a 3 [s]	Retardar el disparo de un relevador de distancia, para suministrar la 2da. zona
63	Detector de gas	Protección para bancos de transformadores
67	Sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado de 4 - 16 [A] tiempo inverso.	Protección de respaldo en líneas, para falla entre fases
67 - N	Sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado de 0.5 – 2 [A]	Protección de respaldo en líneas, para falla de fase a tierra
86	Auxiliar de disparo, reposición manual 16 contactos	Auxiliar para el disparo de las protecciones primaria y de respaldo



**CAPÍTULO 5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.**

87 – T	Diferencial para banco de transformadores, con tres bobinas	Protección primaria para bancos de transformadores
87 – B	Diferencias de buses	Protección diferencial de buses de alta velocidad
87 - C	Comparación de fases, con canal de corriente portadora	Protección primaria para líneas de transmisión.

**Tabla 5.3 Relevadores más usuales en una subestaciones con su nomenclatura norma ANSI.**



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

### **6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.**

#### **6.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

A través de los años la demanda estudiantil ha ido en aumento, con ello evidentemente los edificios que conforman las instalaciones de la Universidad también lo han hecho. Por tal motivo la demanda de suministro eléctrico se ha disparado generando con ello un problema, ya que la capacidad instalada en las subestaciones generales que alimentan al Campus Universitario no es suficiente para garantizar la máxima continuidad del servicio eléctrico en todos los espacios de la Universidad que así lo requieren.

#### **6.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE PROYECTO.**

Como vía de solución para atender la demanda de energía eléctrica y las pérdidas que se tienen al utilizar tensiones bajas se realizarán las siguientes modificaciones a la red eléctrica que abastece al campus universitario:

- Cambio de tensión de 6 [kV] a 23 [kV], en las subestaciones generales 1 y 2.
- Construcción de subestaciones derivadas para remplazar las ya existentes de 6.6 [kV] a 220[V]. Por subestaciones derivadas de 23 [kV] a 220[V].
- Construcción de la red de distribución subterránea en 23 [kV] y de registros para cableado eléctrico y para cables de comunicación fibra óptica.
- Cableado para la alimentación de los diferentes anillos.



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

### **6.3 DISEÑO Y CÁLCULO DEL SISTEMA DE RED DE TIERRA.**

El contar con un sistema de red de tierra en una subestación de distribución eléctrica es una parte fundamental pues nos brinda un buen funcionamiento de las protecciones y con ello la seguridad tanto para los operadores como para los elementos del sistema eléctrico.

#### **6.3.1 OBJETIVO DEL SISTEMA DE RED DE TIERRA.**

Elaborar un diseño de una malla de red de tierra, que garantice la seguridad del personal que labora en la subestación, así como el correcto funcionamiento de los elementos que integran la subestación. Dicho diseño deberá cumplir con lo establecido en la NOM 001 SEDE 2005, artículo 921, puesta a tierra sección D, sistemas para la resistencia de red de tierra de las subestaciones.

Se espera realizar un diseño el cual satisfaga la resistencia de la red de tierra y quede dentro de norma.

#### **6.3.2 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.**

Al realizar un diseño de red de tierra es necesario conocer el terreno sobre el cual se llevará a cabo el proyecto. Es importante conocer las dimensiones del terreno, se deberá realizar una medición de la resistividad del terreno en varios puntos a lo largo del mismo. Esto con la finalidad de dar un valor más aproximado en caso de presentar variación en la resistividad en diferentes puntos donde se



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

efectuó la medición y deberá obtenerse en  $[\Omega\text{-m}]$ . El lugar donde se realizará el proyecto es un terreno de rocoso que tiene una resistividad de  $5500 [\Omega\text{-m}]$ .

En caso de no conocer el nivel de cortocircuito en la acometida, se deberá solicitar a la compañía suministradora. Para conocer el valor de cortocircuito de falla a tierra (monofásico). Ya que es un factor muy importante pues de él dependerá en gran parte el valor de la resistencia de nuestro sistema de red de tierra. Otro dato importante que es necesario para comenzar a realizar algún cálculo es conocer el tiempo de liberación de falla de nuestros dispositivos encargados de realizarlo, interruptores mecánicos o automáticos. Para el pre diseño tomaremos en cuenta un tiempo de  $0.15 [\text{s}]$ .

Se usará conductor desnudo del calibre  $4/0 [\text{AWG}]$ , como lo indica la recomendación mencionada en la NOM-001 SEDE 2005, para cuestiones de esfuerzos mecánicos, térmicos y la corrosión. Los conductores estarán enterrados a una profundidad de  $0.5 [\text{m}]$ .

En la Tabla 6.1 veremos en forma resumida las características generales para el diseño del sistema de red de tierra.



**CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.**

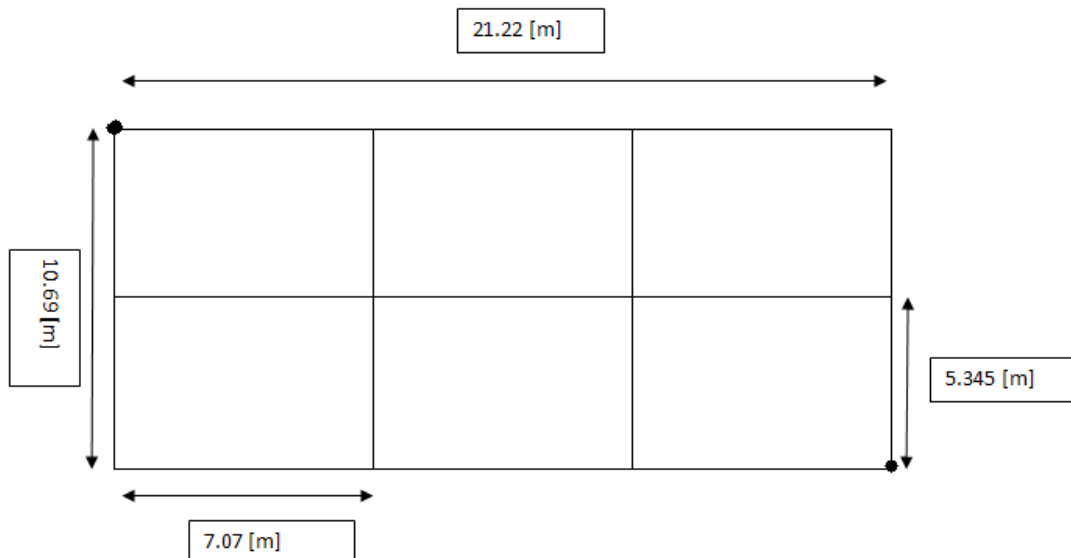
<b>Elemento</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
A	Área del terreno	$Area_{TERRENO} = 226.8418 [m^2]$
$\rho$	Resistividad del terreno	$\rho = 5500 [\Omega - m]$
$\rho_s$	Resistividad del terreno de la SE (tarima de fibra de vidrio)	$\rho_s = 3000 [\Omega - m]$
$I_G$	Corriente de cortocircuito	$I_G = 3163 [A]$
L	Longitud total de conductores	$L = 106.42 [m]$
$L_T$	Longitud total de conductores y electrodos	$L_T = 156.42 [m]$
$t_f$	Tiempo de liberación de falla	$t_f = 0.15 [s]$
$A_r$	Sección transversal del conductor	$A_r = 107 [mm^2] - 4/0 (AWG)$
h	Profundidad de los conductores de la malla	$h = 0.5 [m]$
$R_g$	Resistencia de la red de tierra	
$C_s$	Factor de reducción de superficie	

**Tabla 6.1 Características generales para el diseño.**



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

El diseño de la malla de tierra se muestra en la Figura 6.1:



**Figura 6.1** *Diseño inicial de la malla de tierra.*

### 6.3.3 MEMORIA DE CÁLCULO

Para realizar una memoria de cálculo de forma ordenada se seguirá el diagrama de flujo, descrito en el capítulo 5.

**Paso 1: Resistividad del terreno y área para la malla de tierra.**

$$\rho = 5500 [\Omega - m] \quad Area_{\text{TERRENO}} = 226.8418 [m^2]$$



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

### Paso 2: Selección calibre del conductor

$$A_r = 107 [mm^2] - 4/0 (AWG) \qquad d = 0.012 [m]$$

### Paso 3: Calcular tensiones de toque y de paso.

Tensión de toque para una persona de 50[kg]:

$$V_{T_{50kg}} = \frac{116 + 0.17 C_s \rho_s}{\sqrt{t_f}} = \frac{116 + 0.17(1)(3000)}{\sqrt{0.15}} = 1,616.32 [V]$$

Tensión de toque para una persona de 70[kg]:

$$V_{T_{70kg}} = \frac{157 + 0.24 C_s \rho_s}{\sqrt{t_f}} = \frac{157 + 0.24(1)(3000)}{\sqrt{0.15}} = 2,264.40 [V]$$

Tensión de paso para una persona de 50[kg]:

$$V_{P_{50kg}} = \frac{116 + 0.7 C_s \rho_s}{\sqrt{t_f}} = \frac{116 + 0.7(1)(3000)}{\sqrt{0.15}} = 5,721.68 [V]$$





## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Tensión de paso para una persona de 70[kg]:

$$V_{P_{70kg}} = \frac{157 + C_s \rho_s}{\sqrt{t_f}} = \frac{157 + (1)(3000)}{\sqrt{0.15}} = 8,151.33[V]$$

**Paso 4: Diseño inicial. Longitud total de conductores y electrodos, profundidad de la red de tierra.**

$$L_T = 156.42[m]$$

$$h = 0.5[m]$$

**Paso 5: Resistencia de la red de tierra.**

Considerando la longitud de conductores y electrodos, usamos la fórmula de Laurent y Neimann:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L_T}$$

$$R_g = \frac{5500}{4} \sqrt{\frac{\pi}{226.84}} + \frac{5500}{156.42} = 196.97[\Omega]$$

$$R_g = 196.97[\Omega]$$



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Los valores de la resistencia de red de tierra son evidentemente muy elevados con respecto al valor deseado. Para ajustar el valor deseado que garantice seguridad se recurrirá al uso de electrodos profundos.

### **Paso 6: Corriente de falla a tierra y duración de la falla.**

$$I_G = 3163[A]$$

$$t_f = 0.15[s]$$

### **Paso 7: Comparar la tensión de toque con la tensión generada por la corriente de falla y la resistencia de la red de tierra.**

Se tomará en cuenta la tensión de toque para el caso más desfavorable que es para una persona con una masa de 50 kg.

$$I_G R_g < V_{T_{50kg}}$$

$$(3163)[A] * (196.97)[\Omega] > 1616.32[V]$$

$$\underline{623016.11[V] > 1616.32[V]}$$



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Como no se cumple la comparación seguiremos con el diagrama de flujo.

