

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**“ESTUDIOS BÁSICOS Y PROYECTO EJECUTIVO DE LA PLANTA
DE BOMBEO KM 13 CHARAY, LOCALIZADA EN EL MÓDULO VII-
2 NOHME, DISTRITO DE RIEGO 075 RÍO FUERTE, MPIO. DE EL
FUERTE, EDO. DE SINALOA”**

TRABAJO DE TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO

PRESENTAN:

**DÍAZ ISLAS DAVID ALFONSO
RODRÍGUEZ VILLANUEVA RICARDO**

ASESOR: ING. ABEL VERDE CRUZ





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

Se tiene por costumbre agregar recuerdos de gratitud a este documento como si fuese el único medio para hacerlo, aunque personalmente yo difiero de eso, pues bien saben las personas que me rodean, lo agradecido que estoy por los buenos deseos y por todo aquello que fue motivo de los mejores sentimientos, para que yo pueda ser lo que soy, gran parte corresponde a mis padres, a mis hermanos, a mis tías y a mi abuela a quienes les tengo un cariño especial, pero ellos recibirán mis agradecimientos personalmente, así es como este espacio quiero dedicarlo a otra persona, una que vive en mi desde el momento en que la conocí y que por este medio me permito hacerle saber lo que ella es para mí.

Para ti:

Que agradable ha sido conocerte, resulta tan difícil decir tanto en tampoco espacio, tal y como han sido las innumerables veces que me he negado a olvidarte, porque de verdad deseo estar a tu lado, aun así, parece que mi insistencia contigo no ha tenido muchos frutos, pero sabes cuánto *te quiero*, mi estado de ánimo puede ser muy espléndido, y me parece que a la misma vez me torno abatido por este cruel castigo, el no verte me ha llevado a estar más angustiado que por cualquier otra cosa. No importa en qué lenguaje describa los sentimientos guardados para ti, a cualquiera le faltarían palabras para darle vida al verdadero *amor*. Es verdad que no se puede evitar ¿no es cierto? es inevitable combatir con los sentimientos propios, no se pueden ocultar los verdaderos deseos del *corazón*, por lo que los hechos siempre serán los que hablen con sinceridad, y es mediante ellos como se demuestra, cuanto cariño se le tiene a una persona. Tengo ansiedad de verte, porque con el simple hecho de pensar recurrentemente, que no volveré a verte me mantiene inquieto, pero recupero la calma al conservar la esperanza. Creo que todo lo que ha sucedido ha sido demasiado para mí, la salud me ha menguado, aun así solo pienso y sueño contigo, no sabes cuánto deseo que me des la oportunidad de estar cerca de ti. Serias mi mayor triunfo y mi más grande gloria, una que supera a la gloria personal, cubriéndola con el matiz de una ilusión. Eres aquella que me motiva a lograr cosas mejores, una que me ayuda a quebrantar los obstáculos para ponerlos delante de ti ofreciéndolos como muestra de *mi cariño*. Aunque el tiempo y la distancia sean hostiles para con nosotros, espero este medio llegue a ti tarde o temprano, sería maravilloso caer a tus pies *amada mía* estoy.

Le extiendo un cordial saludo a mi colaborador en este trabajo, con quien conviví durante toda la carrera y a quien le recuerdo que no solo lo hemos logrado, sino que también es solo el principio de un futuro glorioso. Ricardo.

Cito: "*No duermas para descansar, duerme para soñar. Porque los sueños están para cumplirse.*" Y complemento citando "Si lo puedes soñar, lo puedes lograr."

Walt Disney

DAVID ALFONSO DÍAZ ISLAS

Gracias:

A Dios:

Por concederme vida, salud y fuerza; así como permitirme tener a mi madre y a mis hermanos juntos para compartir este gran logro.

A mi madre Rosa María:

Por estar siempre conmigo, por su constante apoyo, consejo, esfuerzo, cariño y sacrificio, ya que gracias a ella he logrado llegar a este momento de mi vida.

A mis hermanos Rosa María, Vicente y mi cuñado Gustavo:

Por brindarme su ayuda, apoyo y consejo siempre que lo he necesitado.

A mi amigo y compañero de tesis David:

Por lograr juntos y con esfuerzo esta meta tan anhelada.

A mis amigos de la facultad:

Por brindarme su amistad y alegría, desde el principio hasta el término de la carrera.

A mi asesor Ing. Abel Verde Cruz:

Por su ayuda y guía para lograr la conclusión de este trabajo.

Al Ing. Luis López Ortiz y al Ing. Moisés Martínez Osorio de la Comisión Nacional del Agua:

Por sus consejos y enseñanzas para la elaboración de este trabajo.

RICARDO RODRIGUEZ VILLANUEVA

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO I DEFINICIÓN Y ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA (RED DE FUERZA Y RED DE TIERRAS)	4
1.1 Definición de Subestación Eléctrica	5
1.2 Relación entre las subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y centrales generadoras	5
1.3 Elementos de una Subestación	6
1.3.1 Transformador	6
1.3.1.1 Elementos que constituyen un transformador	7
1.3.1.2 Clasificación de transformadores	7
1.3.1.3 Tipos de enfriamiento	9
1.3.1.4 Control del transformador	10
1.3.1.5 Conexión de transformadores	11
1.3.1.6 Operación de transformadores en paralelo	14
1.3.1.7 Estudio económico de los transformadores	14
1.3.1.8 Especificaciones para transformadores	15
1.3.1.9 Puesta en servicio y mantenimiento de transformadores	15
1.3.2 Interruptores	16
1.3.2.1 Interruptores de potencia	16
1.3.2.1.1 Interrupción de circuitos en líneas inductivas	19
1.3.2.1.2 Interrupción de circuitos capacitivos	19
1.3.2.1.3 Interrupción de circuitos en oposición de fases	20
1.3.2.1.4 Reenganche rápido	21
1.3.2.1.5 Interruptores de aceite	21
1.3.2.1.6 Interruptores neumáticos	25
1.3.2.2 Mecanismo de desconexión eléctrica de un interruptor	27
1.3.2.3 Pruebas a interruptores	27
1.3.2.4 Especificaciones para interruptores de potencia	27
1.3.2.5 Capacidades comerciales de interruptores	28
1.3.3 Restauradores	28
1.3.3.1 Operación de un restaurador	29
1.3.3.2 Restaurador tipo R	30
1.3.3.3 Restaurador tipo W	30
1.3.4 Cuchilla fusible	31
1.3.4.1 Cuchillas Desconectadoras (Seccionadores)	31
1.3.4.1.1 Clasificación de cuchillas desconectadoras	31
1.3.4.1.2 Capacidades comerciales de cuchillas desconectadoras	34
1.3.5 Apartarrayos	36
1.3.6 Sistemas Aterrizados	38
1.3.6.1 Tendencia actual	39
1.3.6.2 Medición de Resistividad de Terreno	39
1.3.6.3 Objetivos de una Malla	40
1.3.6.4 Tipos de Mallas	40
1.3.6.5 Resistividad equivalente del terreno	41
1.3.6.6 Resistencia de puesta a tierra	41

1.3.6.7 Seguridad hacia las personas	41
1.3.6.8 Tensión de contacto	41
1.3.6.9 Tensión de paso	42
1.3.6.10 Definición de elementos en baja tensión para un sistema aterrizado	42
1.3.6.11 Diseño del Sistema de Tierras (Norma NRF-011-CFE-2004, Comisión Federal de Electricidad)	43
1.3.6.11.1 Generalidades	43
1.3.6.11.2 Puesta a tierra de cercas metálicas	44
1.3.6.11.3 Medición de la resistividad del terreno	44
1.3.6.11.4 Procedimiento de Diseño	44
1.3.6.11.5 Cálculo de la tensión de paso y tensión de contacto máximas permisibles por el cuerpo humano	45
1.3.6.11.6 Disposición física	45
1.3.6.11.7 Determinación de la corriente máxima en la rejilla para tierra I_G	47
1.3.6.11.8 Cálculo de la Tensión de Malla	48
1.3.6.11.9 Forma de rejilla para tierra en CFE	48
1.3.6.11.10 Cálculo de la Tensión de Paso	49
1.3.6.11.11 Sistema de Tierras en Ampliación de Subestaciones	49
1.3.6.11.12 Recomendaciones generales	50
1.3.6.11.13 Medición de la Resistencia después de la instalación	50
1.3.6.11.14 Métodos de prueba	50
1.3.7 Transformadores para Instrumento	54
1.3.7.1 Transformadores de corriente	55
1.3.7.2 Transformadores de potencial	55
1.3.7.3 Especificaciones para transformadores de instrumento	56
1.3.8 Aparatos de medición y control	57
1.3.9 Relevadores	58
1.3.9.1 Descripción general de relevadores eléctricos	59
1.3.9.2 Principios básicos de los relevadores	59
1.3.9.3 Especificaciones y características de un relevador	61
1.3.9.4 Clasificaciones	61
1.3.10 Tableros eléctricos	62
1.3.10.1 Clasificaciones	62
1.3.10.2 Especificaciones y condiciones de servicio	64
1.3.10.3 Construcción de los tableros de distribución de baja tensión	64
CAPÍTULO II CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	65
2.1 Clasificaciones	66
2.2 Conexiones clásicas	68
2.2.1 Conexión con seccionadores	68
2.2.2 Conexión con interruptores	72
2.3 Diagrama Elemental de una Subestación (Representación Física y Diagrama unifilar)	74
2.4 Consideraciones en la configuración de una subestación	75
2.4.1 Factores	75
CAPÍTULO III CONVERTIDORES DE FRECUENCIA (RED DE CONTROL)	76
3.1 Variadores de Velocidad	77
3.1.1 Motivos para emplear variadores de velocidad	77

3.1.2	Velocidad como forma de controlar un proceso	77
3.1.3	Fomentar el ahorro de energía con el uso de variadores de velocidad	78
3.1.4	Tipos de variadores de velocidad	78
3.1.5	Variadores de velocidad eléctrico-electrónicos	79
3.1.6	Evolución del variador de velocidad	79
3.1.7	Variadores para motores de CA	79
3.2	Variadores de Frecuencia	80
3.2.1	Principio de funcionamiento	81
3.2.2	Principales funciones y componentes de los variadores de frecuencia	81
3.2.3	Características principales	84
3.2.4	Marcas	86
3.2.4.1	La elección	86
3.2.5	Ventajas	89
3.2.6	Precauciones de instalación	89
3.2.7	Aplicaciones de los variadores de frecuencia	90
 CAPÍTULO IV PROYECTO		 91
4.1	Memoria de Cálculos	92
4.1.1	Cálculo de Elementos	92
4.1.1.1	Transformadores	92
4.1.1.2	Carga Alimentada	92
4.1.1.3	Selección del Transformador de Distribución	94
4.1.1.4	Fusibles en Alta Tensión	94
4.1.1.5	Interruptor Termomagnético en baja tensión	95
4.1.1.6	Alimentadores generales de la Subestación al Centro de Control de Motores	95
4.1.1.7	Interruptores Generales y de Enlace	96
4.1.1.8	Alimentadores del Centro de Control de Motores a los motores eléctricos	96
4.1.1.9	Interruptor Termomagnético contra corto circuito y falla a tierra	97
4.1.1.10	Selección del transformador de servicios auxiliares	98
4.1.1.11	Alimentador general de la Subestación al tablero de servicios auxiliares y su protección	98
4.1.1.12	Selección del interruptor	99
4.1.1.13	Alimentador y protección de la grúa de izaje	99
4.1.2	Diagrama Unifilar de Elementos	101
4.1.3	Cálculo de Corto Circuito	102
4.1.3.1	Impedancia de la red suministradora	102
4.1.3.2	Cálculo de la corriente de falla	105
4.1.3.3	Corriente monofásica o corriente de falla a tierra	106
4.1.4	Cálculo de la Red de Tierras (Conforme a la NRF-011-CFE-2004, Comisión Federal de Electricidad)	107
4.1.4.1	Cálculo de la tensión de paso máxima permisible por el cuerpo humano	108
4.1.4.2	Cálculo de la tensión de contacto máxima permisible por el cuerpo humano	109
4.1.4.3	Cálculo de la resistencia de tierras, considerando la red propuesta en el plano del proyecto	109
4.1.4.4	Cálculo de la tensión de malla	112
4.1.4.5	Longitud mínima requerida	114
4.1.4.6	Cálculo de la tensión de paso fuera de la malla	115

4.1.5 Cálculo de Iluminación	116
4.1.5.1 Caseta de control	116
4.1.5.2 Cálculo de iluminación de la caseta de bombas	120
4.1.5.3 Alumbrado exterior de la caseta de bombas	122
4.1.5.4 Cálculo de iluminación exterior	123
4.2 Costos y especificaciones de los principales elementos de la subestación	125
4.2.1 Motores Verticales	125
4.2.2 Transformadores	129
4.2.3 Variadores de Frecuencia	129
4.2.4 Costo Total de la Subestación Eléctrica	131
CONCLUSIONES	132
BIBLIOGRAFÍA	134

PRÓLOGO

Una de las grandes necesidades de nuestro país es la producción de alimentos, dado que mediante esta, se suministra alimento principalmente a nuestra población, y una restante se importa a otras naciones, por lo tanto, es un hecho que suministrar el alimento demandante por la creciente población, es y será uno de los objetivos primordiales de las autoridades y gobernantes del país.

Es importante el mencionar que estas áreas de cultivo se les denomina distritos de riego, los cuales son compuestos por un sistema de riego que suele variar de acuerdo al terreno o zona geográfica que se presente, es por ello que, cada uno de estos distritos de riego son estudiados para lograr mejores resultados en la productividad. Ahora bien, los análisis y diagnósticos de la problemática del campo mexicano nos han mostrado que algunas razones de las bajas eficiencias pueden deberse a errores en la programación de riego, la falta de mantenimiento de la infraestructura, incongruencias entre el diseño de canales y la superficie a regar, así como la falta de estructuras que garanticen un gasto constante a los usuarios, hacen que la cantidad del agua entregada a las parcelas no sea siempre la adecuada para una buena producción de cultivos.

Este objetivo puede lograrse con un impulso y mejora en la producción agropecuaria, puede ser posible mediante el incremento de la productividad de las superficies que ya se encuentran en producción y aumentando dicha superficie.

Los programas de rehabilitación y/o modernización de distritos de riego, es indispensable que se realicen con la participación de autoridades y usuarios, dándole una mayor importancia a estos, en base a una evaluación y diagnóstico de la situación actual, que permita priorizar las acciones a realizar, para llevarlas a cabo por etapas, atacando primero las que no requieren o requieren muy baja inversión y proporcionen los mayores beneficios y dejando al final las que por el contrario requieren mayores inversiones y cuyos beneficios no se tienen perfectamente definidos o bien no resultan justificables desde el punto de vista económico.

En el norte del país, los sistemas de riego se encuentran con las condiciones antes mencionadas. Fomentando una estricta cultura del agua, haciendo uso de las estructuras modernas en la regulación, distribución y conducción, se avanzará en la optimización del recurso agua beneficiando directamente a nuestro país.

Debido a la situación económica del país, los altos costos que tienen las obras requeridas para incorporar nuevas áreas a la producción agropecuaria y a los aspectos ambientales, entre otros, está cambiando dicha tendencia, dándole cada vez más importancia al incremento de la productividad en las superficies bajo riego.

Dentro de los factores que influyen en forma significativa en la productividad se tiene el riego, el cual según opinión de expertos nacionales y extranjeros es deficiente, por lo que es necesario mejorarlo para permitir una mayor productividad.

Para dejar con mayor claridad las ideas que se quieren exponer, es conveniente hacer los siguientes comentarios:

Regar, para fines prácticos, consiste en regular un caudal en forma artificial desde la fuente de agua hasta los cultivos. Esta regulación artificial se logra mediante acciones conjuntas de obras hidráulicas (presas, canales, estructuras, etc.) y una exploración organizada (selección de cultivos, siembra, programada de riegos, etc.)

Un sistema de regulación se define como el conjunto de dispositivos que actúan a la vez sobre los gastos y sobre los niveles. Estas son las dos variables que se deben estar bien controladas para asegurar una buena regulación, en los diferentes puntos de una red, con el fin de que el funcionamiento permita distribuir el volumen de agua necesario y suficiente para las necesidades de todos los usuarios de la red, sin pérdida de agua cualquiera que sean las condiciones meteorológicas y la actividad agrícola que se realice.

El sistema de canales, que harán la conducción y la distribución del agua, debe permitir que se suministre la cantidad requerida en el momento oportuno a las plantas.

Las plantas de bombeo tienen como objetivo, dentro del plan de funcionalidad hidráulica de una conducción, transferir volúmenes de fluido de un determinado punto a otro para satisfacer ciertas necesidades de utilización. Sin embargo dicha planta necesita del suministro de energía eléctrica para poder funcionar, dado que intervienen una gran cantidad de máquinas y equipo eléctrico, de tal forma que cada una de ellas debe contar con una subestación eléctrica.

Alrededor del 70% de la energía eléctrica generada es consumida por motores e instalaciones eléctricas, por lo que su operación y conservación representa un aspecto importante para el ahorro de energía en los sistemas de bombeo y plantas de tratamiento.

Por todo lo anterior y en base a los conocimientos adquiridos tanto en el ámbito estudiantil como en el mismo medio laboral en donde se desarrollan los proyectos, se efectúa el diseño de una subestación para una planta de bombeo así como cada una de las partes que la conforman, así sea para su protección como para sus servicios y elementos que la constituyen, tomando en cuenta que el aspecto a mejorar es implementar un sistema que regule el gasto, el cual permita distribuir un volumen de agua más adecuado a la zona de riego, de tal forma que el beneficio sea reducir el consumo de agua, mayor control en el riego y así también, un ahorro energético.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo muestra el funcionamiento, desarrollo, diseño y mejora de una subestación eléctrica, la cual opera en una planta de bombeo para el Distrito de Riego con el número oficial 075 Rio Fuerte el cual se localiza en el municipio de El Fuerte, estado de Sinaloa a cargo de CONAGUA (Comisión Nacional del Agua), para lo cual nos damos a la tarea de primeramente identificar cual es la definición de una subestación eléctrica, del mismo modo los elementos que la conforman así como la función que desempeña cada una de sus partes, de las cuales el transformador es una de las más importantes, se incluyen conexiones, aspectos de mantenimiento, especificaciones, protecciones, como lo es el sistema de tierras, a donde se hace mención de los estudios previos del tipo de terreno y el propio diseño, basado en la norma NRF-011-CFE-2004 de La Comisión Federal de Electricidad, Sistema de Tierras para Plantas y Subestaciones Eléctricas, así también se identifica las diferentes clasificaciones de subestaciones que existen y sus conexiones.

La propuesta basada en el mejoramiento del sistema de riego, acorde a una modernización del mismo, con fines de llegar a una mayor productividad, en el ambiente agropecuario es mediante un novedoso dispositivo conocido como variador de frecuencia, el cual sustituye a las válvulas actuales, así mismo se menciona sus principales ventajas, como es el ahorro energético, la aceleración controlada, así como también la frecuencia. Se describe su funcionamiento, algunas de las marcas que lo manejan y el cómo hacer una buena elección de acuerdo a las necesidades que se requieran.

Una vez concluidos los conceptos previos, se continua con la memoria de cálculos eléctricos, comenzando con el sistema de fuerzas que contiene el diseño del transformador, de acuerdo a la corriente que se utilizará debido al equipo requerido, después se calculan equipos de protección, fusibles, interruptores, alimentadores, conductores puesta a tierra, tuberías y transformador para servicios auxiliares, seleccionados de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2005 Norma Oficial Mexicana de Instalaciones Eléctricas, Secretaria de Energía; posteriormente se procede con el cálculo de corto circuito mediante el método de valor por unidad, el cual incluye cálculo de la corriente de falla y corriente monofásica, después se tiene el Cálculo de la red de tierras conforme a la norma NRF-011-CFE-2004, que desarrolla una malla de tierras y finalizando se tiene el cálculo de la iluminación, para la caseta de control, en donde se deben tomar en cuenta las cavidades del techo, cuarto, y piso; así como también la reflectancia, sin olvidar el correcto espaciamiento que se tendrá entre luminarias, el cálculo de la iluminación para la Caseta de Bombas, tanto interior como exterior, y el cálculo de iluminación exterior general mediante un faro, diseñados por manuales de iluminación Holophane y Prismawrap.

Concluiremos mencionando las aportaciones y mejoras que nos deja el proyecto, acorde a costos, beneficios, diseño, eficiencia, etc.; así como la importancia de la actualización técnica tanto de ingenieros como de estudiantes hoy en día, para poder estar preparados con respecto a los avances tecnológicos que se dan día con día en el campo de la especialidad.

CAPÍTULO I

Definición y Elementos Constitutivos de una Subestación Eléctrica (Red de Fuerza y Red de Tierras)

En el empleo de la energía eléctrica, ya sea para fines industriales, comerciales o de uso residencial, interviene una gran cantidad de máquinas y equipo eléctrico. Un conjunto de equipo eléctrico utilizado para un fin determinado se le conoce con el nombre de Subestación Eléctrica.

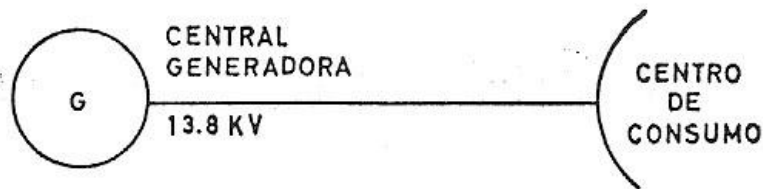
1.1 Definición de Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica no es más que una de las partes que intervienen en el proceso de generación-consumo de energía eléctrica, por lo cual se puede dar la siguiente definición:

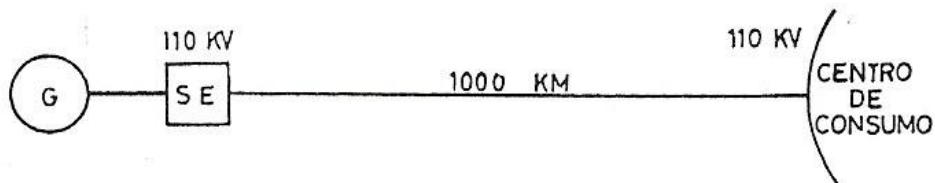
Conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características de energía eléctrica (voltaje, corriente, frecuencia, etc.) tipo C.A. a C.C., o bien conservarle dentro de ciertas características.

1.2 Relación entre las subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y centrales generadoras

Por razones técnicas (aislamiento, enfriamiento, etc.), los voltajes de generación en las centrales generadoras son relativamente bajos en relación con los voltajes de transmisión, por lo que si la energía eléctrica se va a transportar a grandes distancias estos voltajes de generación resultarían antieconómicos debido a que se tendría gran caída de voltaje. De aquí se presenta la necesidad de transmitir la energía eléctrica a voltajes más elevados que resulten más económicos. Por ejemplo, si se va a transmitir energía eléctrica de una central generadora a un centro de consumo que está situado a 1000 km de distancia, será necesario elevar el voltaje de generación que supondremos de 13.8 KV a otro de transmisión más conveniente que asumimos sea de 110 KV.

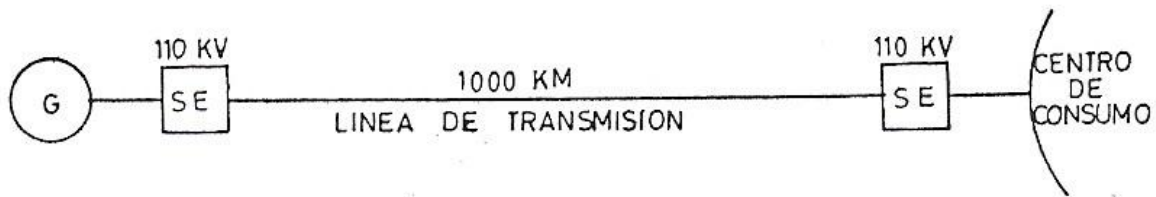


Para poder elevar el voltaje de generación de 13.8 KV al de transmisión de 110 KV es necesario emplear una subestación eléctrica.



Suponiendo que la caída de voltaje en la línea de transmisión fuera cero volts, tendríamos en el centro de consumo 110 KV. Es claro que este voltaje no es posible emplearlo en instalaciones industriales y aún menos en comerciales y residenciales, de donde se desprende la necesidad de reducir el voltaje de transmisión de 110 KV a otro u otros más

convenientes de distribución en centros urbanos de consumo. Por tal razón, será necesario emplear otra subestación eléctrica.



De lo anteriormente expuesto se puede decir que existe una estrecha relación entre las subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y centrales generadoras.

1.3 Elementos de una Subestación

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

Elementos principales:

- Transformador
- Interruptor de potencia
- Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba
- Apartarrayos
- Restaurador
- Cuchillas fusible
- Condensadores
- Tableros Dúplex de control
- Transformadores de instrumento

Elementos secundarios:

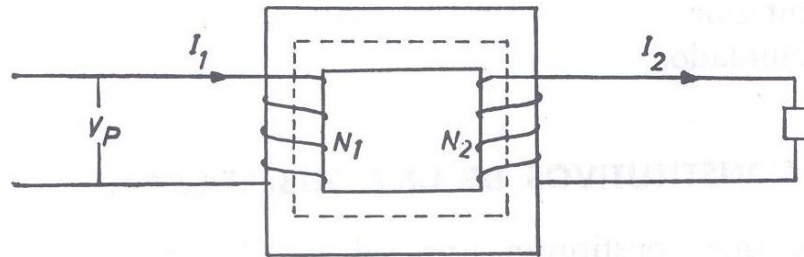
- Cables de potencia
- Cables de control
- Alumbrado
- Estructura
- Herrajes
- Equipo contra incendio
- Drenaje
- Equipo de filtrado de aceite
- Sistema de tierras
- Equipo de monitoreo
- Intercomunicación
- Trincheras, ductos, conductos.
- Cercas

1.3.1 Transformador

Un transformador es un dispositivo que:

- a) Aumenta o disminuye el voltaje en un circuito de corriente alterna.
- b) Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante.
- c) Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética.
- d) Tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente.

DIAGRAMA ELEMENTAL DE UN TRANSFORMADOR



1.3.1.1 Elementos que constituyen un transformador

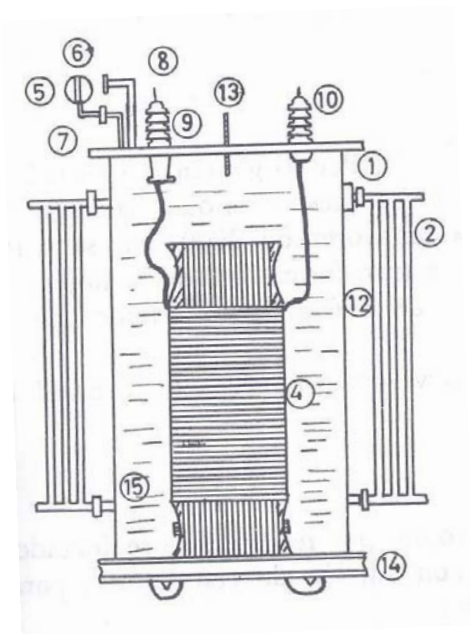
- Núcleo de circuito magnético
- Devanados
- Aislamiento
- Aislantes
- Tanque o recipiente
- Boquillas
- Ganchos de sujeción
- Válvula de carga de aceite
- Válvula de drenaje
- Tanque conservador
- Tubos radiadores
- Base para rolar
- Placa de tierra
- Placa de características
- Termómetro
- Manómetro
- Cambiador de derivaciones o taps

1.3.1.2 Clasificación de transformadores

Los transformadores se pueden clasificar por:

- a) *La forma de su núcleo*
 1. Tipo columna
 2. Tipo acorazado
 3. Tipo envolvente
 4. Tipo radial
- b) *Por el número de fases*
 1. Monofásico
 2. Trifásico
- c) *Por el número de devanados*
 1. Dos devanados
 2. Tres devanados

- d) *Por el medio refrigerante*
1. Aire
 2. Aceite
 3. Líquido inerte
- e) *Por el tipo de enfriamiento*
1. Enfriamiento OA
 2. Enfriamiento OW
 3. Enfriamiento OW/A
 4. Enfriamiento OA/AF
 5. Enfriamiento OA/FA/FA
 6. Enfriamiento FOA
 7. Enfriamiento OA/FA/FOA
 8. Enfriamiento FOW
 9. Enfriamiento A/A
 10. Enfriamiento AA/FA
- f) *Por la regulación*
1. Regulación fija
 2. Regulación variable con carga.
 3. Regulación variable sin carga.
- g) *Por la operación*
1. De potencia
 2. Distribución
 3. De instrumento
 4. De horno eléctrico



1. Tanques
2. Tubos radiadores
3. Núcleo (circuito magnético)
4. Devanados
5. Tanque conservador
6. Indicador de nivel de aceite
7. Relé de protección (Buchholz)
8. Tubo de escape
9. y 10. Boquillas o aisladores de porcelana
11. Tornillos opresores
12. Conexión de los tubos radiadores.
13. Termómetro
14. Bases de rolar
15. Refrigerante

Tipos de enfriamiento

Tipo OA.- Sumergido en aceite con enfriamiento propio. Por lo general en transformadores de más de 50 KVA se usan tubos radiadores o tanques corrugados para disminuir las pérdidas; en capacidades mayores de 3000 KVA se usan radiadores del tipo desmontable. Este tipo de transformador con voltajes de 46 KV o menores puede tener como medio de enfriamiento líquido inerte aislante en vez de aceite. El transformador OA es el tipo básico y sirve como norma para capacidad y precio de otros.

Tipo OA/FA.- Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado. Este es básicamente un transformador OA con adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor.

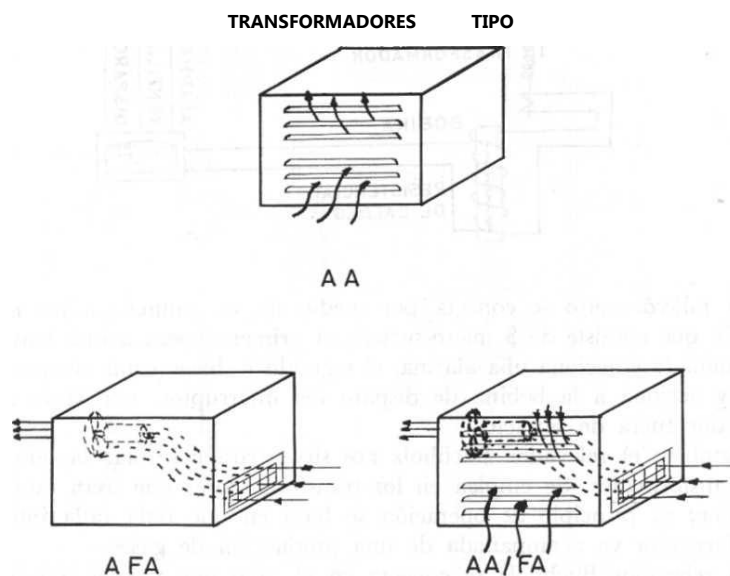
Tipo OA/FA/FOA.- Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado. Este transformador es básicamente un OA, con adición de ventiladores y bombas para circulación de aceite.

Tipo FOA.- Sumergido en aceite, enfriado con aceite forzado y con enfriador de aire forzado. Este tipo de transformadores se usa únicamente donde se desea que operen al mismo tiempo las bombas de aceite y los ventiladores; tales condiciones absorben cualquier carga a pico a plena capacidad.

Tipo OW.- Sumergido en aceite y enfriado con agua. En este tipo de transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador. El aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural....

Tipo AA.- Tipo seco, con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento; son usados en voltajes nominales menores de 15 KV, en pequeñas capacidades.

Tipo AFA.- Tipo seco, enfriado por aire forzado. Estos transformadores tienen una capacidad simple basada en la circulación de aire forzado por ventiladores o sopladores.



1.3.1.4 Control del transformador

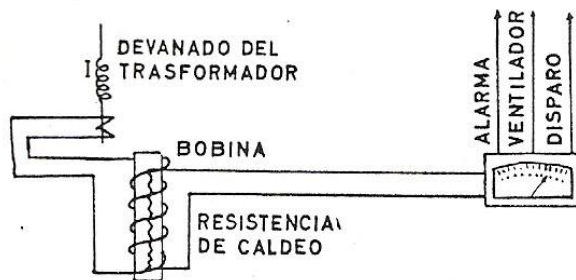
1. Temperatura del transformador
2. Presión del transformador
3. Nivel de aceite o líquido
4. Rigidez del aceite (Dieléctrica)

Control de temperatura del transformador

La temperatura de un transformador se lee por medio de termómetros de mercurio y, en algunos casos, por medio de termopares colocados en los devanados que alimentan a milivóltmetros calibrados en °C.

Existen varios métodos para controlar la temperatura; los más modernos son el control de temperatura por medio del dispositivo de imagen térmica con relevador T.R.O., y la protección por relevador Buchholz.

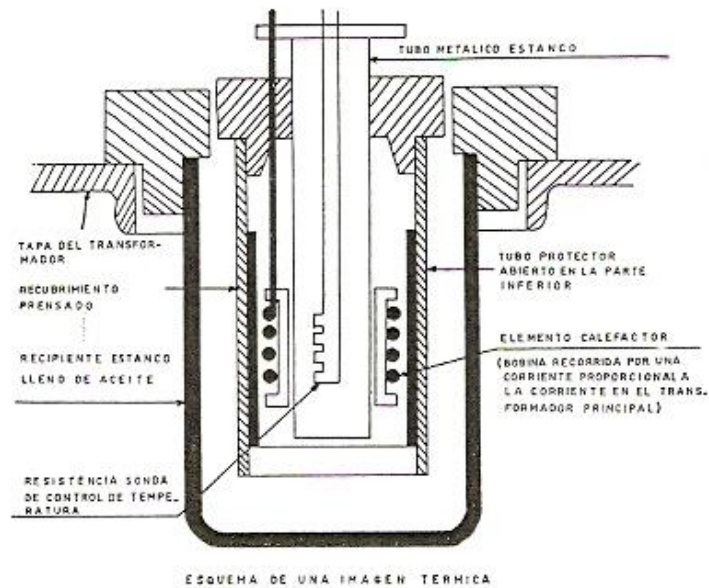
El método de imagen térmica se basa en que cualquier sobrecarga o corto circuito dentro del transformador se manifiesta como una variación de corriente. El dispositivo está constituido por una resistencia de calefacción o caldeo; alrededor se encuentra una bobina cuya función es recibir la corriente de falla en los devanados, que se detecta por medio de un transformador de corriente. La corriente que circula por la bobina, al variar, crea una cierta temperatura en la resistencia, y esto se indica en un milivóltmetro graduado en °C.



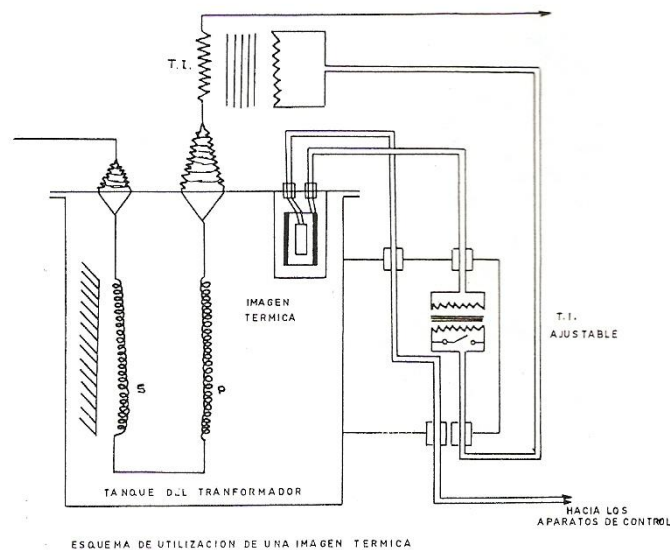
El milivóltmetro se conecta por medio de un puntero a un relevador T.R.O. que consiste de 3 micro-switch; el primero opera a una temperatura determinada y acciona una alarma, el segundo lo hace a una temperatura límite y acciona a la bobina de disparo del interruptor, quedando el transformador fuera de servicio.

También el relevador Buchholz sirve para controlar la temperatura del transformador. Se emplea en los transformadores que usan tanque conservador; su principio de operación se basa en que toda falla interna del transformador va acompañada de una producción de gases.

El relevador Buchholz se conecta en el tubo que va del transformador al tanque conservador, de manera que los gases producidos hagan que el aceite del tubo suba de nivel; al variar el nivel se mueven unos flotadores que tienen en su interior el relevador. Los flotadores, al moverse, accionan un circuito de alarma, y si la falla es mayor accionan el disparo.

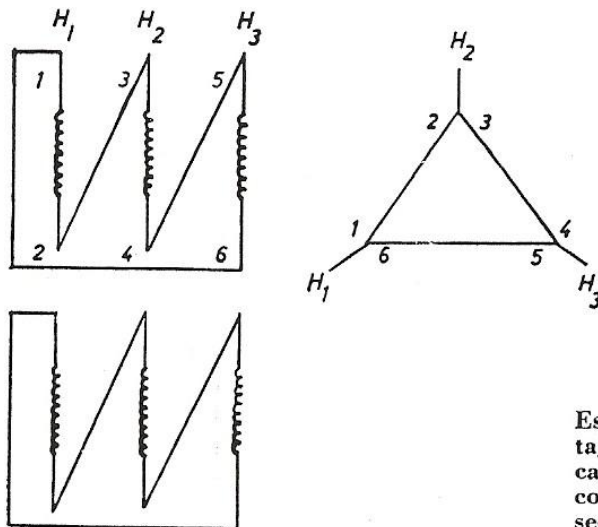


La presión en los transformadores se controla normalmente por medio de manómetros que pueden tener accionamiento automático. El nivel de aceite se controla mediante indicadores de nivel que asimismo pueden tener accionamiento automático. La rigidez dieléctrica del aceite se controla tomando muestras periódicamente del aceite del transformador por medio de la válvula de muestra que se encuentra colocada por lo general en la parte inferior del transformador.



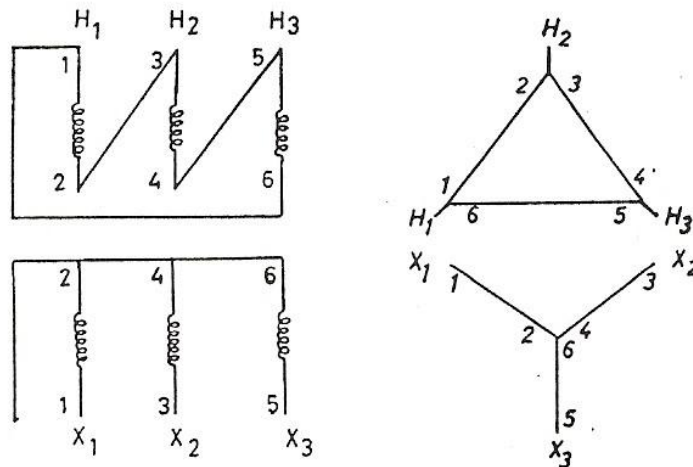
1.3.1.5 Conexión de transformadores

Conexión Delta-Delta (Δ - Δ).- La conexión delta-delta en transformadores trifásicos se emplea normalmente en lugares donde existen tensiones relativamente bajas; en sistemas de distribución se utiliza para alimentar cargas trifásicas a 3 hilos.



Esta conexión presenta la desventaja de no tener hilo de retorno; en cambio tiene la ventaja de poder conectar los devanados primario y secundario sin defasamiento.

Conexión Delta-Estrella (Δ -Y).- Esta conexión se emplea en aquellos sistemas de transmisión en que es necesario elevar voltajes de generación. En sistemas de distribución es conveniente su uso debido a que se pueden tener 2 voltajes diferentes (entre fase y neutro).



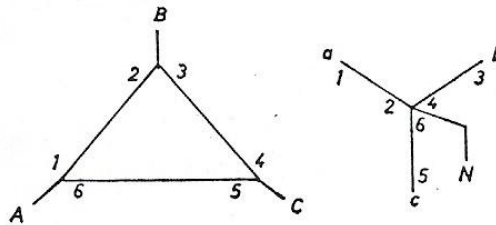
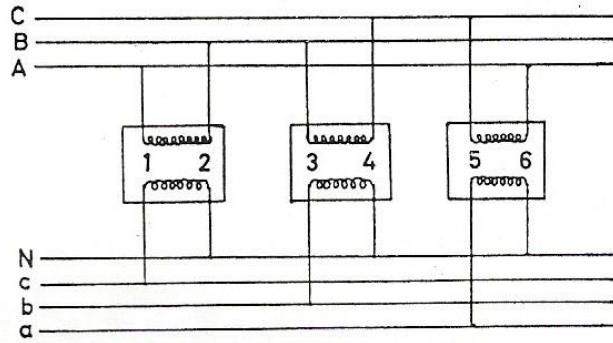
Conexión de transformadores monofásicos en bancos trifásicos

Los transformadores monofásicos se conectan en bancos trifásicos principalmente en dos tipos de circuitos:

- En circuitos de muy alto voltaje.
- En circuitos en que se requiera continuidad en el servicio. Normalmente se dispone de cuatro transformadores monofásicos, tres en operación y uno de reserva.

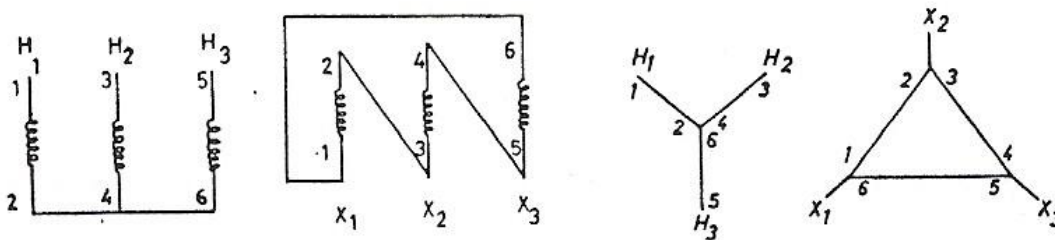
Las conexiones se hacen en transformadores monofásicos para formar bancos trifásicos son en general las mismas que se llevan a cabo en los transformadores trifásicos.

Ejemplo: Conexión Δ -Y



Conexión Estrella-Estrella (Y-Y).- Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas, ya que se disminuye la cantidad de aislamiento. Tiene la desventaja de no presentar oposición a las armónicas impares; en cambio puede conectarse a hilos de retorno.

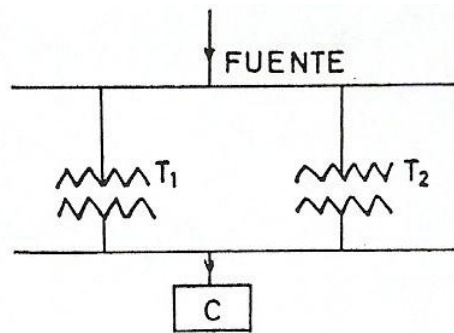
Conexión Estrella-Delta (Y- Δ).- Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir voltajes. En sistemas de distribución es poco usual; se emplea en algunas ocasiones para distribución rural a 20 KV.



Conexión Delta abierta-Delta abierta (Λ - Λ).- Esta puede considerarse como una conexión de emergencia en transformadores trifásicos, ya que si en un transformador se quema o sufre una avería cualquiera de sus fases, se puede seguir alimentando carga trifásica operando el transformador a dos fases, sólo que su capacidad disminuye a un 58.8% aproximadamente. Los transformadores trifásicos en Delta abierta-Delta abierta se emplean en sistemas de baja capacidad.

1.3.1.6 Operación de transformadores en paralelo

Se entiende que tienen operación en paralelo aquellos transformadores cuyos primarios están conectados a una misma fuente y los secundarios a una misma carga.



Razones para la operación de transformadores en paralelo

1. Se conectan transformadores en paralelo cuando las capacidades de generación son muy elevadas y se requeriría un transformador demasiado grande.
2. Para lograr un incremento en la capacidad de una instalación, frecuentemente se presenta el aumento de carga, por lo que es necesario aumentar esa capacidad. En vez de comprar un transformador más grande, se instala en paralelo con el ya existente otro de capacidad igual a la nueva demanda; esto resulta económicamente más conveniente.
3. Para dar flexibilidad de operación a un sistema.

Requisitos para la operación de transformadores en paralelo

1. Igual relación de transformación, voltajes iguales en el lado primario y secundario.
2. Desplazamiento angular igual a cero.
3. Variación de las impedancias con respecto a las capacidades de los transformadores, en forma inversa.
4. Las relaciones de resistencias y reactancias deben ser equivalentes.

1.3.1.7 Estudio económico de los transformadores

a) Selección económica de la capacidad de un transformador

1. Demanda inicial.
2. Demanda en "N" años.
3. Precio del transformador de demanda inicial.
4. Precio del transformador de demanda en "N" años.

b) Selección de ofertas de transformadores

5. Precio Inicial.
6. Pérdidas en KW (consumo de energía en KWh anualmente).
7. Costo del KWh en el lugar de instalación.
8. Período de amortización.

1.3.1.8 Especificaciones para transformadores

I Objeto.

II Información general.

III Datos para el diseño del transformador.

1. Número de unidades.
2. Tipo de transformador.
3. Clase a que corresponde de acuerdo con normas.
4. Frecuencia de operación.
5. Número de devanados.
6. Relación de transformación en vacío.
7. Derivaciones a plena carga en el lado de alto voltaje.
8. Derivaciones a plena carga en el lado de bajo voltaje.
9. Conexiones entre fases para alto voltaje y bajo voltaje.
10. Capacidad continua con una elevación de temperatura en el cobre de 55 °C medida por aumento de resistencia sobre una temperatura ambiente de 40 °C.
11. Sistema de enfriamiento.
12. Desplazamiento angular.
13. Altura de sitio de instalación.
14. Clase de aislamiento en los devanados (generalmente clase A).
15. Boquillas del lado de alto voltaje, bajo voltaje y neutro.
16. Cambiador de derivaciones con carga y sin carga.
17. Tipo de control, manual o automático.
18. Equipo requerido para el control.
19. Accesorios (ganchos de sujeción, termómetro).
20. Tipo de base, con riel o para rolar.
21. Refacciones.

IV Planos e instructivos.

V Eficiencia.

VI Pena por eficiencia.

VII Inspección y aceptación del equipo usado en la fabricación.

VIII Garantía de calidad.

1.3.1.9 Puesta en servicio y mantenimiento de transformadores

Antes de poner en operación un transformador dentro de una subestación eléctrica conviene efectuar una revisión de lo siguiente:

- Rigidez dieléctrica del aceite. Una lectura baja de rigidez dieléctrica del aceite nos indicará suciedad, humedad en el aceite. Para corregir esto se filtra el aceite las veces que sea necesario hasta obtener un valor correcto.
- Resistencia de aislamiento.
- Secuencia de fases correctas (polaridad).
- Tener cuidado de que las lecturas de parámetros (V, I, W) sean las adecuadas.

Mantenimiento

Es el cuidado que se debe tener en cualquier tipo de máquinas durante su operación, para prolongar su vida y obtener un funcionamiento correcto.

En el caso particular de los transformadores se requiere poco mantenimiento, en virtud de ser máquinas estáticas. Sin embargo, conviene que periódicamente se haga una revisión de algunas de sus partes, como son:

- Inspección ocular de su estado externo en general, para observar fugas de aceite, etc.
- Revisar si las boquillas no están flameadas por sobretensiones de origen externo o atmosférico.
- Cerciorarse de que la rigidez dieléctrica del aceite sea la correcta, de acuerdo con las normas.
- Observar que los aparatos indicadores funcionen debidamente.
- Tener cuidado que los aparatos de protección y control operen en forma correcta.

1.3.2 Interruptores

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico.

Si la operación se efectúa sin carga (corriente), el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora. Si en cambio la operación de apertura o cierre la efectúa con carga (corriente nominal) o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de disyuntor o interruptor de potencia.

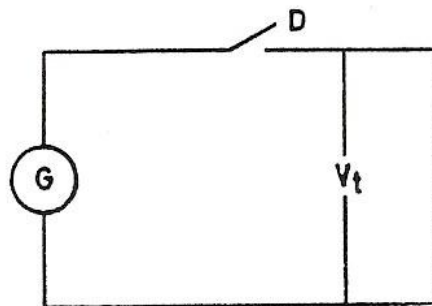
Los interruptores, en caso de apertura, deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito.

1.3.2.1 Interruptores de Potencia

Los interruptores de potencia, interrumpen y restablecen la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción la deben efectuar con carga o corriente de corto circuito. Se construyen de dos tipos generales:

- Interruptores de aceite.
- Interruptores neumáticos.

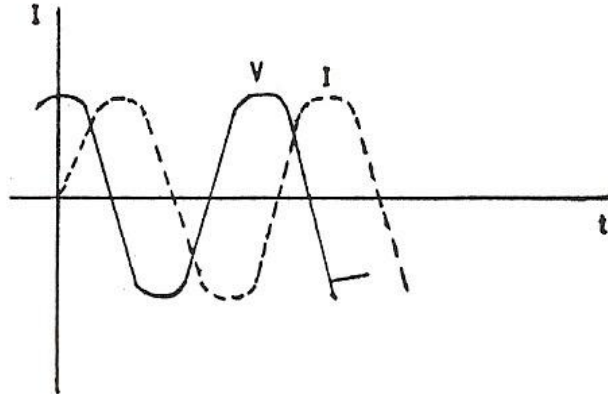
Para comprender el proceso de interrupción de cualquier tipo de interruptor de potencia, consideremos que se pone un generador G en corto circuito al cerrar un interruptor D. Al hacer esto circula una corriente muy grande que hace que opere automático el interruptor D.



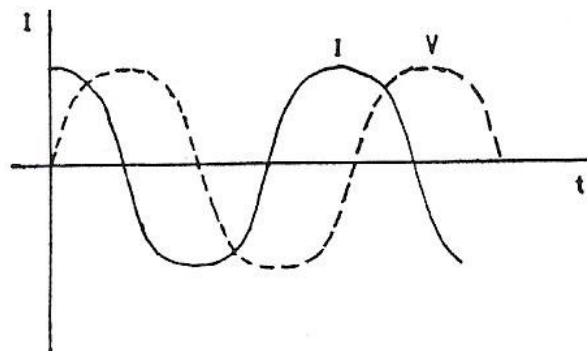
En el instante de cerrar el interruptor se produce una corriente de corto circuito cuyo valor está limitado por la resistencia del circuito inducido y la reactancia de dispersión.

Entonces la corriente de corto circuito inicial está limitada únicamente por la reactancia de dispersión. Debido al efecto electromagnético de la corriente, su valor disminuye y, en consecuencia, disminuye el valor de F.E.M., a que ésta da lugar, de tal manera que la corriente adquiere un valor permanente que depende del campo inducido y que está limitado por la reactancia síncrona.

Si en el instante de cerrar el interruptor D el voltaje es máximo, la corriente de corto circuito recibe el nombre de corriente de corto circuito simétrica y su oscilograma es:



Si el interruptor se cierra en cualquier otro instante, entonces la I de corto circuito recibe el nombre de asimétrica.



Considerando que al cerrar el interruptor D y producirse la corriente de corto circuito este interruptor D se desconecta automáticamente, entonces las magnitudes características a considerar durante el proceso de cierre-apertura son las siguientes:

1. Voltaje Nominal.
2. Corriente inicial de C.C.
3. Corriente de ruptura.
4. Capacidad interruptiva P.
5. Voltaje de restablecimiento.

Voltaje nominal

Se debe considerar porque es el voltaje normal de operación del interruptor.

Corriente inicial de corriente circuito

Es el valor instantáneo de la corriente de falla.

Corriente de ruptura

Es el valor permanente de la corriente de C.C.

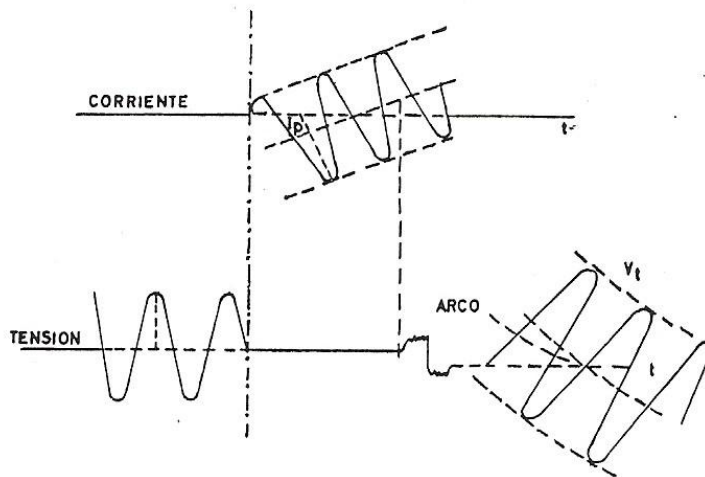
Capacidad interruptiva

Es la potencia de interrupción a una corriente I_v de ruptura para trifásicos P.

Voltaje de restablecimiento

Es el voltaje que se presenta en el interruptor después de la desconexión.

La figura presenta el proceso de interrupción de un interruptor automático:



Ciclo de trabajo de los interruptores

El ciclo de trabajo de un interruptor consiste en una serie de operaciones (interrupciones) de apertura y cierre, o ambas a la vez, con el objeto de revisar su funcionamiento y someterlo a las condiciones de operación. El ciclo de trabajo normalmente lo proporcionan los fabricantes con una designación; por ejemplo, se designa con A la apertura y C al cierre. Una designación del tipo A-3-CA significa que el interruptor después de una apertura A permanece 3 minutos abierto y cierra de nuevo para abrirse inmediatamente. El número que se indique significa tiempo en minutos.

Prestaciones de los interruptores

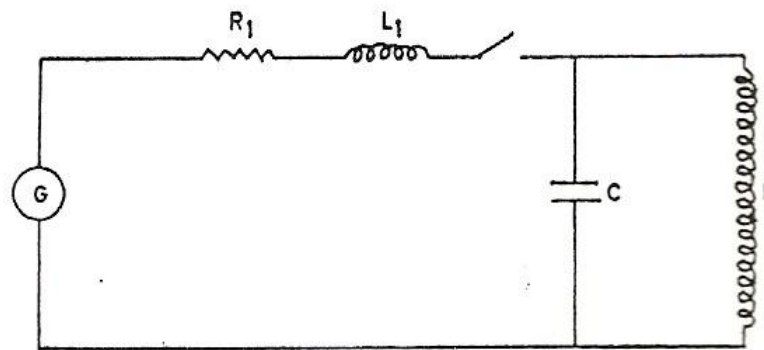
Se denominan prestaciones de los interruptores a las condiciones de operación que puede darnos un interruptor y que se deben proporcionar como datos al fabricante para que bajo estas condiciones diseñe el dispositivo. Desde luego la más importante es la corriente de corto circuito, ya que es la que somete al interruptor a las más exigentes condiciones de operación y con esa corriente se debe dimensionar el interruptor. Sin embargo, existen otras que someten al interruptor a fuertes condiciones de operación, tales como el cierre de un interruptor sobre una falla existente, lo que provoca que se forme un arco antes de cerrarse los contactos; la fuerza electromagnética que se origina hace que los contactos no lleguen a cerrarse, por el esfuerzo que se ha producido. Otra condición que afecta la operación y que hay que tomar en cuenta para el dimensionado del interruptor la constituyen los reenganches a que se ve sometido y que también originan arcos.

De lo anterior se deduce que los factores que afectan las prestaciones de los interruptores son los siguientes:

- Interrupción de líneas por las que circulan corrientes inductivas (con transformadores o bobinas en vacío).
- Interrupción de circuitos capacitivos (líneas con cargas capacitivas o líneas de muy alta tensión operando en vacío).
- Interrupción de circuitos en oposición de fases.

1.3.2.1.1 Interrupción de circuitos en líneas inductivas

Entre los factores que afectan las prestaciones de los interruptores se mencionó la interrupción de circuitos por los que circulan corrientes inductivas, como son transformadores o bobinas en vacío. Esto se refiere a la alimentación por medio de líneas de transmisión, que es un caso interesante. Para entender el funcionamiento o fenómeno, se considera:



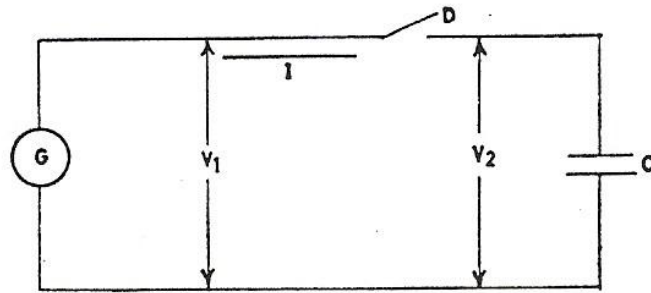
R_1 y L_1 son la resistencia y la reactancia inductiva del circuito de alimentación, L y C son la capacitancia e inductancia del circuito alimentado. La inductancia del circuito y la capacitancia de la línea, un instante antes de abrirse el interruptor debido a una falla en las inductancias del circuito circulaba corriente, de tal manera que al abrirse almacenan cierta cantidad de energía magnética, la cual se descarga sobre la capacitancia del circuito, lo que hace que se presente un potencial debido a la energía almacenada por dicha capacitancia. Si la diferencia de potencial entre la capacitancia y el circuito de alimentación es grande, se produce un reencebado del arco entre los contactos.

Si la energía almacenada por la capacitancia es grande, este fenómeno se repite varias veces hasta que la energía disminuye a un valor tal que la diferencia de potencial sea pequeña.

1.3.2.1.2 Interrupción de circuitos capacitivos

Los circuitos capacitivos están representados por cargas capacitivas o líneas de muy alta tensión operando en vacío.

En líneas de muy alta tensión y gran longitud se presenta un cierto valor de capacitancia; en estos circuitos la corriente y el voltaje están defasados 90° , de tal forma que el voltaje al final de la línea es mayor que al principio, con lo que se tiene una diferencia de potencial "natural" por las características del circuito.



V_1 es el voltaje al principio de la línea.

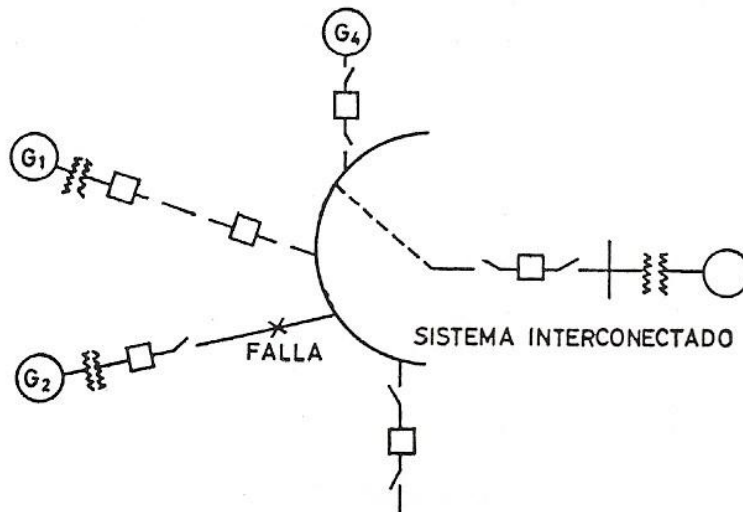
Al producirse un corto circuito se abre el interruptor D quedando la línea en vacío (porque no circula corriente). Entonces existe una diferencia de potencial entre los contactos del interruptor debido al potencial de la capacitancia; esto hace que se produzca el reencebado del arco, dando origen a un fenómeno semejante al del caso anterior al formarse un circuito oscilatorio LC entre la capacitancia y la inductancia de la línea.

1.3.2.1.3 Interrupción de circuitos en oposición de fases

Inicialmente, cuando las centrales operaban aisladas, el voltaje que se presentaba entre sus contactos después de una interrupción es el que se conoce como voltaje de restablecimiento, y los interruptores se construían de tal manera que el arco no se presentaba nuevamente entre los contactos, ya que la separación no lo permitía.

Con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se presenta la necesidad de interconectar varios sistemas, de tal forma que en la actualidad son pocos los que trabajan en forma aislada.

Al interconectar varias centrales generadoras, como se observa en la siguiente figura, la falla que ocurra en algún punto es alimentada desde varios lugares, por lo que al abrir el interruptor correspondiente se puede presentar el caso de que las ondas de voltaje de dos centrales se encuentren en sus valores máximos opuestos. Entonces la tensión de restablecimiento en los contactos es el doble de la normal, lo que hace que se vuelva a formar el arco entre contactos, y se someta al interruptor a esfuerzos adicionales.



1.3.2.1.4 Reenganche rápido

Se conoce como reenganche rápido a la operación de cierre de un interruptor después de una falla. El tiempo entre apertura y cierre debe ser lo más corto posible con objeto de que no se pierda el sincronismo en los sistemas operando generadores en paralelo.

El lapso que permanece el interruptor abierto después de una falla se conoce como tiempo muerto y siempre es recomendable que su duración sea corta.

Por ejemplo, si el interruptor se abre por una falla transitoria, puede volver a cerrarse automáticamente después de un corto período y que dar el sistema operando normalmente; pero si la falla es permanente, al tratar de cerrarse se forma el arco nuevamente y los contactos se rechazan quedando el interruptor abierto en forma definitiva.

1.3.2.1.5 Interruptores de aceite

Los interruptores en aceite se pueden clasificar en tres grupos:

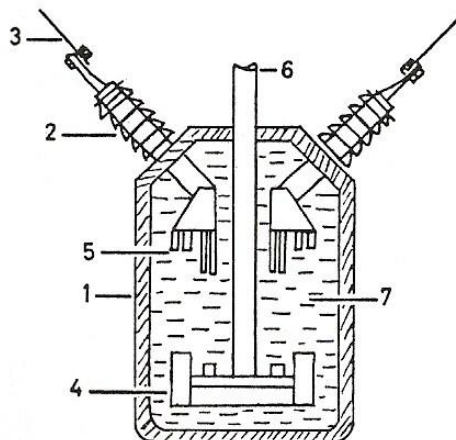
- 1) Interruptores de gran volumen de aceite.
- 2) Interruptores de gran volumen de aceite con cámara de extinción.
- 3) Interruptores de pequeño volumen de aceite.

Interruptores de gran volumen de aceite

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen; generalmente se construyen en tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos o trifásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por aislantes.

Por razones de seguridad, en tensiones elevadas se emplean interruptores monofásicos (uno por base en circuitos trifásicos). Las partes fundamentales en estos interruptores son:

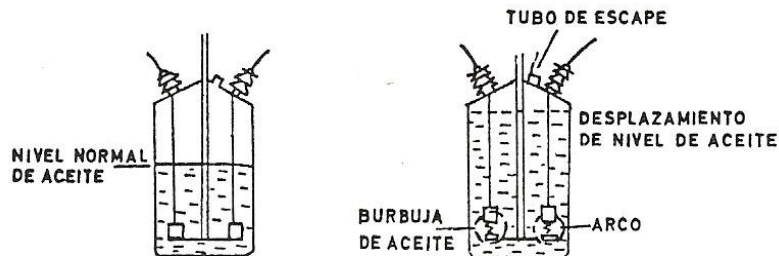
Tanque o recipientes.....	1
Boquillas y contactos fijos.....	2-5
Conectores (elementos de conexión al circuito).....	3
Vástago y contactos móviles.....	4-6
Aceite de refrigeración.....	7



En general el tanque se construye cilíndrico, debido a las fuertes presiones internas que se presentan durante la interrupción. También el fondo del tanque lleva “costillas” de refuerzo, para soportar estas presiones.

Proceso de interrupción

Cuando opera el interruptor debido a una falla, los contactos móviles se desplazan hacia abajo, separándose de los contactos fijos. Al alejarse los contactos móviles de los fijos se va creando una cierta distancia entre ellos, y en función de esta distancia está la longitud del arco. El arco da lugar a la formación de gases, de tal manera que se crea una burbuja de gas alrededor de los contactos que desplaza una determinada cantidad de aceite. Aquí se muestra el proceso inicial de interrupción:



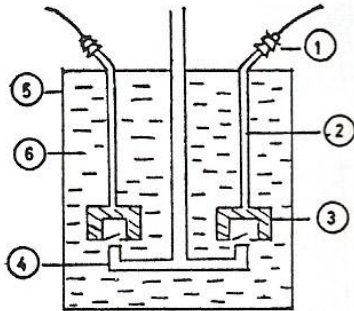
Conforme aumenta la separación entre los contactos, el arco crece y la burbuja se hace mayor, de tal manera que al quedar los contactos en su separación total la presión ejercida por el aceite es considerable, por lo que en la parte superior del recipiente se instala un tubo de fuga de gases.

Interruptores en gran volumen de aceite con cámara de extinción

Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden ocasionar explosiones. Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de “cámaras de extinción” y dentro de estas cámaras se extingue el arco. El procedimiento de extinción es el siguiente:

1. Al ocurrir una falla se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción.
2. Los gases que se producen tienden a escapar, pero como se hallan dentro de la cámara que contiene aceite, originan una violenta circulación de aceite que extingue el arco.
3. Cuando el contacto móvil sale de la cámara, el arco residual se acaba de extinguir, entrando nuevamente aceite frío a la cámara.
4. Cuando los arcos se han extinguido, se cierran los elementos de admisión de la cámara.

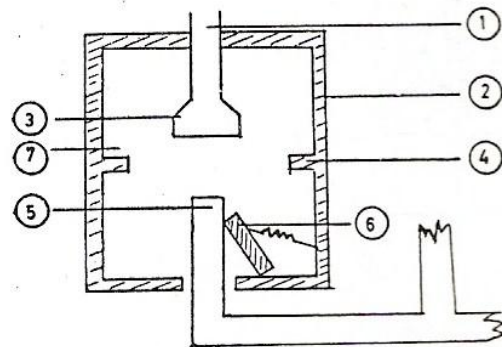
Diagrama de un interruptor de gran volumen de aceite con “cámara de extinción”:



1. Boquillas de conexión al circuito.
2. Contactos fijos (dentro de la cámara).
3. Cámara de extinción.
4. Contactos móviles con su vástago.
5. Recipiente.
6. Aceite.

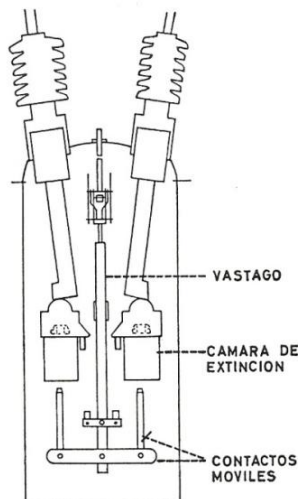
Los elementos principales de la cámara de extinción son los siguientes:

1. Parte interna de la boquilla que soporta la cámara.
2. Cuerpo de la cámara.
3. Contacto fijo dentro de la cámara.
4. Costillas de refuerzo de la cámara.
5. Contacto móvil.
6. Elemento de cierre de la cámara.
7. Aceite en el interior de la cámara.



El elemento de desconexión en los interruptores de gran volumen de aceite lo constituyen los contactos móviles. Estos contactos se pueden accionar en general de tres maneras distintas:

- Mecánicamente, por medio de sistemas volante-bielas o engrane-bielas.
- Magnéticamente, por medio de un electroimán conocido como bobina de disparo que acciona el trinquete de retención de los contactos móviles al ser energizado; se puede energizar manualmente (por medio de botón), o automáticamente (por medio de relevador).
- La acción de conexión o desconexión se puede efectuar sustituyendo el volante o los engranes con un motor eléctrico que puede operarse a control remoto.

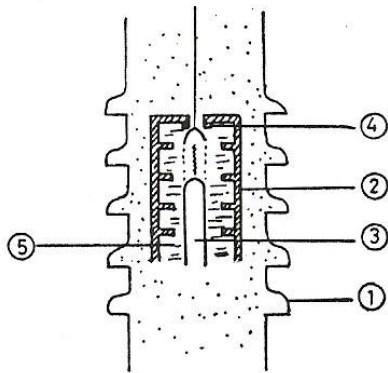


Interrupedores de pequeño volumen de aceite

Los interruptores de reducido volumen de aceite reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen. (Su contenido de aceite varía entre 1.5 y 2.5% del que contienen los de gran volumen).

Se construye para diferentes capacidades y voltajes de operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación. Estos interruptores se fabrican por lo general del tipo columna.

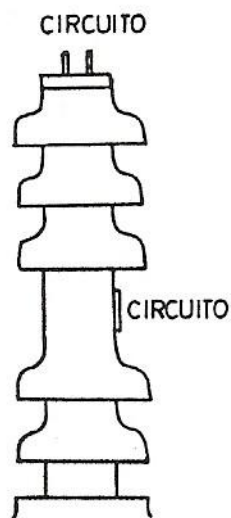
En este tipo de interruptores la cámara de extinción del arco consiste fundamentalmente de las siguientes partes:



1. Parte externa.
2. Cuerpo de la cámara.
3. Contacto móvil.
4. Contacto fijo.
5. Arco eléctrico.
6. Aceite.

El funcionamiento de este interruptor es el siguiente:

1. Al ocurrir una falla se desconecta el contacto móvil originándose un arco eléctrico.
2. A medida que sale el contacto móvil se va creando una circulación de aceite entre las diferentes cámaras que constituyen el cuerpo.
3. Al alcanzar el contacto móvil su máxima carrera al aceite que circula violentamente extingue el arco por completo.
4. Los gases que se producen escapan por la parte superior del interruptor.

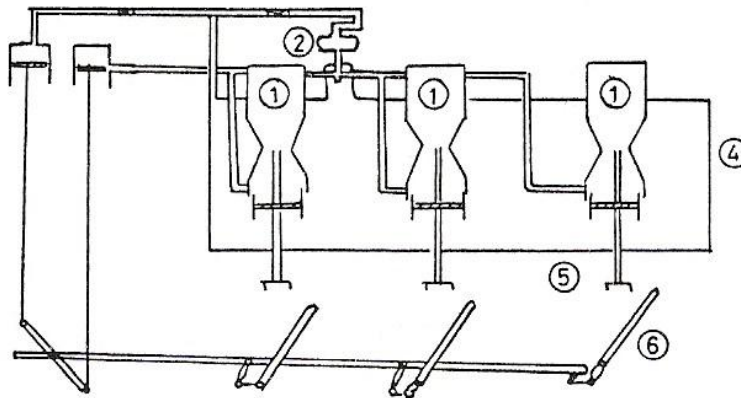


1.3.2.1.6 Interruptores neumáticos

Debido al peligro de explosión e incendio que representan los interruptores en aceite, se fabrican los interruptores neumáticos, en los cuales la extinción del arco se efectúa por medio de un chorro del aire a presión.

Interruptor de aire

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que incluye una o varias compresoras, un tanque principal, un tanque de reserva, y un sistema de distribución en caso de que sean varios interruptores. Se fabrican monofásicos y trifásicos, para uso interior o uso exterior. El proceso general se puede comprender con el siguiente diagrama:



Cuando ocurre una falla la detecta el dispositivo de control, de tal manera que la válvula de solenoide acciona a la válvula principal (2) y sigue una secuencia que puede describirse a continuación:

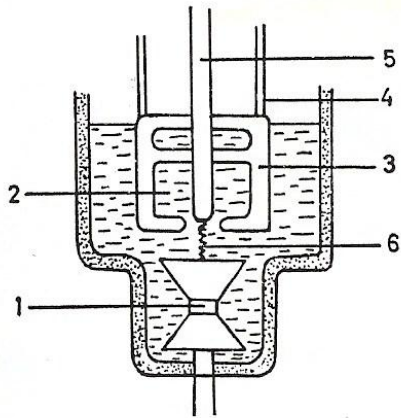
1. Al ser accionada la válvula principal (2), ésta se abre, permitiendo el acceso de aire a los aisladores huecos (1).
2. El aire a presión que entra a los aisladores huecos presiona por medio de un émbolo a los contactos (5).
3. Los contactos (5) accionan a los contactos (6) que operan simultáneamente abriendo el circuito.
4. Como los aisladores huecos (1) se encuentran conectados directamente a las cámaras de extinción (3), al bajar los contactos (5) para accionar a los contactos (6) el aire a presión que se encuentra en los aisladores (1) entra violentamente a la cámara de extinción (3) eliminando el arco.

Ventajas del interruptor neumático sobre los interruptores de aceite

- Ofrece mejores condiciones de seguridad, ya que evita explosiones e incendios.
- Interrumpe las corrientes de falla en menos ciclos (3 a 5).
- Disminuye la posibilidad de reencebados de arco.
- Es más barato.

Interrupedores de expansión

Al igual que los interruptores neumáticos, evitan las explosiones e incendios. En este tipo de interruptores los contactos se encuentran dentro de una cámara de expansión.



1. Pieza de contacto
2. Espacio de la cámara
3. Cámara de condensación
4. Soporte
5. Contacto fijo
6. Arco

El proceso de interrupción se puede describir de la siguiente forma:

1. Cuando ocurre una falla, se acciona la pieza de contacto móvil que se encuentra dentro de la cámara de expansión.
2. Al caer el contacto se establece el arco (6) en presencia del agua contenida en la cámara (el agua que se emplea está tratada químicamente para evitar la ionización).
3. La temperatura a que da lugar el arco produce vapor de agua dentro de la cámara de condensación.
4. El vapor producido en la cámara de condensación provoca una fuerte circulación de agua que extingue parcialmente el arco.
5. El vapor condensado en la cámara acaba de extinguir el arco al circular agua fría.

Los interruptores de expansión se utilizan para tensiones medianas (15-30 KV).

Formas de operación para apertura y cierre en interruptores de aceite de mediana y alta capacidad

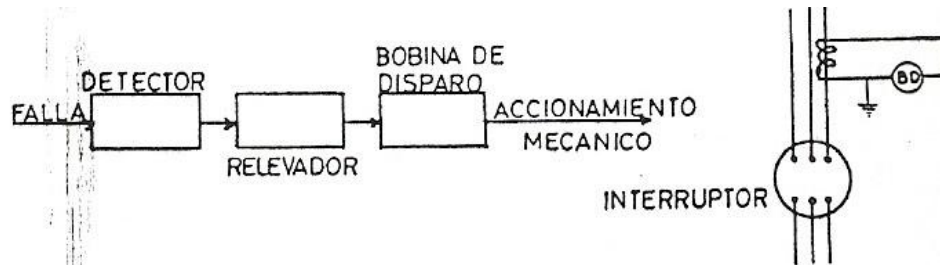
Formas de operación {
Manual
Automática

Condición fundamental {
Que su mecanismo se encuentre en buenas condiciones (transformador de corriente, bobinas de disparo y elementos mecánicos).

1.3.2.2 Mecanismo de desconexión eléctrica de un interruptor

Operación:

- El transformador de corriente detecta la falla y envía la señal a la bobina de disparo.
- La bobina de disparo actúa sobre el trinquete del dispositivo mecánico.



1.3.2.3 Pruebas a interruptores

Las pruebas que generalmente se efectúan a los interruptores o antes de poner en servicio un sistema, son las siguientes:

1. Prueba de prestación. Sirve para determinar el valor de la corriente de apertura o de la corriente de cierre en algunos casos (corriente de falla).
2. Prueba de sobrecarga. Sirve para comprobar si el interruptor soporta la corriente de sobrecarga fijada.
3. Prueba de temperatura. Sirve para observar el comportamiento del interruptor con temperaturas elevadas o con corrientes mayores que la nominal.
4. Prueba de aislamiento. Sirve para verificar el comportamiento del interruptor a la tensión nominal y comprobar la calidad de los aislantes empleados.
5. Prueba mecánica. Nos permite observar si el interruptor es lo suficientemente fuerte de acuerdo con su capacidad de diseño en MVA.
6. Prueba de presión. Nos permite comprobar la resistencia del tanque a las presiones internas originadas en una falla.
7. Prueba de funcionamiento. Es la última prueba y nos permite comprobar el correcto funcionamiento de los dispositivos de control y mecánico, fundamentalmente la operación simultánea de los polos de desconexión.

1.3.2.4 Especificaciones para interruptores de potencia

Al igual que en los transformadores se deben especificar generalidades, función del interruptor en la subestación, si la subestación es de tipo interior o intemperie, si es de accionamiento manual o automático.