### **Paso 8: Cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas.**

#### **1. Potencial de malla o toque máximo.**

$$E_m = \frac{\rho I_G k_m k_i}{L_M}$$

Para conocer el factor de espaciamento para la tensión de malla, usamos la siguiente expresión:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{D^2}{16hd_r} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_r} - \frac{h}{4d_r} \right] + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \right\}$$

Sustituyendo los valores, obtenemos:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{7.07^2}{16(0.5)(0.012)} + \frac{(7.07+2(0.5))^2}{8(7.07)(0.012)} - \frac{0.5}{4(0.012)} \right] + \frac{0.32}{1.22} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2(3.33)-1)} \right] \right\}$$

$$k_m = 0.98$$



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Para el factor de ajuste de la geometría de la red:

$$K_i = 0.644 + 0.148n \quad K_i = 0.644 + 0.148(3.33) = 1.13$$

La longitud efectiva de los conductores de la red [m]:

$$L_M = 156.42[m]$$

Sustituyendo en la fórmula para obtener la tensión de malla o toque máxima tenemos:

$$E_m = \frac{\rho I_G k_m k_i}{L_M} = \frac{(3000)(3163)(0.98)(1.13)}{156.42} = 67178.86[V]$$

### 2. Potencial de paso máximo.

$$E_p = \frac{\rho I_G k_s K_i}{L_s}$$

Para conocer la longitud efectiva de los conductores de la red [m], usamos la expresión:

$$L_s = 0.75L_C + 0.85L_R$$



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

$$L_s = 0.75(106.42) + 0.85(50) = 122.31[m]$$

El factor de espaciamento lo obtenemos de la siguiente forma:

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

Sustituyendo:

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2(0.5)} + \frac{1}{7.07+0.5} + \frac{1}{7.07} (1 - 0.5^{3.33-2}) \right]$$

$$k_s = 0.38$$

Para el factor de ajuste de la geometría de la red:

$$K_i = 0.644 + 0.148(3.33) = 1.13$$

Sustituyendo en la fórmula para conocer la tensión máxima de paso tenemos:

$$E_p = \frac{\rho I_G k_s K_i}{L_s} = \frac{(3000)(3163)(0.38)(1.13)}{122.31} = 33313.51[V]$$



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

**Paso 9: Comparar la tensión máxima de malla o toque con la tensión de malla o toque normal.  $E_T < V_T$**

$$E_m = 67,178.86[V] \quad V_{T_{50kg}} = 1616.32[V]$$

$$\underline{67,178.86[V] > 1616.32[V]}$$

No se cumple la condición, que la tensión máxima de toque sea menor que la tensión de toque para una persona de 50 [kg].

**Paso 10: Comparar la tensión máxima de paso con la tensión de paso normal.  $E_P < V_P$**

$$E_p = 33,313.51[V] \quad V_{P_{50kg}} = 5721.68[V]$$

$$\underline{33,313.51[V] > 5721.68[V]}$$

Al igual que en el paso anterior, no se cumple la condición de voltaje máximo de paso menor al voltaje de paso para una persona de 50 [kg].

Nota: En las tensiones máximas: de malla y de paso que se han obtenido mediante el método teórico, resultaron valores mayores a la tensión máxima del



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

propio sistema (23[kV]). Además de que dichos valores superan los estándares tolerados por el cuerpo humano.

**Paso 11: Si no se cumplen las condiciones de las tensiones máximas se deberá modificar la red. Y regresar al paso 5.**

Al realizar los cálculos dictados por diagrama de flujo que se siguió se tienen varias observaciones:

1. Finalizado el paso 5, claramente podemos observar que hemos obtenido una resistencia de red de tierra con un valor muy elevado con respecto al esperado.
2. Como consecuencia de no haber logrado una baja resistencia de red de tierra no se satisface la condición que existe entre la tensión de toque con la corriente de cortocircuito y la resistencia de red de tierra.
3. Efectuados los pasos 9 y 10, enfocados en las condiciones de tensiones máximas con las tensiones normales de toque y paso, observamos que ninguna se cumple.
4. Siguiendo la condición establecida en el paso 7:  $I_G R_g < V_T$ . podemos realizar el cálculo de la resistencia de la red de tierra necesaria para satisfacer dicha condición y a su vez cumplir con lo que marca la NOM-001 SEDE



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

2005, apartado D subestaciones, art. 921-25, características del sistema de tierras, b) resistencia a tierra del sistema.

Resistencia ( $\Omega$ )	Tensión eléctrica máxima (kV)	Capacidad máxima del transformador (kVA)
5	mayor que 34,5	mayor que 250
10	34,5	mayor que 250
25	34,5	250

**Tabla 6.2 *Tabla de la resistencia de red de tierra.***

De acuerdo a la NOM-001 SEDE 2005, el neutro corrido deberá estar puesto a tierra cada 400 [m], y a su vez funciona como electrodo horizontal.

### **6.3.4 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS EN MEMORIA DE CÁLCULO.**

Una vez que se conoce el valor necesario para cumplir con normatividad y garantizar un buen diseño es necesario conocer el métodos para lograr obtener una resistencia lo suficientemente baja como la encontrada a partir del paso 5.

Una alternativa muy efectiva cuando se presentan terrenos con un nivel de resistividad muy elevado es realizar perforaciones para poner electrodos profundos, pues de esta forma se atraviesan las capas de tierra o rocas que conforman el terreno hasta llegar a capas más húmedas y con ellos obtener un nivel de resistividad más bajo. Las perforaciones no siguen un patrón lineal puesto que la composición de los terrenos puede variar incluso aun cuando sean solo

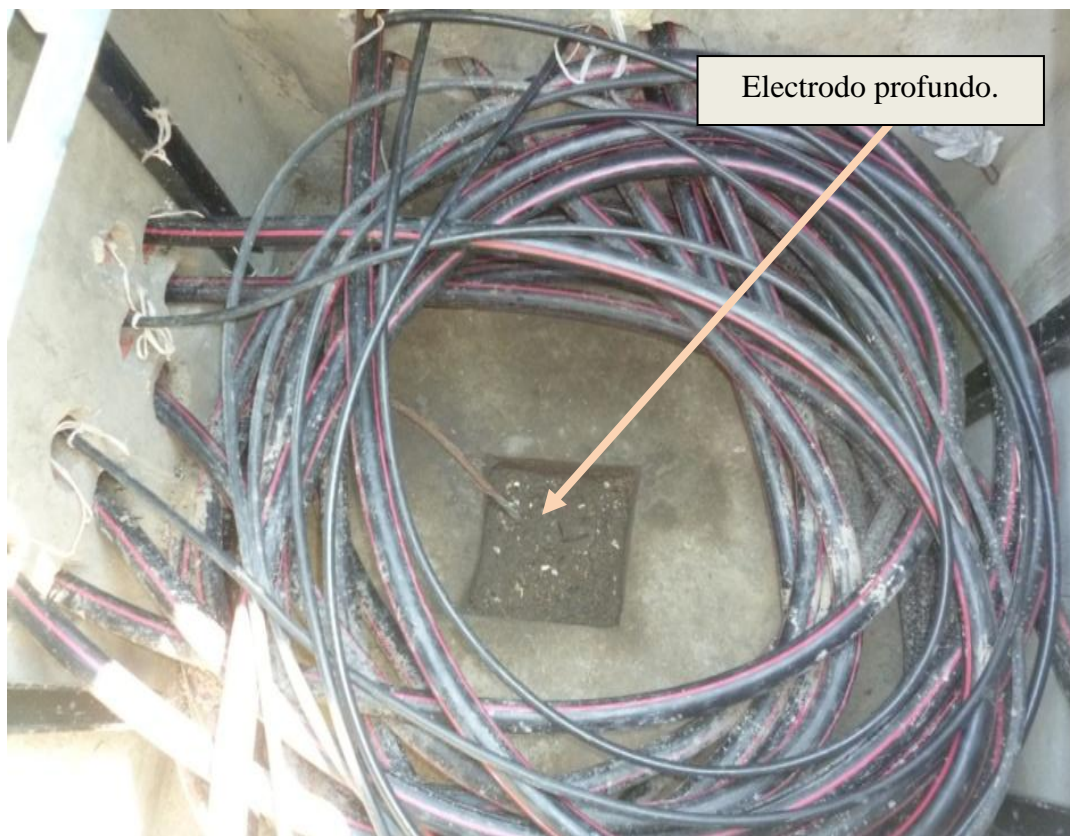




## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

unos metros. Y deberán realizarse mediciones hasta lograr obtener la resistencia deseada del electrodo esta es la única forma de decidir si se sigue perforando más o no.

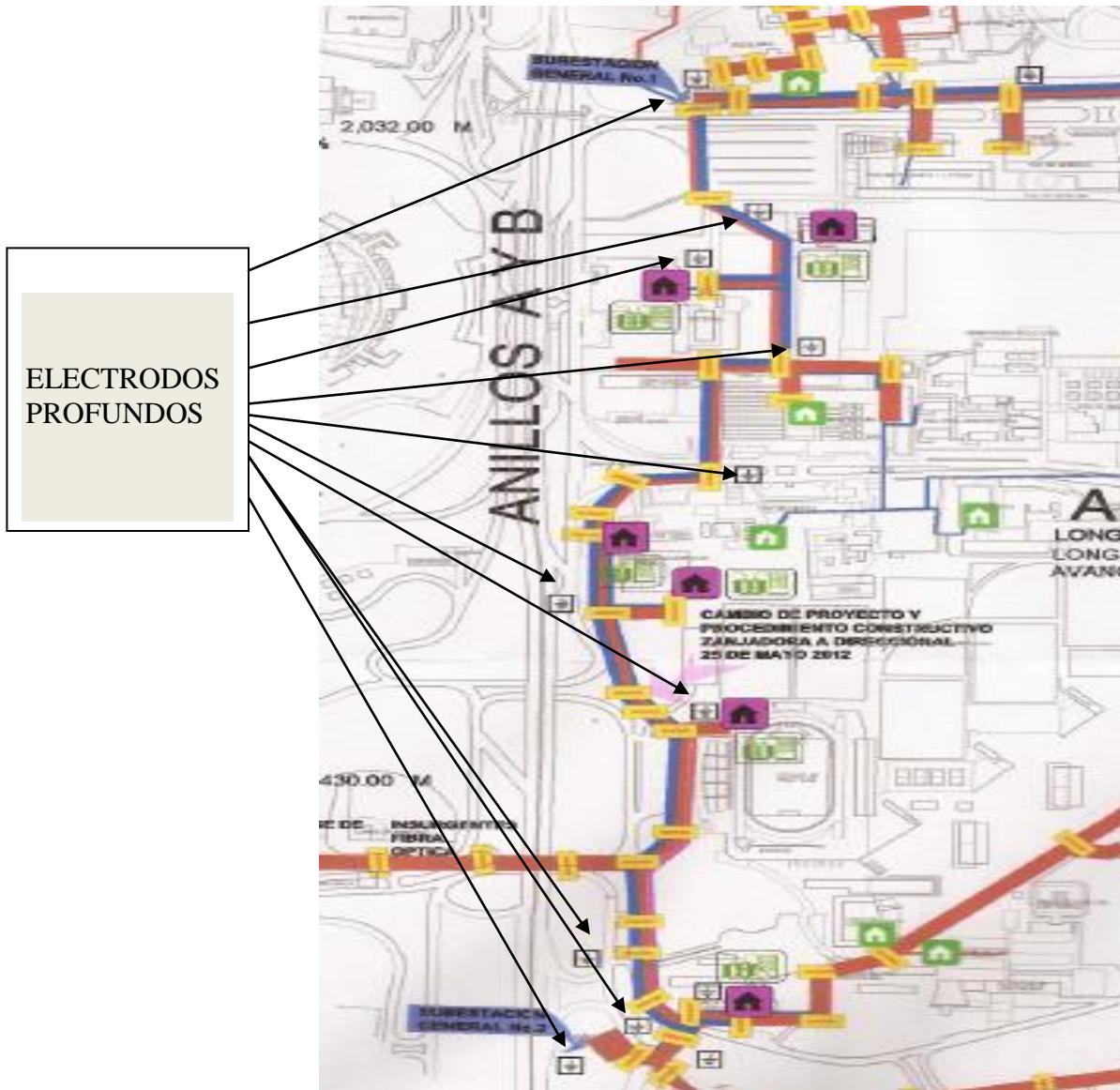
A lo largo del anillo B existen 12 electrodos profundos instalados con un valor de  $5 [\Omega]$  cada uno, con estos electrodos profundos se puede lograr el valor de resistencia de la red de tierras necesario para garantizar un buen diseño y con valores que estén bajo norma. En la Fig. 6.2, se observa un electrodo profundo instalado en el anillo B, consejos académicos.