Entre los datos técnicos que se deben proporcionar se pueden mencionar como fundamentales los siguientes:

- Tensión normal de operación.
- Corriente nominal.
- Corriente de ruptura en KA.
- Capacidad de ruptura en MVA.

- Capacidad de ruptura.

1.3.2.5 Capacidades comerciales de interruptores

Tipo "GC" Un solo tanque.

Características: 14.4 KV 100, 250, 500 MVA
 23.0 KV 250 MVA

Tipo "G" Tres tanques.

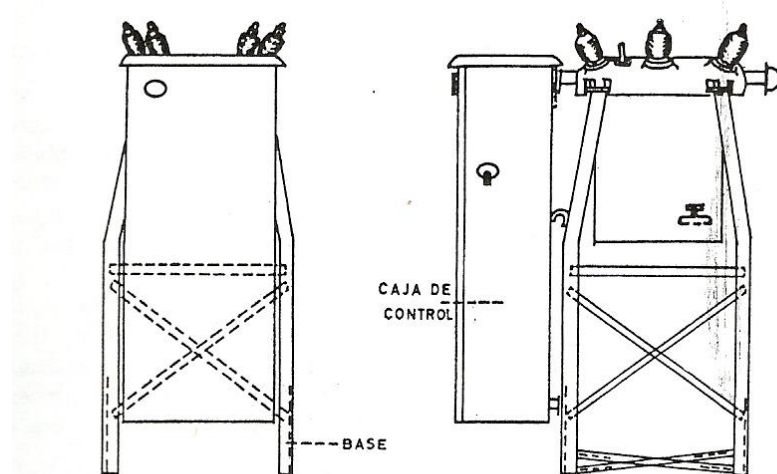
Características: 14.4 hasta 69 KV, 500 hasta 2500 MVA
 Usados en transmisión de potencia

Tipo "GM" Montado sobre el piso.

Características: 69 hasta 161 KV, 1500 MVA
 Empleado en sistemas de transmisión

Tipo "GW"

Características: 230 a 345 KV, 1200 a 1600 Amp.
 Este interruptor se emplea para circuitos de líneas de alto voltaje en que se requiere una capacidad de interrupción muy rápida, y con características de reenganche rápido efectivo.



INTERRUPTOR DE ACEITE CON BASE PARA MONTAR

1.3.3 Restauradores

En los sistemas de distribución, además del problema de la protección de los equipos eléctricos, se presenta el de la "continuidad" del servicio, es decir, la protección que se planea en las redes de distribución se hace pensando en los dos factores mencionados anteriormente. Para satisfacer esta necesidad se ideó un interruptor de operación automática que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura (la operación manual se refiere al mando por control remoto), es decir, construido de tal manera que un disparo o un cierre está calibrado de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor de operación automática con características de apertura y cierre regulables de acuerdo con las necesidades de la red

de distribución que se va a proteger. Este interruptor recibe por tales condiciones el nombre de *restaurador*.

Un restaurador no es más que un *interruptor de aceite* con sus tres contactos dentro de un *mismo tanque* y que opera en capacidades interruptivas relativamente bajas y tensiones no muy elevadas.

Los restauradores normalmente están contruidos para funcionar con *tres operaciones de cierre y cuatro aperturas*, con un intervalo entre una y otra calibrado de antemano en la última apertura *el cierre debe ser manual*, ya que indica *que la falla es permanente*.

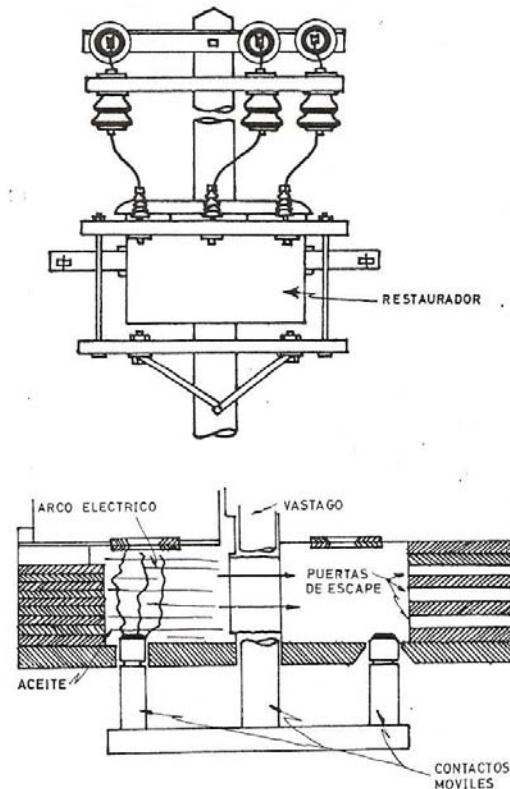
1.3.3.1 Operación de un restaurador

El restaurador opera en forma semejante a un interruptor trifásico, ya que sus contactos móviles son accionados por un vástago común, conectando y desconectando en forma simultánea.

El proceso de apertura y cierre se puede describir brevemente como sigue:

1. Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza y actúa sobre un trinquete mecánico que hace caer a los contactos móviles.
2. Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápida. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de cierre que se encuentra calibrada para operar con un cierto intervalo.
3. La bobina de cierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles, conectándose nuevamente con los contactos fijos.
4. Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado y preparado para otra falla; si la falla es permanente, repetirá todo el proceso anterior hasta quedar fuera según sea el número de cierres para el cual se ha calibrado.

La interrupción del arco tiene lugar en una cámara de extinción que contiene a los contactos.



1.3.3.2 Restaurador tipo R

El restaurador tipo R se emplea para capacidades menores. A continuación se dan algunos datos de este tipo de restaurador.

Voltaje Nominal	2.4 - 14.4 KV
Corriente Nominal	25 – 400 Amp.
Voltaje de diseño	15.5 KV

1.3.3.3 Restaurador tipo W

Se construye trifásico, en forma parecida al tipo R, pero es un poco más robusto.

Voltaje Nominal	2.4 - 14.4 KV
Corriente Nominal	100 – 560 Amp.
Voltaje de diseño	15.5 KV

En las siguientes tablas se encuentran especificadas las capacidades comerciales de ambos tipos de restauradores:

Restaurador Tipo “R”				
<i>Amperes nominales</i>	<i>Amperes mínimos de disparo</i>	<i>Capacidad interruptiva en amperes simétricos</i>		
		<i>2.4 – 4.8 KV</i>	<i>4.8 – 8.3 KV</i>	<i>8.3 – 14.4 KV</i>
25	50	1500	1500	1500
35	70	2100	2100	2100
50	100	3000	3000	3000
70	140	4200	4200	4000
100	200	6000	5000	4000
140	280	6000	5000	4000
160	320	6000	5000	4000
185	370	6000	5000	4000
225	450	6000	5000	4000
280	560	6000	5000	4000
400	800	6000	5000	4000

Restaurador Tipo “W”				
<i>Amperes nominales</i>	<i>Amperes mínimos de disparo</i>	<i>Capacidad interruptiva en amperes simétricos</i>		
		<i>2.4 – 4.8 KV</i>	<i>4.8 – 8.3 KV</i>	<i>8.3 – 14.4 KV</i>
100	200	6000	6000	6000
140	280	8400	8400	8000
160	320	9600	9600	8000
185	370	11100	10000	8000
225	450	12000	10000	8000
280	560	12000	10000	8000
400	800	12000	10000	8000
560	1120	12000	10000	8000

Para obtener los amperes asimétricos, se deben multiplicar los valores de corriente simétrica del restaurador “R” por 1.48, y los del tipo “W” por 1.51.

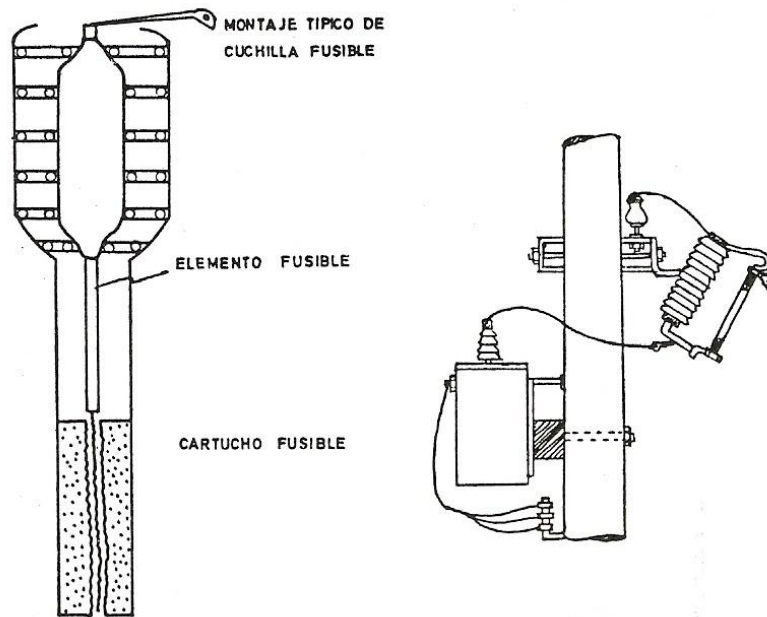
1.3.4 Cuchilla fusible

La cuchilla fusible es un elemento de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: como cuchilla desconectadora (se conecta y desconecta) y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo con el valor de corriente nominal que va a circular por él, pero los fabricantes tienen el correspondiente valor de corriente de ruptura para cualquier valor de corriente nominal.

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de plata (en casos especiales), cobre electrolítico con aleación de plata, o cobre aleado con estaño.

Existen diferentes tipos de cuchillas fusibles, de acuerdo con el empleo que se les dé. Entre los principales tipos y características tenemos los siguientes:



1.3.4.1 Cuchillas Desconectadoras (Seccionadores)

La cuchilla desconectadora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico.

Por lo general, se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos límites.

1.3.4.1.1 Clasificación de cuchillas desconectadoras

Por su operación:

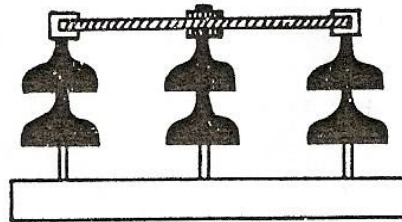
- Con carga (con tensión nominal)
- Sin carga (con tensión nominal)

Por su tipo de accionamiento:

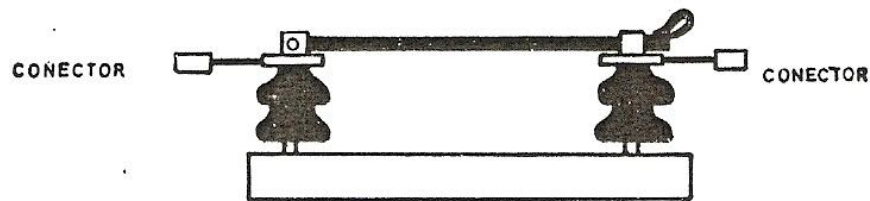
- Manual
- Automático

Por su forma de desconexión:

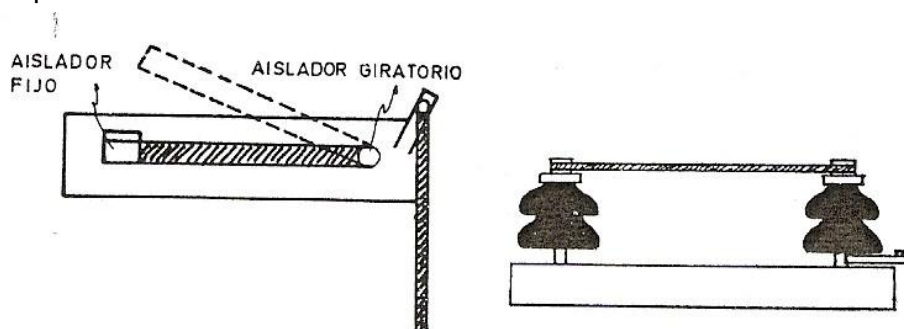
- a) *Cuchillas con tres aisladores, dos fijos y un giratorio al centro (horizontal), llamado también de doble arco.* Estas cuchillas se emplean sobre todo en subestaciones tipo intemperie con corrientes elevadas y tensiones del orden de 34.5 KV; son generalmente operadas en grupo, por mando eléctrico. No representan peligro para el operario, ya que es grande la separación entre polos.



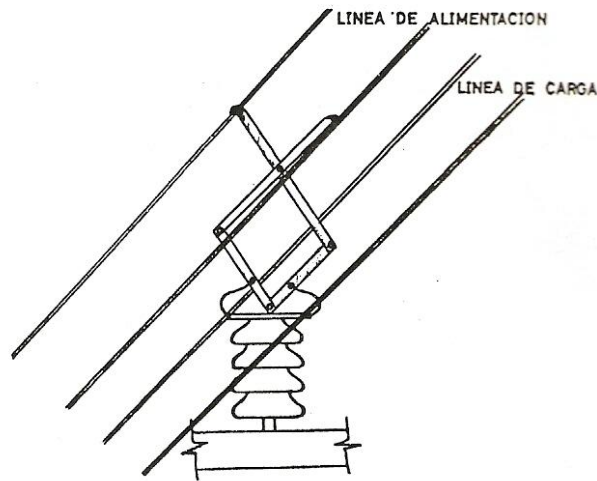
- b) *Cuchillas con dos aisladores de operación vertical (normal e invertida).* Este tipo de cuchillas es de los más usuales por su operación simple, puede emplearse en instalaciones interiores o a la intemperie. Para usos interiores se recomienda usarla en tensiones no mayores de 23 KV, para operación con pértiga, el lugar donde se pare el operario para efectuar la desconexión debe ser, de acuerdo con las normas de seguridad, una madera con capa de hule. Para montaje a la intemperie puede usarse en cualquiera de las tensiones normales de operación, con mando por barra o motor eléctrico.



- c) *Cuchilla con dos aisladores, uno fijo y otro giratorio en el plano horizontal.* Este tipo de cuchillas es de uso a la intemperie generalmente. Presentan muchas ventajas cuando son accionadas neumáticamente; por tal razón, es conveniente emplearlas cuando se disponga de aire comprimido. Se usan para cualquiera de las tensiones normales de operación. Pueden accionarse también por barra o motor eléctrico. Tienen el inconveniente de que la hoja de desconexión se desajusta después de varias operaciones.



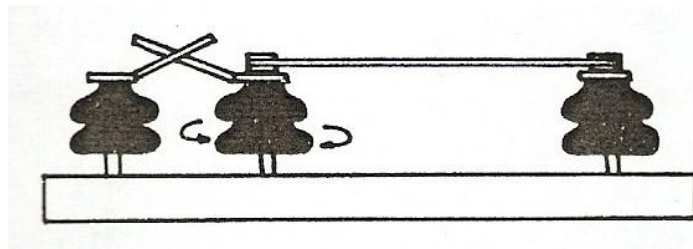
- d) *Cuchillas tipo pantógrafo.* En la actualidad este tipo de cuchillas no se emplea con frecuencia, sobre todo en América. La razón es que su mecanismo de operación es complicado y falla en ocasiones; además su costo es elevado y ocupa mucho espacio, lo cual va en contra de la tendencia actual de reducir el espacio en las instalaciones.



- e) *Cuchillas con tres aisladores de doble arco (tipo "AV").* Estas cuchillas se emplean en instalaciones de corrientes elevadas y tensiones medias; se operan generalmente por barra o motor eléctrico, pero también pueden accionarse con aire comprimido. En sistemas de distribución a 33 y 23 KV se usan para interconexión de líneas.

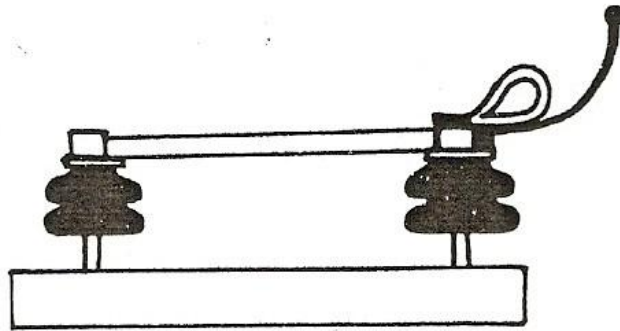


- f) *Cuchillas de tres aisladores, con el aislador central desplazable por cremallera.* El rango de aplicación de estas cuchillas es semejante al de las cuchillas de operación vertical; debido a su tamaño, generalmente son accionadas por motor eléctrico, aunque se pueden accionar por barra o aire comprimido.



- g) *Cuchillas con cuernos de arqueo.* Estas cuchillas pueden ser de operación horizontal o vertical. Se usan por lo general en sistemas que operan en tensiones muy elevadas, por ejemplo 66, 88, 115 KV, etc. Su empleo es indispensable en líneas

largas. Los cuernos de arqueo sirven para que entre ellos se forme el arco al desconectar las cuchillas, y a la conexión a tierra para disipar la energía del arco. El arco se forma debido a la energía residual que conservan las líneas largas al quedar en vacío después de la apertura del interruptor.



Las cuchillas que operan con voltajes mayores de 161 KV son de manufactura especial y el fabricante proporciona los datos de diseño.

Los datos que se deben proporcionar para el pedido de cuchillas desconectoras son básicamente:

- 1) Tensión nominal de operación.
- 2) Corriente nominal.
- 3) Corriente de corto circuito simétrica.
- 4) Corriente de corto circuito asimétrica.
- 5) Tipo de montaje (horizontal o vertical) y forma de mando.

1.3.4.1.2 Capacidades comerciales de cuchillas desconectoras

- Cuchillas de operación vertical en grupo, para montaje a la intemperie (dos aisladores).

Voltaje Nominal	7.5, 15, 23, 34.5, 46, 69 KV
Corriente continuada	600 Amps.
Frecuencia	50 – 60 Hz
Apertura cuchillas	90°

- Cuchillas de operación vertical en grupo, para montaje a la interior (dos aisladores).
Desconexión con pértiga.

Voltaje Nominal	6, 7.5, 15, 23, 30 KV
Corriente continuada	600 Amps.
Frecuencia	50 – 60 Hz
Apertura cuchillas	90°

Se recomienda usarlas para operación en grupo hasta 15 KV.

- Cuchillas de operación vertical (una por fase) para instalación a la intemperie.

Capacidades momentáneas y de 4 seg.

Voltaje KV	Tiempo de apertura o cierre	Capacidad en Amperes		
		400	600	1200
7.5	Momentáneo	20000	40000	70000
	4 seg.	12500	25000	44000
15	Momentáneo	20000	40000	60000
	4 seg.	12500	25000	37500
23	Momentáneo	20000	30000	50000
	4 seg.	12500	18800	31000
34.5	Momentáneo	20000	25000	50000
	4 seg.	12500	15600	31000
46	Momentáneo	----	20000	40000
	4 seg.	----	12500	25000
69	Momentáneo	----	20000	40000
	4 seg.	----	12500	25000
115	Momentáneo	----	20000	40000
	4 seg.	----	12500	25000
161	Momentáneo	----	20000	40000
	4 seg.	----	12500	25000

- Cuchillas de operación horizontal con un aislador giratorio al centro, tipo intemperie, para operación en grupo.

Voltaje Nominal 7.5, 15, 23, 34.5, 46, 69, 84 KV
 Corriente continuada 600 Amps.
 Frecuencia 50 – 60 Hz
 Apertura cuchillas 90°

También se fabrican, para los mismos voltajes y corrientes, de 1200 Amperes.

- Cuchillas de operación horizontal con dos aisladores giratorios, tipo intemperie, para operación en grupo por barra de mando.

KV	Amperes	Frecuencia	Apertura
7.5	600	50 - 60	120°
	1200		
14.4	600	50 - 60	120°
	1200		
23	600	50 - 60	120°
	1200		
34.5	600	50 - 60	120°
	1200		
46	600	50 - 60	120°
	1200		
69	600	50 - 60	120°
	1200		
115	600	50 - 60	120°
	1200		
161	600	50 - 60	120°
	1200		

- Cuchillas de operación vertical de doble arco tipo “AV” para intemperie, operación individual.

Voltaje Nominal	7.5, 14.4, 23, 34.5 KV
Corriente continuada	600 Amps, 1200 Amps.
Frecuencia	50 – 60 Hz

Cuchillas de operación con carga

Existen cuchillas que pueden desconectar circuitos con carga. Estas cuchillas reciben generalmente el nombre de seccionadores y son casi siempre cuchillas de operación vertical con accesorios especiales para desconexión rápida. Se fabrican para interrumpir corrientes hasta de 1000 Amp. a tensiones no mayores de 34.5 KV.

1.3.5 Apartarrayos

Las sobretensiones que se presentan en las instalaciones de un sistema pueden ser de dos tipos:

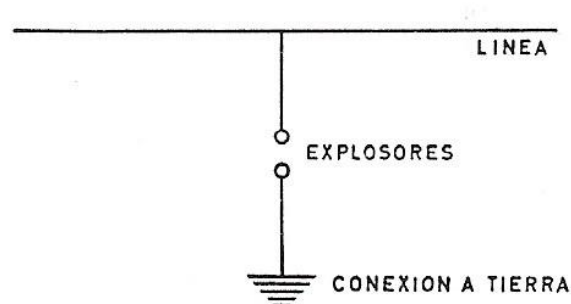
- « Sobretensiones de origen atmosférico
- « Sobretensiones por fallas en el sistema

El apartarrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de origen atmosférico.

Las ondas que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan el equipo si no se le tiene protegido correctamente; para la protección del mismo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- « Descargas directas sobre la instalación
- « Descargas indirectas

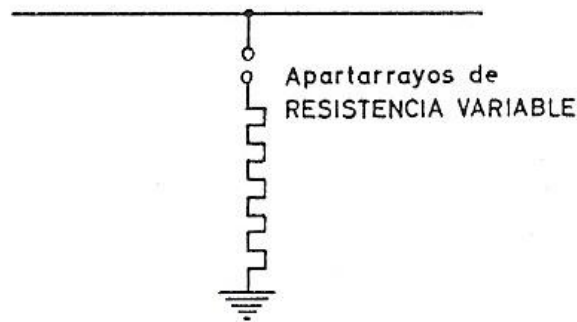
Un apartarrayos, se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra. Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuya separación está determinada de acuerdo con la tensión a la que va a operar.



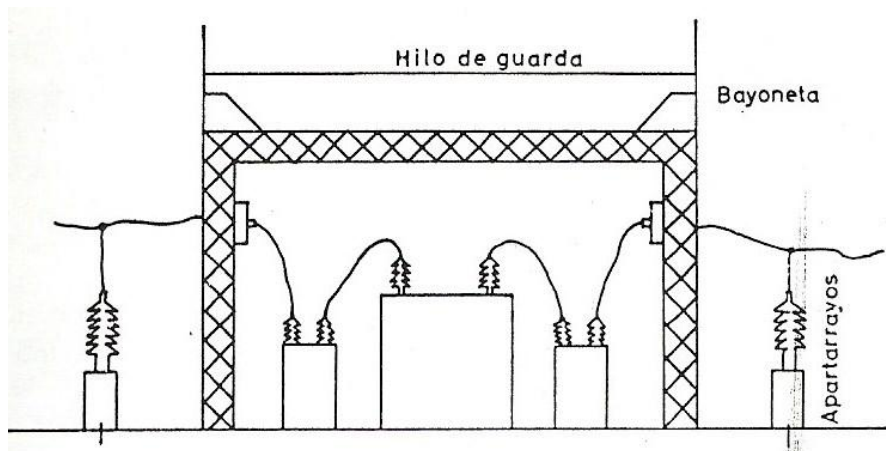
Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, basados en el principio general de operación; por ejemplo, los más empleados son los conocidos como *apartarrayos tipo autovalvular* y *apartarrayos de resistencia variable*.

El apartarrayos tipo autovalvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones, ya que representa una gran seguridad de operación.

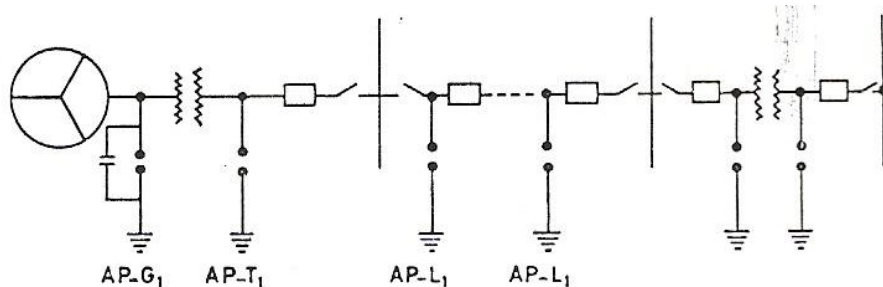
El apartarrayos de resistencia variable funciona con el principio general de operación, es decir, con dos explosores, y se conecta en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en sistemas de distribución.



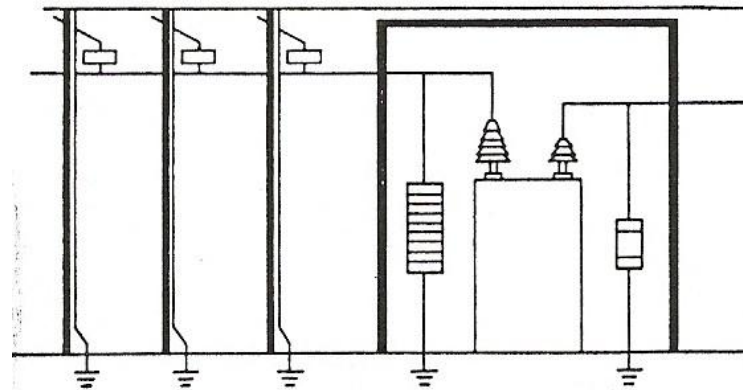
La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema. Las sobretensiones originadas por descargas indirectas se deben a que se almacenan sobre las líneas cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a la velocidad de la luz. Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para dar mayor seguridad a las instalaciones contra descargas directas se instalan varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.



La tensión a la que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del apartarrayos.



El condensador se emplea como filtro con los apartarrayos de los generadores.



Conexión a tierra de apartarrayos

1.3.6 Sistemas Aterrizados

Los sistemas aterrizados se caracterizan por tener el neutro de los transformadores o generadores conectados a tierra. Estos sistemas no presentan el inconveniente de sobretensiones en el sistemas aislados, ya que cuando se produce un cortocircuito monofásico, éste es detectado inmediatamente por las protecciones de sobrecorriente residual y por lo tanto, despejado rápidamente.

La conexión a tierra puede realizarse de distintas maneras, distinguiéndose principalmente las siguientes:

- Sólidamente aterrizados.
- Resistencia de bajo valor.
- Resistencia de alto valor.
- Reactor.
- Bobina Petersen.

Los sistemas aterrizados, protegen la vida útil del aislamiento de motores, transformadores y otros componentes de un sistema. Los sistemas aterrizados, al garantizar una corriente de falla elevada permiten utilizar protecciones rápidas y seguras que despejen las fallas a tierra en un tiempo no mayor a 5 seg.

La resistencia del neutro, tiene limitada su capacidad de corriente, definida por el tiempo que dura la corriente que pasa por ella, siendo su máximo de 10 segundos. La tensión de resistencia corresponde a la tensión entre fase y neutro del sistema. La corriente corresponde al valor de corriente que fluirá por la resistencia durante el cortocircuito con la tensión nominal aplicada.

La malla de tierra es un conjunto de conductores desnudos que permiten conectar los equipos que componen una instalación a un medio de referencia, en este caso la tierra. Tres componentes constituyen la resistencia de la malla de tierra:

- La resistencia del conductor que conecta los equipos a la malla de tierra.
- La resistencia de contacto entre la malla y el terreno.
- La resistencia del terreno donde se ubica la malla.

1.3.6.1 Tendencia Actual

La tendencia actual en sistemas de baja tensión, menores a 1 KV, es no usar resistencia en el neutro, debido a que la corriente de cortocircuito puede ser demasiado pequeña y no sea capaz de hacer operar los equipos de protección. En media tensión, los sistemas sólidamente aterrizados o conectados a tierra a través de una baja resistencia, se utilizan cuando las corrientes de falla monofásica, alcanzan valores no demasiados altos, que puedan comprometer la seguridad y la vida útil de los equipos que conforman el sistema de distribución. Para sistemas de 22 KV y superiores se prefiere conexión directa a tierra. En líneas de transmisión de 115 KV y superiores se prefiere a través de resistencia. En sistemas de 69 KV con alta concentración de potencia sujeto a altas corrientes de cortocircuito, se usan reactores de moderado valor óhmico.

1.3.6.2 Medición de Resistividad de Terreno

Finalidad: Conocer las propiedades magnéticas o dieléctricas (perfil eléctrico) representativos de la calidad del terreno, que permitan un adecuado diseño de la puesta a tierra.

Metodología: La medición se debe efectuar en la zona del terreno en que se construirá la puesta a tierra, de no ser ello posible por falta de espacio, por la presencia obstáculos u otras razones atendibles, la medición se debe efectuar en otra área lo más próxima posible a dicha zona.

Son aceptadas como métodos normales de medición, las configuraciones tetraelectrónicas conocidas como Schlumberger o Wenner, las cuales pueden aplicarse indistintamente, pero una sola de ellas en cada oportunidad.

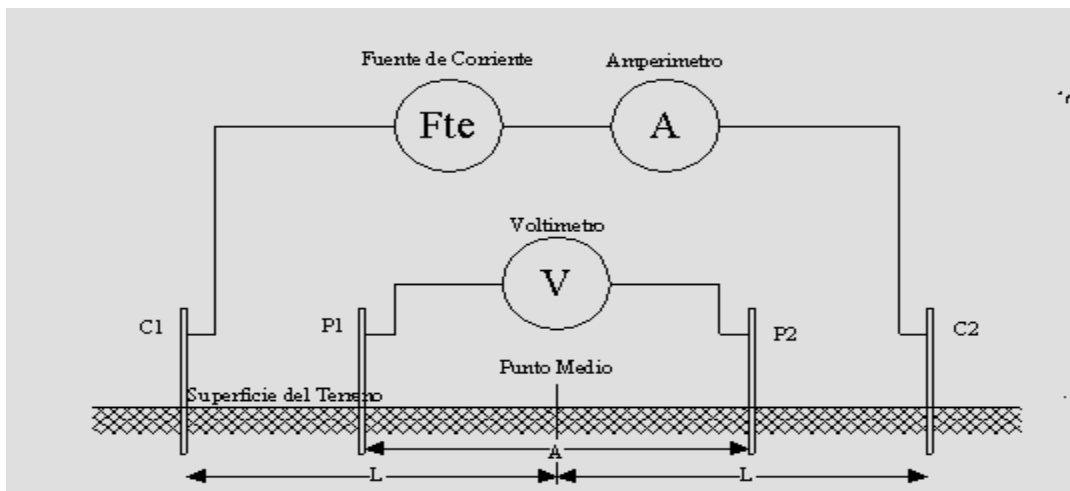
Los electrodos de medida se disponen sobre una línea recta, con separación de hasta 100 m. De no ser posible la disposición en recta, se debe disponer sobre una misma línea de nivel, si la medición se está efectuando en un cerro o lomaje, o bien si algún obstáculo sobre un terreno llano, impide cumplir esta condición, la medición puede hacerse sobre dos rectas que formen un ángulo no mayor a 15° , con vértice en el centro de la medición. Si estas condiciones no pueden ser cumplidas, la medición se debe efectuar en otra zona próxima que permita cumplirlas.

Si no se dispone de terreno como para obtener un ala de 100 metros son aceptables mediciones con alas de 50 metros. Excepcionalmente, por condiciones extremas, se aceptan alas de hasta 30 metros.

Instrumentos empleados: se utilizaran geómetros de cuatro terminales con una escala de 10, con una resolución no mayor de 0.010 y una escala máxima no inferior a 1000.

Calificación de resultados: no procede en este caso la calificación de resultados, dado que la medición es la representación objetiva de las características naturales del terreno medido.

El método de Schlumberger, consiste en hacer circular una corriente entre los terminales C_1 a C_2 y por consecuencia aparece una diferencia de potencial entre los terminales P_1 y P_2 .



Una malla de tierra puede estar formada por distintos elementos:

- Una o más barras enterradas.
- Conductores instalados horizontalmente formando diversas configuraciones.
- Un reticulado instalado en forma horizontal que puede tener o no barras conectadas en forma vertical en algunos puntos de ella.

Las barras verticales utilizadas en la construcción de las mallas de tierra reciben el nombre de barras Copperweld y están construidas con alma de acero revestidas en cobre. El valor de la resistencia de una malla de tierra depende entre otros parámetros de la resistividad del terreno. El método más usado para determinar la resistividad del terreno es el de Schlumberger, el cual permite determinar las capas que componen el terreno, como también la profundidad y la resistividad de cada uno de ellos.

1.3.6.3 Objetivos de una Malla

Los objetivos fundamentales de una malla de tierra son:

- Evitar tensiones peligrosas entre estructuras, equipos y el terreno durante cortocircuitos a tierra o en condiciones normales de operación.
- Evitar descargas eléctricas peligrosas en las personas, durante condiciones normales de funcionamiento.
- Proporcionar un camino a tierra para las corrientes inducidas. Este camino debe ser lo más corto posible.

1.3.6.4 Tipos de Mallas

Se deben distinguir dos tipos de mallas en una instalación eléctrica que son:

- Mallas de alta tensión
- Mallas de baja tensión

Ambas mallas deben estar separadas de modo que la inducción de voltajes de la malla de alta en la de baja sea inferior a 125 V, a menos que la resistencia de cada una de ellas, en forma separada, sea inferior a 1 W, en este caso pueden las mallas conectarse entre sí.

1.3.6.5 Resistividad equivalente del terreno

Según el método de Burdoff-Yakobs el cual propone una equivalencia de un sistema de 3 o más estratos, a un sistema de 2 estratos, equivalente dentro de un margen aceptable. La resistividad equivalente de un terreno es dependiente de las dimensiones y ubicación del electrodo y se modifica si cambia su área o profundidad.

1.3.6.6 Resistencia de puesta a tierra

La resistencia de la malla de tierra de una subestación, depende del terreno en el cual se instale, la superficie de la cubierta, la resistividad equivalente del terreno, el valor de la resistencia de los electrodos, etc.

1.3.6.7 Seguridad hacia las personas

El riesgo de muerte de una persona que ha sufrido contacto con algún elemento energizado, depende de:

- Frecuencia.
- Magnitud.
- Duración de la circulación de corriente a través del cuerpo humano.

El tiempo que una persona puede soportar la circulación de una corriente eléctrica a través de su cuerpo, sin sufrir daño corporal (fibrilación ventricular), es bastante corto y puede ser determinada mediante una ecuación experimental:

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

Donde:

I_k = Valor eficaz máximo de la corriente a través del cuerpo humano (Amperes)

t = Tiempo de duración del contacto (seg.)

0.116 = Constante empírica

1.3.6.8 Tensión de contacto

La tensión de contacto es aquella a la que queda sometida una persona al tocar un equipo energizado.

1.3.6.9 Tensión de paso

La tensión de paso corresponde a la elevación de potencial debido a la corriente de cortocircuito que circula desde la malla al terreno, y aunque a su vez forzará a que circule una corriente por el cuerpo de una persona que se encuentre parada sobre la malla. La tensión de paso se determina para una distancia entre puntos a considerar con separación de 1 metro.

La resistencia de contacto entre un pie y el terreno, es la del calzado de la persona, más la resistencia de contacto de éste con el terreno. La primera de ellas, se acostumbra suponerla igual a cero, considerando posibles condiciones de humedad. La resistencia de contacto de un pie en el terreno se puede determinar aproximadamente aceptando su equivalencia con una plancha circular de un radio de 8 cm.

1.3.6.10 Definición de elementos en baja tensión para un sistema aterrizado

Conductor de Puesta a Tierra: Conductor utilizado para conectar una estructura metálica, un equipo o el circuito puesto a tierra (que puede ser el neutro de un transformador o de un generador) al electrodo para tierra.

Electrodo Auxiliar para Tierra: Elemento conductor cuya función primaria es conducir la corriente de falla a tierra, hacia el suelo.

Electrodo para Tierra: Conductor embebido en el suelo y utilizando para coleccionar la corriente a tierra o para disipar la corriente de tierra hacia el suelo.

Electrodo Primario para Tierra: Electrodo específicamente diseñado o adaptado, para descargar las corrientes de falla a tierra, hacia el suelo, frecuentemente en patrones de descarga específicos según requiera el diseño del sistema de Tierra.

Elevación del Potencial de Tierra (GPR): Es el máximo potencial eléctrico que una rejilla para tierra en una subestación puede alcanzar con relación a un punto de tierra distante, asumiendo que este es el potencial de la tierra remota. Este potencial GPR es igual a la corriente máxima de rejilla multiplicada por la resistencia de rejilla.

Rejilla para Tierra: Sistema de electrodos horizontales para tierra, que consiste de un número de conductores desnudos interconectados, enterrados en el suelo, proporcionando una tierra común para los dispositivos eléctricos o estructuras metálicas, usualmente ubicados en un lugar específico.

Las rejillas enterradas horizontalmente cerca de la superficie del suelo, son también efectivas para controlar los gradientes de potencial superficial. Una rejilla para tierra típica, usualmente se complementa con un número de electrodos verticales (varillas para tierra) y pueden ser conectadas posteriormente a los electrodos auxiliares de tierra a fin de bajar su resistencia con respecto a la tierra remota.

Resistencia Eléctrica del Cuerpo Humano: Es la resistencia eléctrica medida entre extremidades, esto es entre una mano y ambos pies, entre ambos pies o entre ambas manos.

Sistema de Tierra: Comprende a todos los dispositivos de tierra interconectados dentro de un área específica.

Tensión de Paso (V_p): Es la diferencia de potencial superficial que puede experimentar una persona con los pies separados a 1 m de distancia y sin hacer contacto con algún objeto aterrizado.

Tensión de Malla (V_m): Es la máxima tensión de contacto dentro de una malla en una rejilla para tierra.

Tierra: Conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por la cual un circuito eléctrico o equipo está conectado al suelo o algún cuerpo conductor de gran extensión y que sirve en lugar del suelo.

1.3.6.11 Diseño del Sistema de Tierras (Norma NRF-011-CFE-2004, Comisión Federal de Electricidad)

1.3.6.11.1 Generalidades

Las plantas y subestaciones deben contar con un sistema de tierra al cual se conecta a todos y cada uno de los elementos de la instalación que requieren ser puestos a tierra para:

- « Proveer un medio seguro para proteger al personal que se encuentre dentro o en la proximidad del sistema de tierra o de los equipos conectados a tierra, de los riesgos de una descarga eléctrica debida a condiciones de falla o por descarga atmosférica.
- « Proporcionar un cortocircuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes a tierra, ya sean debidas a una falla a tierra del sistema o a la propia operación de algunos equipos.
- « Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas indeseables a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.
- « Facilitar la operación de los dispositivos de protección, para la eliminación de fallas a tierra.
- « Proveer un medio de descarga en equipos, antes de proceder a las tareas de mantenimiento.
- « Dar mayor confiabilidad y seguridad al servicio eléctrico.

Los elementos principales del sistema de tierra son:

Rejilla para tierra enterrada, a una profundidad que usualmente varía de (0.3 – 1.5) m, sin ser esto limitativo puesto que puede depender del tipo de terreno.

Electrodos verticales (varillas para tierra) conectados a la rejilla para tierra y clavados verticalmente en el terreno, se recomienda al menos un electrodo vertical (varilla para tierra) en cada esquina de la rejilla para tierra. La definición de las fórmulas de cálculo especificadas en esta norma, no considera electrodos artificiales.

Conductores de puesta a tierra, a través de los cuales se hace la conexión a tierra de las partes de la instalación y del equipo, que deban ser puestos a tierra incluyendo estructuras metálicas. Las características de estos conductores no se establecen en esta norma de referencia.

Conectores aprobados de acuerdo a IEEE que pueden ser soldables, mecánicos o a compresión. De tal forma que la temperatura de fusión en la unión no sea mayor a la temperatura de fusión del conductor que se conecte y que la unión no se deteriore por el medio ambiente en que se instale.

1.3.6.11.2 Puesta a tierra de cercas metálicas

Las cercas metálicas pueden ocupar una posición sobre la periferia del sistema de tierra. Debido a que los gradientes de potencia son más altos en la periferia, se deben tomar las siguientes medidas:

- « Si la cerca se coloca dentro de la zona correspondiente a la rejilla para tierra-tierra, debe ser puesta a tierra, recomendando que la cerca se instale al menos a un metro del límite exterior de la rejilla para tierra.
- « Si la cerca se coloca fuera de la zona correspondiente a la rejilla para tierra-tierra debe colocarse por lo menos a 2 m del límite de la rejilla para tierra.

1.3.6.11.3 Medición de la resistividad del terreno

Se debe llevar a cabo las mediciones de la resistividad del terreno en el área donde se instalara el sistema de tierra, determinando la resistividad de la o las capas de terreno que deben aplicarse en los cálculos del sistema de tierra. Este estudio debe llevarse a cabo en la época del año de menor humedad del terreno, debiéndose considerar el procedimiento mediante el método de Wenner o de los cuatro electrodos para la medición de resistividad del terreno.

Se deben realizar dos mediciones: Una de resistividad cuyos resultados permitirán establecer el diseño de la red de tierra. Y otra medición de resistencia posterior a la construcción del sistema de tierra a fin de verificar si se cumplió con los parámetros de diseño esperados.

1.3.6.11.4 Procedimiento de Diseño

Se debe de tener un plano de arreglo general de la subestación para determinar el área donde se debe de instalar el sistema de tierra. Obtener el valor de la resistividad del suelo, con base al procedimiento para la medición el terreno, para determinar el perfil de resistividad del suelo y el modelo de suelo necesario (suelo homogéneo o de dos capas).

Para iniciar el diseño del sistema de tierra no debe considerarse la inclusión en el terreno de sustancias químicas sino que este sea el último recurso para mejorar los valores de resistividad en caso de requerirse.

Para determinar la sección transversal del conductor de puesta a tierra y de la rejilla para tierra-tierra, la corriente de falla trifásica debe ser la máxima corriente futura de falla esperada que puede ser conducida por cualquier conductor del sistema de tierra, y el tiempo t_c debe ser el tiempo máximo de liberación de la falla, incluyendo el tiempo de la protección de respaldo. Para calcular la sección transversal del conductor se debe considerar la corriente de falla de fase a tierra o dos fases a tierra la que resulte más severa. Ya que la corriente de falla trifásica debe ser la máxima corriente futura.

1.3.6.11.5 Cálculo de la tensión de paso y tensión de contacto máximas permisibles por el cuerpo humano

Para calcular las tensiones correspondientes a personas con un peso aproximado a 70 Kg. se utilizan las mismas formulas con la salvedad de cambiar las constantes 0.116 por 0.157. El cálculo debe considerar el peso de 50 Kg. por dar resultados más conservadores. Tomando en cuenta el factor de reducción (C_s) debido a la corrección realizada por la adición de la capa superficial con resistividad ρ_s .

El diseño preliminar debe incluir una rejilla para tierra la cual está formada por conductores que permitan el acceso a los conductores de puesta a tierra de los equipos y estructuras. La separación inicial estimada de los conductores de la rejilla para tierra, así como la ubicación de los electrodos verticales (varillas para tierra), debe tener como base la corriente I_G y el área de la subestación que será puesta a tierra.

En la práctica las rejillas para tierra en las subestaciones de la Comisión Federal de Electricidad se construyen cuadradas o rectangulares.

Se sugiere que la separación inicial de acuerdo a los niveles de tensión del sistema (en caso de no contar con programas de cálculo de red de tierra) sea la siguiente:

Para subestaciones convencionales nuevas con tensión de 115 KV en el lado de alta tensión:

- La cuadrícula de la rejilla para tierra será de 8 x 8 m, en toda el área del terreno y de acuerdo al criterio adoptado para el aterrizamiento de la cerca.

Para subestaciones convencionales nuevas con tensiones de 230 y 400 KV en el lado de alta tensión:

- La cuadrícula de la rejilla para tierra será de 10 x 10 m, en toda el área del terreno y de acuerdo al criterio adoptado para la puesta a tierra de la cerca.

En un sistema de tierra de una subestación, el esparcimiento típico entre conductores de la rejilla para tierra puede estar entre 3 y 7 m.

1.3.6.11.6 Disposición física

El cable que forma el perímetro exterior de la rejilla para tierra debe ser continuo de manera que encierre toda el área en que se encuentra el equipo de la subestación, con ello se evitan altas concentraciones de corriente y gradientes de potencial en el área y en las terminales cercanas.

La rejilla para tierra estará constituida por cables colocados paralela y perpendicularmente a lo largo de las hileras de estructuras o equipos para facilitar la puesta a tierra de los mismos. Los cables que forman la rejilla para tierra deben colocarse preferentemente a lo largo de las hileras de estructuras o equipos para facilitar la puesta a tierra de los mismos. En cada cruce de conductores de la rejilla para tierra, estos deben conectarse rígidamente mediante conectores y en donde se haya determinado a electrodos verticales (varillas para tierra).

En subestaciones tipo pedestal, se requiere que el sistema de tierras quede confinado siempre y cuando sea parte de un sistema de distribución multiaterrizado. En el caso de plantas hidroeléctricas, de la rejilla para tierra de la zona del desfogue, subirá cables para conectarse al cable que rodeara cada piso de la casa de maquinas embebido en el

concreto, empleando los muros, dejando los registros correspondientes a lo largo y ancho de la casa de máquinas, para de estos sacar derivaciones o conexiones a cada equipo. Las conexiones en los registros deben hacerse con conectores atornillados. Se hace de esta manera para evitar que los cables queden expuestos a la intemperie y los mismos puedan reaccionar con el ambiente contaminado y a la vez protegerlos del vandalismo.

Las estructuras metálicas de las plantas y de subestaciones, así como las partes metálicas de los equipos, deben estar puestas a tierra para evitar accidentes por descargas eléctricas en caso de fallas.

Los diferentes niveles de la casa de máquinas deben contar con circuitos cerrados de cable conductor para interconexión a equipos, sistemas o estructuras a tierra. Dichos circuitos deben conectarse directamente al sistema de tierra principal e interconectarse entre sí y estar embebidos en el concreto.

En general la rejilla para tierra del sistema de tierra debe estar a nivel del tubo de aspiración 0.50 m bajo el concreto, en contacto directo con la roca.

Los parámetros físicos del sistema de tierra se basan en limitaciones tanto físicas como económicas presentes en la instalación de la propia rejilla para tierra-tierra. Por ejemplo una apreciación física se encuentra en la excavación y relleno de las cepas para enterrar el conductor, por lo que el esparcimiento de la rejilla para tierra puede ser de 3 m en adelante, los esparcimientos físicos van de 3 a 15 m.

No existe una ecuación para determinar el número óptimo de electrodos verticales (varillas para tierra), sin embargo para que los electrodos verticales (varillas para tierra) tengan una disipación efectiva de corriente, estos pueden instalarse con una separación mínima de 2 veces su longitud.

Como se mencionó, las fórmulas para el cálculo del sistema de tierra, contemplan profundidades que van de (0.3 – 1.5m). Es importante enterrar la malla a la profundidad de la capa de menor resistividad y que al mismo tiempo se encuentre dentro del intervalo antes mencionado, tomando en cuenta aspectos económicos relacionados con el material, excavación y relleno.

En la propuesta inicial de la configuración de la rejilla para tierra se pueden considerar arreglos de sistemas de tierra en subestaciones y terrenos similares existentes; la longitud total de conductor, el arreglo de la rejilla para tierra-tierra, así como la cantidad de electrodos verticales (varillas para tierra) se verifican y en función de los resultados de los cálculos de la resistencia eléctrica máxima y de las tensiones seguras de paso y de contacto si es necesario se podrán modificar.

Para el diseño del sistema de tierras se considera únicamente el conductor enterrado con o sin electrodos verticales (varillas para tierras).

En el diseño inicial debe considerarse el colocar electrodos verticales (varillas para tierra) en los extremos de la rejilla para tierra y algunos puntos de unión del perímetro.

Se debe también colocar electrodos verticales (varillas para tierra) en equipos como apartarrayos, interruptores y transformadores de potencia.

En suelos con alta resistividad, es conveniente utilizar electrodos verticales (varillas para tierra) de longitud apropiada instaladas en los puntos de unión de la rejilla para tierra.

Deben emplearse dos conductores de puesta a tierra en diferentes puntos de la rejilla en donde puedan ocurrir altas concentraciones de gradientes de potencial, como en la conexión del neutro de tierra de los generadores y transformadores, bancos de capacitores, interruptores y apartarrayos. En el caso de plantas termoeléctricas, se implementa un sistema de tierra, el cual consiste de las siguientes zonas: subestación, transformadores, casa de máquinas, generador de vapor, etc. De la rejilla se conectan

cables a las áreas de oficina, almacenes y talleres, torres de enfriamiento, obra de la toma, tanques de almacenamiento, etc. Dejando registros a lo largo y ancho de la rejilla y se toman derivaciones y conexiones a cada equipo, así mismo se implementan registros que sirven como puntos de conexión y prueba para verificar que todas las zonas del sistema de tierras que conforman la planta están unidas entre sí.

Considerando la rejilla para tierra con electrodos verticales (varillas para tierra), es decir el sistema de tierra consta de: conductores horizontales (rejillas para tierra) y electrodos verticales (varillas para tierra).

Al tomar un diseño para suelos de dos capas, una superior de espesor H con un cierto valor de resistividad y por donde penetran los electrodos verticales (varillas para tierra). Y una inferior de más baja resistividad con la cual los electrodos verticales (varillas para tierra) quedan en contacto.

Los análisis computacionales basados en el modelado de las componentes del sistema de tierra en detalle, permiten calcular la resistencia con un alto grado de exactitud asumiendo que el modelo del suelo se selecciona correctamente.

1.3.6.11.7 Determinación de la corriente máxima en la rejilla para tierra I_G

A fin de evitar un sobredimensionamiento del sistema de tierra, para el diseño de la rejilla para tierra se utiliza únicamente la porción de la corriente de falla trifásica que fluye a través de la rejilla para tierra hacia la tierra remota. Sin embargo la corriente máxima de la rejilla para tierra I_G debe considerar la peor localización y tipo de falla, el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema.

Coefficiente k_1 y k_2 de la fórmula de Schwarz determinado mediante las gráficas de coeficiente k_1 contra longitud por radio ancho y Coeficiente k_2 contra longitud por radio ancho respectivamente.

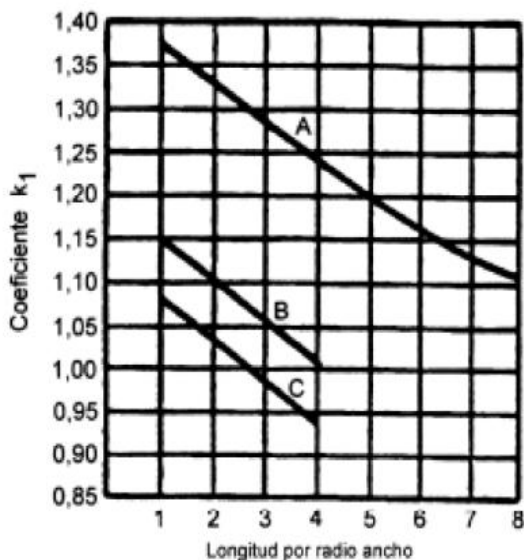


Figura 1. Coeficiente k_1 de la fórmula de Schwarz

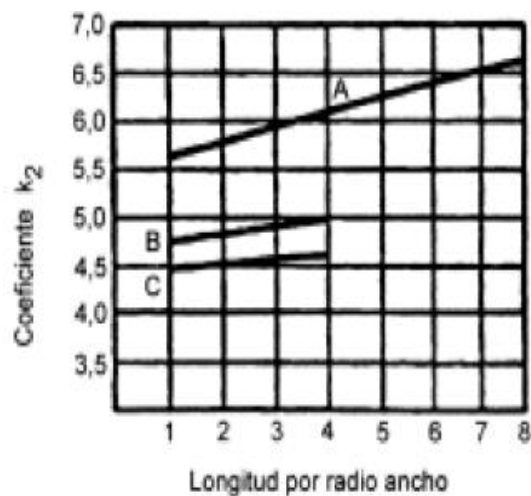


Figura 2. Coeficiente k_2 de la fórmula de Schwarz

1.3.6.11.8 Cálculo de la Tensión de Malla

Se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

ρ = Resistividad promedio del suelo en Ω - m.

k_m = Factor geométrico.

k_i = Factor de irregularidad.

I_G / L_m = Relación de la corriente promedio por unidad de longitud de conductor efectivamente enterrado en el sistema de tierra.

Para k_m :

D = Esparcimiento entre conductores paralelos en m.

h = Profundidad de los conductores en la rejilla para tierra en metros.

d = Diámetros del conductor de la rejilla para tierra en m.

k_h = Factor de corrección relacionado con la profundidad de la malla.

n = Número de conductores equivalentes en cualquier dirección.

Cálculo de K_{ii} :

$K_{ii} = 1$ para rejillas para tierra con electrodos verticales (varillas para tierra) a lo largo de su perímetro y/o en las esquinas, así como para mallas con los electrodos verticales (varillas para tierra) a lo largo del perímetro y dentro del área de la rejilla para tierra. Para rejillas para tierra sin electrodos verticales (varillas para tierra), o con algunos electrodos verticales (varillas para tierra) dentro del área de la rejilla.

Para k_h :

h = Profundidad a la cual está enterrada la rejilla para tierra dada en metros.

h_o = Profundidad de referencia y es igual a 1 m.

1.3.6.11.9 Forma de rejilla para tierra en CFE

Factor de irregularidad k_i :

L_m = Para rejilla para tierra con electrodos verticales (varilla de tierra) en las esquinas, así como a lo largo del perímetro y distribuidas en la rejilla para tierra-tierra, la longitud efectiva del conductor.

Para L_m :

L_c = Longitud total de los conductores horizontales en la rejilla para tierra en m.

L_r = Longitud de los electrodos verticales varilla de tierra en m

L_R = Longitud total de los electrodos verticales (varillas para tierra) conectados a la rejilla en m.

L_x = Longitud máxima de la rejilla para tierra en la dirección “x” dada en m.

L_y = Longitud máxima de la rejilla para tierra en la dirección “y” dada en m.

1.3.6.11.10 Cálculo de la Tensión de Paso

Se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

ρ = Resistividad promedio del suelo en Ω - m.

k_s = Factor geométrico.

k_i = Factor de corrección.

L_s = Para mallas con o sin varillas para tierra, la longitud efectiva de conductores enterrados.

$I_g = I_{cc}$ Corriente de corto circuito corregida.

Para k_s :

D = Esparcimiento entre conductores paralelos en m.

h = Profundidad de los conductores en la rejilla para tierra en metros.

n = Número de conductores equivalentes en cualquier dirección.

Si la tensión de malla calculada es menor que la tensión de contacto tolerable por el cuerpo humano, el diseño puede darse por concluido. De no ser así el diseño tiene que ser revisado. Si ambas, la tensión de paso y de malla calculadas con el diseño preliminar son menores que las tensiones de paso y contacto tolerables por el cuerpo humano, el diseño necesita únicamente proporcionar la puesta a tierra de los equipos.

Si se exceden los límites de las tensiones de paso o de contacto, se requiere que el diseño del sistema de tierra se revise. Estas revisiones pueden incluir el incrementar el área para el sistema de tierra, espaciamientos adicionales más pequeños entre conductores y varillas para tierra.

Después de satisfacer los requerimientos de las tensiones de paso y de malla, se pueden requerir conductores adicionales de puesta a tierra para los equipos y algunos electrodos verticales (varillas para tierra). Los conductores adicionales a la rejilla para tierra se agregaran cuando el diseño de la rejilla para tierra no incluye conductores cercanos al equipo que será puesto a tierra. Los electrodos verticales (varillas para tierra) adicionales pueden colocarse en la base de los apartarrayos, neutro de transformadores y otros equipos principales. El diseño final debe revisarse con el propósito de eliminar riesgos debido a potenciales transferidos y otros riesgos asociados.

1.3.6.11.11 Sistema de Tierras en Ampliación de Subestaciones

Para el caso de subestaciones existentes donde la rejilla para tierra no cubre la totalidad del terreno, sino únicamente una parte del área total y además no se cuenta con información anterior del sistema de tierra existente. Para determinar el sistema de tierra en la ampliación de recomiendan los siguientes procedimientos:

- a) Realizar mediciones de resistividad en áreas cercanas a la rejilla para tierra existente.
- b) Realizar mediciones en áreas ubicadas en sitios alejados de la rejilla para tierra existente, pero dentro del terreno de la subestación.
- c) En caso de no ser posible el inciso b), realizar las mediciones en áreas exteriores pero colindantes con la subestación.
- d) Hacer un análisis de resultados y seleccionar el valor de resistividad más alto, lo cual debe permitir determinar el tipo y forma de la rejilla para tierra mas optima a utilizar en la ampliación.
- e) Si la sección transversal del conductor de la rejilla para tierra existente es superior al obtenido en el inciso d) debe utilizarse un calibre 4/0 AWG como máximo en la aplicación de la rejilla para tierra.

1.3.6.11.12 Recomendaciones generales

Suponiendo que en el terreno pueden existir problemas de corrosión en el material del sistema de tierra, se deben realizar análisis físico-químicos del suelo a fin de conocer la composición del mismo y seleccionar los materiales adecuados para el sistema de tierra. Todos los materiales a utilizar en el sistema de tierra, deberán estar certificados por un laboratorio reconocido y cumplan con la totalidad de las normas nacionales e internacionales.

Las uniones de los electrodos verticales (varillas para tierra) deberán hacerse con rosca y agregarse elementos inhibidores que eliminen la corrosión.

Durante la construcción del sistema de tierra, debe cuidarse que los moldes y cualquier material a utilizarse se sujeten a las instrucciones de uso que el fabricante recomiende.

1.3.6.11.13 Medición de la Resistencia después de la Instalación

El valor de la resistencia a tierra del sistema de tierra con sus electrodos verticales (varillas para tierra) se debe verificar después de su instalación, si el valor medido es mayor al calculado, se debe instalar adecuadamente mas conductores y mas electrodos verticales (varillas para tierra), hasta que la resistencia medida sea igual o menor a la calculada.

1.3.6.11.14 Métodos de prueba

Método de Wenner o de los Cuatro Electrodo para la Medición de Resistividad del Terreno (ρ)

Generalidades

Las estimaciones basadas en la clasificación del suelo dan únicamente una aproximación de la resistividad. La prueba de resistividad actual es obligada. Esta debe realizarse en tantos lugares como sea necesario dentro del área por construir. En tal lugar a una considerable profundidad del suelo raramente puede presentar resistividad uniforme.

Los suelos generalmente, tienen varias capas, cada una con diferentes resistividades. La variación de resistividad lateral es menor comparativamente con la variación de la

resistividad horizontal. Las pruebas de resistividad del suelo determinan alguna variación importante de la resistividad con respecto a la profundidad. El número de lecturas realizadas deberán ser tan grandes como grandes sean estas variaciones. Especialmente si algunas de las lecturas tomadas son tan grandes que seguramente puedan ocasionar problemas de seguridad.

Si la resistividad varía apreciablemente con la profundidad, es deseable el incremento en el intervalo de los espaciamientos de prueba. La idea es que una estimación bastante exacta para grandes espaciamientos fijos es que puedan ser determinados por extrapolación. Esto es posible porque así como el espaciamiento de la prueba penetra más y más a áreas distantes, en las direcciones horizontal y vertical, a pesar de la cantidad de trayectorias de corriente que se distorsionan debido a las variaciones de las condiciones del suelo.

La investigación en campo del lugar en que se va a ubicar el sistema de tierra, es esencial para determinar la composición general del suelo y obtener algunas ideas básicas acerca de su homogeneidad. Las muestras de campo para los estudios de mecánica de suelos son muy útiles, ya que proporcionan información sobre las diferentes capas de subsuelo y los materiales que las componen, dándonos una idea del intervalo de su resistividad.

El valor de la resistividad del suelo que se debe utilizar en el diseño de la red de tierra, generalmente se determina con pruebas de campo.

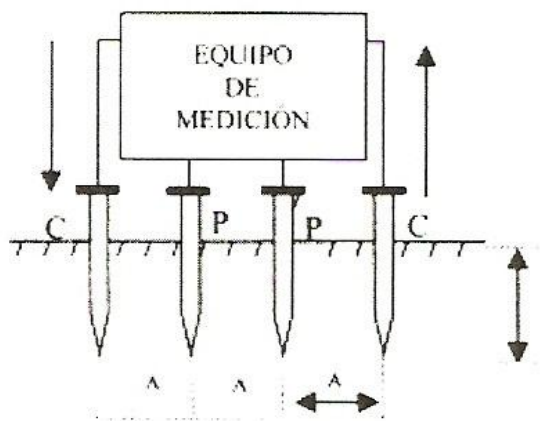
Debido a que existen variaciones en el sentido horizontal y vertical en la composición del suelo, es conveniente realizar las pruebas de campo en varios lugares del terreno. La mayor cantidad de datos obtenidos en las pruebas, nos permitirán seleccionar con mayor precisión el modelo de suelo a utilizar en el diseño de nuestro sistema de tierra.

En caso de que se realice la medición de la resistividad del terreno se debe utilizar el método Wenner o de los 4 puntos, para efectuar la medición de resistividad del suelo es necesario hacer circular una corriente por el mismo, el equipo de medición utilizado es el medidor de rigidez dieléctrica (Megger).

Este método es la técnica más utilizada comúnmente. Consiste básicamente en 4 electrodos enterrados dentro del suelo a lo largo de una línea recta, a igual distancia A de separación, enterrados a una profundidad B . La tensión entre los dos electrodos interiores de potencial es medido y dividido entre la corriente que fluye a través de los otros dos electrodos externos para dar un valor de resistencia mutua R en Ω .

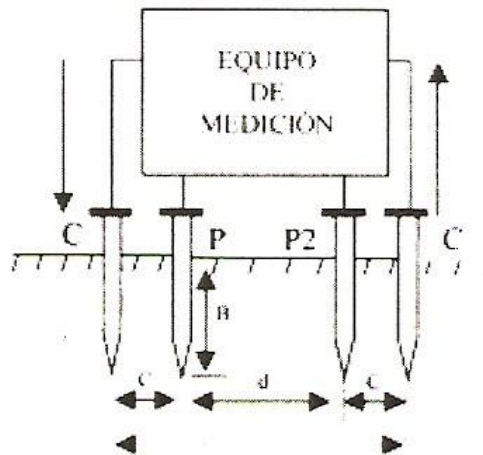
Existen dos variaciones de este método:

- a) Electrodos igualmente espaciados o arreglo de Wenner



b) Electrodo no igualmente espaciados o arreglo de Schlumberger – Palmer

Una desventaja del método de Wenner es el decremento rápido en la magnitud de la tensión entre los 2 electrodos interiores cuando su espaciamento se incrementa a valores muy grandes. Para medir la resistividad con espaciamentos muy grandes entre los electrodos de corriente, puede utilizarse el arreglo mostrado:



La corriente tiende a fluir cerca de la superficie para pequeños espaciamientos entre los electrodos, considerando que la mayor parte de la corriente que penetra depende del espaciamento entre los electrodos. Así se asume que la resistividad medida para un espaciamento entre electrodos "A" representa la resistividad aparente del suelo a una profundidad "B". La información de las mediciones de resistividad puede incluir datos de temperatura e información sobre las condiciones de humedad del suelo en el tiempo en que se realizó la medición. Todos los datos válidos sobre los conductores enterrados que ya se conocen o se suponen para el estudio del área, deberán anotarse en el plano de red de Tierra.

Los conductores desnudos enterrados que se encuentren en contacto con el suelo pueden invalidar lecturas realizadas por el método descrito si están bastante juntos de manera que alteren la trayectoria del flujo de la corriente. Por ésta razón, las mediciones de resistividad del suelo son de menor valor en un área en donde una rejilla de conductores ya ha sido instalada, excepto, tal vez para mediciones poco profundas dentro o cerca del centro de una gran rejilla para tierra rectangular. En tales casos una lectura poco aproximada deberá ser tomada a corta distancia fuera de la rejilla para tierra, con los electrodos de prueba en tal posición que minimicen el efecto de la rejilla para tierra sobre las trayectorias de flujo.

Sin embargo, no es necesario hacer dichas consideraciones dentro de la rejilla para tierra, tales anotaciones pueden ser utilizadas por medio de una aproximación, especialmente si hay una razón para creer que el suelo en la totalidad del área es razonablemente homogéneo.

Los electrodos de potencial se localizan lo más cerca de los correspondientes electrodos de corriente, esto incrementa el potencial medido.

La fórmula empleada en éste caso se puede determinar fácilmente. Si la profundidad de los electrodos es pequeña comparada con la separación "d" y "c", entonces la resistividad aparente puede calcularse como:

$$\rho = \frac{\pi(c+d)R}{d}$$

Además, con valores grandes de d/L , las variaciones de los valores medidos debidas a irregularidades en la superficie, se reducen dando mediciones más exactas.

Método de Caída de potencial para Medición de Resistencia Óhmica en un Sistema de Tierra

Generalidades

- a) Para realizar la medición de la resistencia de la malla de tierra se debe emplear el siguiente método. En caso de que el contratista proponga un método diferente, debe ser aprobado por CFE, lo cual no deslindará al contratista de la responsabilidad de sus resultados de mediciones.
- b) Las mediciones de resistencia tienen por objeto conocer el valor real de la resistencia de tierra de la red y así determinar la elevación de potencial durante una falla a tierra.
- c) Los sistemas de tierra como elementos de una subestación deben inspeccionarse y recibir mantenimiento.
- d) Se recomienda que durante la vida operativa de las instalaciones se lleven a cabo mediciones periódicas de resistencia de la malla de tierra, para comprobar que los valores del sistema de tierra, los valores de diseño y que se conservan las condiciones originales a través del tiempo.
- e) Las características de una conexión a tierra, varía con la composición y el estado físico del terreno, así como de la extensión y configuración de la malla de tierra. El terreno puede estar formado por combinaciones de materiales naturales de diferente resistividad, puede ser homogéneo y en algunos casos estar formado por granito, arena o roca; materiales de alta resistividad. Consecuentemente, las características de una conexión a tierra (resistencia óhmica) varían con las estaciones del año, las cuales se producen por cambios en la temperatura, contenido de humedad y composición del terreno. Debido a que el grado de humedad del terreno influye de forma importante en el valor de su resistividad, las mediciones deben efectuarse dentro del periodo del año de menor humedad, a efecto de considerar las condiciones menos favorables de resistencia que se refleje en una medición confiable.

Material y equipo

- a) Medidor de resistencia a tierra (óhmetro de tierra), con calibración vigente.
- b) Electrodo de prueba de fábrica que vienen con el equipo medidor de resistencia a tierra, generalmente fabricados en acero templado o acero inoxidable con diámetro de 0.475 a 0.635 cm y longitudes de 30 a 60 cm. Ambos materiales pueden requerir tratamientos térmicos para que sean lo suficientemente rígidos para ser insertados en suelos secos o rocosos.
Los electrodos deberán de estar contruidos con una manija y una terminal para conectar el cable.
- c) Cable de cobre con aislamiento para 600 V, calibre 0.8236 – 0.3259 mm². Las terminales deberán de tener buena calidad para asegurar una baja resistencia de contacto en los electrodos y el equipo de medición. Cuando se realicen

mediciones con espaciamientos fijos de electrodos puede fabricarse un cable multiconductor con terminales permanentemente localizadas en las distancias requeridas.

- d) Marro para clavar los electrodos.
- e) Guantes de cuero.

Procedimiento de Medición de Campo

El método que se utiliza es el de caída de potencial; este procedimiento involucra la utilización de dos electrodos auxiliares; uno de potencial y otro de corriente. Consiste en hacer que circule una corriente de magnitud conocida (I) a través de tierra o electrodo bajo prueba (E) y un electrodo de corriente (C), y medir el efecto de esta corriente en términos de la diferencia de potencial (P); la relación V/I da el valor de resistencia.

Pasos para la medición:

- a) Seleccionar la dirección en que se van a realizar las mediciones, evitando la influencia de líneas de transmisión, es decir que la línea de acción sobre la cual vamos a realizar las mediciones no esté debajo de líneas de transmisión.
- b) Las dos terminales (P_1 y C_1) del aparato de prueba se puentean para conectarse directamente para conectarse directamente al electrodo de la red de tierra que se pretende probar (este cable debe ser de longitud corta). La terminal de potencia (P_2) se conecta al electrodo de potencia (P_2) y la terminal de corriente (C_2) al electrodo de corriente.
- c) Las varillas de prueba P_2 , C_2 deberán clavarse a una profundidad de 50 a 60 centímetros, aproximadamente.
La distancia (d) del electrodo bajo prueba de la red de tierra al electrodo de potencia (P_2) se va variando 10 metros y en cada punto se toma la lectura de resistencia (R de acuerdo con el criterio de la persona que efectúa la prueba), considerando siempre obtener los valores (d , R) en los puntos suficientes para poder trazar su curva adecuadamente
- d) La distancia (L) a la que se debe clavar el electrodo de corriente C_2 debe ser igual a 4 veces el diámetro equivalente de la superficie de la malla de tierra ($4D$) y se calcula partiendo del círculo equivalente de la superficie que cubre la red de tierra, generalmente la superficie es rectangular, por lo que se tiene:

$$A \text{ malla} = I \times a$$

donde:

$A \text{ malla}$ = Superficie malla de tierra.

I = Largo de la malla.

a = Ancho de la malla.

1.3.7 Transformadores para Instrumento

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

- « Transformadores de corriente.
- « Transformadores de potencial.

1.3.7.1 Transformadores de corriente

Se conoce como transformador de corriente a aquél cuya función principal es cambiar el valor de la corriente de uno más o menos elevado a otro con el cual se pueden alimentar instrumentos de medición, control o protección, como ampérmetros, wáttmetros, instrumentos registradores, relevadores de corriente, etc.

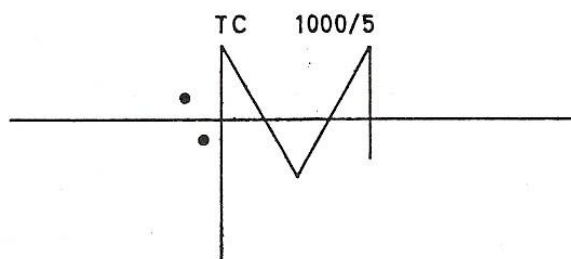
Su construcción es semejante a la de cualquier tipo de transformador, ya que fundamentalmente consiste de un devanado primario y un devanado secundario. La capacidad de estos transformadores es muy baja, se determina sumando las capacidades de los instrumentos que se van a alimentar, y puede ser 15, 30, 50, 60 y 70 VA.

Estos transformadores son generalmente de tamaño reducido y el aislamiento que se emplea en su construcción tiene que ser de muy buena calidad, pudiendo ser en algunos casos resinas sintéticas (compound), aceite o líquidos no inflamables (pyranol, clorextol, etc.).

Como estos transformadores normalmente van a estar conectados en sistemas trifásicos, las conexiones que pueden hacerse con ellos son las conexiones normales trifásicas entre transformadores (delta-delta, delta-estrella, etc.). Es muy importante en cualquier conexión trifásica que se hagan conectar correctamente los devanados de acuerdo con sus marcas de polaridad, y siempre conectar el lado secundario a tierra.

Hay transformadores de corriente que operan con corrientes relativamente bajas; estos transformadores pueden construirse sin devanado primario, ya que el primario lo constituye la línea a la que van a conectarse. En este caso a los transformadores se les denomina *tipo dona*.

La representación de un transformador de corriente en un diagrama unifilar es la siguiente:



Las relaciones de transformación son de diferentes valores, pero la corriente en el devanado secundario normalmente es de 5 amperes.

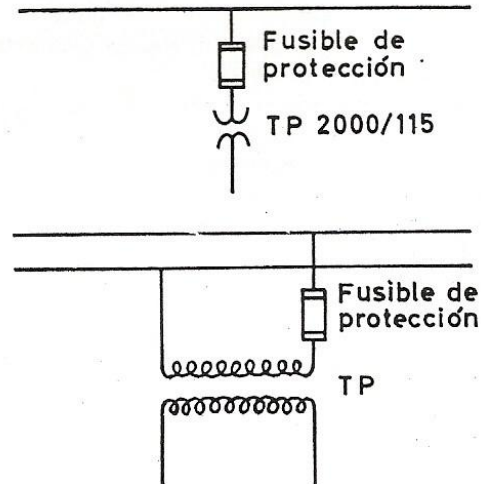
1.3.7.2 Transformadores de potencial

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

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

Se construyen para diferentes relaciones de transformación, pero el voltaje en el devanado secundario es normalmente 115 volts. Para sistemas trifásicos se conectan en cualquiera de las conexiones trifásicas conocidas, según las necesidades. Debe tenerse cuidado de que sus devanados estén conectados correctamente de acuerdo con sus marcas de polaridad.

Representación de un transformador de potencial en un diagrama unifilar:



Los transformadores de instrumento tienen diferente precisión de acuerdo con el empleo que se les dé. A esta precisión se le denomina *clase de precisión* y se selecciona de acuerdo con la siguiente lista:

Clase de precisión

- 0.1. Los pertenecientes a esta clase son generalmente transformadores patrones empleados en laboratorios para calibración por contrastación.
- 0.2. Los de esta clase pueden emplearse como transformadores patrones o para alimentar instrumentos que requieran mucha precisión, como son instrumentos registradores, controladores, aparatos integradores, etc.
- 0.5. Los transformadores pertenecientes a esta clase se emplean comúnmente para alimentar instrumentos de medición normal, como son ampérmetros, voltímetros, wáttmetros, etc.
3. Los transformadores para instrumento que pertenecen a esta clase son empleados normalmente para alimentar instrumentos de protección como son relevadores; la tolerancia permitida en esta clase es de 2.5 al 10%.

1.3.7.3 Especificaciones para transformadores de instrumento

a) Transformador de corriente

1. Función a desempeñar.
2. Relación de transformación (corriente primaria).
3. Tensión de operación.
4. Clase de precisión y tolerancia.

Valores comerciales de transformadores de corriente

Capacidades: de 0.6 a 50 VA.
Precisión: de 0.1 a 3 % del valor nominal.
Fabricación: hasta 13.8 KV en tipo seco; para mayores voltajes el dieléctrico es aceite u otro líquido semejante (Pyranol o Chlorextol)

Relaciones comerciales de transformación: 10/5, 25/5, 100/5, 500/5, 800/5, 1000/5.

b) Transformador de potencial

1. Función a desempeñar.
2. Relación de transformación (voltaje primario).
3. Colocación de las boquillas (en caso de subestación a la intemperie).
4. Clase de precisión y tolerancia.

Valores comerciales de transformadores de potencial

Capacidades: de 0.6 a 50 VA.
Precisión: de 0.1 a 3 % del valor nominal.
Fabricación: hasta 13.8 o 23 KV puede ser de tipo seco el dieléctrico; para mayores voltajes el dieléctrico es aceite u otro líquido semejante (Pyranol o Chlorextol)

Relaciones comerciales de transformación: 220/115, 480/115, 750/115, 1200/115, 2400/115, 4160/115, 7200/115, 23000/115, 34500/115

1.3.8 Aparatos de medición y control

El control de una subestación, de operación automática o manual, requiere de una cantidad considerable de aparatos indicadores, registradores o elementos de señal; en particular la subestación de operación manual, ya que en ellos se basan las maniobras necesarias y, en menor grado, una de operación automática para fines de ajuste, inspección, prueba, etc.

Los instrumentos se clasifican en tres categorías, según que indiquen, registren o integren alguna magnitud en tiempo predeterminado; los aparatos son de uso momentáneo, es decir indican sólo un instante y no dejan huella utilizable. Los registradores son empleados en operación manual o automática; sirven de base para ajuste o reparación de algún elemento que no cumpla su misión en las subestaciones automáticas. En la operación manual, para comprobar la eficiencia de la atención o para registrar valores muy variables o de importancia trascendental para una operación futura.