**Fig. 6.2 Registro de electrodo profundo.**



CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.



**Fig. 6.3 Anillo B, Localización de electrodos profundos.**



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Siguiendo la condición presentada en el punto 7, podemos obtener de la siguiente expresión el valor deseado para  $R_g$ .

$$I_G R_g < V_T$$

$$R_g = \frac{1616.32[V]}{3163[A]}$$

$$\underline{R_g = 0.51[\Omega]}$$

Realizando el cálculo para obtener la resistencia equivalente con los 12 electrodos con el valor de 5  $[\Omega]$  por cada uno se llegó al resultado de 0.43  $[\Omega]$ . Y finalmente sustituimos en la fórmula presentada en el paso 7.

$$I_G R_g < V_T$$

$$\underline{(3163[A])(0.4375[\Omega]) < 1616.32[V]}$$

$$\underline{1383.81[V] < 1616.32[V]}$$

Con el valor obtenido de resistencia de la red de tierras de 0.4375  $[\Omega]$  que se obtuvo con los electrodos profundos instalados a lo largo del anillo B, cumplimos la condición de tener un valor bajo de resistencia de red de tierra. Y podemos concluir que tenemos un sistema de red de tierra efectivo que nos brindará seguridad.



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

### **6.4 DETALLE DE LAS CONEXIONES DE CABLE - CABLE Y DE CABLE - VARILLA A TIERRA DE LA MALLA DE TIERRA.**

Una vez que se han realizado los cálculos para la colocación de la malla de tierras es de vital importancia conocer físicamente el lugar en el que se llevará a cabo su instalación, porque de acuerdo a su ubicación, deben emplearse los tipos de soldadura adecuados para cada conexión de cable a cable y de cable a varilla (considerando que se emplearán varios electrodos de acuerdo a lo calculado para la malla de tierras).

Existe una variedad de soldaduras que se pueden emplear y éstas las elegiremos de acuerdo al lugar en que se requiera hacer la conexión y de acuerdo a la comodidad y facilidad de colocación.

Para realizar la instalación del sistema de tierra, se deben tener especificaciones base para poder conocer el material con el cual se trabajará. Todas las conexiones de cobre a cobre y de cobre a acero que empleen calibre 8 AWG o mayor deben ser conexiones soldadas exotérmicamente. Los conductores soldados con estas conexiones se deben considerar como un conductor continuo de acuerdo a la especificación en las normas NEC 250-81, 250-91, 250-113, 250-115 y la IEEE Std 837-1989.



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

### 6.4.1 ESPECIFICACIONES DE LAS CONEXIONES DE CABLE - CABLE Y DE CABLE - VARILLA A TIERRA.

Una forma práctica para la clasificación de los distintos tipos de conexiones es por medio de su clave la cual nos proporciona la información completa del molde: Tipo de conexión, clave del precio y tamaño del conductor.

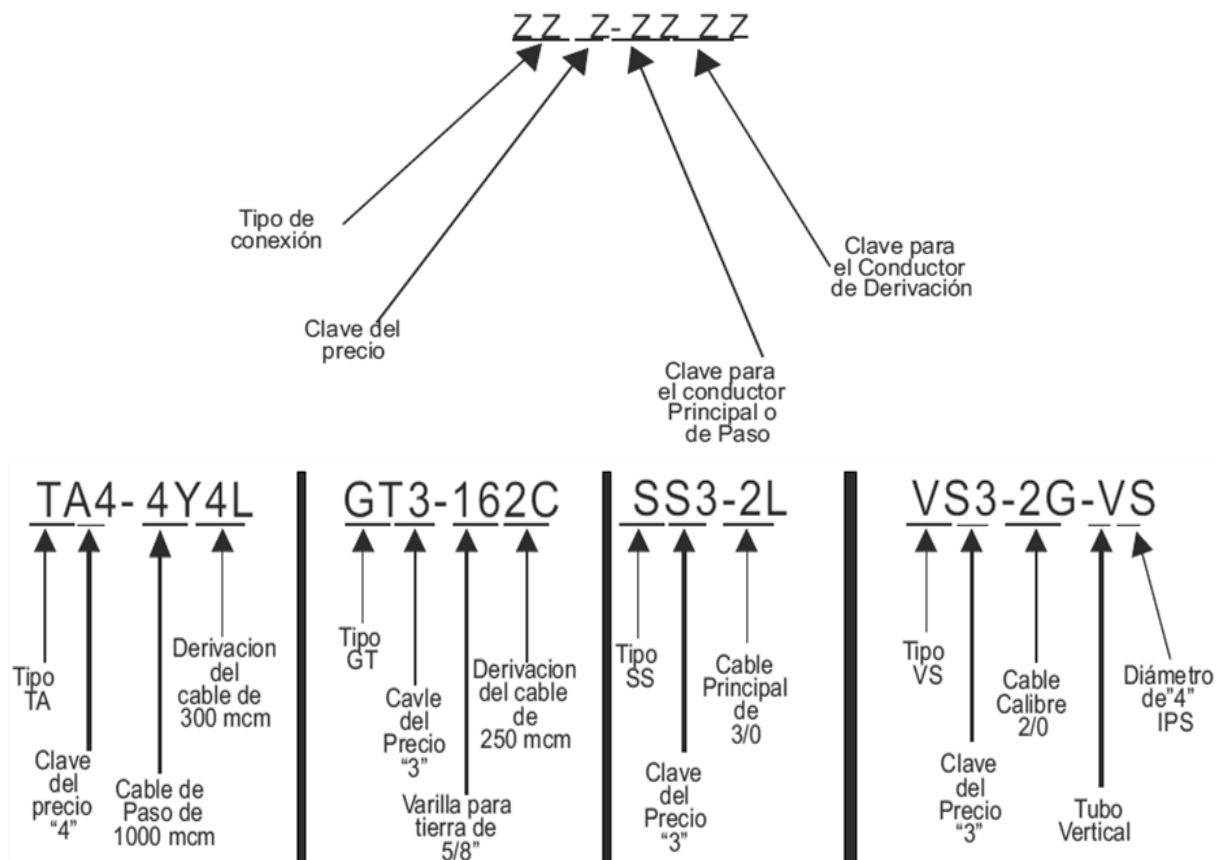


Fig. 6.4 Nomenclatura del tipo de conexiones cable - cable y de cable - varilla a tierra.



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

### 6.4.2 TIPOS DE CONEXIONES DE CABLE - CABLE.

Algunas de las soldaduras que existen de cable a cable son:

- Paralela horizontal.
- Conexión horizontal.
- Conexión en “T” horizontal.
- Horizontal X.
- Conexiones con derivación en paralelo.
- Paralelo Vertical.

Nombre	Pag	Tipo	Posición	Abertura	Nombre	Pag	Tipo	Posición	Abertura		
Paralela Horizontal	1-4	PG		1	V	Conexiones en "T" Horizontal	1-4	TA		1	*
	1-3	PC		1	*		Horizontal X	1-6	XA		1
Conexion Horizontal	1-8	PG		1	*	Conexiones con derivación en paralelo		1-6	XB		1
	1-10	PG		1	*		1-4	PC		1	V
	1-10	SS		1	V	Paralelo Vertical	1-11	PH		1	V
Conexion en "T" Horizontal	1-8	PT		1	V						

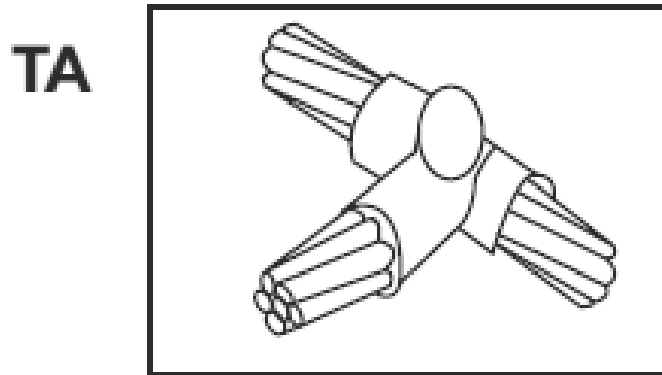
**Fig. 6.5 Tipos de soldadura de cable a cable.**



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

### 6.4.2.1 CONEXIÓN DE CABLE - CABLE TIPO TA.

La conexión horizontal tipo TA se utiliza para realizar una derivación en el conductor sin la necesidad de cortarlo o empalmarlo.



**Fig. 6.6 Conexión cable – cable tipo TA.**

### 6.4.2.2 CONEXIONES DE CABLE - CABLE TIPO XA Y XB.

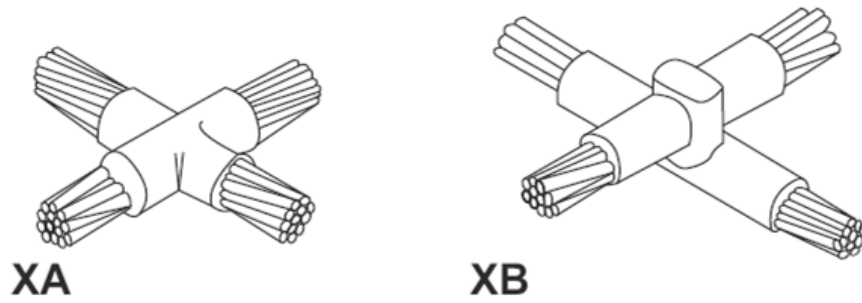
Las conexiones horizontales tipo XA y XB se utilizan de acuerdo a la necesidad de la zona en que se quiera realizar la conexión.

La conexión horizontal tipo XA se emplea para el cruce de cables horizontales con dos derivaciones, requiere cortar uno de los cables quedando en un mismo plano.

La conexión horizontal tipo XB se emplea para el cruce de cables horizontales y no requiere de corte, los cables quedan encimados.



**CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.**



**Fig. 6.7 Conexión cable – cable tipo XA y XB.**

**6.4.3 TIPOS DE CONEXIONES DE CABLE - VARILLA A TIERRA.**

Para las conexiones de cable a varillas hay diferentes como las siguientes:

Nombre	Pag	Tipo	Posición	Abertura	Nombre	Pag	Tipo	Posición	Abertura			
Cable a Varilla	2-2	GR		1	V	Cable a Varilla	2-12	GR		1	V	
	2-4	GT		1	V		2-12	GT		1	V	
	2-6	GY		1	V		2-12	NT		1	V	
	2-8	NC		1	V		Empalme a Varilla para Tierra	2-12	NX		1	V
	2-10	ND		1	*			2-13	GB		1	V

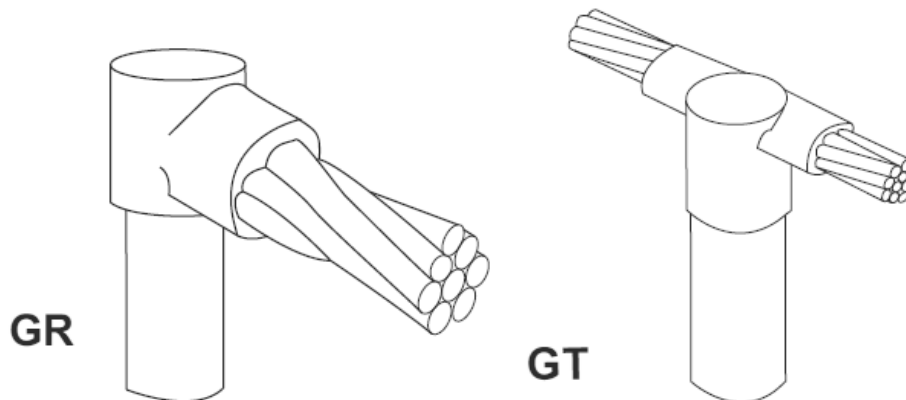
**Fig. 6.8 Conexión cable – varilla a tierra.**





## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

### 6.4.3.1 CONEXIONES DE CABLE - VARILLA TIPO GR Y GT.



**Fig. 6.8 Conexión cable – varilla tipo GR y GT.**

En la conexión de cable terminal para varilla a tierra tipo GR el cable terminal va a la parte superior de la varilla. Se puede emplear cable trenzado de cobre a menos que se indique otro.

Las varillas para tierra pueden ser de acero con revestimientos de cobre, galvanizado, inoxidable o revestimientos inoxidables.

Se emplean moldes de acuerdo al calibre de cable conductor que se quiera conectar a la varilla a tierra y al diámetro de la varilla.

En la conexión de cable a varilla tipo GT el cable de paso va a la parte superior de la varilla para tierra. Se puede emplear cable trenzado de cobre a menos que se indique otro.



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Las varillas para tierra pueden ser de acero con revestimientos de cobre, galvanizado, inoxidable o revestimientos inoxidables.

Se emplean moldes de acuerdo al calibre de cable conductor que se quiera conectar a la varilla a tierra y al diámetro de la varilla.

También se instalarán barras de tierra para obtener derivaciones a partir de ella, de una forma ilustrativa se presenta una barra de tierra con sus respectivos aisladores para fijarlo a un muro.



**Fig. 6.9 Barra de tierras.**

### **6.5 CÁLCULO Y SELECCIÓN DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.**

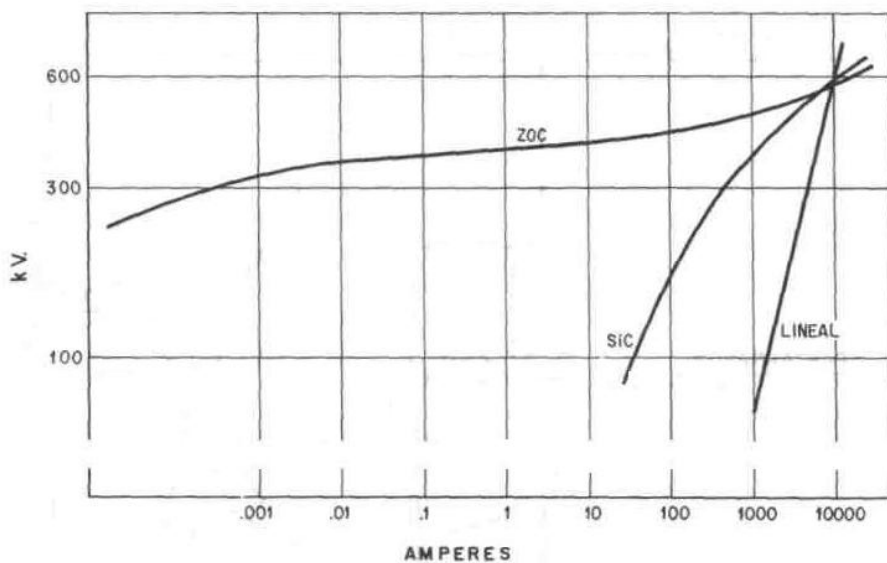
Existen varios métodos para proteger los sistemas de distribución eléctrica contra las sobretensiones. El método más usado y mejor desarrollado para proteger los sistemas de distribución contra sobretensiones es el de apartarrayos. Es por ello que se realizará el cálculo que permitirá posteriormente realizar la selección de los apartarrayos a instalar en la subestación de distribución eléctrica.



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Hoy en día existen dos tipos de apartarrayos, los de tipo autovalvular y los de óxidos metálicos. Aunque los apartarrayos de óxidos metálicos son los que se han estudiado más y presentan ventajas sobre los autovalvulares, aún no se ha generalizado el uso de estos apartarrayos debido a la diferencia de costos con respecto a los autovalvulares.

El principio de operación de los apartarrayos es que son capaces de disminuir su resistencia cuando ocurre una sobretensión y aumentarla a un valor muy elevado cuando la tensión tiene su valor nominal de operación. Esto gracias a las características de no linealidad de los materiales con los cuales están fabricados, siendo los materiales: carburo de silicio y óxidos de zinc. En la figura 6.10, se observan las características de los apartarrayos.



**Figura 6.10 Características de no linealidad en apartarrayos de Carburo de Silicio (SiC) y óxidos metálicos (ZnO).**



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

La selección de los apartarrayos está basada en el voltaje máximo continuo de operación (MCOV). La cual calculamos con la siguiente expresión:

$$MCOV = k * V_m$$

Donde:

MCOV = voltaje máximo continuo de operación [kV].

$V_m$  = Tensión máxima de diseño del equipo [kV].

k = constante de aterrizamiento.

k= 0.8, para sistemas con neutro efectivamente aterrizado.

k= 1.0, para sistemas con neutro aislado de la tierra.

Elemento	Descripción	Valor
$V_n$	Tensión nominal del sistema	23 [kV]
$V_m$	Tensión máxima	27 [kV]
NBAI	Nivel básico de aislamiento al impulso	125 [kV]

**Tabla 6.3 Características de diseño de la Subestación General 1.**



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

La tensión nominal del apartarrayos, usando coeficiente de aterrizamiento  $k=0.8$ .

$$MCOV = (0.8)(27[kV])$$

$$MCOV = 21.6[kV]$$

Con el valor obtenido vamos a la tabla a buscar el valor de  $MCOV = 21.6$  [kV], o alguno cercano a este. Y así calcular el margen de protección que tenemos al instalar el apartarrayos seleccionado. Valores obtenidos de una tabla de apartarrayos (Hileman Insulation Coordination for power systems, pag. 554).

MCOV, kV rms	Duty-cycle rating, kV rms	0.5 $\mu$ s discharge voltage, kV at 10 kA	Switching impulse discharge voltage kV at 0.5 kA	Discharge voltage, kV for 8/20 $\mu$ s current					
				1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
2.55	3	12.5	8	9.5	10	10.5	11	13	15.3
5.1	6	25	16	19	20	21	22	26	30.5
7.65	9	34	22.5	24.5	26	27.5	30	35	41
8.4	10	36.5	23.5	26	28	29.5	32	37.5	43.5
10.2	12	43.5	28.2	38	32.9	34.8	38.5	43.8	51.5
12.7	15	54.2	35	38.4	41	43.4	48	54.6	64.2
15.3	18	65	42.1	46	49.1	52	57.5	65.4	76.9
17	21	69.5	44.9	49.2	52.5	55.7	61.5	69.9	82.2
19.5	24	87	56.4	61.6	65.8	69.6	77	87.6	103
22	27	97.7	63.2	69.2	73.9	78.2	86.5	98.4	115.7
24.4	30	108.4	70	76.8	82	86.8	96	109.2	128.4
29	36	130	84.2	92	98.2	104	115	130.8	153.8

**Tabla 6.4 Tabla de valores para la selección de un apartarrayos.**



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Para realizar los cálculos que nos harán saber el margen de protección seleccionaremos un MCOV = 19.5 [kV]. Tomando el un valor de tensión de descarga de 10 [kA].

Antes de comenzar a realizar los cálculos del margen de protección es necesario mencionar que debemos proteger una acometida aero – subterránea. Puesto que nuestros alimentadores vienen de manera aérea. Estos tipos de instalaciones suelen ser los que más daño generan debido a las descargas atmosféricas en los cables aéreos y se transmiten a la red subterránea en forma de ondas viajeras del punto normalmente abierto y en el de acometida, la relación de tensión transitoria entre dichos puntos puede tener un valor cercano a dos. Es importante mantener los cables de conexión del aparatarrayos a la línea y a tierra con la distancia más corta posible.

La forma más efectiva de proteger una acometida aero – subterránea, es instalar un aparatarrayos en el punto de transición y otro en el lado del circuito subterráneo. Este método sirve para limitarla tensión en el extremo del cable del circuito subterráneo, la onda de tensión de descarga en el punto de transición se elevará al doble de su valor hasta que el apartarrayos del punto normalmente abierto efectuó su chispeo y la tensión máxima en los puntos intermedios del circuito subterráneo será igual a la tensión de descarga en el apartarrayos instalado en el punto de transición más 0.5 de la tensión de chispeo del apartarrayos en el extremo del cable subterráneo:

$$T_{m\acute{a}x} = TD + 0.5T_{CH}$$



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Para obtener el margen de protección que brindan los apartarrayos en cables subterráneos utilizamos la siguiente expresión, tomada de la norma CFE – DPCT, norma de distribución construcción líneas subterráneas consideraciones técnicas para el diseño de proyectos.

$$MP = \left[ \frac{NBAI}{2(VR+VG)} - 1 \right] \times 100$$

Dónde:

*MP* = Margen de protección

*NBAI* = Nivel básico de aislamiento al impulso [kV]

*VR* = Tensión de descarga residual 30/20 [μs] para 10 [kA] de corriente nominal de descarga.

*VG* = Caída de tensión en guías, se considera 5.25 [kV/m].

Para asegurar el margen de protección mínimo de 20% establecido por la norma ANSI C62.22 se recomienda reducir al mínimo posible la longitud de las guías de conexión e instalar apartarrayos en los puntos abiertos. Para los cálculos tomaremos en cuenta una distancia igual a 0 para la caída de tensión en guías.

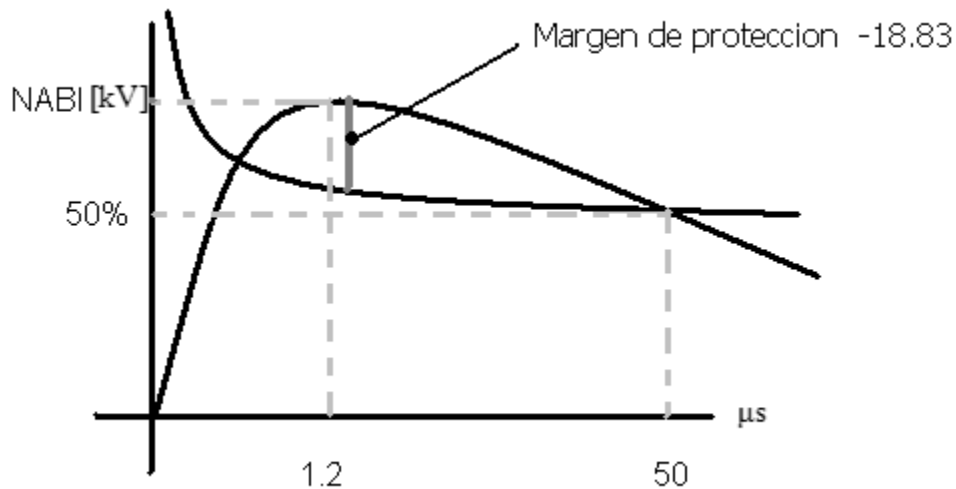
$$MP = \left[ \frac{125}{2(77)} - 1 \right] \times 100$$

$$MP = -18.83\%$$



## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Observamos que tenemos un margen de protección negativo lo cual nos indica que no brinda protección al dispositivo que se desea proteger.



**Fig. 6.11 Gráfica de margen de protección negativo.**

Para garantizar una adecuada protección de muestra acometida aero – subterránea se llevara a cabo la instalación de dos apartarrayos uno en el punto de transición y el otro del lado del circuito subterráneo y con ello limitaremos la tensión máxima presentada que será igual a la tensión de descarga del apartarrayos colocado en el punto de transición y como se usarán apartarrayos de óxidos de zinc la tensión de chispeo es igual a cero.

$$T_{m\acute{a}x} = TD + 0.5T_{CH}$$

$$T_{m\acute{a}x} = 77 [kV]$$





## CAPÍTULO 6 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Con la gráfica del margen de protección quedaría por debajo del NBAI. El margen de protección estará dado por la Tensión máxima. Por lo tanto se tendrá un MP = 77%.

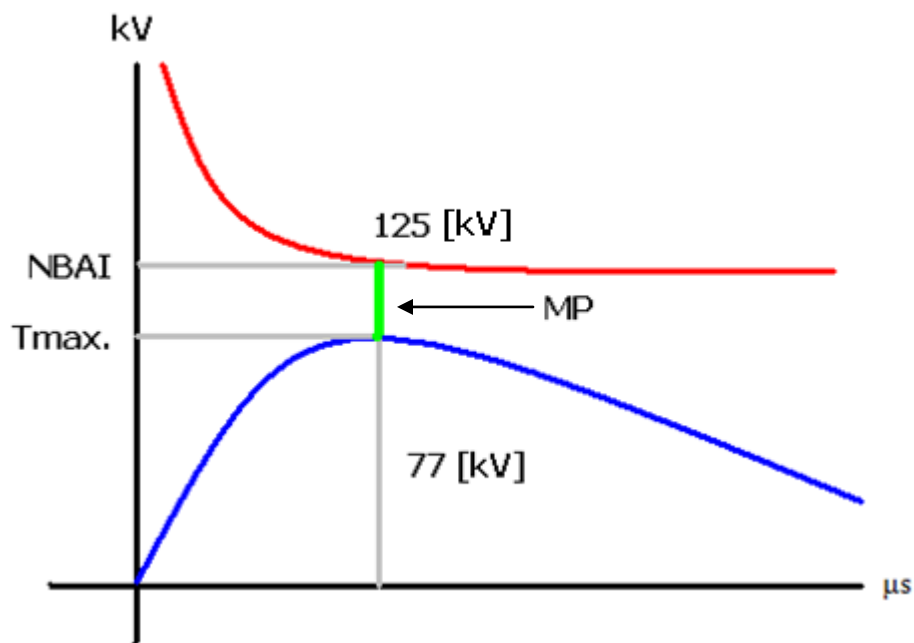


Fig. 6.12 Gráfica margen de protección.

***Por lo tanto podemos concluir que después de realizar los cálculos se seleccionarán apartarrayos con MCOV=19.5 [kV]. Y con ello cumplimos con un margen de protección adecuado y los elementos instalados estarán protegidos contra sobretensiones.***



## CAPÍTULO 7: RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.

La red de 6 [kV] que proporciona energía al Campus Universitario tiene en su mayor parte más de 50 años de operación por lo que es más que necesario su cambio.

Además el realizar este cambio de 6 [kV] a 23 [kV] tiene algunas ventajas considerables, como lo es el poder brindar mayores servicios ya que en 23 [kV] se puede aumentar la disponibilidad de servicios. Otro aspecto es el de suprimir los transformadores de 23 [kV] a 6 [kV] los cuales se encuentran actualmente en las subestaciones generales 1 y 2 de la UNAM.

Al realizar los cálculos de pérdidas de los transformadores encontramos varias desventajas que se presentan actualmente al estar operando, como lo son sus factores de utilización y carga que proporcionan numerosas pérdidas que se muestran en los cálculos que realizamos, los transformadores se encuentran en servicio las 24 horas y no se emplean al cien por ciento y tienen grandes pérdidas en el hierro (en vacío) y pérdidas en el cobre. Esto fue motivo de estudio de que los transformadores ya habían llegado a su límite.

Para aclarar este punto efectuamos algunos cálculos de pérdidas en los transformadores de dichas subestaciones con lo cual logramos demostrar el ahorro energético que se lograría en el Campus Universitario lo cual se traduce a un ahorro económico en el pago de la facturación eléctrica a la compañía suministradora de energía eléctrica, además de generar menos emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.



Al dejar de emitir la gran cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera la UNAM podría entrar en el protocolo de Kyoto y de este modo recibir bonos y ser considerada como institución verde que se preocupa por el medio ambiente.

Otro aspecto importante es que anteriormente se le daba poca importancia a la red de tierras debido a que no se tenía el conocimiento suficiente sobre lo indispensable que es para el funcionamiento de una subestación, de esta forma se presentaban graves problemas ya que al no poseer un diseño adecuado el equipo instalado podría encontrarse en riesgo de dañarse. Actualmente la mayor parte del equipo de una subestación es electrónico para tener un mejor control de la misma, es por eso que es preciso contar con un buen diseño de la red de tierras que garantice su protección para así tener un buen funcionamiento. En el cálculo que hicimos de la red de tierra queda justificado el hecho de que para ser instalada debe estar bien calculada ya que es indispensable para protección del equipo que opera en las subestaciones.

Existen otras ventajas que no tocaremos como lo son pérdidas en conductores, mayor confiabilidad, etc.

Presentamos algunos cálculos sobre pérdidas que existen en los transformadores instalados en el Campus universitario. Para finalmente realizar una comparación entre tener una red de distribución eléctrica en 6 [kV] y una nueva red eléctrica en 23 [kV] de tensión. El cambio de tensión de la red eléctrica del Campus Universitario sería en la Subestación General No.1 y la Subestación General No.2 que son las dos que suministran actualmente en 6 [kV].



**CAPÍTULO 7**

**RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.**

En la Subestación General No.1, hay instalados dos transformadores de 7500 [kVA] cada uno, y están funcionando 6 meses cada uno alternadamente. Tomando como referencia la Tabla 2. “Las pérdidas en vacío y totales máximas permitidas”, de la NOM 002 SEDE 2010.

(unidades en W)

TIPO DE ALIMENTACION	CAPACIDAD kVA	CLASE DE AISLAMIENTO					
		Hasta 15 kV		Hasta 25 kV		Hasta 34,5 kV	
		En vacío	Totales	En vacío	Totales	En vacío	Totales
	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 admiten tolerancias.
2. En las pérdidas totales se incluyen las pérdidas debidas a la 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 7.1 Pérdidas en vacío y totales máximas permitidas.**

Se realizó una extrapolación para conocer las pérdidas en vacío y totales en un transformador trifásico de capacidad nominal de 7500 [kVA] para la Subestación General No.1 y para uno de 5000 [kVA] para los transformadores instalados en la Subestación General No.2, obteniendo las siguientes gráficas para las pérdidas en vacío y las pérdidas totales, de las cuales obtuvimos la ecuación



de la línea de tendencia que se genera a partir de los valores de la tabla 2 de la NOM 002 SEDE 2010.

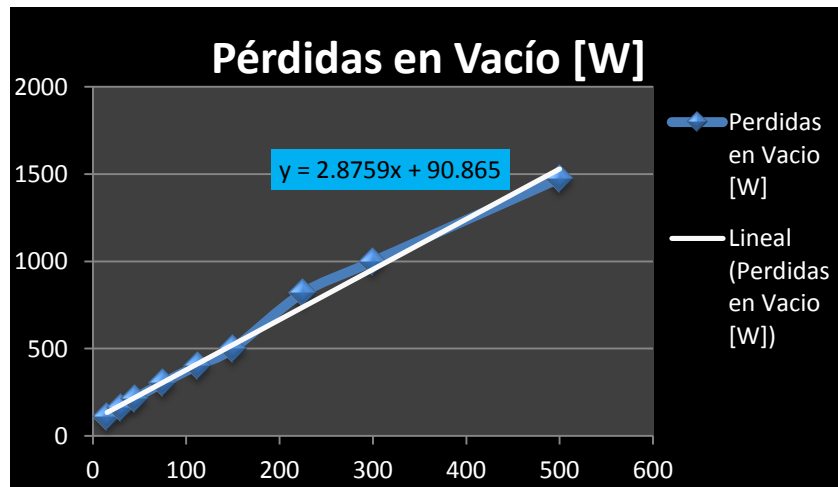


Fig. 7.1 *Pérdidas en vacío [W]*

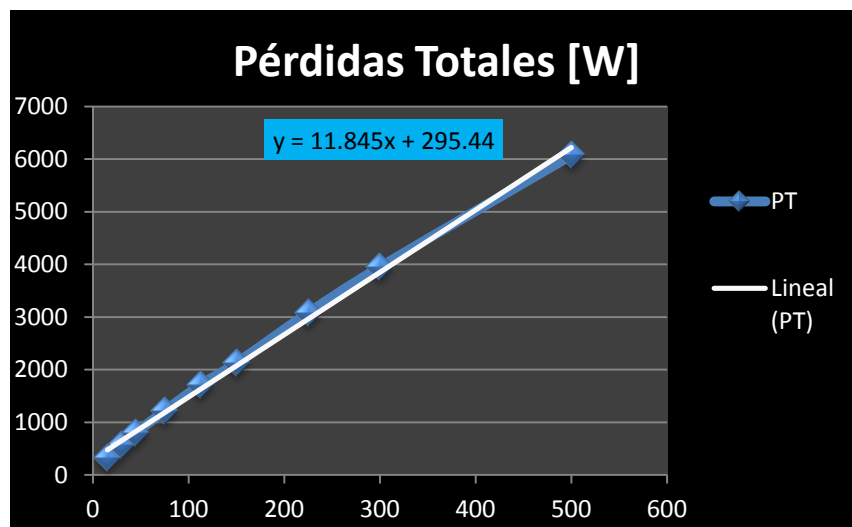


Fig. 7.2 *Pérdidas totales [W].*



Las pérdidas en la carga las obtuvimos de la siguiente forma:

$$PC = PT - PV$$

Donde:

P.V. = Pérdidas en Vacío.

P.T. = Pérdidas totales.

Y las pérdidas en el cobre las calculamos de la siguiente manera:

$$P_{cu} = PC * Fc^2$$

Donde:

P<sub>cu</sub>= Pérdidas en el cobre.

Fc= Factor de carga. (0.61 obtenido de facturación eléctrica CFE).

Se tomará como referencia la facturación de la Subestación General No.1, de donde se obtuvo un factor de carga de 0.6138%, que se utilizará en todos los cálculos que se presentan a continuación.

Y las pérdidas totales son la suma de las pérdidas en vacío y las pérdidas en el cobre.

$$PT = PV + P_{cu}$$



## CAPÍTULO 7

## RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.

Pérdidas obtenidas de la extrapolación para transformadores de 7500 [kVA] y 5000 [kVA] de la Subestaciones Generales 1 y 2.