Los aparatos integradores sirven principalmente para determinar consumos de energía, demandas y otras cantidades relacionadas con el tiempo; son también muy útiles para fines estadísticos.

Los principales instrumentos de medición requeridos para el control de la subestación son los siguientes:

Amperímetros.- Además de lo que su nombre indica, se emplean para:

- Indicar calentamiento de las máquinas, conductores, reactores y equipo de conducción e interrupción de un sistema.
- Repartir la carga entre máquinas que operan en paralelo, para reducir el efecto Joule total.
- Determinar las características de demanda de circuitos diversos.
- Revelar algunas fallas de conducción y operación.

Vóltmetros.- Aparte de medir volts, se usan para:

- Dar a un sistema la tensión correcta.
- Poner en paralelo una nueva unidad.
- Revelar algunas fallas.

Wáttmetros.- Se utilizan para:

- Determinar las características de demanda, etc.
- Revelar algunas fallas.
- Controlar los intercambios de energía entre sistemas en paralelo.

Factorímetros.- Además de lo que indica su denominación, son usados para:

- Medir el consumo de los circuitos especiales.
- Señalar el monto de la energía para el pago del impuesto.
- Calcular demandas con base en cualquier intervalo.
- Determinar la eficiencia media de la subestación.

Medidor reactivo.- Es semejante al anterior y se usa en condensadores y reguladores síncronos y en estaciones de intercambio de energía entre dos sistemas.

1.3.9 Relevadores

Todo sistema eléctrico debe estar protegido mediante uno o varios sistemas que sean prácticos.

Para que un sistema fuera protegido en forma perfecta tendrían que usarse protecciones de protecciones, ya que el sistema de protección puede fallar también; sin embargo, desde un punto de vista práctico y económico no se puede llegar más que a ciertos límites establecidos por los relevadores generalizados que se fabrican en forma normal. A medida que se descubren métodos más seguros, se abandonan los que resultan ser complicados y costosos.

Las características esenciales de un sistema eléctrico son voltaje, corriente, frecuencia, fase, polaridad, potencia, factor de potencia, etc., las cuales se alteran al suceder una falla en el sistema.

Los relevadores están diseñados para mantenerse inactivos mientras dichas características no varíen. Al ocurrir una falla, el relevador detecta y selecciona la característica del sistema que le conviene y actúa sobre otro sistema cerrando o abriendo algún contacto que pertenezca al circuito de apertura o cierre del interruptor que corresponda para el aislamiento de la falla de la parte del sistema donde se creó. Así, por ejemplo, un relevador de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo de

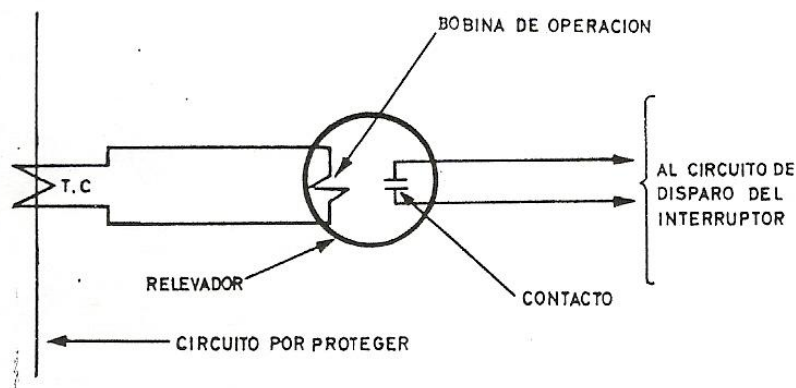
un interruptor de una línea, cuando las condiciones de corriente de esta línea pasa de ciertos límites o que varían entre ciertos valores indeseables.

Hay un elemento intermedio entre los relevadores y el sistema por proteger; se trata de los transformadores de instrumento, mencionados con anterioridad. La existencia de este eslabón es necesaria debido a las elevadas corrientes y los altos voltajes de los sistemas que hay que proteger, y no sería práctico que los relevadores fueran diseñados para soportar esos voltajes y esas corrientes. Con el fin de normalizar el voltaje y la corriente de los relevadores, se ha llegado poco a poco a establecer un voltaje de 120 volts para los elementos de potencial y 5 amperes para los elementos de corriente de estos aparatos protectores.

Si un circuito, por ejemplo, lleva 500 amperes, a 7,200 volts los transformadores de instrumento deberán ser de una relación 500/5 amperes y 7,200/120 volts, o sea 100:1 y 60:1.

1.3.9.1 Descripción general de relevadores eléctricos

Un relevador eléctrico es un dispositivo que, colocado en un circuito eléctrico, produce cambios en otro o en su propio circuito. Un relevador del tipo sencillo consta de una bobina y un contacto conectados en la forma siguiente:



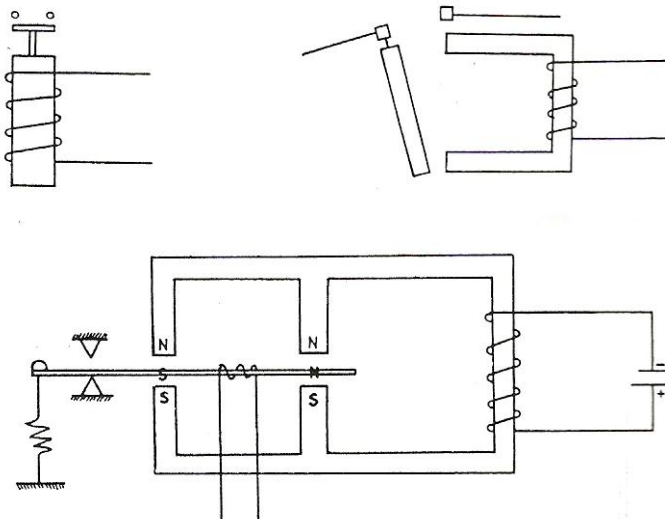
Como se ve, del circuito por proteger se reciben las señales, que pueden ser, por una sobrecorriente, y el relevador cierra el contacto que pertenece a un circuito distinto, el cual se utiliza para abrir el interruptor que se encuentra en la entrada de la línea.

1.3.9.2 Principios básicos de los relevadores

Existen dos principios fundamentales en los que se basa la operación de un relevador:

- Atracción electromagnética
- Inducción electromagnética

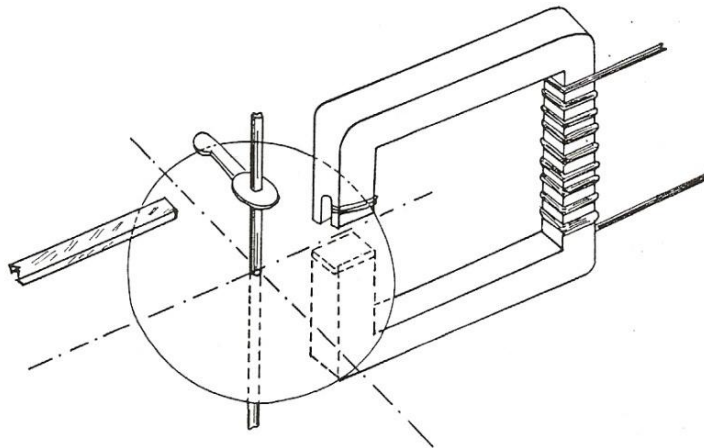
El primero consiste en un vástago dentro de un solenoide o una pieza magnética atraída por un electroimán.



El segundo opera según el principio del motor de inducción de los discos de un wattorímetro, que se basa en la acción de dos fuerzas magnéticas defasadas. Estos relevadores aprovechan este principio produciendo dos flujos sobre un disco que se mueve actuado por la fuerza que resulta y que es máxima cuando los flujos tienen un ángulo de fase entre sí de 90° . Apoyándose en este principio, se han construido dos clases de relevadores eléctricos:

1. Los que actúan debido a una sola fuente de señales.
2. Los que lo hacen debido a dos o más fuentes.

Un ejemplo se describe a continuación:



Es un disco de inducción sobre el cual se cierra un circuito magnético con una sola bobina. El núcleo está dividido en dos regiones: Una por la que circula el flujo resultante de la corriente de la bobina, y otra donde se ha devanado y puesto en corto circuito un embobinado o una sola espira que defasa una parte del flujo que atraviesa el entrehierro. De esta manera una sola señal hace actuar al disco en determinadas condiciones.

1.3.9.3 Especificaciones y características de un relevador

Es conveniente tener un conocimiento de sus propiedades generales y particulares, con el fin de aprovecharlas en la solución de los problemas que implica la protección de un sistema eléctrico.

Entre las características principales de los relevadores se encuentra el tiempo de operación, y aún más la facilidad para ajustado.

Esta ha sido una de las propiedades que más han contribuido al desarrollo tan amplio de la protección con relevadores, ya que se puede lograr una coordinación perfecta en tiempo de apertura de los interruptores, de tal manera que se aíslan las regiones afectadas por fallas o las que convengan para la mejor operación.

La sensibilidad de un relevador es la propiedad que tiene de reconocer las fallas que puedan dañar la buena operación del sistema. Puede aparecer un grupo de señales en el relevador y éste sólo debe responder a lo que convenga al sistema.

Un relevador de sobrecorriente no debe, por ejemplo, operar debido a la sobrecarga de un transformador, a menos que ésta pase de ciertos límites y que dure un tiempo fuera de lo previsto.

Seguridad.- En su operación ésta es una importante característica, puesto que no puede permitirse que el relevador falle en el momento preciso. Para ello es necesario que sean suficientemente robustos sus contactos y que sus bobinas sean capaces de llevar las corrientes que por ellos puedan circular. Y no solamente implica la buena construcción del aparato mismo y sus protecciones propias, como las cajas, sino los aparatos y sistemas auxiliares o asociados al relevador, como por ejemplo la alimentación de corriente, que puede no estar en condiciones de trabajar cuando es preciso.

Algunos relevadores y equipos de protección operan raras veces, quizá una vez al año, y sin embargo deben estar prontos a operar en el momento que sean necesarios; en cambio otros lo hacen tan frecuentemente que su mantenimiento debe ser constante. La construcción de estos aparatos debe tener en cuenta que es necesario probarlos de tiempo en tiempo.

Por último, se puede decir que los relevadores no son para evitar fallas en el sistema, sino para hacer operar mecanismos que hagan disminuir los efectos de las fallas cuando éstas aparezcan.

Para obtener una eficiente protección se deben tener en cuenta los siguientes principios:

- Seguridad
- Selectividad
- Rapidez
- Simplicidad
- Economía

1.3.9.4 Clasificaciones

Los relevadores se dividen en cuatro grupos:

- De protección
- Auxiliares
- Reguladores
- Verificadores

Relevador de protección. La función de este relevador es la de detectar fallas en líneas o aparatos, o bien otro tipo de condiciones indeseables, e incitar o permitir una apropiada desconexión al dar una adecuada señal de alarma. Estos relevadores se llaman de "alta velocidad" cuando su tiempo de operación no excede de tres ciclos en frecuencias de 60 c.p.s., y de "baja velocidad" cuando operan en más de tres ciclos.

Relevador auxiliar. El relevador auxiliar es usado para asistir en el desarrollo de sus funciones a los relevadores de protección, como respaldo. El uso de relevadores auxiliares en ayuda de los relevadores de protección puede agruparse en tres clasificaciones generales.

1. Energizar circuitos de control múltiple.
2. Proporcionar la capacidad de los contactos para circuitos de control que necesitan corrientes de mayor intensidad que las que pueden manejarse con seguridad.
3. Proporcionar flexibilidad a los arreglos de los contactos.

Relevador regulador. Es un regulador cuya función es detectar la variación no deseada de la cantidad medida o variable controlada, y restaurar la cantidad dentro de los límites deseados o establecidos con anterioridad.

Relevador verificador. Es aquel cuya función es verificar las condiciones del sistema de fuerza con respecto a límites prescritos, indicando operaciones automáticas o permitiéndolas, además de abrir un interruptor durante las condiciones de falla.

1.3.10 Tableros eléctricos

Tablero de distribución.- Es aquél que alimenta, protege, interrumpe, mide y transfiere circuitos primarios.

1.3.10.1 Clasificaciones

Los tableros pueden ser de alta tensión y de baja tensión.

Tablero de baja tensión.- Un tablero de baja tensión es el que trabaja a una tensión no mayor de 1,000 volts de corriente alterna o a no más de 1,500 volts de corriente continua. Las tensiones nominales de corriente alterna para tableros de baja tensión son:

- a) 120 volts
- b) 240 volts
- c) 480 volts
- d) 550 volts

Las tensiones de tableros de baja tensión para corriente continua son:

- a) 125 volts
- b) 250 volts
- c) 550 volts

Las corrientes nominales para tableros de baja tensión en corriente alterna o corriente continua son las siguientes:

600 amp	3,000 amp
1,200 amp	4,000 amp
2,000 amp	5,000 amp

Tablero de alta tensión.- Tablero de alta tensión es aquel que trabaja a una tensión mayor de 1,000 volts de corriente alterna o mayor de 1,500 volts de corriente continua.

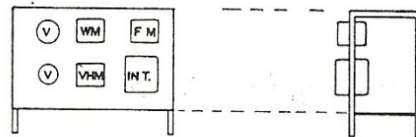
Las tensiones nominales de corriente alterna para tableros de alta tensión son:

- a) 2,400 volts
- b) 4,160 volts
- c) 7,200 volts
- d) 13,800 volts
- e) 23,000 volts
- f) 34,500 volts

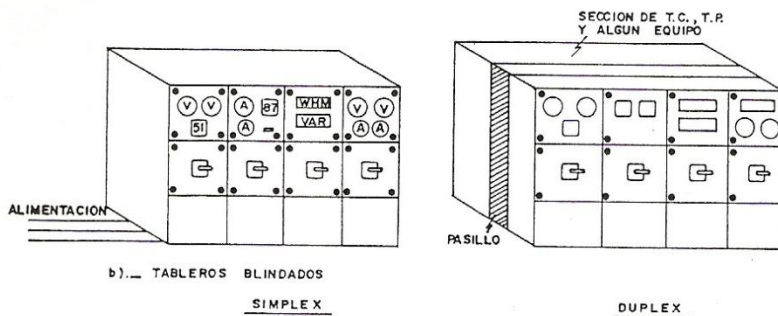
Las corrientes nominales para tableros de alta tensión para corriente alterna o corriente continua son:

600 amp	3,000 amp
1,200 amp	4,000 amp
2,000 amp	5,000 amp

Tipos de tableros



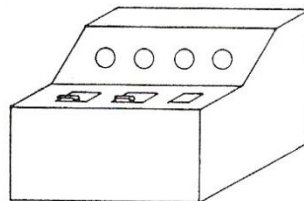
a) ... SIMPLEX NO BLINDADO



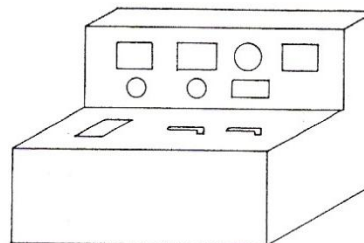
b) ... TABLEROS BLINDADOS

SIMPLEX

DUPLEX



TIPO DE ESCRITORIO



COMBINACION DEL TIPO ESCRITORIO
CON SIMPLEX O DUPLEX (BLINDADO)

1.3.10.2 Especificaciones y condiciones de servicio

Condiciones generales de servicio.- Los tableros que utilizan aire como medio aislante y refrigerante deberán ser adecuados para operar en el interior a una temperatura no mayor de 40°C.

En caso de que se opere a una altitud mayor y a una temperatura más elevada, estas condiciones se consideran como especiales y se deben indicar al fabricante.

Condiciones especiales que se deben indicar.- Estas son:

- 1) Si el tablero estará o no expuesto a la intemperie.
- 2) Si el tablero va a estar expuesto a salpicaduras o caída de agua o lodo.
- 3) Indicar la presencia de humos o vapores corrosivos.
- 4) Indicar la presencia de vapores de agua.
- 5) Indicar si hay presencia de vapores de aceite.

1.3.10.3 Construcción de los tableros de distribución de baja tensión

Los tableros con compartimientos deberán estar contruidos de la siguiente forma:

- Cada interruptor tendrá su compartimiento.
- Los instrumentos de medición y control, elementos indicadores y otros dispositivos se deben alojar en compartimientos propios o en las puertas o cubiertas frontales de los compartimientos de interruptores.
- El espacio que no ocupen los interruptores y demás equipo de protección y medición, servirá para alojar las barras colectoras del tablero y para colocar también transformadores de medición y control, fusibles, pararrayos y condensadores.
- Las barras colectoras correspondientes a diferentes fuentes de alimentación se separan en compartimientos propios.

CAPÍTULO II

Clasificación de Subestaciones Eléctricas

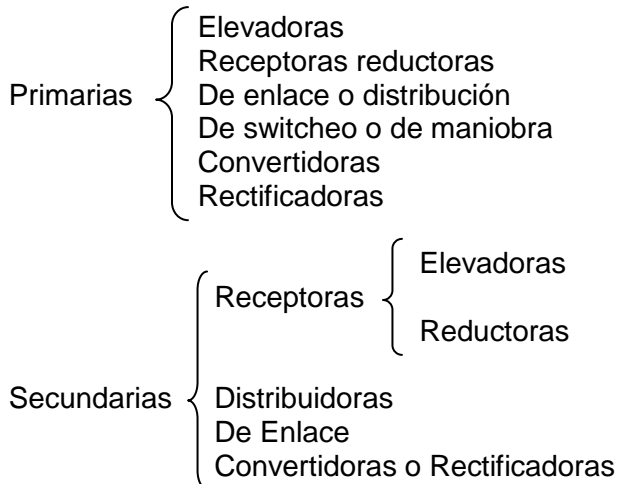
2.1 Clasificaciones

Las subestaciones eléctricas pueden clasificarse de la siguiente forma:

a) *Por su operación*

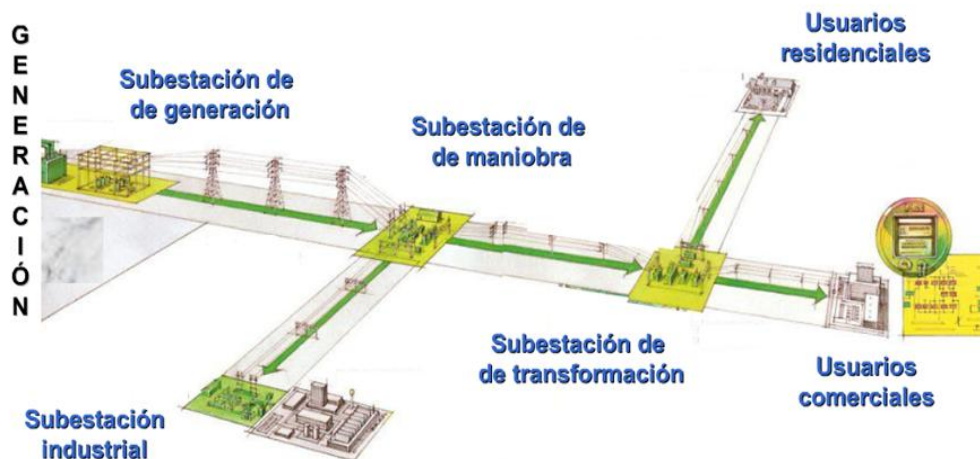
1. De Corriente Alterna
2. De Corriente Continua

b) *Por su servicio*



Transformación:

- *Subestación Elevadora.*- Subestación de transformación en la cual la potencia de salida de los transformadores está a una tensión más alta que la potencia de entrada.
- *Subestación Reductora.*- Estación de transformación en la cual la potencia que sale de los transformadores tiene una tensión más baja que la potencia de entrada.



De Maniobra:

- Conectan varios circuitos o líneas para orientar o distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas.

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

- Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 KV.
- Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 KV.
- Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 KV.
- Subestaciones de distribución secundaria. Debajo de 23 KV.

c) *Por su construcción*

1. Tipo Intemperie.- Generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requiere de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alta tensión.
2. Tipo Interior.- En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias.
3. Tipo Blindado.- En estas subestaciones los aparatos y las máquinas están bien protegidos, y el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, generalmente se utilizan en tensiones de distribución y utilización.
4. Receptoras primarias.- Se alimentan directamente de las líneas de transmisión, y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o redes de distribución, de manera que, dependiendo de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario tensiones de 115, 69 y eventualmente 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 KV.
5. Receptoras secundarias.- Generalmente estas están alimentadas por las redes de subtransmisión, y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones entre 34.5 y 6.9 KV.
6. En plantas generadoras o centrales eléctricas.- Estas se utilizan para modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, permitiendo así la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión. Los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25 KV y la transmisión depende del volumen, la energía y la distancia.
7. Encapsuladas.- En estas subestaciones el equipo se encuentra totalmente protegido del medio ambiente, el espacio que ocupan es la tercera parte de una subestación convencional, todas las partes vivas y equipos que soportan la tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos que forman módulos fácilmente

conectados entre sí, estos módulos se encuentran dentro de una atmósfera de gas seco y a presión que en la mayoría de los casos es hexafluoruro de azufre (SF6) que tiene la característica de reducir las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire.

2.2 Conexiones clásicas

Las conexiones usuales en los diferentes tipos de subestaciones se pueden dividir en dos grupos: conexiones para subestaciones elevadoras (grupo planta generadora-subestación), y conexiones para subestaciones receptoras o de enlace.

2.2.1 Conexión con seccionadores

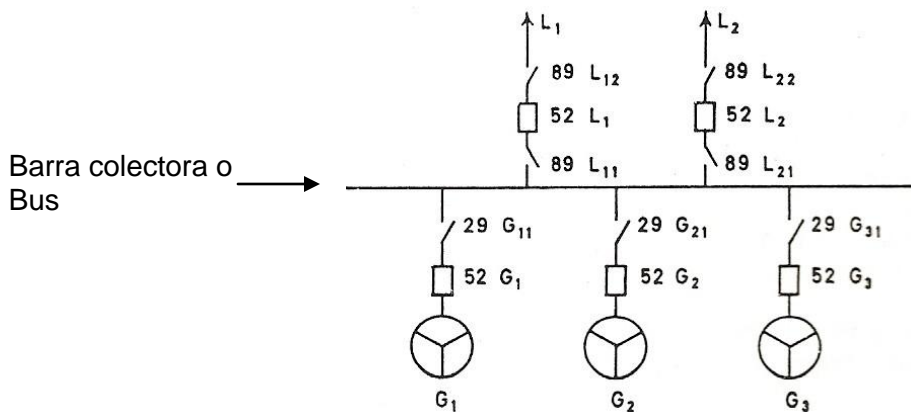
Son aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores.

- Conexiones para subestaciones elevadoras

Entre las conexiones que más frecuentemente se usan en subestaciones elevadoras se pueden mencionar las siguientes:

Conexión directa a barras

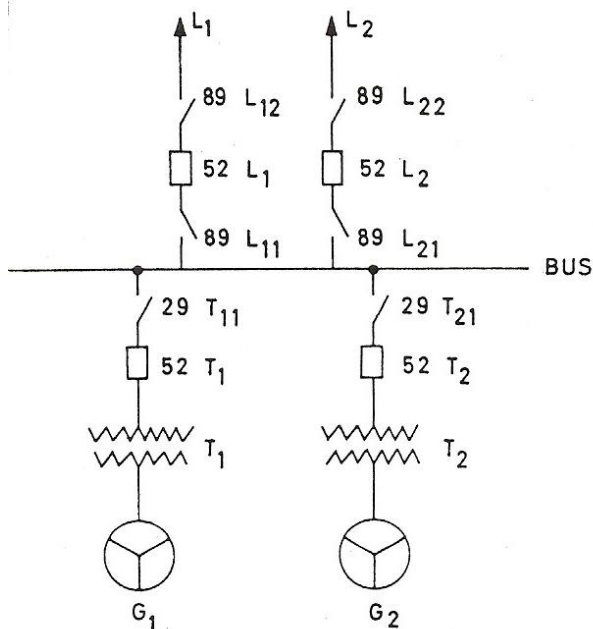
En esta conexión se encuentran uno o varios generadores conectados directamente al bus por medio de interruptores; desde luego, como no se dispone de transformadores, las líneas operan a las tensiones nominales de generación, 4.16, 6.6, 13.8, o 14.2 KV y se emplean para distribución urbana.



Este tipo de conexión se utiliza en capacidades no mayores de 10 MVA, debido a que en casos de cortocircuito las corrientes son elevadas como consecuencia de la poca limitación.

Conexión bloque o unidad

Cuando los generadores se encuentran conectados al bus con un transformador de por medio, entonces se dice que cada generador forma con cada transformador una *unidad o bloque*, por lo que a esta conexión se le conoce como bloque o unidad.



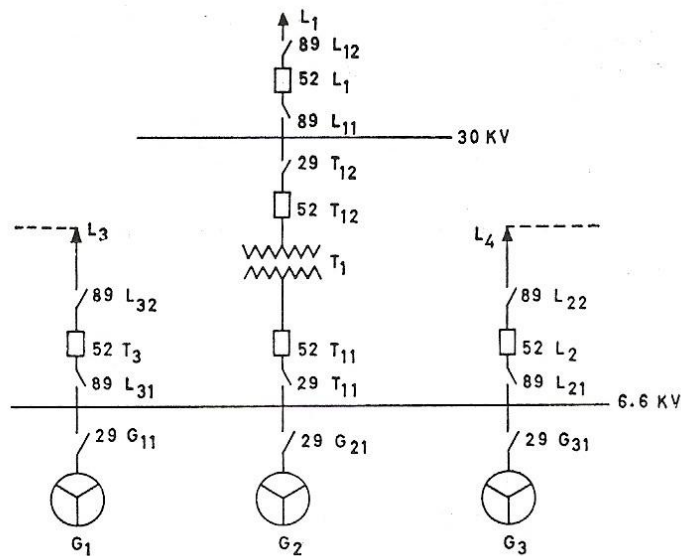
La conexión bloque o unidad es de las más empleadas, se usa en aquellos casos en que la tensión de transmisión es mayor que la de generación.

En este tipo de conexión se tiene mayor protección de los generadores contra las corrientes de cortocircuito, debido a que la reactancia de dispersión de los transformadores limita el valor de la corriente. Por tales características, esta conexión se utiliza para transmitir grandes cantidades de energía (normalmente más de 15 MVA). En algunas ocasiones en lugar de un transformador trifásico se emplea un banco de transformadores monofásicos para elevar la tensión. En todo diagrama unifilar se deben indicar las características principales del equipo.

Conexión para alimentar a dos tensiones, una para distribución urbana y otra para transmisión

En algunos casos el lugar en que se halla instalada una central operadora es una localidad que requiere de servicio eléctrico; entonces la central generadora desempeña dos funciones: alimenta cargas a cierta distancia por medio de líneas de transmisión y asimismo alimenta redes urbanas.

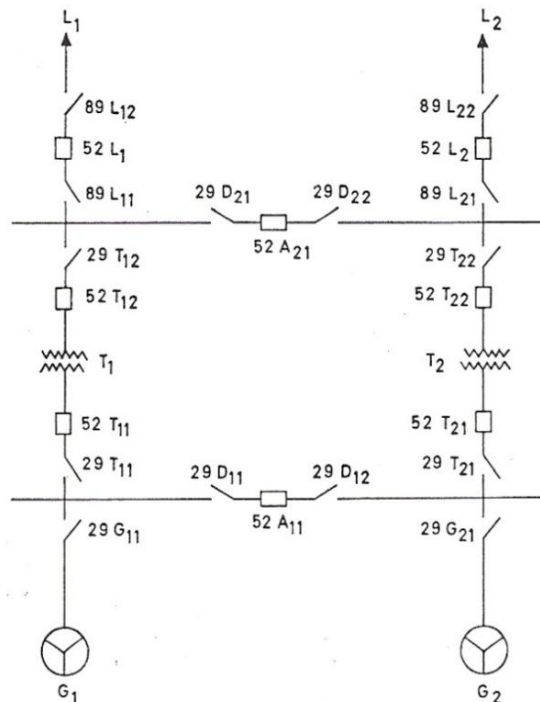
La selección de la tensión entre terminales de los generadores se debe hacer de acuerdo con la tensión a que opera el arreglo urbano.



Esta conexión se emplea generalmente en centrales termoeléctricas de capacidades relativamente bajas (5-15 MVA) y que entreguen energía a distancias relativamente cortas.

Conexión para alimentación a dos tensiones mayores que la tensión de generación

En estos casos se recomienda el uso de transformadores con devanado terciario, que resulta más económico que el empleo de dos transformadores de dos devanados; además este tipo de conexión requiere de menor cantidad de equipo auxiliar. En capacidades relativamente altas y que requieran continuidad en el servicio es recomendable emplear dos o más transformadores (con devanado terciario) en paralelo, con objeto de dividir la carga.



Conexión con bus seccionado

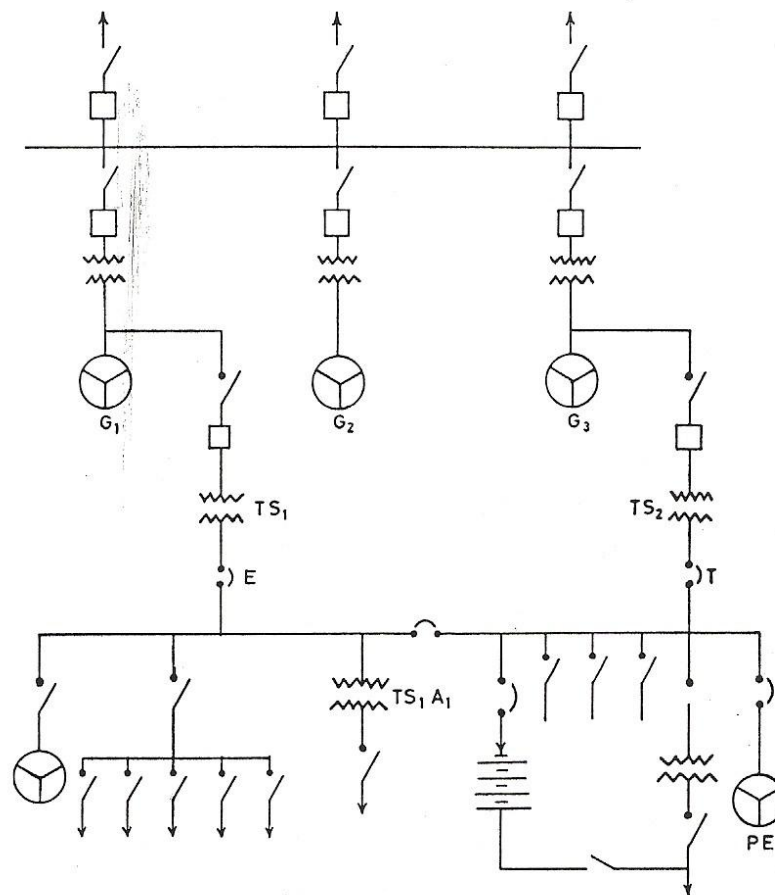
En los casos en que la potencia de los generadores es grande, con objeto de dividir la carga y de limitar el valor de las corrientes de cortocircuito el bus de acoplamiento de los generadores se secciona en dos o más partes (dependiendo el número de partes de la capacidad y número de generadores).

Las partes de bus seccionadas con el propósito de que se puedan hacer intercambios de energía, en ciertos casos se interconectan por medio de interruptores de amarre, que normalmente están abiertos.

La conexión de bus seccionado se emplea también para alimentación de servicios propios de una planta.

Conexión con doble barra (doble bus)

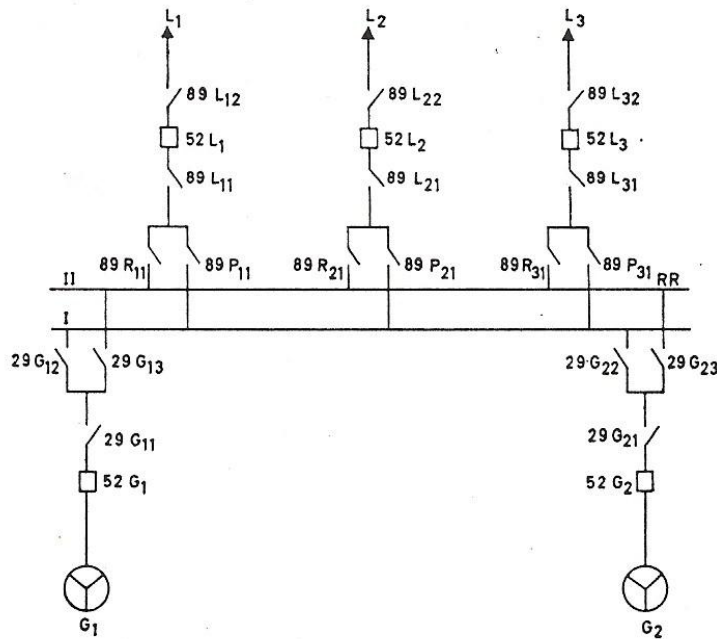
Los sistemas importantes requieren que se mantenga la continuidad del servicio. El sistema de doble barra permite que se alimente por una barra y se tenga otra de reserva para los casos de reparación o mantenimiento de aisladores de la barra principal (transferencia). El sistema de doble barra permite también dividir la corriente cuando se tienen varios generadores operando en paralelo, ya que algunos pueden operar sobre la barra de transferencia y otros sobre la de reserva. Con esto se logra dividir la corriente normal y en caso de falla disminuir las corrientes de cortocircuito y, en consecuencia, evitar grandes esfuerzos.



Conexión con doble barra (doble bus) e interruptor de amarre

En los casos en que sea necesario pasar de una barra a otra sin interrumpir el servicio, o alimentar por cualquiera de las líneas de salida (o llegada) sin interrupciones, al sistema de doble barra se le adapta un interruptor de amarre entre las dos barras.

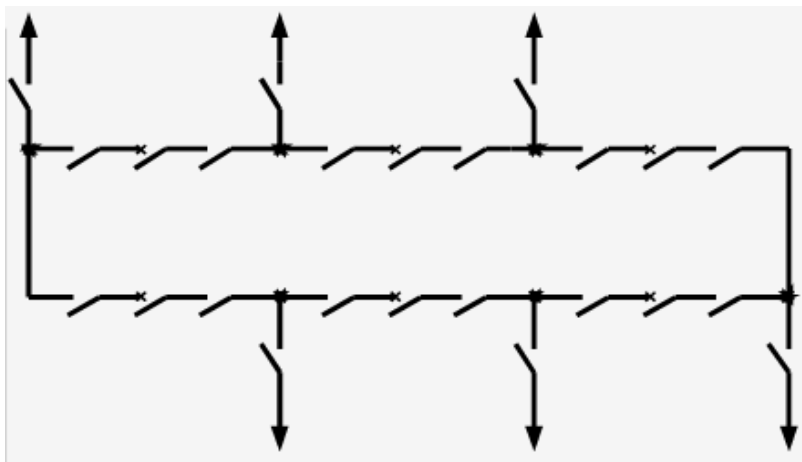
Las conexiones para subestaciones receptoras son en general las mismas que para las subestaciones elevadoras.



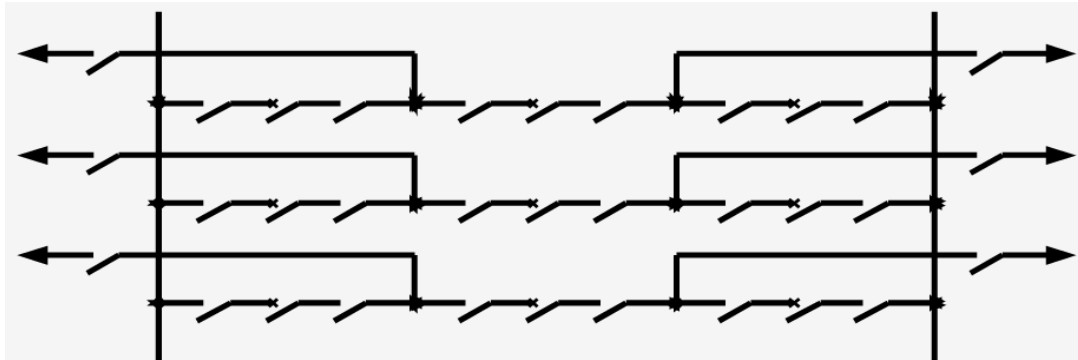
2.2.2 Conexión con interruptores

Son aquellas en las cuales los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de interruptores.

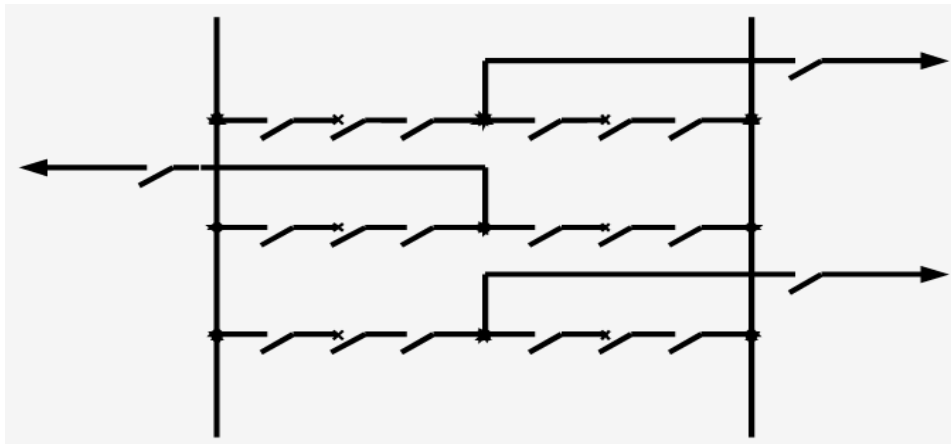
Anillo



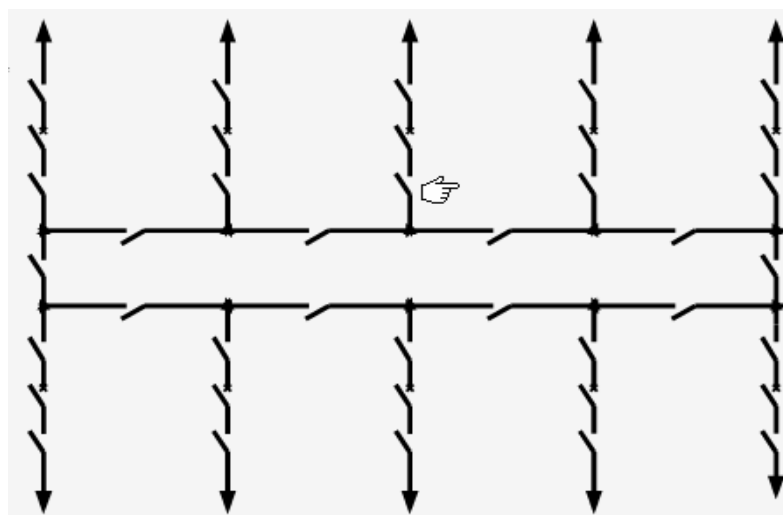
Interruptor y medio



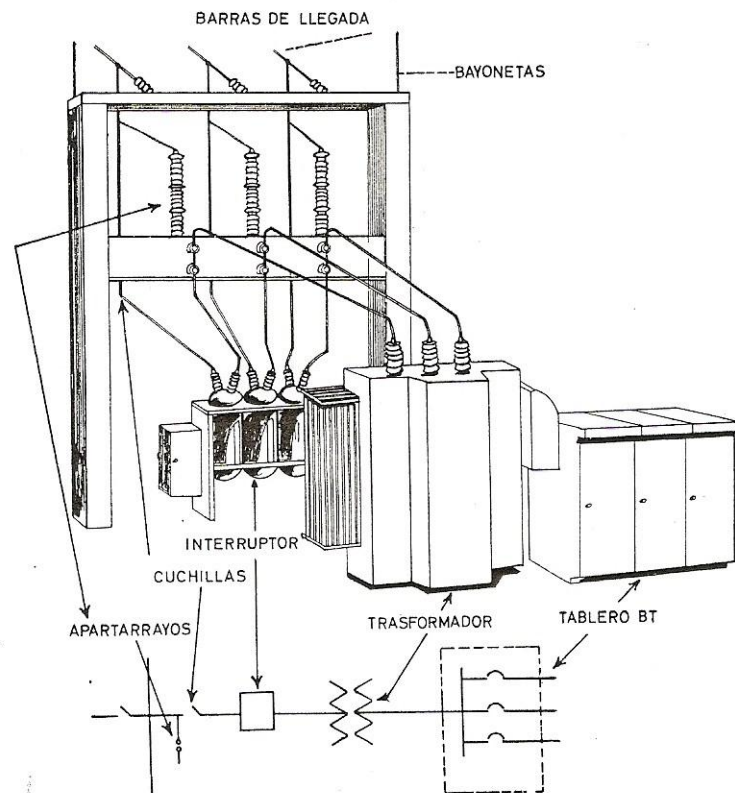
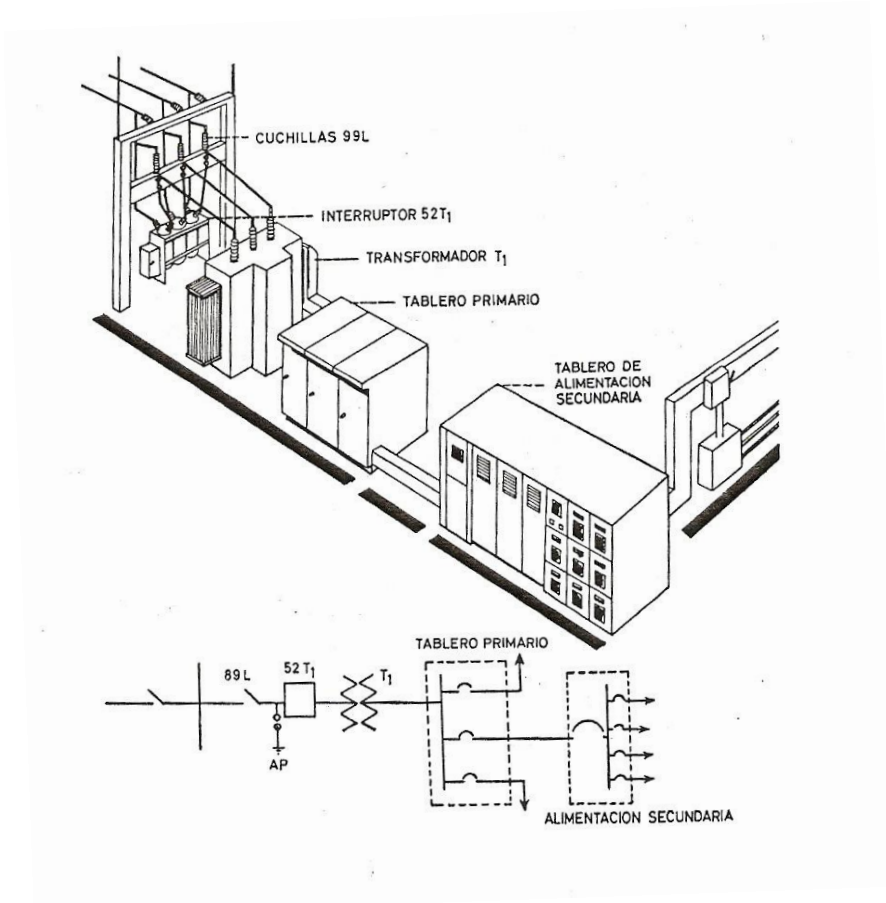
Doble barra con doble interruptor



Malla



2.3 Diagrama Elemental de una Subestación (Representación Física y Diagrama unifilar)



2.4 Consideraciones en la configuración de una subestación

La tensión de una subestación se puede fijar en función de:

- Si la subestación es alimentada en forma radial, la tensión se fija en función de la potencia de la misma.
- Si la alimentación proviene de un anillo, la tensión de la subestación queda obligada por el anillo.
- Si la alimentación es tomada de una línea de transmisión cercana, la tensión de la subestación queda obligada por la que maneja la línea de transmisión.

Las tensiones normalizadas en México son:

En baja tensión: 440, 220, y 127 V.

Media tensión: Valores mayores a 1 KV e iguales o menores a 35 KV.

Alta Tensión: 400, 230, 85 y 35 KV, separando:

- a) Nivel Subtransmisión.- Valores mayores a 35 KV y menores a 230 KV.
- b) Nivel Transmisión.- Valores mayores o iguales a 230 KV.

La subestación como instalación eléctrica debe estar diseñada para soportar el paso de dos corrientes.

2.4.1 Factores

Deben ser tomados en cuenta para elegir la configuración de una subestación:

- Función a desempeñar de la subestación en el sistema interconectado para determinar su necesidad de flexibilidad, confiabilidad y seguridad.
- Tipo de subestación (Generación, transformación o maniobra).
- Conocer las características de la configuración.
- Facilidades de extensión y modulación.
- Simplicidad en el control y protección.
- Facilidad en el mantenimiento.
- Área o espacio disponible.
- Costos.

CAPÍTULO III

Convertidores de Frecuencia (Red de Control)

3.1 Variadores de Velocidad

El Variador de Velocidad (VSD, por sus siglas en inglés Variable Speed Drive) es en un sentido amplio un dispositivo o conjunto de dispositivos mecánicos, hidráulicos, eléctricos o electrónicos empleados para controlar la velocidad giratoria de maquinaria, especialmente de motores. La regulación de velocidad puede realizarse por métodos eléctricos. La maquinaria industrial generalmente es accionada a través de motores eléctricos, a velocidades constantes o variables, pero con valores precisos. No obstante, los motores eléctricos generalmente operan a velocidad constante o casi constante, y con valores que dependen de la alimentación y de las características propias del motor, los cuales no se pueden modificar fácilmente. Para lograr regular la velocidad de los motores, se emplea un controlador especial que recibe el nombre de variador de velocidad. Los variadores de velocidad se emplean en una amplia gama de aplicaciones industriales, como en ventiladores y equipo de aire acondicionado, equipo de bombeo, bandas y transportadores industriales, elevadores, llenadoras, tornos y fresadoras, los trenes laminadores, los mecanismos de elevación, las máquinas-herramientas, etc. En los mismos se requiere un control preciso de la velocidad para lograr una adecuada productividad, una buena terminación del producto elaborado, o garantizar la seguridad de personas y bienes.

La máquina de inducción alimentada con corriente C.A., especialmente la que utiliza un rotor en jaula de ardilla, es el motor eléctrico más común en todo tipo de aplicaciones industriales y el que abarca un margen de potencias mayor. Pero no basta conectar un motor a la red para utilizarlo correctamente, sino que existen diversos elementos que contribuyen a garantizar un funcionamiento seguro. Un variador de velocidad puede consistir en la combinación de un motor eléctrico y el controlador que se emplea para regular la velocidad del mismo. El método más eficiente de controlar la velocidad de un motor eléctrico es por medio de un variador electrónico de frecuencia.

3.1.1 Motivos para emplear variadores de velocidad

El control de procesos y el ahorro de la energía son las principales razones para el empleo de variadores de velocidad. Históricamente, los variadores de velocidad fueron desarrollados originalmente para el control de procesos, pero el ahorro energético ha surgido como un objetivo tan importante como el primero.

3.1.2 Velocidad como forma de controlar un proceso

Entre las diversas ventajas en el control del proceso proporcionadas por el empleo de variadores de velocidad destacan:

- Operaciones más suaves.
- Control de la aceleración.
- Distintas velocidades de operación para cada fase del proceso.
- Compensación de variables en procesos variables.
- Permitir operaciones lentas para fines de ajuste o prueba.
- Ajuste de la tasa de producción.
- Permitir el posicionamiento de alta precisión.
- Control del par motor (torque).

3.1.3 Fomentar el ahorro de energía con el uso de variadores de velocidad

Los variadores son convertidores de energía encargados de modular la energía que recibe el motor. Un equipo accionado mediante un variador de velocidad emplea generalmente menor energía que si dicho equipo fuera activado a una velocidad fija constante. Los ventiladores y bombas representan las aplicaciones más llamativas. Por ejemplo, cuando una bomba es impulsada por un motor que opera a velocidad fija, el flujo producido puede ser mayor al necesario. Para ello, el flujo podría regularse mediante una válvula de control dejando estable la velocidad de la bomba, pero resulta mucho más eficiente regular dicho flujo controlando la velocidad del motor, en lugar de restringirlo por medio de la válvula, ya que el motor no tendrá que consumir una energía no aprovechada.

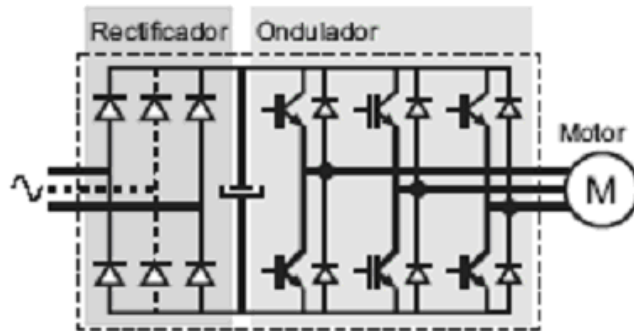


Diagrama Eléctrico

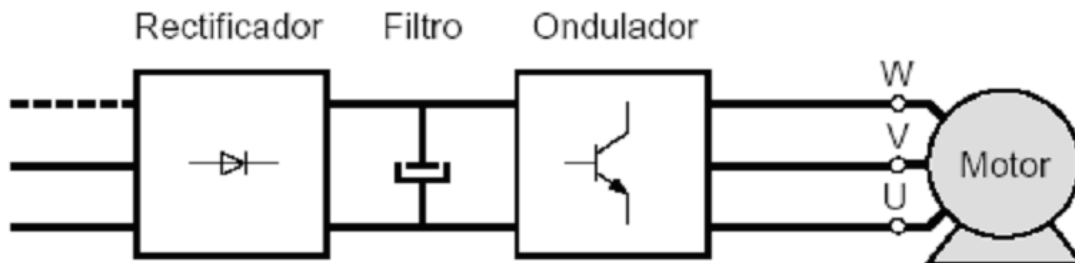


Diagrama a Bloques

3.1.4 Tipos de variadores de velocidad

En términos generales, puede decirse que existen tres tipos básicos de variadores de velocidad: mecánicos, hidráulicos y eléctrico-electrónicos. Dentro de cada tipo pueden encontrarse más subtipos, que se detallarán a continuación. Cabe aclarar que los variadores más antiguos fueron los mecánicos, que se emplearon originalmente para controlar la velocidad de las ruedas hidráulicas de molinos, así como la velocidad de las máquinas de vapores.

3.1.5 Variadores de velocidad eléctrico-electrónicos

Existen cuatro categorías de variadores de velocidad eléctrico-electrónicos:

- Variadores para motores de CC.
- Variadores de velocidad por corrientes de Eddy.
- Variadores de deslizamiento.
- *Variadores para motores de CA conocidos como variadores de frecuencia.*

El variador de frecuencia regula la frecuencia del voltaje aplicado al motor, logrando modificar su velocidad. Sin embargo, simultáneamente con el cambio de frecuencia, debe variarse el voltaje aplicado al motor para evitar la saturación del flujo magnético con una elevación de la corriente que dañaría el motor.

3.1.6 Evolución del variador de velocidad

Los variadores eléctrico-electrónicos incluyen tanto el controlador como el motor eléctrico, sin embargo es práctica común emplear el término variador únicamente al controlador eléctrico.

Los primeros variadores de esta categoría emplearon la tecnología de los tubos de vacío. Con los años, después se han ido incorporando dispositivos de estado sólido, lo cual ha reducido significativamente el volumen y costo, mejorando la eficiencia y confiabilidad de los dispositivos.

Inconvenientes de la utilización del variador de velocidad en el arranque de motores asíncronos

- Es un sistema caro, pero rentable a largo plazo.
- Requiere estudio de las especificaciones del fabricante.
- Requiere un tiempo para realizar la programación.

3.1.7 Variadores para motores de CA

Los variadores de frecuencia (siglas AFD, del inglés Adjustable Frequency Drive; o bien VFD Variable Frequency Drive) permiten controlar la velocidad tanto de motores de inducción (asíncronos de jaula de ardilla o de rotor devanado), como de los motores síncronos mediante el ajuste de la frecuencia de alimentación al motor.

- Para el caso de un motor síncrono, la velocidad se determina mediante la siguiente expresión:

$$N_s = \frac{120 \cdot f}{P}$$

- Cuando se trata de motores de inducción, se tiene:

$$Nm = \frac{120 \cdot f \cdot (1 - s)}{P}$$

Donde:

N_s = Velocidad síncrona (rpm).

N_m = Velocidad mecánica (rpm).

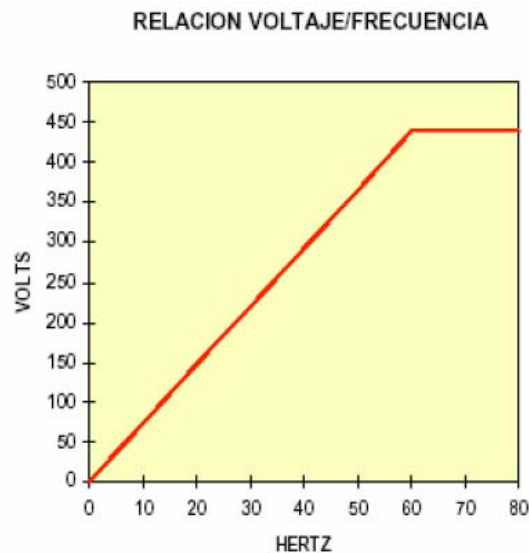
f = Frecuencia de alimentación (Hz).

s = deslizamiento (adimensional).

P = número de polos.

Como puede verse en las expresiones, la frecuencia y la velocidad son directamente proporcionales, de tal manera que al aumentar la frecuencia de alimentación al motor, se incrementará la velocidad de la flecha, y al reducir el valor de la frecuencia disminuirá la velocidad del eje. Por ello es que este tipo de variadores manipula la frecuencia de alimentación al motor a fin de obtener el control de la velocidad de la máquina.

Estos variadores mantienen la razón voltaje / frecuencia (V/Hz) constante entre los valores mínimo y máximos de la frecuencia de operación, con la finalidad de evitar la saturación magnética del núcleo del motor y además porque el hecho de operar el motor a un voltaje constante por encima de una frecuencia dada (reduciendo la relación V/Hz) disminuye el par del motor y la capacidad del mismo para proporcionar potencia constante de salida.



3.2 Variadores de Frecuencia

Un variador de frecuencia (siglas VFD, del inglés: Variable Frequency Drive o bien AFD Adjustable Frequency Drive) es un sistema para el control de la velocidad rotacional de un motor de corriente alterna (AC) por medio del control de la frecuencia de alimentación suministrada al motor. Un variador de frecuencia es un caso especial de un variador de velocidad. Los variadores de frecuencia son también conocidos como drivers

de frecuencia ajustable (AFD), drivers de CA, microdrivers o inversores. Dado que el voltaje es variado a la vez que la frecuencia, a veces son llamados drivers VVVF (variador de voltaje variador de frecuencia).

3.2.1 Principio de funcionamiento

Los dispositivos variadores de frecuencia operan bajo el principio de que la velocidad síncrona de un motor de corriente alterna (CA) está determinada por la frecuencia de CA suministrada y el número de polos en el estator, de acuerdo con la relación:

$$RPM = \frac{120 \times f}{p}$$

Donde:

RPM = Revoluciones por minuto.

f = Frecuencia de suministro AC (Hertz).

P = Número de polos (adimensional).

Las cantidades de polos más frecuentemente utilizadas en motores síncronos o en motor asíncrono son 2, 4, 6 y 8 polos que, siguiendo la ecuación citada resultarían en 3000 rpm, 1500 rpm, 1000 rpm y 750 rpm respectivamente para motores sincrónicos únicamente. Dependiendo de la ubicación funciona en 50 Hz o 60 Hz.

En los motores asíncronos las revoluciones por minuto son ligeramente menores por el propio asincronismo que indica su nombre. En estos se produce un desfase mínimo entre la velocidad de rotación (rpm) del rotor (velocidad "real" o "de salida") comparativamente con la cantidad de rpm's del campo magnético (las cuales si deberían cumplir la ecuación arriba mencionada tanto en Motores síncronos como en motores asíncronos) debido a que sólo es atraído por el campo magnético exterior que lo aventaja siempre en velocidad (de lo contrario el motor dejaría de girar en los momentos en los que alcanzase al campo magnético).

3.2.2 Principales funciones y componentes de los variadores de frecuencia

- *Aceleración Controlada*

La aceleración del motor se controla mediante una rampa de aceleración lineal. Generalmente, esta rampa es controlable y permite por tanto elegir el tiempo de aceleración adecuado para la aplicación.

- *Variación de Velocidad*

Un variador de velocidad no puede ser al mismo tiempo un regulador. En este caso, es un sistema, rudimentario, que posee un mando controlado mediante las magnitudes eléctricas del motor con amplificación de potencia, pero sin bucle de realimentación: es lo que se llama «en bucle abierto».

La velocidad del motor se define mediante un valor de entrada (tensión o corriente) llamado consigna o referencia. Para un valor dado de la consigna, esta velocidad puede variar en función de las perturbaciones (variaciones de la tensión de alimentación, de la carga, de la temperatura). El margen de velocidad se expresa en función de la velocidad nominal.

- Regulación de la velocidad

Un regulador de velocidad es un dispositivo controlado. Posee un sistema de mando con amplificación de potencia y un bucle de alimentación: se denomina, «bucle abierto». La velocidad del motor se define mediante una consigna o referencia.

El valor de la consigna se compara permanentemente con la señal de alimentación, imagen de la velocidad del motor. Esta señal la suministra un generador tacométrico o un generador de impulsos colocado en un extremo del eje del motor.

Si se detecta una desviación como consecuencia de una variación de velocidad, las magnitudes aplicadas al motor (tensión y/o frecuencia) se corrigen automáticamente para volver a llevar la velocidad a su valor inicial.

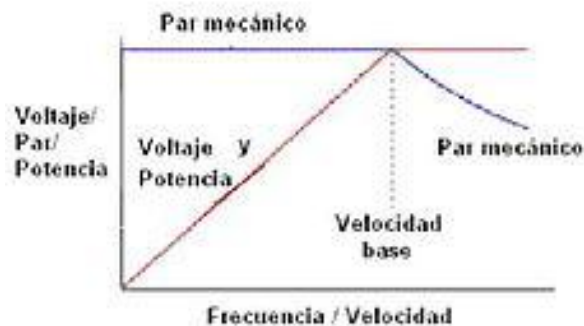
Gracias a la regulación, la velocidad es prácticamente insensible a las perturbaciones. La precisión de un regulador se expresa generalmente en % del valor nominal de la magnitud a regular.

Motor del Variador de Frecuencia

El motor usado en un sistema variador de frecuencia es normalmente un motor de inducción trifásico. Algunos tipos de motores monofásicos pueden ser igualmente usados, pero los motores de tres fases son normalmente preferidos. Varios tipos de motores síncronos ofrecen ventajas en algunas situaciones, pero los motores de inducción son más apropiados para la mayoría de propósitos y son generalmente la elección más económica. Motores diseñados para trabajar a velocidad fija son usados habitualmente, pero la mejora de los diseños de motores estándar aumenta la fiabilidad y consigue mejor rendimiento del variador de frecuencia.

Controlador del Variador de Frecuencia

Un sistema de variador de frecuencia (VFD) consiste generalmente en un motor AC, un controlador y un interfaz operador.



Relación par-velocidad para un variador de velocidad

El controlador de dispositivo de variación de frecuencia está formado por dispositivos de conversión electrónicos de estado sólido. El diseño habitual primero convierte la energía de entrada AC en DC usando un puente rectificador. La energía intermedia DC es convertida en una señal casi senoidal de AC usando un circuito inversor conmutado. El rectificador es usualmente un puente trifásico de diodos, pero también se usan rectificadores controlados. Debido a que la energía es convertida en continua, muchas unidades aceptan entradas tanto monofásicas como trifásicas (actuando como un convertidor de fase, un variador de velocidad).

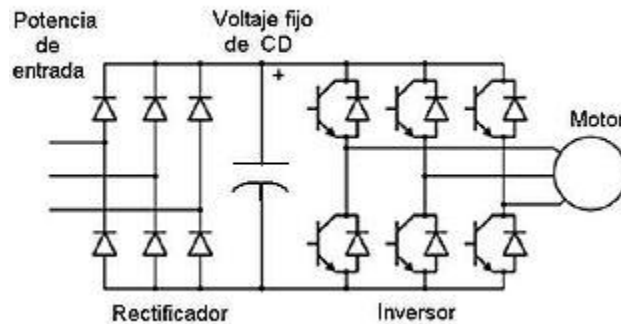


Diagrama de Variador de frecuencia con *Modulación de Ancho de Pulso (PWM)*

Tan pronto como aparecieron los interruptores semiconductores fueron introducidos en los variadores de frecuencia, estos han sido aplicados para los inversores de todas las tensiones. Actualmente, los transistores bipolares de puerta aislada (IGBT's) son usados en la mayoría de circuitos inversores.

Las características del motor AC requieren la variación proporcional del voltaje cada vez que la frecuencia es variada. Por ejemplo, si un motor está diseñado para trabajar a 460 voltios a 60 Hz, el voltaje aplicado debe reducirse a 230 volts cuando la frecuencia es reducida a 30 Hz. Así la relación voltios/hertzios debe ser regulada en un valor constante ($460/60 = 7.67$ V/Hz en este caso). Para un funcionamiento óptimo, otros ajustes de voltaje son necesarios, pero nominalmente la constante es V/Hz que es la regla general. El método más novedoso y extendido en nuevas aplicaciones es el control de voltaje por PWM.

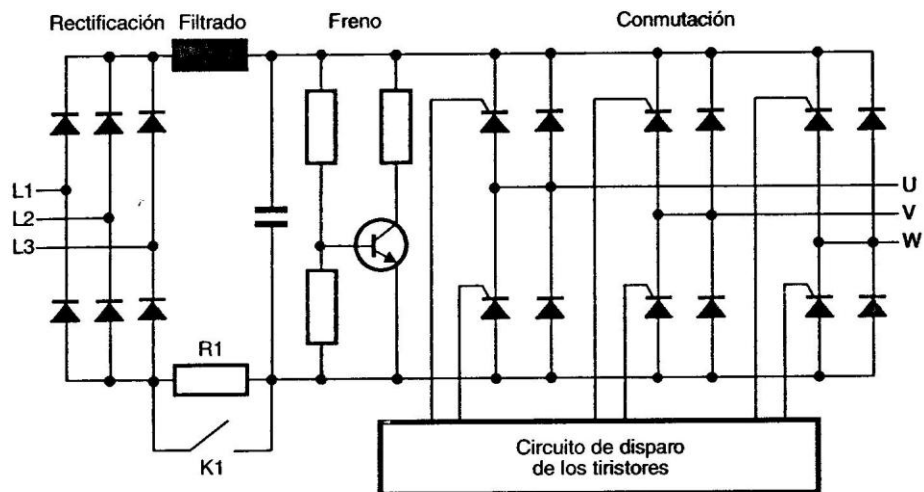
¿Cómo funcionan?

Los variadores electrónicos funcionan como interruptores, es decir permiten el paso de corriente o la cortan muchas veces por segundo. Al comienzo de la aceleración predominan las veces que el paso de corriente está cortado sobre las que se permite que pase, al ir acelerando aumenta el número de veces que se permite el paso de corriente sobre el de las veces que se corta, y al final del recorrido del gatillo o palanca del acelerador, el variador permitirá el paso de toda la corriente. Como se mencionó, esta función de corte-encendido de la corriente se hace muchas veces por segundo.

Los variadores electrónicos están formados por varios bloques de circuitos electrónicos que presentan varias funciones, entre ellos se puede destacar:

- a) El discriminador del ancho de impulso que le llega del receptor, es decir interpreta el impulso y se puede arreglar arreglarlo mediante el potenciómetro de ajuste del neutro.

- b) El convertidor de dicho impulso a pulsos de ciclo de trabajo, éste se puede regular mediante el potenciómetro de ajuste del recorrido o sensibilidad (punto máximo).
- c) El multiplicador de la tensión, llevándola hasta 12-16 V para que en la siguiente etapa, la de excitación pueda disparar la puerta de los Mosfet.
- d) Etapa de excitación, abre el paso de corriente para disparar la puerta del Mosfet.
- e) Etapa de potencia o de Mosfet, es crucial para las prestaciones y rendimiento del variador.
- f) Freno, el freno se consigue mediante un FET que ocasiona un cortocircuito en el motor y provoca que éste actúe como un generador, creando un campo magnético que frene al motor.
- g) Circuitos de protección (térmica, contra inversión de polaridad, etc.), que están en contacto con la etapa de excitación para detener su acción si es necesario.
- h) El conocido como BEC (circuito eliminador de la batería) que tiene como fin alimentar al receptor y servos, mediante un regulador de la tensión de tal forma que reciban constantemente 5 ó 6 V mínimo aun que lo recomendable son 7 V/Hz y no quede el receptor sin alimentación.



3.2.3 Características principales

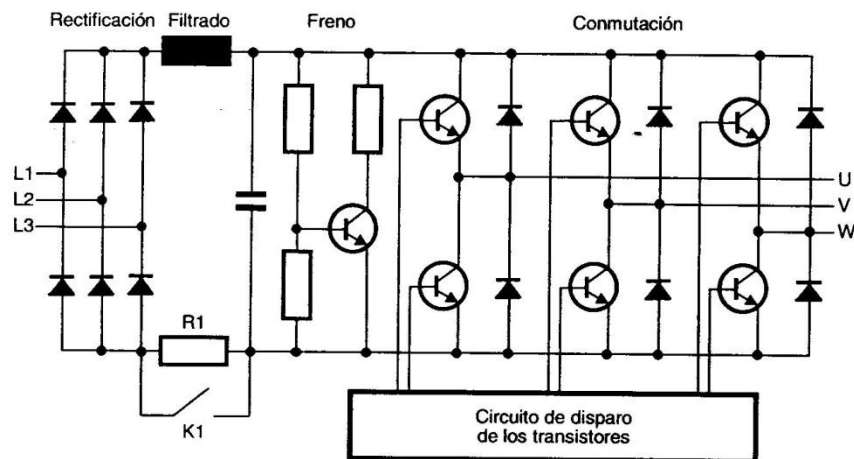
Una vez conocido básicamente la estructura y funcionamiento de los variadores electrónicos, es interesante saber algo acerca de las características de estos, que son las que definirán su calidad, eficacia y prestaciones.

- Frecuencia

Los variadores electrónicos funcionan como interruptores, es decir permiten o cortan el paso de la corriente muchas veces por segundo. La velocidad variará en función de que predomine el paso o el corte de la corriente. El número de veces que el variador realice esta acción por segundo se denomina frecuencia y se expresa en Hercios (Hz). Los primeros variadores que se fabricaron daban solo 50-60 Hz. A partir 1000 Hz se denominan de alta frecuencia, pero actualmente algunos pueden alcanzar valores superiores a 20,000 Hz. Cuanto mayor sea la frecuencia, mayor será la progresividad y por tanto la suavidad de funcionamiento. Además a mayor frecuencia mayor duración de las baterías y mayor vida del motor.

- *Transistores*

Otra característica fundamental es el número y calidad de los transistores que se incluyen en el variador. Cuanto mejores sean y mayor sea su número, mejores serán las prestaciones, rendimiento pero también mayor será su precio. En la mayoría de los variadores se incorporan los transistores en paralelo por lo que la resistencia total será la de cada uno de ellos dividida por el número total de transistores. Por ello cuanto menor sea la resistencia individual y mayor el número de transistores, la resistencia interna será inferior. Es decir menos energía se desperdiciará y menos se calentará el variador. De todas formas la resistencia interna del variador (que incluye a la de los transistores y los diferentes circuitos) es de relativa importancia si se compara con la de los cables y conexiones, como se verá más adelante.



- *Corriente que pueden soportar*

Una característica más de los variadores, es qué corriente máxima pueden soportar. Se define una corriente máxima puntual, que es la que puede soportar durante 10 millonésimas de segundo, y suele ser muy elevada, y otra que es la que puede soportar de forma continuada, y que lógicamente es de un valor inferior. Estas intensidades de corriente, expresadas en amperes son las máximas que puede soportar el variador sin destruirse. Esto siempre se refiere a los transistores.

- *Protecciones*

Otras características que poseen algunos variadores de alta gama es la protección frente al calor. Si éste es excesivo por una mala refrigeración o un problema en la transmisión, podrían destruir al variador. Por ello algunos incorporan los denominados TEMPFET, o transistores protegidos frente a las temperaturas elevadas, y llevan una sonda que hace que cuando la temperatura sea excesiva se corte el paso de corriente en la etapa de excitación, parándose el variador y deteniéndose el motor, que volverá a funcionar cuando baje la temperatura. También los variadores más modernos están protegidos frente a la inversión de la polaridad, cosa que puede ocurrir cuando utilizamos conectores de baterías habituales en competición y que no evitan un error en la conexión. Unos fabricantes optan por instalar un fusible con esta finalidad, y otros por un circuito que evita que el variador sea dañado. Hay que destacar que la inversión de polaridad puede producir daño al variador desprovisto de estas protecciones, incluso cuando tengamos el

interruptor del variador en posición de apagado. La inversión de polaridad puede destruir algunos transistores del variador, especialmente los del freno.

Al tener que realizar comprobaciones de aislamiento del motor o de los conductores que van desde el variador al motor, se tiene que desconectar el variador aislándolo de posibles altas tensiones. Una vez realizada la comprobación, se tiene que descargar éste de posibles tensiones residuales en los devanados; para ello, se deberán ir conectando los tornillos de la placa de bornes a tierra y, una vez asegurado que no queda tensión residual en los devanados, conectar el variador.

- *Limitación de corriente*

Otra posibilidad de los variadores de alta gama es la de contar con limitación de corriente, que suele aparecer en la caja e instrucciones con el nombre de "torque". Lo que hace es limitar la intensidad de corriente que llega al motor, es decir la cantidad de amperes. En general hay posibilidad de limitarlo entre 20 y 120 A. La limitación de corriente reduce la aceleración, pero no la velocidad punta.

3.2.4 Marcas

Al principio eran las marcas europeas (alemanas e inglesas) las que comenzaron a fabricar los variadores electrónicos, como era el caso de Robbe, Graupner y Demon. Poco después, otras marcas se sumaron, como las japonesas Sanwa, Futaba, K.O., la inglesa Nosram o la norteamericana Novak. Posteriormente la marca holandesa Corally con tecnología Phillips fue la que comenzó una revolución en este campo, al ofrecer la limitación de corriente. Los americanos reaccionaron, sobre todo Tekin y Novak, ambos situados en el estado de California, que es donde se encuentran los mejores fabricantes de semiconductores, disponen de una alta tecnología y son fabricantes en un país que es el rey de la competición de radiomodelos eléctricos. Estos dos fabricantes son actualmente los líderes del mercado. Sin embargo en los últimos años se ha visto la reacción europea sobre todo con los LRP, GM, Robitronic, CS, y M-Troniks, y las japonesas K.O. y Keyenze.

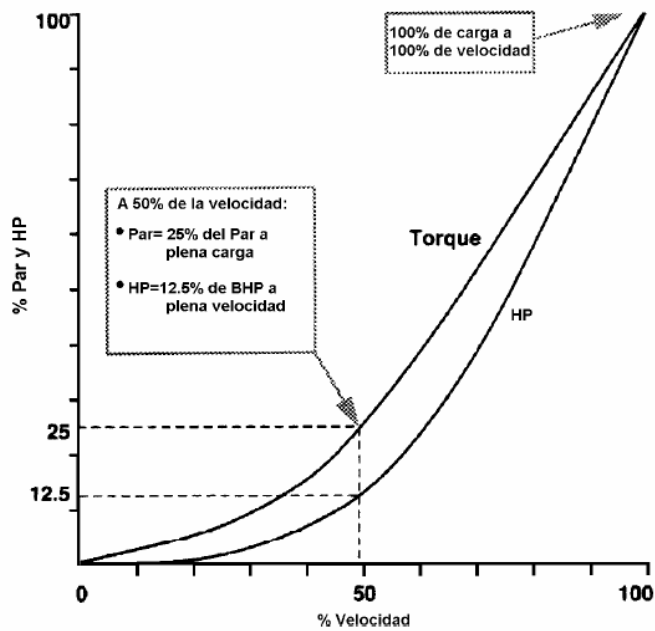
3.2.4.1 La elección

Llegada la hora de tener que elegir un convertidor para una determinada aplicación, se deben tener en cuenta varios factores.

En primer lugar, se deberá analizar el trabajo que va a desarrollar; así se pueden encontrar tres aplicaciones muy distintas, es decir:

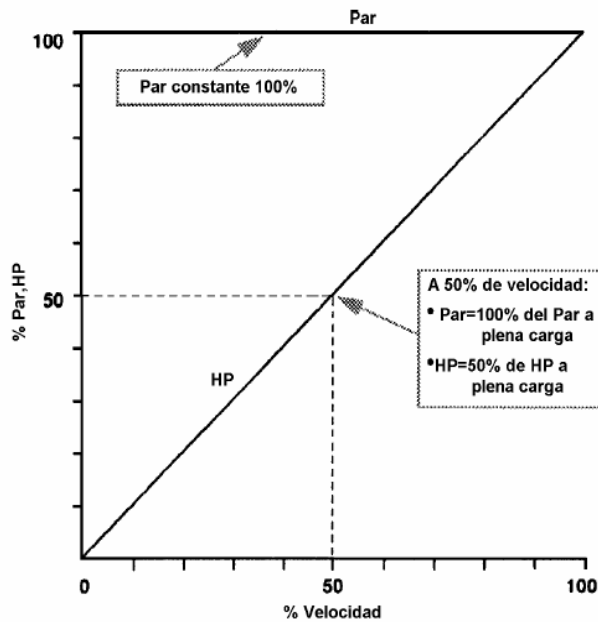
- Cargas de par variable
- Cargas de par constante
- Cargas de potencia constante

Par variable son aquellas aplicaciones en las que el motor no regenera tensión en la parada ni durante su funcionamiento. Las cargas en las que el par se reduce cuando operan por debajo de la velocidad base y se incrementa al operar por encima de dicha velocidad base se clasifican como cargas de par variable. En muchas de estas cargas el par se reduce con el cuadrado de la velocidad, siendo las bombas centrífugas y cierto tipo de ventiladores y sopladores las cargas más representativas.



Comportamiento de Cargas de Par Variable

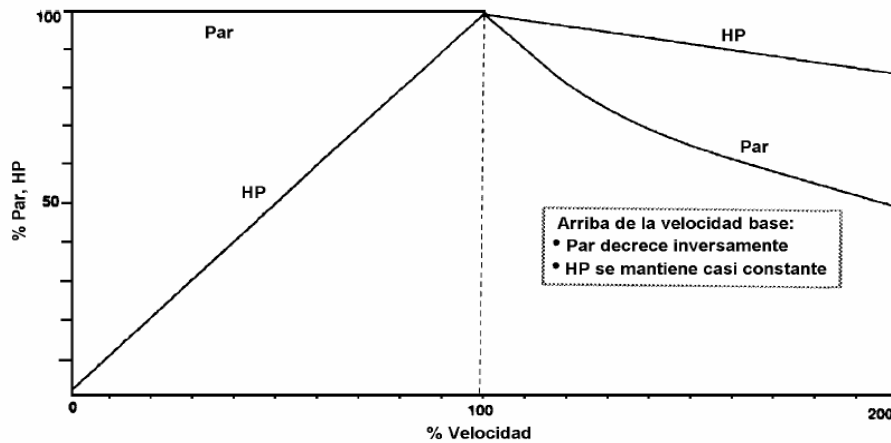
Par constante son aquellas aplicaciones en las que el motor regenera tensión, bien sea cuando cesa la tensión de alimentación al parar éste, o durante la marcha en determinadas condiciones, por ejemplo cuando baja la carga de una grúa, en ascensores, montacargas, etc.



Comportamiento de Cargas de Par Constante

Por ello, en esta aplicación se recomienda elegir un convertidor a par constante que incluirá bornes de conexión para resistencia o resistencias de frenado. En las aplicaciones a par variable, se deberá decidir instalar un convertidor que no contenga estos bornes para resistencia de frenado y, por tanto, será más económico.