Dependencia	CAPACIDAD [kVA]	PÉRDIDAS VACÍO [W]	PÉRDIDAS Cu [W]	P.T : PV + P <sub>Cu</sub> [kW]
Subestación General No. 1	7500	21660.115	25417.013	47.077
Subestación General No. 2	5000	14470.365	16970.365	31.440

**Tabla 7.2 Transformadores con sus respectivas pérdidas de acuerdo a su capacidad.**

Es importante resaltar que con este cambio de tensión se lograrán reducir todas las pérdidas en el núcleo de los transformadores de las subestaciones generales 1 y 2. Puesto que ya no habrá transformadores, los alimentadores que saldrán del tablero estarán a una tensión de 23 [kV].

A continuación se presenta un diagrama unifilar en donde se representará la situación actual de la Subestación General No.1. En él podemos apreciar los dos transformadores instalados de 7500 [kVA].



CAPÍTULO 7 RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.

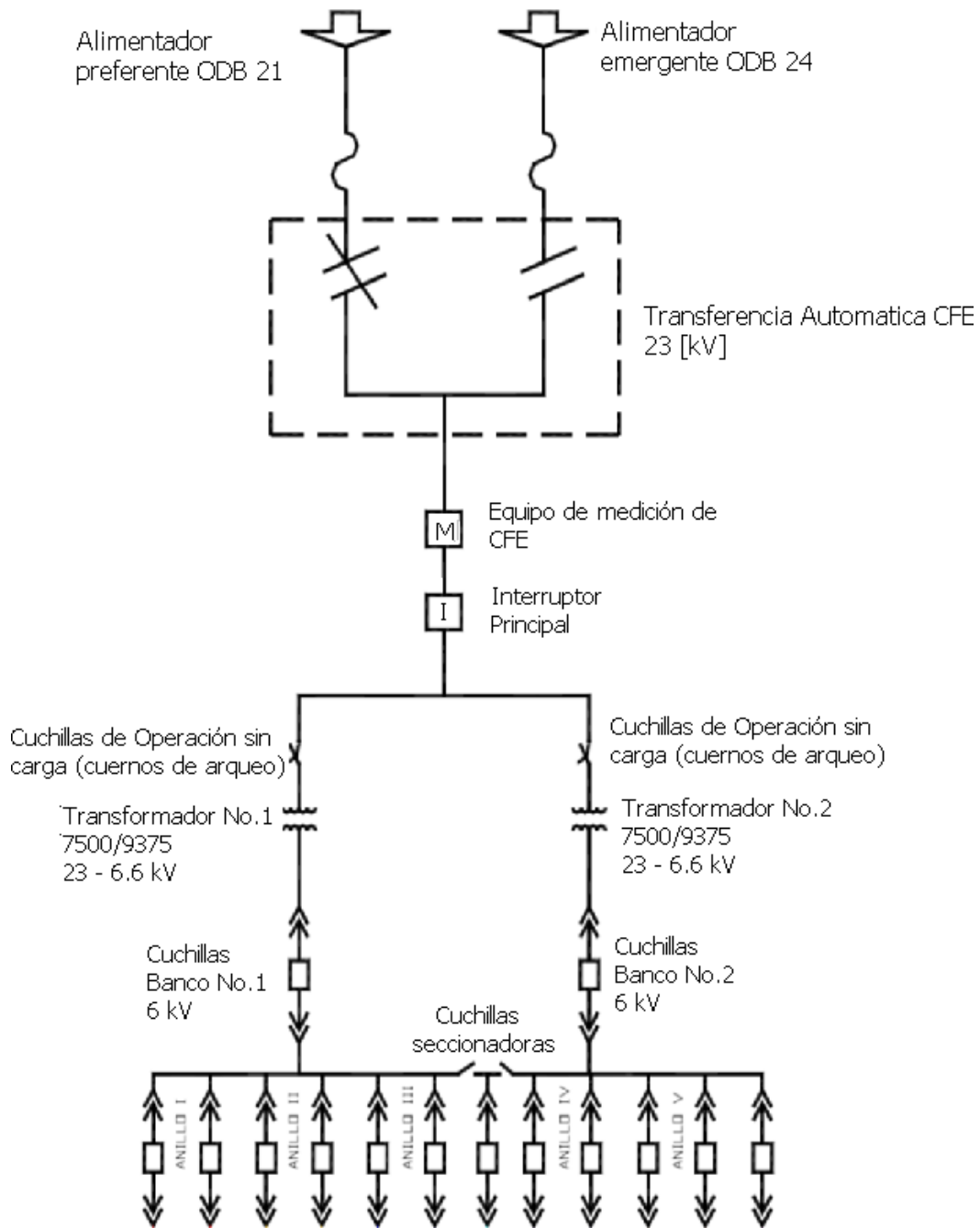
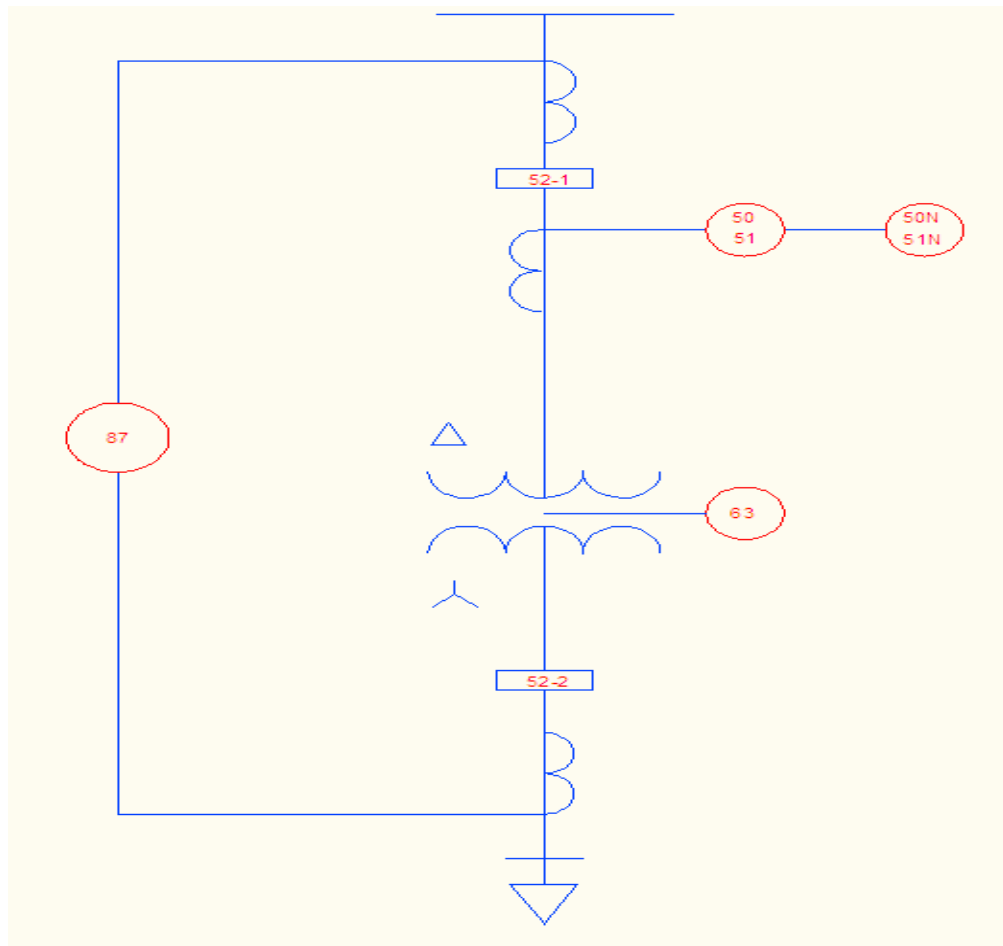


Fig. 7.3 Diagrama de la Subestación General 1 con sus dos transformadores.

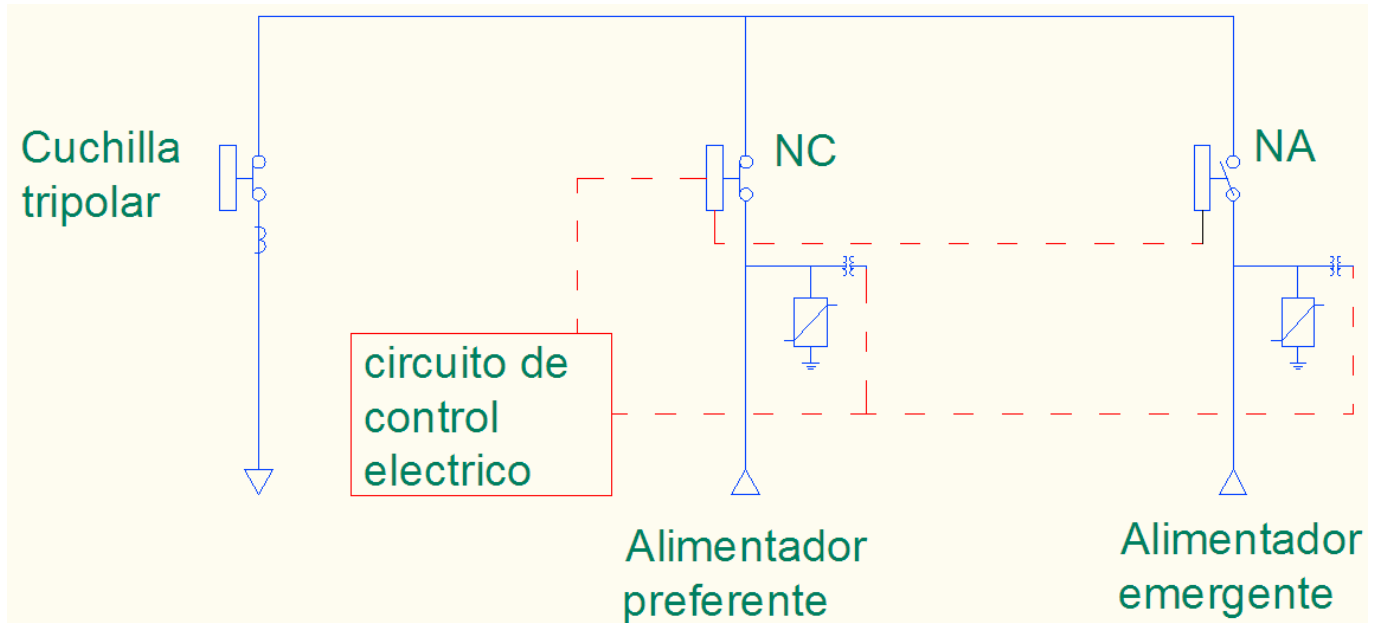




**Fig. 7.4 DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIÓN AL TRANSFORMADOR POR RELEVADORES.**

Donde:

- 50: Relevador de sobrecorriente instantánea.
- 51 Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.
- 52: Interruptor.
- 63: Relevador Buchholz.
- 87: Relevador diferencial.



**Fig. 7.5 DIAGRAMA UNIFILAR DEL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA AUTOMATICO.**

Se realizarán los cálculos para obtener las pérdidas a lo largo del año, por lo que a las pérdidas totales obtenidas se deberán multiplicar por 24 horas los 365 días del año. Este factor multiplicativo se aplicará a todos los transformadores instalados en el Campus Universitario que actualmente operan a 6 [kV] y también a los transformadores que se instalarán en la nueva red de distribución en 23 [kV].

PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE LA SG1.				
Capacidad [kVA]	Pérdidas en Vacío [W]	Pérdidas en Carga [W]	Pérdidas Totales (PV + P <sub>cu</sub> ) [kW]	Pérdidas Totales anuales[kWh/año]
7,500	21,660.115	67,472.825	47.077	412,395.64

**Tabla 7.3 Pérdidas en los transformadores de 7500 [kVA] instalados en la Subestación General No.1.**



## CAPÍTULO 7

## RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.

<b>PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE LA SG2.</b>				
<b>Capacidad [kVA]</b>	<b>Pérdidas en Vacío [W]</b>	<b>Pérdidas en Carga [W]</b>	<b>Pérdidas Totales (PV + P<sub>CU</sub>) [kW]</b>	<b>Pérdidas Totales anuales[kWh/año]</b>
5,000	14,470.365	45,050.075	31.440	275,420.78

**Tabla 7.4 Pérdidas en un transformador de 5000 [kVA] de la Subestación General No.2.**

La nueva propuesta de la red distribución de energía eléctrica a lo largo del Campus Universitario tendrá un efecto en el diagrama unifilar de la Subestación General No.1 y quedará como se mostró en el Capítulo 2, de manera que ya no estarán presentes los dos transformadores de 7500 [kVA], enviando directamente el alimentador que se obtiene del interruptor de transferencia al tablero principal, el cual se encargará de la distribución en 23 [kV] a lo largo de sus alimentadores que energizan diversas partes del Campus universitario.

A continuación se presentaran los cálculos sobre las pérdidas que existen actualmente en las subestaciones derivadas del Campus Universitario en la red de distribución en 6 [KV]. Incluyendo los transformadores de las Subestaciones Generales 1 y 2.

<b>No.</b>	<b>Capacidad [kVA]</b>	<b>Pérdidas en Vacío [W]</b>	<b>Pérdidas en Carga [W]</b>	<b>Pérdidas Totales (PV + P<sub>CU</sub>) [W]</b>	<b>Pérdidas Totales anuales [kWh/año]</b>
1	300	1000	2951	2111.64	18497.98
2	75	305	915	649.68	5691.20
3	300	1000	2951	2111.64	18497.98
4	112.5	405	1308	897.72	7864.06
5	150	500	1630	1114.02	9758.82



**CAPÍTULO 7 RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.**

	75	305	915	649.68	5691.20
<b>6</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>7</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
	75	305	915	649.68	5691.20
<b>8</b>	75	305	915	649.68	5691.20
<b>9</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>10</b>	150	500	1630	1114.02	9758.82
<b>11</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>12</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>13</b>	75	305	915	649.68	5691.20
<b>14</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>15</b>	75	305	915	649.68	5691.20
<b>16</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>17</b>	75	305	915	649.68	5691.20
<b>18</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>19</b>	100	306	1216.66	764.32	6695.41
<b>20</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>21</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>22</b>	150	500	1630	1114.02	9758.82
<b>23</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>24</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>25</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>26</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>27</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>28</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>29</b>	1000	2950	9196	6414.13	56187.81
	1000	2950	9196	6414.13	56187.81
<b>30</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>31</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>32</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>33</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>34</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>35</b>	112.5	405	1308	897.72	7864.06



**CAPÍTULO 7**

**RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.**

<b>36</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>37</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>38</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>39</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>40</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
	150	500	1630	1114.02	9758.82
<b>41</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>42</b>	1000	2950	9196	6414.13	56187.81
	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>43</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>44</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>45</b>	75	305	915	649.68	5691.20
<b>46</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>47</b>	400	1180	3678.4	2565.65	22475.12
<b>48</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>49</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>50</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>51</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
	150	500	1630	1114.02	9758.82
<b>52</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
	112.5	405	1308	897.72	7864.06
<b>53</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>54</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>55</b>	500	175	5898	2396.78	20995.76
<b>56</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>57</b>	112.5	405	1308	897.72	7864.06
<b>58</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>59</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>60</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>61</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>62</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>63</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>64</b>	100	306	1216.66	764.32	6695.41



**CAPÍTULO 7 RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.**

65	500	1475	4598	3207.07	28093.90
66	225	820	2260	1671.34	14640.96
67	500	1475	4598	3207.07	28093.90
68	200	728.88	1608.89	1334.95	11694.15
69	75	305	915	649.68	5691.20
70	500	1475	4598	3207.07	28093.90
71	500	1475	4598	3207.07	28093.90
72	500	1475	4598	3207.07	28093.90
73	112.5	405	1308	897.72	7864.06
74	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
75	500	1475	4598	3207.07	28093.90
76	500	1475	4598	3207.07	28093.90
77	300	1000	2951	2111.64	18497.98
78	225	820	2260	1671.34	14640.96
79	1250	3687.5	11495	8017.67	70234.76
80	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
81	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
82	500	1475	4598	3207.07	28093.90
83	500	1475	4598	3207.07	28093.90
84	1000	2950	9196	6414.13	56187.81
85	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
86	500	1475	4598	3207.07	28093.90
87	500	1475	4598	3207.07	28093.90
88	75	305	915	649.68	5691.20
89	500	1475	4598	3207.07	28093.90
90	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
91	225	820	2260	1671.34	14640.96
92	400	1180	3678.4	2565.65	22475.12
93	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
94	300	1000	2951	2111.64	18497.98
	300	1000	2951	2111.64	18497.98



## CAPÍTULO 7

## RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.

95	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
96	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
97	1500	4925	13294	9932.85	87011.76
98	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
99	1500	4925	13294	9932.85	87011.76
	150	500	1630	1114.02	9758.82
100	500	1475	4598	3207.07	28093.90
101	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
102	1500	4925	13294	9932.85	87011.76
103	500	1475	4598	3207.07	28093.90
104	400	1180	3678.4	2565.65	22475.12
105	300	1000	2951	2111.64	18497.98
106	150	500	1630	1114.02	9758.82
107	200	728.88	2008.89	1485.63	13014.11
108	500	1475	4598	3207.07	28093.90
109	500	1475	4598	3207.07	28093.90
110	225	820	2260	1671.34	14640.96
111	500	1475	4598	3207.07	28093.90
112	300	1000	2951	2111.64	18497.98
113	7500	21660.115	67472.825	47077.13	412395.64
114	5000	14470.365	45050.075	31440.73	275420.78

**Tabla 7.5 Pérdidas que hay actualmente en la red de distribución de 6 [kV].**

A continuación se presentan las pérdidas en 23 [kV], teniendo en cuenta que algunos de los transformadores que se instalarán cambiarán su capacidad, se excluyen los transformadores de la SG1 y SG2 puesto que ya no estarán instalados.



## CAPÍTULO 7

## RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.

No.	Capacidad [kVA]	Pérdidas en Vacío [W]	Pérdidas en Carga [W]	Pérdidas Totales (PV + P <sub>CU</sub> ) [W]	Pérdidas Totales anuales [kWh/año]
1	225	820	2260	1671.34	14640.96
2	112.5	405	1308	897.72	7864.06
3	500	1475	4598	3207.07	28093.90
4	150	500	1630	1114.02	9758.82
5	150	500	1630	1114.02	9758.82
	75	305	915	649.68	5691.20
6	112.5	405	1308	897.72	7864.06
7	75	305	915	649.68	5691.20
	112.5	405	1308	897.72	7864.06
8	75	305	915	649.68	5691.20
9	225	820	2260	1671.34	14640.96
10	112.5	405	1308	897.72	7864.06
11	225	820	2260	1671.34	14640.96
12	225	820	2260	1671.34	14640.96
13	75	305	915	649.68	5691.20
14	300	1000	2951	2111.64	18497.98
15	75	305	915	649.68	5691.20
16	225	820	2260	1671.34	14640.96
17	75	305	915	649.68	5691.20
18	500	1475	4598	3207.07	28093.90
19	112.5	405	1308	897.72	7864.06
20	150	500	1630	1114.02	9758.82
21	300	1000	2951	2111.64	18497.98
22	150	500	1630	1114.02	9758.82
23	225	820	2260	1671.34	14640.96
24	500	1475	4598	3207.07	28093.90
25	112.5	405	1308	897.72	7864.06
26	225	820	2260	1671.34	14640.96
27	300	1000	2951	2111.64	18497.98
28	225	820	2260	1671.34	14640.96





CAPÍTULO 7

RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.

<b>29</b>	150	500	1630	1114.02	9758.82
	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>30</b>	112.5	405	1308	897.72	7864.06
<b>31</b>	150	500	1630	1114.02	9758.82
<b>32</b>	150	500	1630	1114.02	9758.82
<b>33</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>34</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>35</b>	112.5	405	1308	897.72	7864.06
<b>36</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>37</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>38</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>39</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>40</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
	150	500	1630	1114.02	9758.82
<b>41</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>42</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>43</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>44</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>45</b>	75	305	915	649.68	5691.20
<b>46</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
<b>47</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
<b>48</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>49</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>50</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>51</b>	225	820	2260	1671.34	14640.96
	150	500	1630	1114.02	9758.82
<b>52</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
	112.5	405	1308	897.72	7864.06
<b>53</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>54</b>	300	1000	2951	2111.64	18497.98
<b>55</b>	500	1475	4598	3207.07	28093.90
<b>56</b>	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86



**CAPÍTULO 7 RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.**

57	112.5	405	1308	897.72	7864.06
58	112.5	405	1308	897.72	7864.06
59	300	1000	2951	2111.64	18497.98
60	500	1475	4598	3207.07	28093.90
61	225	820	2260	1671.34	14640.96
62	300	1000	2951	2111.64	18497.98
63	500	1475	4598	3207.07	28093.90
64	150	500	1630	1114.02	9758.82
65	500	1475	4598	3207.07	28093.90
66	225	820	2260	1671.34	14640.96
67	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
68	225	820	2260	1671.34	14640.96
69	150	500	1630	1114.02	9758.82
70	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
71	500	1475	4598	3207.07	28093.90
72	150	500	1630	1114.02	9758.82
73	112.5	405	1308	897.72	7864.06
74	1000	2950	9196	6414.13	56187.81
75	500	1475	4598	3207.07	28093.90
76	500	1475	4598	3207.07	28093.90
77	225	820	2260	1671.34	14640.96
78	300	1000	2951	2111.64	18497.98
79	1250	3687.5	11495	8017.67	70234.76
80	500	1475	4598	3207.07	28093.90
	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
81	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
82	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
83	225	820	2260	1671.34	14640.96
84	1000	2950	9196	6414.13	56187.81
85	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
86	500	1475	4598	3207.07	28093.90
87	300	1000	2951	2111.64	18497.98
88	112.5	405	1308	897.72	7864.06



**CAPÍTULO 7 RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.**

89	500	1475	4598	3207.07	28093.90
90	500	1475	4598	3207.07	28093.90
91	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
92	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
93	500	1475	4598	3207.07	28093.90
	500	1475	4598	3207.07	28093.90
94	225	820	2260	1671.34	14640.96
	300	1000	2951	2111.64	18497.98
95	225	820	2260	1671.34	14640.96
96	225	820	2260	1671.34	14640.96
97	500	1475	4598	3207.07	28093.90
98	300	1000	2951	2111.64	18497.98
99	500	1475	4598	3207.07	28093.90
	150	500	1630	1114.02	9758.82
100	225	820	2260	1671.34	14640.96
101	300	1000	2951	2111.64	18497.98
102	1500	4925	13294	9932.85	87011.76
103	500	1475	4598	3207.07	28093.90
104	225	820	2260	1671.34	14640.96
105	500	1475	4598	3207.07	28093.90
106	150	500	1630	1114.02	9758.82
107	225	820	2260	1671.34	14640.96
108	500	1475	4598	3207.07	28093.90
109	750	2212.5	6897	4810.60	42140.86
110	112.5	405	1308	897.72	7864.06
111	300	1000	2951	2111.64	18497.98
112	225	820	2260	1671.34	14640.96

**Tabla 7.6 Pérdidas que hay actualmente en la red de distribución de 23 [kV].**

Un resumen de las pérdidas que existen en la red de distribución en 6 [kV], y de la nueva red de distribución en 23 [kV], puede verse reflejado en las siguientes tablas:



RESUMEN PÉRDIDAS TOTALES					
DEPENDENCIA	Pfe [kW]	Pcu [kW]	TOTAL [kWh]	DÍA [kW]	AÑO [MW]
SEG1	21.660	25.417	47.077	1129.851	412.39
SEG2	14.470	16.970	31.440	754.577	275.42
MW DISMINUIDOS Por cambio de tensión	22.577	27.218	49.795	1195.101	436.21
TOTAL					1124.02

Tabla 7.7 Resumen de pérdidas al día y año.