Potencia constante, se da cuando se opera por encima de la velocidad base, el par requerido decrece, mientras que la potencia se mantiene casi constante. Las aplicaciones típicas son molinos y embobinadoras.



Comportamiento de Cargas de Potencia Constante

El segundo factor a tener en cuenta es la potencia del motor para decidir el convertidor ideal; se pueden encontrar convertidores con entrada monofásica a 220 V y salida trifásica para un motor en conexión a 220 V; este tipo de convertidor es en la actualidad el más económico del mercado.

Otro factor a tener en cuenta es la intensidad del motor, dato que se debe tomar de su placa de características. El convertidor debe ser capaz de suministrar la intensidad nominal del motor; por ello se debe elegir un convertidor que proporcione una intensidad ligeramente superior a la indicada en la placa de características.

Mención especial se tiene que hacer de los motores de bombas sumergibles, toda vez que éstos consumen una intensidad ligeramente superior a la de un motor estándar de la misma potencia y revoluciones. Utilizando un motor especial, por ejemplo de 100 Hz, al suministrar el convertidor 100 Hz, el motor girará a sus revoluciones nominales y al suministrarle 60 Hz su velocidad descenderá a la mitad.

Tomando en cuenta lo antes mencionado, se plantea un tema crucial: cómo elegir el variador a comprar. Esto se hará en función del dinero disponible y de las prestaciones necesarias. Una opción es comprar el variador electrónico simplemente para sustituir al mecánico de tal forma que el funcionamiento del motor sea mejor.

En lo referente a la competición y antes de decidir se deben consultar las características declaradas por los fabricantes, pero siempre contemplándolas con un espíritu crítico. La resistencia interna es sin duda el mejor exponente de la calidad del variador. Se expresa en voltios / amperes, es decir la disminución de la tensión al pasar la corriente por el variador, por cada amperio suministrado. Si un fabricante da un valor de resistencia de 0,0015 ohms, significa que al aplicar una corriente de 10 A, la disminución de la tensión será de 0,015 volts ($V = 0,0015 \times 10$), pero será sólo del paso por los transistores, no a través del variador completo y sus cables, por lo que la real será mayor. Hay que tener en cuenta que la expresión de esta resistencia puede variar según los fabricantes. Estos suelen dar la que corresponde a los transistores, que como ya se mencionó son función de la calidad y número de éstos, ya que al igual que el FET, cuanto mayor sea su número menor será su resistencia. La resistencia influye en el calentamiento del variador y en la duración de las baterías.

Sin embargo no debe gastarse demasiado dinero en un variador que ofrezca unos pocos miliohms menos de resistencia, cuando unos conectores o cables de mala calidad o excesivamente largos pueden ofrecer una resistencia muchísimo mayor. En general se recomienda que un variador de altas prestaciones tenga una pérdida de tensión interna no superior a 0,03 V a 12 A de intensidad.

Otras características de interés a contemplar en su adquisición, es que se trate de modelos de alta frecuencia y que tengan limitación de intensidad (torque). Con la alta frecuencia el conmutador y las escobillas del motor sufrirán menos, tendrán menos desgaste y el motor se calentará menos. Con la limitación de intensidad se puede regular adecuadamente el consumo.

Por último, pero no lo menos importante, está el fabricante. Algunos además de ofrecer una calidad contrastada ofrecen garantía, y las reparaciones posteriores se realizan en la misma fábrica a un precio módico y con una rapidez notable.

3.2.5 Ventajas

Los variadores de frecuencia, adecuados para motores de corriente tanto alterna como continua, garantizan la aceleración y deceleración progresivas y permiten adaptar la velocidad a las condiciones de explotación de forma muy precisa. Se consigue un ahorro de energía cuando el motor funcione parcialmente cargado, con acción directa sobre el factor de potencia. Puede detectar y controlar la falta de fase a la entrada y salida de un equipo. Protege al motor. Puede controlarse directamente a través de un autómata o microprocesador. Se obtiene un mayor rendimiento del motor. Nos permite ver las variables (tensión, frecuencia, rpm, etc.)

- Ahorro energético; consume sólo lo que necesita en cada momento.
- Se puede instalar en máquinas que estén funcionando sin él y no se tienen que modificar sus partes.
- Puede ser controlado a distancia y con cualquier sistema automático.
- Se pueden conectar varios motores en paralelo.
- No precisan mantenimiento alguno.
- No precisa contactor para su maniobra y si se quiere invertir el sentido, de giro tampoco precisa un inversor exterior.
- No precisa relé térmico, ya que protege el motor por control de la intensidad, sobrecarga y sobreintensidad instantánea.
- Se puede conseguir una velocidad constante cualquiera que sea la carga.
- Se puede programar el tiempo de arranque y de parada, freno.
- Se pueden programar varias velocidades distintas con rampas de arranque y de parada.

3.2.6 Precauciones de instalación

Estas precauciones son las clásicas que se toman al conectar un equipo electrónico, aunque especialmente se deben tener en cuenta algunos puntos:

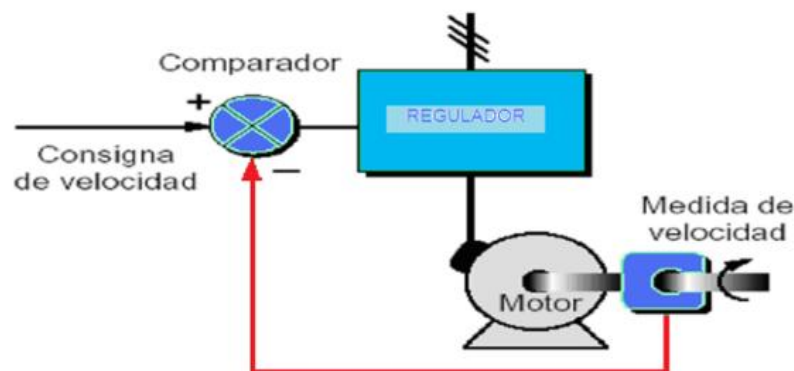
- No conducir los cables de potencia del motor junto a otros conductores que lleven corrientes de control de otros dispositivos electrónicos, por ejemplo de controladores de temperatura, sondas de detectores de nivel de líquido, etc.

- No conectar nunca una tensión de alimentación en los bornes de salida del variador.
- Para manipular en el interior de un variador, esperar al menos cinco minutos después de cortar la conexión de red; debe recordarse que los condensadores quedan cargados.

3.2.7 Aplicaciones de los variadores de frecuencia

Los variadores de frecuencia tienen sus principales aplicaciones en los siguientes tipos de máquinas:

- Transportadoras. Controlan y sincronizan la velocidad de producción de acuerdo al tipo de producto que se transporta, para dosificar, para evitar ruidos y golpes en transporte de botellas y envases, para arrancar suavemente y evitar la caída del producto que se transporta, etc.
- Bombas y ventiladores centrífugos. Controlan el caudal, uso en sistemas de presión constante y volumen variable. En este caso se obtiene un gran ahorro de energía porque el consumo varía con el cubo de la velocidad, o sea que para la mitad de la velocidad, el consumo es la octava parte de la nominal.
- Bombas de desplazamiento positivo. Control de caudal y dosificación con precisión, controlando la velocidad. Por ejemplo en bombas de tornillo, bombas de engranajes. Para transporte de pulpa de fruta, pasta, concentrados mineros, aditivos químicos, chocolates, miel, barro, etc.
- Ascensores y elevadores. Para arranque y parada suaves manteniendo la cupla del motor constante, y diferentes velocidades para aplicaciones distintas.
- Extrusoras. Se obtiene una gran variación de velocidades y control total de de la cupla del motor.
- Centrífugas. Se consigue un arranque suave evitando picos de corriente y velocidades de resonancia.
- Prensas mecánicas y balancines. Se consiguen arranques suaves y mediante velocidades bajas en el inicio de la tarea, se evitan los desperdicios de materiales.
- Máquinas textiles. Para distintos tipos de materiales, inclusive para telas que no tienen un tejido simétrico se pueden obtener velocidades del tipo random para conseguir telas especiales.
- Compresores de aire. Se obtienen arranques suaves con máxima cupla y menor consumo de energía en el arranque.
- Pozos petrolíferos. Se usan para bombas de extracción con velocidades de acuerdo a las necesidades del pozo.



CAPÍTULO IV

Proyecto

Estudios básicos y proyecto ejecutivo de la planta de bombeo KM 13 Charay, localizada en el módulo VII – 2 NOHME, Distrito de riego 075 Río Fuerte, Municipio de El Fuerte, Estado de Sinaloa.

4.1 Memoria de Cálculos

Se desarrolló la memoria de cálculos con el objetivo de describir analíticamente cada uno de los cálculos efectuados, tales como: Subestación eléctrica, cálculo de corto circuito, transformador de servicios propios, iluminación, alimentadores generales de fuerza, control, alumbrado, sistema de tierras, etc., con los cuales se determinarán los equipos que satisfagan los requerimientos para un funcionamiento confiable. La memoria de cálculo se realizó teniendo en cuenta la normatividad siguiente (NOM, IEEE, CFE) en su última versión.

La Comisión Federal de Electricidad, proporciona la acometida eléctrica en media tensión, con un voltaje de 33 KV, 3 fases, por lo cual se requiere contar con una subestación reductora para obtener el voltaje de operación en 440 V.

4.1.1 Cálculo de Elementos

4.1.1.1 Transformadores

La demanda de carga de los equipos que constituyen la planta de bombeo es la siguiente:

6 motores de inducción tipo jaula de ardilla de 125 HP, 3 fases, 60 Hz, 440 volts, F.P. 84.5, 1800 rpm y 4 polos.

1 transformador de servicios propios de 15 KVA en aceite con relación de transformación de 33000/220-127 volts, para los servicios auxiliares como alumbrado exterior e interior, grúa de izaje, contactos y otras cargas.

La acometida será de 33 KV, y se utilizara en un sistema de distribución selectivo con dos transformadores de 500 KVA, con relación de transformación 33000/440 – 240 volts, tipo OA, en conexión delta-estrella.

Cada transformador alimentara tres motores, existiendo un interruptor de enlace entre ambos transformadores.

Se desea conocer el factor de utilización del transformador:

4.1.1.2 Carga Alimentada

La carga alimentada será la corriente nominal del número de motores que alimentará el transformador tomando en cuenta ciertos factores de corrección.

Para un sistema trifásico utilizaremos la formula correspondiente:

$$I_n = \frac{746 \times C.P.}{\sqrt{3} \times V \times F.P.}$$

Donde:

I_n = Corriente Nominal del Motor (Amperes)

$C.P.$ = Caballos de Potencia

V = Voltaje de Línea (Volts)

$F.P.$ = Factor de Potencia

La planta de bombeo contará con 6 motores NEMA los cuales tienen las siguientes características 440v, 3 fases, 60 Hz, un motor con 125 HP, con 1800 rpm síncronas, 1780 rpm a plena carga, teniendo un F.P. de 0.84. Sin embargo el cálculo tomará en cuenta las variaciones de voltaje que llegan a presentarse por lo tanto de acuerdo a la capacidad del motor en KW se encontrara el F.P. de acuerdo a la tabla 2.31 del Manual de Diseño de Instalaciones Eléctricas editado por CONAGUA.

La cual señala:

La capacidad de:	Corresponde a un F.P. de
90 KW	0.88
110 KW	0.89

Determinando potencia mediante el factor de conversión:

$$125C.P. \left(\frac{0.746KW}{1C.P.} \right) = 93.25KW$$

Encontramos el F.P. mediante interpolación:

$X_1 = 90 \text{ KW}$	$Y_1 = 0.88$
$X = 93.25 \text{ KW}$	$Y = ?$
$X_2 = 110 \text{ KW}$	$Y_2 = 0.89$

Fórmula:

$$y = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} (x - x_1) + y_1$$

Interpolando:

$$y = \frac{0.89 - 0.88}{110 - 90} (93.25 - 90) + 0.88$$

Resultando:

$$y = 0.881625$$

Por lo tanto se considera un factor de potencia de 0.88.

Sustituyendo los datos para obtener la corriente nominal de un solo motor:

$$I_n = \frac{746 \times 125}{(\sqrt{3})(440)(0.88)} = 139.0441 \text{ Amp}$$

La corriente nominal correspondiente a tres motores es:

$$I_T = 3 \times 139 = 417 \text{ Amp}$$

Con esta corriente se obtiene la capacidad en KVA que necesita el transformador para suministrar a los tres motores:

$$KVA = \frac{(\sqrt{3})(440)(417)}{1000} = 317.7966 \text{ Amp}$$

4.1.1.3 Selección del Transformador de Distribución

De acuerdo al resultado se procede a seleccionar un transformador de 500 KVA que es el correspondiente en valores comerciales. Una vez teniendo este dato, se determina el factor de utilización:

$$F.U. = \frac{KVA_{SALIDA}}{KVA_{DELTRANSFORMADOR}} \times 100\% \longrightarrow F.U. = \frac{317.79}{500} \times 100\%$$

$$F.U. = 63.6\%$$

La planta de bombeo contará con 2 transformadores dado que cada uno suministrará energía a tres motores.

4.1.1.4 Fusibles en Alta Tensión

Se calcula la corriente nominal en el lado primario:

$$I_p = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times KV} \longrightarrow I_p = \frac{500}{(\sqrt{3})(33)} = 8.75 \text{ Amp}$$

El Manual de Diseño en su *tabla 4.9 Transformadores mayores a 600 v*, rangos o ajustes máximos para dispositivos de sobrecorriente muestra los valores de sobrecarga. Por lo tanto, se considera un valor de sobrecarga de 150%:

$$I = 8.75 \times 1.5 = 13.125 \text{ Amp}$$

El fusible debe estar sobrado en corriente, para obtener valores comerciales se aplica NOM-001-SEDE-2005 *Artículo 240-6 Capacidades nominales de corriente eléctrica normalizada a) Fusibles e interruptores de disparo fijo*. Se selecciona un fusible de 15 Amp.

4.1.1.5 Interruptor Termomagnético en baja tensión

La corriente nominal en el lado secundario es:

$$I_s = \frac{KVA \times 1000}{\sqrt{3} \times V} \longrightarrow I_s = \frac{500 \times 1000}{(\sqrt{3})(440)} = 656 \text{ Amp}$$

4.1.1.6 Alimentadores generales de la Subestación al Centro de Control de Motores

La capacidad de conducción de corriente será de cuando menos la suma de las corrientes a plena carga más un 25% de la corriente del motor de mayor valor, esto conforme a NOM-001-SEDE-2005, *Artículo 430-24 Varios Motor(es) y otra(s) carga(s)*.

$$I = 139(0.25) + 139 + 139 + 139 = 451.75 \text{ Amp}$$

Dividiendo la corriente entre dos conductores por fase se tiene:

$$I = \frac{452}{2} = 226 \text{ Amp}$$

De acuerdo a este resultado corresponde un conductor tipo THHW, 90 °C, 600 volts, calibre 4/0 AWG, capacidad de conducción hasta 260 Amps.

Tomando en consideración el factor de corrección por temperatura (FCT) de 0.91 y el factor de corrección por agrupamiento (FCA) de 0.70. Información obtenida de *tablas 2.19 y 2.20 del Manual de Diseño de Instalaciones Eléctricas*. De acuerdo al rango de temperatura de 36 a 40 °C y de 7 a 9 conductores activos por fase, entonces se obtiene la corriente corregida:

$$I_c = \frac{226}{(0.91)(0.70)} = 354.788 \text{ Amp}$$

El resultado corresponde a un conductor tipo THHW, 90 °C, 600 volts, calibre 400 AWG, capacidad de conducción hasta 380 Amps, dos conductores por fase más un neutro el cual tendrá un calibre de 2 AWG que no excede los 400 Amps según la NOM-001-SEDE-2005, *tabla 250-95, Tamaño nominal mínimo de los conductores puesta a tierra para canalizaciones y equipos*.

Para protección del cableado se utiliza tubo conduit.

Tubería

$$A_{(T)} = M \left(\pi \left(\frac{d^2}{4} \right) \right)$$

Donde:

$A_{(T)}$ = Área total

M = Número de conductores

d = Diámetro exterior nominal del conductor incluyendo aislamiento en mm., calibre 400 AWG, $d = 18.49$ mm.

$$A_{(T)} = 7 \left(\pi \left(\frac{(18.49)^2}{4} \right) \right) = 1879.584 \text{mm}^2$$

Área de la tubería (A_{Tub})

$$A_{Tub} = \frac{A_T \times 100}{40} \longrightarrow A_{Tub} = \frac{(1879.584)(100)}{40} = 4698.96 \text{mm}^2$$

Diámetro de la tubería (d_{Tub})

$$d_{Tub} = \sqrt{\frac{4 \times A_{Tub}}{\pi}} \longrightarrow d_{Tub} = \sqrt{\frac{(4)(4698.96)}{\pi}} = 77.3492 \text{mm}$$

La NOM-001-SEDE-2005 en su tabla 10-4, Dimensiones de tubo (conduit) metálico tipo pesado, semipesado y ligero, área disponible para los conductores; recomienda según la medida obtenida tubo conduit #78 con un diámetro nominal de 3 pulgadas (3 in).

No se efectúa cálculo por caída de tensión dado que la distancia es corta entre la subestación y el CCM.

4.1.1.7 Interruptores Generales y de Enlace

La capacidad del transformador es de 500 KVA y la corriente que suministra es igual a la corriente en el lado secundario.

$$I_s = 656 \text{Amp} \text{ como corriente nominal}$$

El interruptor deberá estar sobrado en un 25% de la corriente a plena carga:

$$I_s = 656 \times 1.25 = 820 \text{Amp}$$

Con esto tenemos que los interruptores generales y de enlace corresponden a un valor de 1000 Amp.

4.1.1.8 Alimentadores del Centro de Control de Motores a los motores eléctricos

La corriente nominal por fase de cada transformador en baja tensión es:

$$I_{MOT} = \frac{746 \times C.P.}{\sqrt{3} \times V \times F.P.} \longrightarrow I_{MOT} = \frac{746 \times 125}{(\sqrt{3})(440)(0.88)} = 139.0441 \text{Amp}$$

Se considera un factor de corrección por temperatura (FCT) para una temperatura oscilante entre 36 a 40 °C, para el cual corresponde un valor de 0.91 y el factor de corrección por agrupamiento (FCA) un valor de 0.80 dado que serán cuatro conductores, ubicando un rango de 4 a 6 conductores.

La norma menciona que para suministrar energía eléctrica a un solo motor, deben tener capacidad de corriente no menor a 125% de la corriente nominal a plena carga, NOM-001-SEDE-2005, *Artículo 430-22, a) General*. Por lo tanto:

$$I_{Tot} = 191 \times 1.25 = 238.75 \text{ Amp}$$

Este valor corresponde a un conductor tipo THHW, 90 °C, 600 volts, calibre 4/0 AWG que conduce hasta 260 Amp más un interruptor térmico de 250 Amp. El calibre para el neutro según la *tabla 250-95*, NOM-001-SEDE-2005, recomienda 4 AWG.

Selección de tubería

Conductor AWG, calibre 4/0, diámetro 13.40 mm.

$$\text{Área total} = A_{(T)} = 4 \left(\pi \left(\frac{(13.40)^2}{4} \right) \right) = 564.1043 \text{ mm}^2$$

$$\text{Área de la tubería} = A_{Tub} = \frac{(564.1043)(100)}{40} = 1410.2609 \text{ mm}^2$$

$$\text{Diámetro de la tubería} = d_{Tub} = \sqrt{\frac{(4)(1410.2609)}{\pi}} = 42.3775 \text{ mm}$$

Utilizando la *tabla 10-4* de la NOM-001-SEDE-2005 y de acuerdo al resultado recomienda tubo conduit #53 con un diámetro de 2 in.

No se efectúa cálculo por caída de tensión dado que la distancia es corta entre cada uno de los motores y el CCM.

4.1.1.9 Interruptor Termomagnético contra corto circuito y falla a tierra

Factores de corrección que intervienen en la corriente de fase:

Factor por temperatura ambiente	(F _{CT})	1.0
Factor por tipo de carga continua	(F _{CTC})	1.25
Factor por frecuencia	(F _{CF})	1.0
Factor por altitud	(F _{CA})	1.05

$$F_{TOTAL} = F_{CT} \times F_{CTC} \times F_{CF} \times F_{CA}$$

$$F_{TOTAL} = 1.0 \times 1.25 \times 1.0 \times 1.05$$

$$I_{fase} = 139 \text{ Amp.}$$

$$\text{Corriente corregida } I_c = 139 \times 1.3125 = 182.4375 \text{ Amp}$$

4.1.1.10 Selección del transformador de servicios auxiliares

La planta de bombeo requiere contar con una subestación reductora para obtener un voltaje de operación de 220/127 volts para los servicios propios. Para la selección del transformador de servicios propios se debe considerar toda la carga de alumbrado, contactos y grúa de izaje, por lo tanto:

Se tiene una carga total de 14 KW; la cual en ningún momento operará toda al mismo tiempo por lo cual se considera un factor de demanda del 80 % según la relación de Demanda Máxima entre la carga instalada.

Factor de Demanda 80%	$KW_T = F.D. \times KW_{CT}$
Carga Total 14 KW	$KW_T = 0.8 \times 14$
Demanda Máxima	$KW_T = 11.2$
Factor de Potencia	0.8

$$KVA = \frac{KW_T}{F.P.} \longrightarrow KVA = \frac{11.2}{0.8} = 14$$

Por lo tanto, se selecciona el valor comercial correspondiente el cual es un transformador de 15 KVA.

Fusible de Alta Tensión

Se calcula la corriente nominal en el lado primario:

$$I_p = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times KV} \longrightarrow I_p = \frac{15}{(\sqrt{3})(33)} = 0.26 \text{ Amp}$$

Considerando un factor de sobrecarga del 200% haciendo uso de la *tabla 4.9 del Manual de Diseño de Instalaciones Eléctricas*.

$$I = 0.26 \times 2 = 0.52 \text{ Amp.}$$

Se selecciona un fusible de 1 Amp de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2005, *Artículo 240-6, Capacidades nominales de corriente eléctrica normalizadas, a) Fusibles e interruptores de disparo fijo*.

4.1.1.11 Alimentador general de la Subestación al tablero de servicios auxiliares y su protección

La corriente nominal por fase en baja tensión del transformador es:

$$I_s = \frac{KVA \times 1000}{\sqrt{3} \times V} \longrightarrow I_s = \frac{15 \times 1000}{(\sqrt{3})(220)} = 39.364 \text{ Amp}$$

Según el valor obtenido este corresponde a un conductor tipo THHW, 90 °C, 600 volts, calibre 10 que conduce hasta 40 Amp.

Se considera un factor de corrección por temperatura del rango de temperatura de 36 a 40 °C, entonces:

$$I_c = \frac{39.364}{0.91} = 43.252 \text{ Amp}$$

El resultado nos lleva a un conductor THHW, 90 °C, 600 volts, calibre 8 AWG que conduce hasta 55 Amp.

Calibre para el neutro, 10 AWG, conforme a la NOM-001-SEDE-2005, *Artículo 250-95, Tamaño nominal mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.*

Selección de tubería, con conductor calibre 8 AWG, diámetro 3.77 mm.

$$\text{Área total} = A_{(T)} = 4 \left(\pi \left(\frac{(3.70)^2}{4} \right) \right) = 43.0084 \text{ mm}^2$$

$$\text{Área de la tubería} = A_{Tub} = \frac{(43.0084)(100)}{40} = 107.5210 \text{ mm}^2$$

$$\text{Diámetro de la tubería} = d_{Tub} = \sqrt{\frac{(4)(107.5210)}{\pi}} = 11.7004 \text{ mm}$$

Se utiliza tubo conduit #16 con un diámetro nominal de ½ in.

4.1.1.12 Selección del interruptor

Debido a que el interruptor se recomienda estar sobrado en capacidad a un 25% respecto a la corriente a plena carga, se tiene:

$$I = 39.364 \times 1.25 = 49.2 \text{ Amp.}$$

Por lo cual se selecciona un interruptor de 50 Amp.

4.1.1.13 Alimentador y protección de la grúa de izaje

La *tabla 2.23 del Manual de Diseño de Instalaciones Eléctricas*, indica un F.P. de 0.85 para un motor de 10 C.P. con 3600 rpm.

$$\text{Corriente nominal de grúa} = I_{Grúa} = \frac{746 \times 10}{(\sqrt{3})(220)(0.85)} = 23 \text{ Amp}$$

Para esta corriente corresponde un conductor THHW, 90 °C, 600 volts, cuya capacidad es hasta 25 Amp.

Para suministrar energía eléctrica a un solo motor, deben tener capacidad de conducción de corriente no menor a 125% de la corriente nominal a plena carga y un factor de corrección de temperatura de 0.91.

$$I_c = \frac{23 \times 1.25}{0.91} = 31.5954 \text{ Amp}$$

Corriente que manejará un conductor tipo THHW, 90 °C, 600 volts, calibre 10 AWG, cuya capacidad es hasta 40 Amp, el calibre para el neutro será de 10 AWG conforme a la NOM-001-SEDE-2005, *Artículo 250-95, Tamaño nominal mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.*

Selección de tubería, con conductor calibre 10 AWG, diámetro 2.93 mm.

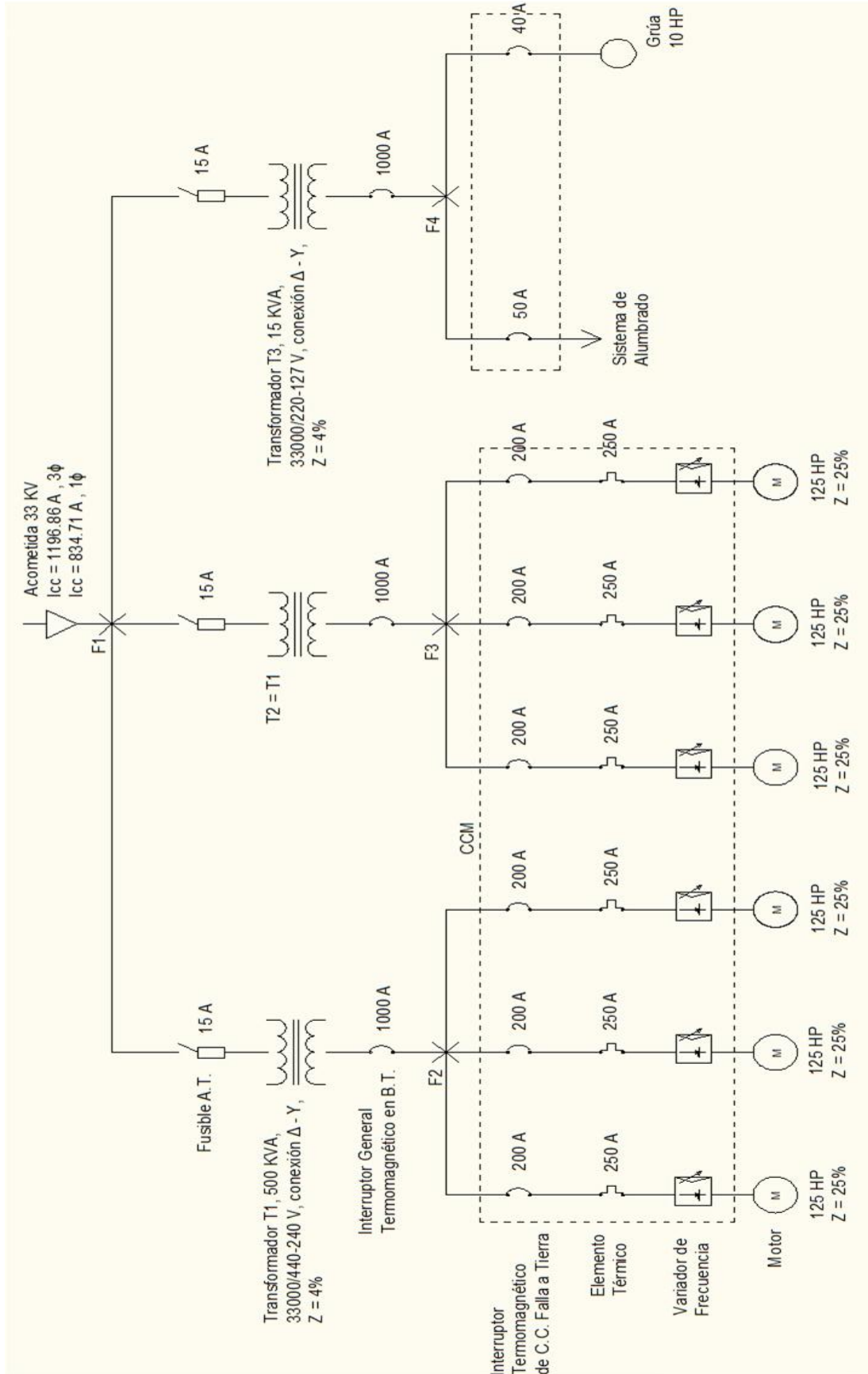
$$\text{Área total} = A_{(T)} = 3 \left(\pi \left(\frac{(2.93)^2}{4} \right) \right) = 20.2276 \text{ mm}^2$$

$$\text{Área de la tubería} = A_{Tub} = \frac{(20.2276)(100)}{40} = 50.5692 \text{ mm}^2$$

$$\text{Diámetro de la tubería} = d_{Tub} = \sqrt{\frac{(4)(50.5692)}{\pi}} = 8.0241 \text{ mm}$$

Se utiliza tubo conduit #16 con un diámetro nominal de ½ in. La protección será con un interruptor termomagnético de 3 polos, a 40 Amp.

4.1.2 Diagrama Unifilar de Elementos



4.1.3 Cálculo de Corto Circuito

La compañía suministradora nos provee con valores de I_{cc} (Corriente de Corto Circuito) trifásica, monofásica y la acometida de 33 KV. Con el valor de la corriente de corto circuito, se calculará la potencia de corto circuito en el lado de la acometida.

$$P_{cc} = IV \times \sqrt{3}$$

$$P_{cc} = (1196.86)(33)(\sqrt{3})$$

$$P_{cc} = 68279 KVA = 68.2 MVA$$

Considerando una potencia base de $KVA_B = 100$

Se toman las impedancias de los elementos referidos a la base para la red.

4.1.3.1 Impedancia de la red suministradora

Se utilizará el método de valor por unidad para el cálculo mencionado, el cual se especifica en el *Manual de Diseño de Instalaciones Eléctricas*.

$Z_{s(0/1)}$ = Impedancia de la red suministradora o sistema que opera en secuencia cero y en secuencia positiva. (El valor del sistema o elemento en cuanto a su impedancia o reactancia no varía en secuencia positiva o en secuencia negativa)

$$Z_{s(0/1)} = \frac{KVA_B}{KVA_{CC}} \longrightarrow Z_{s(0/1)} = \frac{100 KVA}{68279 KVA} = 0.0014 p.u.$$

Para el transformador T_1 y T_2 , los cuales son de 500 KVA, los datos de fabricante incluyen en valor porcentual la impedancia del propio elemento por lo tanto indican una $Z = 4\%$, en valor por unidad corresponde $Z_{p.u.} = 0.04$

$Z_{T(0/1)}$ = Impedancia del transformador que opera en secuencia cero y en secuencia positiva.

$$Z_{T1(0/1)} = Z_{T2(0/1)} = Z_{p.u.} \frac{KVA_B}{KVA_T} \longrightarrow Z_{T1(0/1)} = Z_{T2(0/1)} = 0.04 \left(\frac{100}{500} \right) = 0.008 p.u.$$

Para el transformador T_3 cuya capacidad es de 15 KVA los datos del fabricante indican que $Z = 4\% = Z_{p.u.} = 0.04$

$$Z_{T3(0/1)} = 0.04 \left(\frac{100}{15} \right) = 0.2666 p.u.$$

La reactancia para un motor se determina de la siguiente manera:

$$X_{(0/1)} = \left(\frac{X_m \%}{100} \right) \left(\frac{KVA_B}{KVA_m} \right)$$

Donde:

$X_{(0/1)}$ = Reactancia del motor que opera en secuencia cero y en secuencia positiva, obtenida en valor por unidad.

$X_m \%$ = Reactancia del motor, dato del fabricante en valor porcentual.

KVA_B = Kilo Volts Amperes Base.

KVA_m = Kilo Volts Amperes del motor.

$Z = 25\%$, dato obtenido del fabricante.

$I_{Nominal\ del\ Motor} = 139\ Amp$, dato obtenido anteriormente.

Fórmula para obtener los KVA's del motor:

$$I_N = \frac{1000 \times KVA}{\sqrt{3} \times V} \quad \text{despejando} \quad \longrightarrow \quad KVA = \frac{I_N \times \sqrt{3} \times V}{1000}$$

$$KVA = \frac{(139)(\sqrt{3})(440)}{1000} = 105.932$$

Al obtener este dato se aplica:

$$X_{(0/1)} = \left(\frac{25}{100} \right) \left(\frac{100}{106} \right) = 0.2358\ p.u.$$

A continuación se obtiene el valor por unidad de la reactancia para 3 motores:

$$X_{eq} = \left[\frac{\#deMotores}{X_{(0/1)}} \right]^{-1}$$

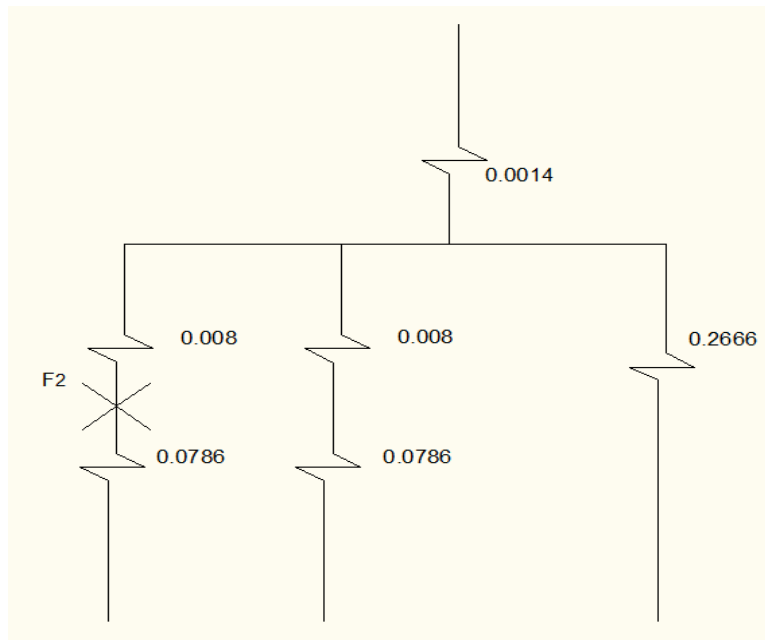
Donde:

X_{eq} = Reactancia equivalente.

Sustituyendo:

$$X_{eq} = \left[\frac{3}{0.2358} \right]^{-1} = 0.0786\ p.u.$$

La corriente de corto circuito en el punto F_1 la proporciona la compañía suministradora, por lo tanto se procede a efectuar el cálculo en el punto de falla F_2 que va a ser igual en el punto de falla F_3 . En base al diagrama unifilar antes mostrado, se procede a obtener otro diagrama pero de impedancias según el punto de falla, comenzando en $F_2 = F_3$.

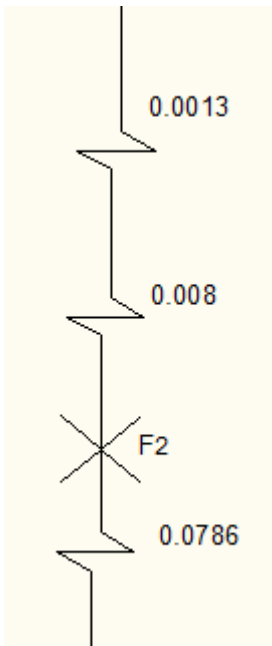


$$Z_1 = 0.008 + 0.0786 = 0.0866 p.u.$$

$$Z_2 = \frac{0.0866 \times 0.2666}{0.0866 + 0.2666} = 0.0653 p.u.$$

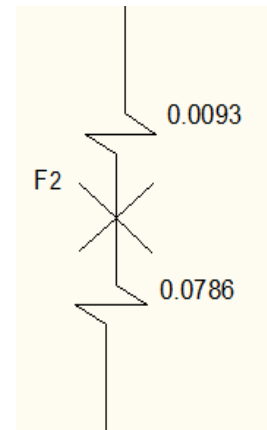
$$Z_3 = \frac{0.0653 \times 0.0014}{0.0653 + 0.0014} = 0.0013 p.u.$$

Diagramas equivalentes:



$$Z_4 = 0.0013 + 0.008 = 0.0093 p.u.$$

$$Z_5 = \frac{0.0093 \times 0.0786}{0.0093 + 0.0786} = 0.0083 p.u.$$



4.1.3.2 Cálculo de la corriente de falla

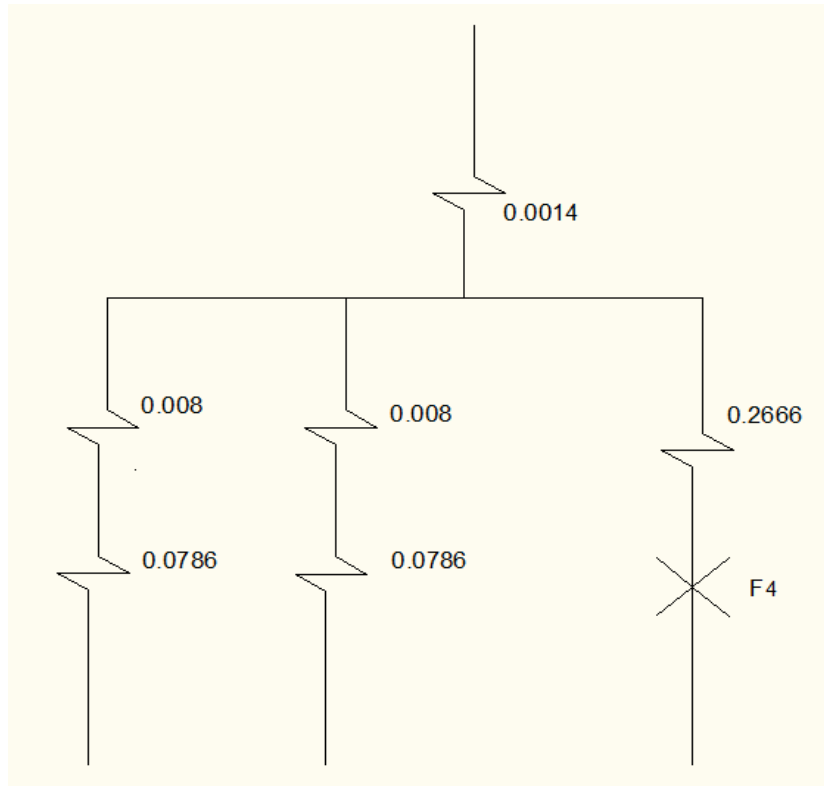
Para calcular la corriente de corto circuito en el punto de falla se aplicará la expresión:

$$I_{cc} = \frac{KVA_B}{\sqrt{3} \times Z_{eqtot.} \times KV}$$

Corriente de corto circuito en el punto de falla F₂:

$$I_{cc} = \frac{100}{(\sqrt{3})(0.0083)(0.44)} = 15809.1530 \text{ Amp}$$

A continuación se procede a calcular la corriente de corto circuito en el lado de baja tensión (220 Volts) que corresponde a F₄:



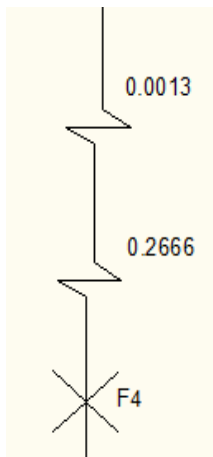
$$Z_6 = 0.008 + 0.0786 = 0.0866 \text{ p.u.}$$

$$Z_6 = Z_7$$

$$Z_8 = \frac{0.0866}{2} = 0.0433 \text{ p.u.}$$

$$Z_9 = \frac{0.0433 \times 0.0014}{0.0433 + 0.0014} = 0.0013 \text{ p.u.}$$

Diagrama equivalente:



$$Z_{10} = 0.0013 + 0.2666 = 0.2679 \text{ p.u.}$$

Calculando la corriente de corto circuito:

$$I_{cc} = \frac{100}{(\sqrt{3})(0.2674)(0.22)} = 979.5891 \text{ Amp}$$

4.1.3.3 Corriente monofásica o corriente de falla a tierra

Para F_2 y F_3 , se usa:

$$X_{ohm} = \frac{X_{p.u.}(KV^2)1000}{KVA_B}$$

Donde:

X_{ohm} = Valor de la reactancia en ohms (Ω) para corriente 1 ϕ o de F-T.