Todas estas estas pérdidas son en los transformadores que se encuentran instalados faltaría sumar las pérdidas que se generan en los conductores para tener una mejor aproximación a las pérdidas verdaderas que existen a lo largo de la red de distribución.

En las tablas 7.8 y 7.9 se observan las pérdidas anuales totales en 6 y 23 [kV] respectivamente. Así como la capacidad instalada para cada tensión.

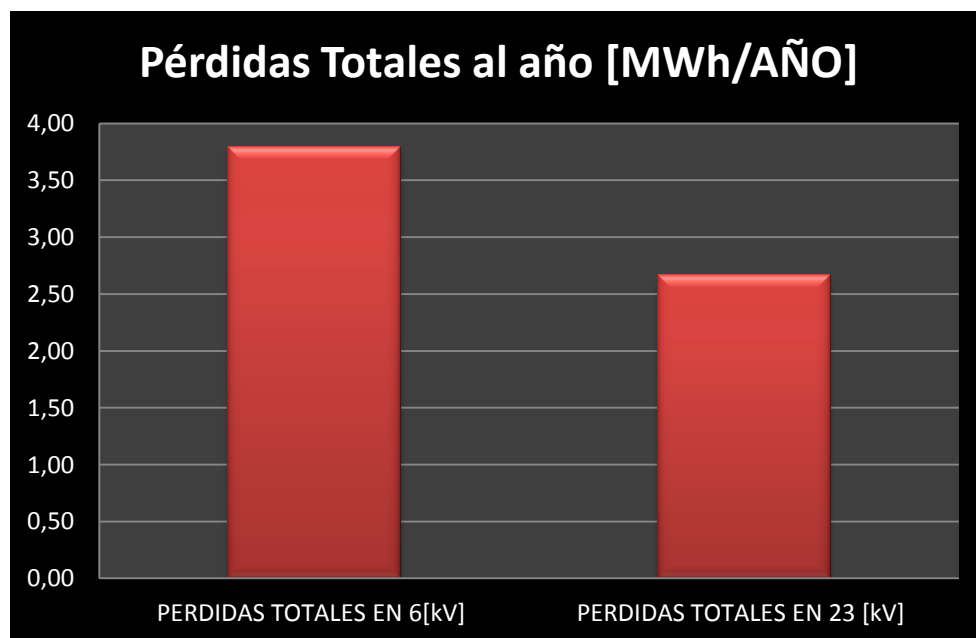


<b>Potencia instalada en 6 [kV]</b>	<b>65 937.5 [kVA]</b>
<b>Pérdidas totales al año</b>	<b>3 789.730 [MWh/año]</b>

*Tabla 7.8 Pérdidas que hay actualmente en la red de distribución de 6 [kV].*

<b>Potencia instalada en 23 [kV]</b>	<b>45 225 [kVA]</b>
<b>Pérdidas totales al año</b>	<b>2 665.702 [MWh/año]</b>

*Tabla 7.9 Pérdidas en la red de distribución de 23 [kV].*



*Fig. 7.6 Gráfica de pérdidas totales en 6 y 23 [kV].*



Después de realizar los resultados anteriores podemos analizar la situación que se presenta en cada caso, y formular algunas conclusiones sobre ello.

<b>COMPARACIÓN DE RESULTADOS</b>	
<b>PÉRDIDAS TOTALES EN 6[kV] [MWh/AÑO]</b>	<b>PÉRDIDAS TOTALES EN 23 [kV] [MWh/AÑO]</b>
<b>3789.73</b>	<b>2665.70</b>
<b>AHORRO = 1124.027 [MWh/año]</b>	

**Tabla 7.10 Comparación de resultados.**

Es evidente que existen menos pérdidas en 23 [kV], por el simple hecho de eliminar los transformadores de las Subestaciones Generales 1 y 2, esto representa un ahorro en la facturación eléctrica.

<b>SE AHORRÁ: 1,124.02 [MWh/año]</b>
<b>CONSIDERANDO \$1.645 por 1 [kWh]</b>
<b>\$1,849,025.912</b>
<b>AHORRADOS PRINCIPALMENTE AL QUITAR LOS TRANSFORMADORES DE SG1, SG2 Y REDUCIR kVA DE SUBESTACIONES DERIVADAS.</b>

**Tabla 7.11 Ahorro de energía y equivalente en pesos moneda nacional.**



**Podemos concluir que existirá un ahorro de 1 ,849 ,025. 912 pesos en la facturación eléctrica al año. Este valor es un aproximado ya que se usaron datos de la Subestación General No.1 únicamente. Pero nos da una idea del ahorro obtenido al realizar este proyecto, además faltaría incluir las pérdidas en conductores. Pero a grandes rasgos estos datos nos sirven para dar a conocer los beneficios que se obtienen al realizar el proyecto.**

Otro aspecto importante que debemos resaltar al realizar este cambio de tensión en la UNAM, es la cantidad de CO<sub>2</sub> que se puede reducir al disminuir el consumo de energía eléctrica. Al llevar a cabo el proyecto de cambio de tensión en el Campus Universitario la Universidad estaría reduciendo directamente emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que al reducir el consumo de energía eléctrica, la compañía suministradora requiere generar menos energía eléctrica.

Con ello la Universidad habrá realizado un proyecto que está a la vanguardia en tecnología y a su vez sea un beneficio para el cuidado de nuestro planeta.

En la siguiente tabla se muestra la energía consumida en 6 [kV] y 23 [kV] para hacer la observación de las toneladas de CO<sub>2</sub>.



NIVEL DE TENSIÓN	ENERGÍA CONSUMIDA [MWh/año]	[tCO <sub>2</sub> / año]
6 [kV]	3,789.73	2520.171
23 [kV]	2,665.70	1772.692
DISMINUCIÓN DE EMISIONES DE CO <sub>2</sub> al tener la SG1 en 23 [kV]		747.479

Tabla 7.12 Ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente

Si consideramos un factor de emisión de 0.665 [tCO<sub>2</sub> / MWh]\* generado en el servicio público de electricidad. Y teniendo los valores de [MWh/año] que se presentan en cada caso, para 6 [kV] y 23[kV], resulta fácil hacer el cálculo para conocer las toneladas de CO<sub>2</sub> que se pueden evitar al tener menos demanda de energía eléctrica. Y CON ELLO PRESENTAR UN PROYECTO TECNOLÓGICAMENTE EFECTIVO Y ALTAMENTE COMPETITIVO A NIVEL AMBIENTAL, AL TENER UNA DISMINUCIÓN DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub> AL AMBIENTE, DE APROXIMADAMENTE 750 [tCO<sub>2</sub>/AÑO].

*\*(Fuente CFE 2009) tomado del Art. V. "Programas para mitigar el cambio climático". México Cuarta Comunicación Nacional.*





## CAPÍTULO 7

## RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES.

---

Finalmente la recomendación es que al tener ya más de 50 años de vida útil nuestra red de distribución eléctrica, resulta ya necesario efectuar un cambio. Con los datos antes mostrados podemos respaldar el proyecto ya que se ahorra energía que se pierde sin obtener provecho alguno. Otro aspecto es el realizar una selección más adecuada a la carga real a la que están sometidos los transformadores de las subestaciones derivadas y realizar cambios de ser necesarios.

Este cambio de tensión resultará de gran ayuda para poder satisfacer la demanda que ya existe, así como la de nuevos edificios. Y poder tener un mejor servicio eléctrico donde garanticemos la mayor continuidad posible, confiabilidad y mejor aprovechamiento energético, directamente esto nos lleva a hacer conciencia y realizar proyectos que cumplan con todas nuestras necesidades, incluyendo también una parte esencial en cada proyecto realizado como lo es importancia que representa el cuidado a nuestro planeta.



## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.

---

Insulation Coordination for power systems. Andrew R. Hileman

Diseño de subestación eléctricas. Raul Martín José. México, UNAM. Facultad de Ingeniería, 2da. Edición. 2000, 545 pág.

Manual de Diseño de Subestaciones LyFC

Sistema de Tierras, en redes de distribución Guillermo López Monroy.

[1] IEEE Std. 80 - 2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding

[2] NRF - 011 - CFE - 2004. Sistemas de tierra para plantas y subestaciones eléctricas

[3] NOM 001- SEDE 2012. Instalaciones Eléctricas (Utilización)

[4] NOM 002 - SEDE 2010. Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.

[5] Art. V. "Programas para mitigar el cambio climático". México Cuarta Comunicación Nacional.

[6] Tablero de distribución primaria en media tensión. Dirección general de obras y conservación UNAM.



## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.

---

- [7] Como Evaluar y especificar los tableros de distribución de medio voltaje para garantizar una distribución eficiente y económica de la energía eléctrica. S&C Electric Company.
- [8] Interruptores automáticos en SF<sub>6</sub>. Empresa provincial de energía de Cordoba.
- [9] Especificación para conexiones de sistema de tierra. Cableweld.
- [10] Especificaciones del Interruptor Automático de Transferencia.
- [11] CFE – DPCT, norma de distribución construcción líneas subterráneas consideraciones técnicas para el diseño de proyectos.
- [12] ANSI C62.22guide for applications of surge arresters
- [13] IEC 62271-200Equipo de maniobra de y control de corriente alterna “Metal Clad / Enclosed” para tensiones superiores a 1 [kV].
- [14] IEC 62271-102Desconectores de corriente alterna y seccionadores de tierra.
- [15] IEC 62271-100Interruptores automáticos de corriente de alta tensión.
- [16] IEC 60044-1 & 2 or ANSI C57 or CSA Transformadores de corriente y voltaje.
- [17] IEC 60044-7 and IEC 60044-8Sensores.



## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.

---

[18] IEC 60529 Grado de protección IP65 para los compartimentos de gas y IP4X para la estructura de soporte, baja tensión y otros compartimentos.

[19] IEEE Std 837-1989. IEEE Standard for qualifying permanent connections used in substation grounding

[20] Especificación LFC GDD – 007. Interruptor 23 TACI.

- PresentacionRedDistribucionSubterraneaUNAM.pdf (application/pdf Objeto)  
<http://www.patronato.unam.mx/PresentacionRedDistribucionSubterraneaUNAM.pdf>
- Cronología de la construcción de la Ciudad Universitaria  
<http://www.patrimoniomundial.unam.mx/pagina/es/43/cronologia>
- <http://energia.fi-b.unam.mx:8090/proyecto25/proyecto.pdf>
- [http://www.100.unam.mx/index.php?option=com\\_conten&view=article&itemid=77&iang=es.](http://www.100.unam.mx/index.php?option=com_conten&view=article&itemid=77&iang=es)