$X_{p.u.}$ = Reactancia en valor por unidad.

Valor de la reactancia para secuencia positiva y negativa:

$$X_1 = X_2 = \frac{(0.0083)(0.440^2)(1000)}{100} = 0.0160\Omega$$

Valor de la reactancia para secuencia cero:

$$X_0 = \frac{(0.0093)(0.440^2)(1000)}{100} = 0.0180\Omega$$

Corriente de fase de corto circuito simétrica:

$$I_{1_{fcsim}} = \frac{3 \times V_{L-N}}{X_1 + X_2 + X_3} \longrightarrow I_{1_{fcsim}} = \frac{3 \left(\frac{440}{\sqrt{3}} \right)}{0.0160 + 0.0160 + 0.0180} = 15242.0471 \text{ Amp.}$$

Para el punto de falla F4, el valor de la reactancia para secuencia positiva, negativa y cero es la misma:

$$X_0 = X_1 = X_2 = \frac{(0.2679)(0.220^2)(1000)}{100} = 0.1296 \Omega$$

Corriente de fase de corto circuito simétrica:

$$I_{2_{fcsim}} = \frac{3 \left(\frac{220}{\sqrt{3}} \right)}{0.1296 \times 3} = 980.0699 \text{ Amp.}$$

4.1.4 Cálculo de la Red de Tierras (Conforme a la NRF-011-CFE-2004, Comisión Federal de Electricidad)

La planta de bombeo debe contar con un sistema de tierras con objeto de proteger al personal, equipos e instalaciones en general, contra descargas atmosféricas y fallas de fase a tierra. Se construirá una red de tierras de 16 x 12 m formada por conductores de cobre desnudo enterrado a 60 cm de profundidad.

Se determina primero la corriente de corto circuito:

$I_{cc} = I_G$ = Corriente de corto circuito corregida.

$I_o = I_{1_{fcsim}}$ = Corriente monofásica o de falla a tierra.

F_D = Factor de decremento.

F_s = Factor de seguridad.

$I_{cc} = I_o = F_D = F_s$

$I_{cc} = (15242.0471)(1.125)(1.0) = 17147.3029 \text{ Amp.}$

El calibre del conductor de la red principal se determina por la magnitud de la corriente y tiempo de flujo, contemplando la elevación de temperatura máxima permisible, la cual será de 150 °C, ya que se consideran conexiones soldables tipo Cadweld.

$$A = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}{33s}}}$$

Donde:

A = Área de la sección transversal del conductor en circular mils.

I_{cc} = Corriente de corto circuito corregida.

T_m = Temperatura máxima permisible en el conector, en grados centígrados.

T_a = Temperatura ambiente, en grados centígrados.

s = Tiempo en segundos, durante el cual circula la corriente de corto circuito.

$$A = \frac{17147.3029}{\sqrt{\frac{\log\left(\frac{150 - 36}{234 + 36} + 1\right)}{33(0.1)}}} = 79644.0362CM$$

Corresponde a un calibre 1 KCM pero debido a recomendaciones hechas por la Comisión Nacional del Agua se toma el calibre 4/0 para malla principal y para las derivaciones 1/0.

Ahora se efectúa el cálculo de la tensión de paso y la tensión de contacto máximas permisibles por el cuerpo humano.

Las tensiones correspondientes a personas con un peso aproximado a 70 kg utilizan una constante diferente que para un peso de 50 kg, por lo tanto se tiene que la constante para 70 kg es 0.157 mientras que la constante para 50 kg es de 0.116.

4.1.4.1 Cálculo de la tensión de paso máxima permisible por el cuerpo humano

$$E_{paso50} = (1000 + 6C_s\rho_s) \left(\frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \right) \quad E_{paso70} = (1000 + 6C_s\rho_s) \left(\frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \right)$$

Donde:

ρ_s = Resistividad de la capa superficial en Ω -m.

t_s = Tiempo que dura la falla en segundos.

C_s = Factor de reducción.

- Determinando factor de reducción:

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

Donde:

ρ = Resistividad del suelo.

h_s = Espesor de la capa superficial.

- Determinando la primera capa de terreno:

$$h = \frac{1}{10} \sqrt{\text{área}} \quad \longrightarrow \quad h = \frac{1}{10} \sqrt{192} = 1.3856m$$

De acuerdo a un estudio previo sobre el terreno se tiene que:

$\rho = 15 \Omega\text{-m}$

$\rho_s = 3000 \Omega\text{-m}$

Una vez obtenidos los datos, se continúa con el cálculo del factor de reducción:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{15}{3000} \right)}{2(1.3856) + 0.09} = 0.9687$$

Obteniendo tensión de paso:

$$E_{paso\delta 0} = (1000 + 6(0.9687)(3000)) \left(\frac{0.116}{\sqrt{0.1}} \right) = 6762.9912v$$

$$E_{paso\gamma 0} = (1000 + 6(0.9687)(3000)) \left(\frac{0.157}{\sqrt{0.1}} \right) = 9153.3587v$$

4.1.4.2 Cálculo de la tensión de contacto máxima permisible por el cuerpo humano

$$E_{contacto\delta 0} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \left(\frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \right) \quad E_{contacto\gamma 0} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \left(\frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \right)$$

$$E_{contacto\delta 0} = (1000 + 1.5(0.9687)(3000)) \left(\frac{0.116}{\sqrt{0.1}} \right) = 1965.8659v$$

$$E_{contacto\gamma 0} = (1000 + 1.5(0.9687)(3000)) \left(\frac{0.157}{\sqrt{0.1}} \right) = 2660.6978v$$

4.1.4.3 Cálculo de la resistencia de tierras, considerando la red propuesta en el plano del proyecto

$$h' = (d_1 h)^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

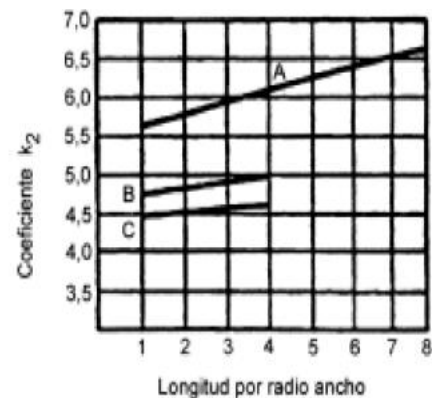
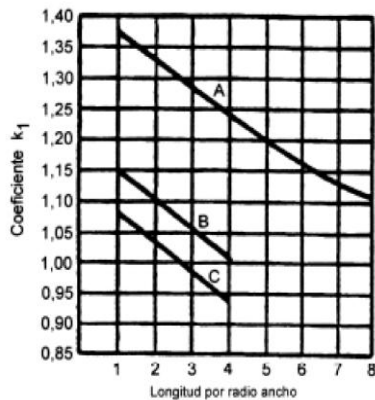
h' = Coeficiente de la profundidad de la rejilla para tierra en m.
 $d_1 = 0.0134$ m = Diámetro del conductor de la rejilla para tierra.
 $h = 0.6$ m = Profundidad de la rejilla para tierra en m.

$$h' = (0.0134 \times 0.6)^{\frac{1}{2}} = 0.089m$$

Considerando una red de tierras de 16 x 12 m:

$$A = \text{Área} = 16m \times 12m = 192m^2$$

k_1, k_2 = Constantes relacionadas con la geometría del sistema de tierras. De gráficas se obtiene el valor de las constantes (Coeficientes de la fórmula de Schwarz), respecto al valor de la primera capa de terreno en metros.



Por lo tanto, se obtiene que $K_1 = 1.12$ y $K_2 = 4.6$

n = Número de conductores transversales.

d_2 = Diámetro de los electrodos verticales (varillas de tierra) en m.

l_1 = Longitud total de los conductores de la rejilla para tierra en m.

ρ_a = Resistencia aparente Ω -m.

ρ_1 = Capa de resistividad 1 Ω -m.

ρ_2 = Capa de resistividad 2 Ω -m.

- Resistencia aparente:

$$\rho_a = \frac{l_2 \rho_1 \rho_2}{\rho_2 (H - h) + \rho_1 (l_2 + h - H)}$$

Donde:

l_2 = Longitud total de los electrodos verticales conectados a la rejilla en m.

H = Espesor de la primera capa del terreno en m.

h = Profundidad de la rejilla para tierra en m.

El estudio realizado determina una resistividad uniforme $\therefore \rho_1 = \rho_2$

$$\begin{aligned} H &= 1.3856m & l_2 &= 24.4m \\ h &= 0.6m & \rho_1 = \rho_2 &= 15\Omega - m \end{aligned}$$

$$\rho_a = \frac{(24.4)(15)(15)}{(15)(1.3856 - 0.6) + (15)(24.4 + 0.6 - 1.3856)} = 15\Omega - m$$

Recopilando datos, para aplicarlos en las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} \rho_1 = \rho_2 = \rho_a &= 15\Omega - m & h' &= 0.089 & n &= 6 \\ l_1 = L_c &= 152 & k_1 &= 1.12 & d_2 &= 0.019 \\ l_2 = L_R &= 24.4 & k_2 &= 4.6 & & \end{aligned}$$

R_1 = Resistencia de los conductores de la rejilla para tierra en Ω .

$$R_1 = \left(\frac{\rho_1}{\pi \times l_1} \right) \left[\ln \left(\frac{2l_1}{h'} \right) + \frac{k_1 l_1}{(A)^{\frac{1}{2}} - k_2} \right]$$

$$R_1 = \left(\frac{15}{\pi \times 152} \right) \left[\ln \left(\frac{2 \times 152}{0.089} \right) + \frac{1.12 \times 152}{(192)^{\frac{1}{2}} - 4.6} \right]$$

$$R_1 = (0.0314)(8.1361 + 18.3915) = 0.8329\Omega$$

R_2 = Resistencia de todos los electrodos verticales (varillas para tierra) en Ω .

$$R_2 = \left(\frac{\rho_a}{2n\pi \times l_2} \right) \left[\ln \left(\left(\frac{8l_2}{d_2} \right) - 1 + \frac{2k_1 l_2}{(A)^{\frac{1}{2}}} \right) \left((n)^{\frac{1}{2}} - 1 \right)^2 \right]$$

$$R_2 = \left(\frac{15}{2 \times 8 \times \pi \times 24.4} \right) \left[\ln \left(\left(\frac{8 \times 24.4}{0.019} \right) - 1 + \frac{2 \times 1.12 \times 24.4}{(192)^{\frac{1}{2}}} \right) \left((6)^{\frac{1}{2}} - 1 \right)^2 \right]$$

$$R_2 = (0.0106)[8.2373 + (3.9444 \times 2.1010)] = 0.1756\Omega$$

R_{12} = Resistencia mutua entre el grupo de conductores, R_1 y el grupo de electrodos verticales (varillas para tierra), R_2 en Ω .

$$R_{12} = \left(\frac{\rho_a}{\pi \times l_1} \right) \left[\ln \left(\frac{2l_1}{l_2} \right) + \frac{k_1 l_1}{(A)^{\frac{1}{2}} - k_2 + 1} \right]$$

$$R_{12} = \left(\frac{15}{\pi \times 152} \right) \left[\ln \left(\frac{2 \times 152}{24.4} \right) + \frac{1.12 \times 152}{(192)^{\frac{1}{2}} - 4.6 + 1} \right]$$

$$R_{12} = (0.0314)(2.5224 + 16.5984) = 0.6003\Omega$$

R_g = Resistencia de tierra en Ω .

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - (R_{12})^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}} \longrightarrow R_g = \frac{(0.8329)(0.1756) - (0.6003)^2}{0.8329 + 0.1756 - 2(0.6003)} = 1.1145\Omega$$

4.1.4.4 Cálculo de la tensión de malla

Primero se determina el factor geométrico (k_m) para lo cual es necesario obtener los factores de corrección k_h y k_{ii} .

k_h = Factor de corrección relacionado con la malla.

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

Donde:

h = Profundidad de rejilla para tierra en m.

h_o = Profundidad de referencia y es igual a 1 m

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{0.6}{1}} = 1.2649$$

- Procedimiento para obtener k_{ii}

Forma de la rejilla:

$$\eta_a = \frac{2 \times L_c}{L_p}$$

Donde:

η_a = Es el factor para una rejilla cuadrada ó rectangular.

L_p = Longitud de conductores en la periferia de la rejilla en m.

$$\eta_a = \frac{2 \times 152}{60.8} = 5$$

η_b = Factor para distancias cuadradas.

$$\eta_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \times \sqrt{A}}} \longrightarrow \eta_b = \sqrt{\frac{60.8}{4 \times \sqrt{192}}} = 1.0473$$

El número de conductores a utilizar es:

n = Número de conductores equivalentes en cualquier dirección.

$$n = \eta_a \times \eta_b \longrightarrow n = (5)(1.0473) = 5.2365$$

$5.2365 \approx 6$ Por lo tanto el número de conductores transversales será $n = 6$.

k_{ii} = Factor de corrección para rejillas con electrodos verticales.

$$k_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} \longrightarrow k_{ii} = \frac{1}{(2 \times 5.2365)^{\frac{2}{5.2365}}} = 0.4077$$

D = Espaciamiento entre conductores paralelos en m. $\longrightarrow D = 2m$

Ahora, con los datos obtenidos, se puede calcular el factor geométrico:

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

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{2^2}{16(0.6)(0.0134)} + \frac{(2+2(0.6))^2}{8(2)(0.0134)} - \frac{0.6}{4(0.0134)} \right) + \frac{0.4077}{1.2649} \ln \left(\frac{8}{\pi((2 \times 6) - 1)} \right) \right] = 0.3883$$

- Factor de irregularidad

$$k_i = 0.644 + 0.148(n) \longrightarrow k_i = 0.644 + 0.148(6) = 1.532$$

- Cálculo de la longitud de conductores y varillas

$$L = L_c + L_R(1.15)$$

$$L = 152 + 24.4(1.15)$$

$$L = 152 + 28.06$$

$$L = 180.06$$

- Longitud efectiva del conductor

$$L_m = L_c + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{(L_x^2 + L_y^2)^{\frac{1}{2}}} \right) \right] L_R$$

L_m = Longitud efectiva del conductor.

L_x = Longitud máxima de la rejilla para tierra en la dirección x dada en m.

L_y = Longitud máxima de la rejilla para tierra en la dirección y dada en m.

L_R = Longitud total de los electrodos verticales conectados a la rejilla en m.

L_r = Longitud de los electrodos verticales conectados en las esquinas de la rejilla en m.

$$\begin{array}{ccc} L_x = 12m & L_R = 24.4 & L_c = 152 \\ L_y = 16m & L_r = 17.81 & \end{array}$$

$$L_m = 152 + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{17.81}{(12^2 + 16^2)^{\frac{1}{2}}} \right) \right] 24.4 = 216.32$$

Por lo tanto, la longitud total de conductores del sistema de tierras es de 220 m.

Ahora sustituyendo los datos en la siguiente fórmula para obtener la tensión de malla:

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

Donde:

E_m = Tensión de malla.

ρ = Resistividad promedio del suelo en Ω -m.

k_i = Factor de irregularidad.

I_G / L_m = Relación de la corriente promedio por unidad de longitud de un conductor efectivamente enterrado en el sistema de tierra.

$$E_m = \frac{(15)(0.3883)(1.532)(17147.3029)}{216.32} = 707.3210v$$

4.1.4.5 Longitud mínima requerida

Se determina la longitud mínima requerida por la red para que no existan tensiones peligrosas, al presentarse una falla de corto circuito.

$$\rho = 15 \Omega\text{-m} \quad \rho = 3000 \Omega\text{-m}$$

$$t = 0.1$$

$$L_{50} = \frac{k_m k_i \rho I_{cc} \sqrt{t}}{116 + 0.17 \rho_s}$$

$$L_{50} = \frac{(0.3883)(1.532)(15)(17147.3029)\sqrt{0.1}}{116 + 0.17(3000)} = 77.2927m$$

$$L_{70} = \frac{k_m k_i \rho I_{cc} \sqrt{t}}{157 + 0.235 \rho_s}$$

$$L_{70} = \frac{(0.3883)(1.532)(15)(17147.3029)\sqrt{0.1}}{157 + 0.235(3000)} = 56.1314m$$

4.1.4.6 Cálculo de la tensión de paso fuera de la malla

$$E_{paso} = \frac{\rho I_G k_s k_i}{L_s}$$

$$k_s = \text{Factor geométrico.} \quad L_s = \text{Longitud efectiva.}$$

Para obtener estos datos:

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

$$k_s = (0.3183) \left[\frac{1}{2(0.6)} + \frac{1}{2+0.6} + \frac{(1-0.5^{(6-2)})}{2} \right] = 0.5366$$

$$L_s = 0.75L_c + 0.85L_R \quad \longrightarrow \quad L_s = 0.75(152) + 0.85(24.4) = 134.74$$

Sustituyendo en la fórmula de tensión de paso:

$$E_{paso} = \frac{(15)(17147.3029)(0.5366)(1.532)}{134.74} = 1569.2783v$$

Concluyendo, la $L_{propuesta}$ es mayor que la $L_{requerida}$, dado que la $L_{requerida}$ solo considera el mínimo de material que debe contener la estructura de acuerdo a la resistencia del suelo y la corriente a utilizar.

$$L_{propuesta} = 216.32 \text{ m} > L_{requerida} = 77.2927 \text{ m}$$

Si la tensión de malla es menor que la tensión de contacto tolerable por el cuerpo humano, el diseño puede darse por concluido.

$$E_m = 707.3210 \text{ v} > E_{contacto50} = 1965.8659 \text{ v}$$

La resistencia a tierra de la red es de 1.1145Ω que está por debajo de los 25Ω que estipula la norma oficial mexicana.

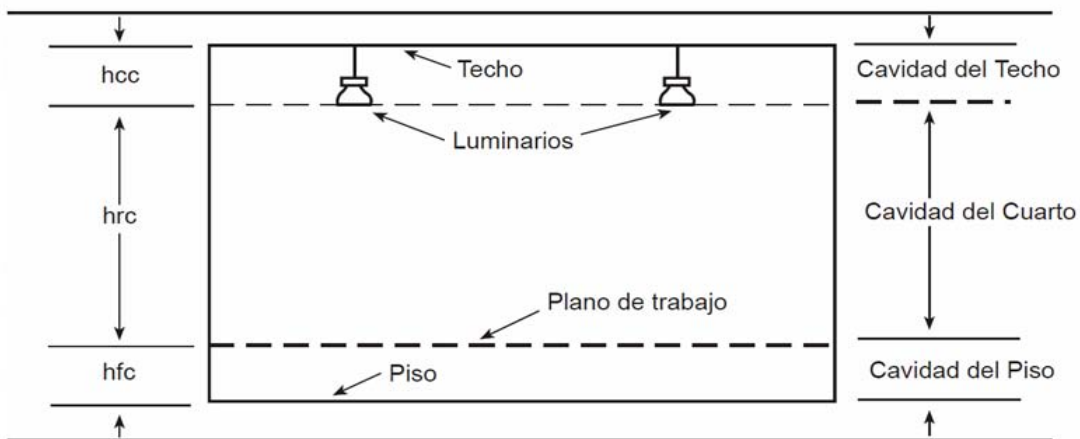
4.1.5 Cálculo de iluminación

4.1.5.1 Caseta de Control

Datos:

Longitud del cuarto (L)	10 m
Ancho del cuarto (W)	5 m
h_{cc} = Altura de cavidad de techo	0.5 m
h_{rc} = Altura de cavidad de cuarto	2.80 m
h_{fc} = Altura de cavidad de piso	0 m

$$A = \text{Área} \longrightarrow A = L \times W \longrightarrow A = 10m \times 5m = 50m^2$$



Rango de cavidad de techo (CCR)

$$CCR = \frac{5h_{cc}(L+W)}{L \times W} \longrightarrow CCR = \frac{5(0.5)(10+5)}{10 \times 5} = 0.75$$

Rango de cavidad de cuarto (RCR)

$$RCR = \frac{5h_{cr}(L+W)}{L \times W} \longrightarrow RCR = \frac{5(2.80)(10+5)}{10 \times 5} = 4.2$$

Rango de cavidad de piso (FCR)

$$FCR = \frac{5h_{fc}(L+W)}{L \times W} \longrightarrow FCR = \frac{5(0)(10+5)}{10 \times 5} = 0$$

Reflectancia

Techo = 80%
Paredes = 50%
Piso = 20%

Porcentaje de reflectancia efectiva en la cavidad de piso o techo para diferentes combinaciones de reflectancia

% Reflectancia de techo o piso	90				80				70				50				30			10		
% Reflectancia de pared	90	70	50	30	80	70	50	30	70	50	30	70	50	30	70	50	30	10	50	30	10	
RSR																						
0.2	89	88	86	85	78	78	77	76	68	67	66	49	48	47	30	29	29	28	10	10	09	
0.4	88	86	84	81	77	76	74	72	67	65	63	48	47	45	30	29	28	26	11	10	09	
0.6	87	84	80	77	76	75	71	68	65	63	59	47	45	43	30	28	26	25	11	10	08	
0.8	87	82	77	73	75	73	69	65	64	60	56	47	44	40	30	28	25	23	11	10	08	
1.0	86	80	75	69	74	72	67	62	62	58	53	46	43	38	30	27	24	22	12	10	08	
1.2	85	78	72	66	73	70	64	58	61	57	50	45	41	36	30	27	23	21	12	10	07	
1.4	85	77	69	62	72	68	62	55	60	55	47	45	40	35	30	26	22	19	12	10	07	
1.6	84	75	67	59	71	67	60	53	59	53	45	44	39	33	29	25	22	18	12	09	07	
1.8	83	73	64	56	70	66	58	50	58	51	42	43	38	31	29	25	21	17	13	09	06	
2.0	83	72	62	53	69	64	56	48	56	49	40	43	37	30	29	24	20	16	13	09	06	
2.2	82	70	59	50	68	63	54	45	55	48	38	42	36	29	29	24	19	15	13	09	06	
2.4	82	69	58	48	67	61	52	43	54	46	37	42	35	27	29	24	19	14	13	09	06	
2.6	81	67	56	46	66	60	50	41	54	45	35	41	34	26	29	23	18	14	13	09	06	
2.8	81	66	54	44	65	59	48	39	53	43	33	41	33	25	29	23	17	13	13	09	05	
3.0	80	64	52	42	65	58	47	37	52	42	32	40	32	24	29	22	17	12	13	09	05	
3.2	79	63	50	40	65	57	45	35	51	40	31	39	31	23	29	22	16	12	13	09	05	
3.4	79	62	48	38	64	56	44	34	50	39	29	39	30	22	29	22	16	11	13	09	05	
3.6	78	61	47	36	63	54	43	32	49	38	28	39	29	21	29	21	15	10	13	09	04	
3.8	78	60	45	35	62	53	41	31	49	37	27	38	29	21	28	21	15	10	14	09	04	
4.0	77	58	44	33	61	53	40	30	48	36	26	38	28	20	28	21	14	09	14	09	04	
4.2	77	57	43	32	60	52	39	29	47	35	25	37	28	20	28	20	14	09	14	09	04	
4.4	76	56	42	31	60	51	38	28	46	34	24	37	27	19	28	20	14	09	14	08	04	
4.6	76	55	40	30	59	50	37	27	45	33	24	36	26	18	28	20	13	08	14	08	04	
4.8	75	54	39	28	58	49	36	26	45	32	23	36	26	18	28	20	13	08	14	08	04	
5.0	75	53	38	28	58	48	35	25	44	31	22	35	25	17	28	19	13	08	14	08	04	

% de reflectancia efectiva en la cavidad de techo, pcc	80				70				50			30			10		
	70	50	30	10	70	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10
Para 30 % de reflectancia efectiva en la cavidad de piso (20 % = 1.00)																	
RCR																	
1	1.092	1.082	1.075	1.068	1.077	1.070	1.064	1.059	1.049	1.044	1.040	1.028	1.026	1.023	1.012	1.010	1.008
2	1.079	1.066	1.055	1.047	1.068	1.057	1.048	1.039	1.041	1.033	1.027	1.026	1.021	1.017	1.013	1.010	1.006
3	1.070	1.054	1.042	1.033	1.061	1.048	1.037	1.028	1.034	1.027	1.020	1.024	1.017	1.012	1.014	1.009	1.005
4	1.062	1.045	1.033	1.024	1.055	1.040	1.029	1.021	1.030	1.022	1.015	1.022	1.015	1.010	1.014	1.009	1.004
5	1.056	1.038	1.026	1.018	1.050	1.034	1.024	1.015	1.027	1.018	1.012	1.020	1.013	1.008	1.014	1.009	1.004
6	1.052	1.033	1.021	1.014	1.047	1.030	1.020	1.012	1.024	1.015	1.009	1.019	1.012	1.006	1.014	1.008	1.003
7	1.047	1.029	1.018	1.011	1.043	1.026	1.017	1.009	1.022	1.013	1.007	1.018	1.010	1.005	1.014	1.008	1.003
8	1.044	1.026	1.015	1.009	1.040	1.024	1.015	1.007	1.020	1.012	1.006	1.017	1.009	1.004	1.013	1.007	1.003
9	1.040	1.024	1.014	1.007	1.037	1.022	1.014	1.006	1.019	1.011	1.005	1.016	1.009	1.004	1.013	1.007	1.002
10	1.037	1.022	1.012	1.006	1.034	1.020	1.012	1.005	1.017	1.010	1.004	1.015	1.009	1.003	1.013	1.007	1.002
Para 10 % de reflectancia efectiva en la cavidad de piso (20 % = 1.00)																	
RCR																	
1	0.923	0.929	0.935	0.940	0.933	0.939	0.943	0.948	0.956	0.960	0.963	0.973	0.976	0.979	0.989	0.991	0.993
2	0.931	0.942	0.950	0.958	0.940	0.949	0.957	0.963	0.962	0.968	0.974	0.976	0.980	0.985	0.988	0.991	0.995
3	0.939	0.951	0.961	0.969	0.945	0.957	0.966	0.973	0.967	0.975	0.981	0.978	0.983	0.988	0.988	0.992	0.996
4	0.944	0.958	0.969	0.978	0.950	0.963	0.973	0.980	0.972	0.980	0.986	0.980	0.986	0.991	0.987	0.992	0.996
5	0.949	0.964	0.976	0.983	0.954	0.968	0.978	0.985	0.975	0.983	0.989	0.981	0.988	0.993	0.987	0.992	0.997
6	0.953	0.969	0.980	0.986	0.958	0.972	0.982	0.989	0.977	0.985	0.992	0.982	0.989	0.995	0.987	0.993	0.997
7	0.957	0.973	0.983	0.991	0.961	0.975	0.985	0.991	0.979	0.987	0.994	0.983	0.990	0.996	0.987	0.993	0.998
8	0.960	0.976	0.986	0.993	0.963	0.977	0.987	0.993	0.981	0.988	0.995	0.984	0.991	0.997	0.987	0.994	0.998
9	0.963	0.978	0.987	0.994	0.965	0.979	0.989	0.994	0.983	0.990	0.996	0.985	0.992	0.998	0.988	0.994	0.999
10	0.965	0.980	0.965	0.980	0.967	0.981	0.990	0.995	0.984	0.991	0.997	0.986	0.993	0.998	0.988	0.994	0.999

Con los datos anteriores se determinará el coeficiente de utilización:

Tabla de coeficientes de utilización Holophane No. HIL-232 (Bajas pérdidas encendido instantáneo):

PISO	20%						0%
	80%			50%			0%
TECHO							0%
PARED	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%

RCR	COEFICIENTES DE UTILIZACION							
	0	1.06	1.06	1.06	0.99	0.99	0.99	0.89
1	0.92	0.88	0.85	0.85	0.86	0.83	0.81	0.74
2	0.80	0.73	0.68	0.68	0.75	0.70	0.66	0.61
3	0.69	0.62	0.56	0.56	0.65	0.59	0.54	0.50
4	0.61	0.53	0.47	0.47	0.58	0.51	0.46	0.42
5	0.54	0.46	0.40	0.40	0.51	0.44	0.39	0.36
6	0.49	0.40	0.34	0.34	0.46	0.39	0.34	0.31
7	0.44	0.36	0.30	0.30	0.42	0.35	0.30	0.27
8	0.40	0.32	0.27	0.27	0.38	0.31	0.26	0.24
9	0.36	0.29	0.24	0.24	0.35	0.28	0.24	0.22
10	0.34	0.26	0.22	0.22	0.32	0.26	0.21	0.19

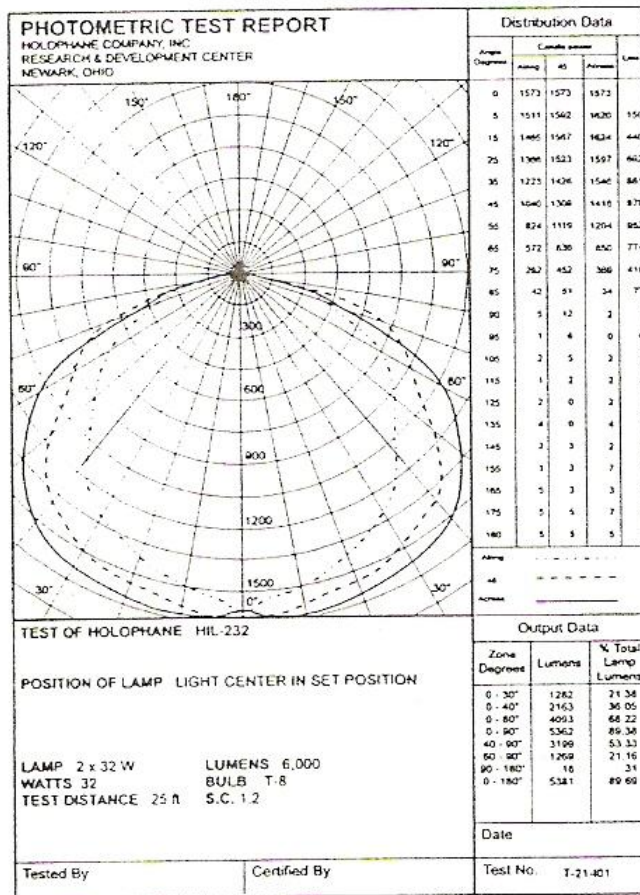
Cat. No.	DESCRIPCION	Espacia- miento	Peso Aprox. kg
H I L			
HIL-232-ER	Para dos lámparas de 32 W 1 Balastro Elec. 2 x 32 W	1.35:1	8.400
HIL-238	Para dos lámparas de 38 W 1 Balastro 2 x 38 W		
HIL-240	Para dos lámparas de 40 W 1 Balastro 2 x 40 W	1.35:1	8.400
HIL-259-EI	Para dos lámparas de 59 W 1 Balastro Elec. 2 x 59 W	1.35:1	16.050
HIL-274	Para dos lámparas de 74 W 1 Balastro 2 x 74 W		
HIL-432-ER	Para cuatro lámparas de 32 W dos en Tandem. 2 Balastro Elec. 2 x 32 W		

Método de cavidad zonal

Interpolación

$$\begin{aligned} X_1 &= 4 & Y_1 &= 0.61 \\ X &= 4.2 & Y &= 0.596 \\ X_2 &= 5 & Y_2 &= 0.54 \end{aligned} \quad \therefore C.U. = 0.596$$

F.M. = Factor de mantenimiento 60% = 0.6
 C.U. = Coeficiente de utilización 0.596
 Luxes recomendados 300
 Lúmenes 6300 por luminario
 Luminario de 2 x 32W 12600 lúmenes totales



Cálculo del número de luminarias

$$N.L. = \frac{\text{Área} \times \text{Luxes recomendados}}{\frac{\text{lámparas}}{\text{luminario}} \times \frac{\text{lúmenes}}{\text{lámpara}} \times C.U. \times F.M.}$$

$$N.L. = \frac{(50)(300)}{(2)(6300)(0.596)(0.6)} = 3.3290 \text{ luminarias}$$

Se instalarán 3 luminarias de $2 \times 32W$

Espaciamiento promedio entre luminarias

$$Es = \sqrt{\frac{\text{Área}}{\# \text{delu min arias}}} \qquad Es = \sqrt{\frac{50}{3}} = 4m$$

Número de luminarias emplazadas a lo largo:

$$\frac{L}{Es} = \frac{10}{4} = 2.5 \therefore 3 \text{ luminarias}$$

Número de luminarias emplazadas a lo ancho:

$$\frac{W}{Es} = \frac{5}{4} = 1.25 \therefore 1 \text{ luminaria}$$

4.1.5.2 Cálculo de iluminación de la caseta de bombas

Longitud del cuarto (L)

Ancho del cuarto (W)

h_{cc} = Altura de cavidad de techo 0.5 m

h_{rc} = Altura de cavidad de cuarto 5.35 m

h_{fc} = Altura de cavidad de piso 0 m

$$A = \text{Área} \longrightarrow A = L \times W \longrightarrow A = 11.7m \times 4m = 46.8m^2$$

Rango de cavidad de techo (CCR)

$$CCR = \frac{5h_{cc}(L+W)}{L \times W} \longrightarrow CCR = \frac{5(0.5)(11.7+4)}{11.7 \times 4} = 0.838$$

Rango de cavidad de cuarto (RCR)

$$RCR = \frac{5h_{cr}(L+W)}{L \times W} \longrightarrow RCR = \frac{5(5.35)(11.7+4)}{11.7 \times 4} = 8.973$$

Rango de cavidad de piso (FCR)

$$FCR = 0$$

Reflectancia

Techo = 70%
 Paredes = 50%
 Piso = 20%

Tabla de coeficientes de utilización de un luminario Holophane Prismawrap de cuatro lámparas:

Método de cavidad Zonal para coeficientes de utilización de un luminario Prismawrap de cuatro lámparas
 Criterio de espaciamiento 1.4

pcc	80%				70%				50%			30%			10%			
	pw	70%	50%	30%	10%	70%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%
0		0.78	0.78	0.78	0.78	0.75	0.75	0.75	0.75	0.70	0.70	0.70	0.66	0.66	0.66	0.62	0.62	0.62
1		0.72	0.69	0.67	0.64	0.69	0.67	0.65	0.63	0.63	0.61	0.59	0.59	0.58	0.56	0.56	0.55	0.53
2		0.66	0.62	0.58	0.55	0.64	0.60	0.56	0.53	0.56	0.54	0.51	0.53	0.51	0.49	0.50	0.48	0.47
3		0.61	0.55	0.51	0.47	0.59	0.54	0.50	0.46	0.51	0.47	0.44	0.48	0.45	0.43	0.46	0.43	0.41
4		0.57	0.50	0.45	0.41	0.55	0.48	0.44	0.40	0.46	0.42	0.39	0.44	0.40	0.38	0.41	0.39	0.36
5	R C R	0.52	0.45	0.39	0.35	0.50	0.43	0.38	0.35	0.41	0.37	0.34	0.39	0.36	0.33	0.37	0.34	0.32
6		0.48	0.40	0.35	0.31	0.47	0.39	0.34	0.31	0.37	0.33	0.30	0.36	0.32	0.29	0.34	0.31	0.28
7		0.45	0.36	0.31	0.27	0.43	0.35	0.30	0.27	0.34	0.29	0.26	0.32	0.28	0.25	0.31	0.27	0.25
8		0.41	0.33	0.27	0.23	0.40	0.32	0.27	0.23	0.30	0.26	0.23	0.29	0.25	0.22	0.28	0.24	0.22
9		0.38	0.29	0.24	0.20	0.36	0.28	0.23	0.20	0.27	0.23	0.20	0.26	0.22	0.19	0.28	0.21	0.19
10		0.35	0.26	0.21	0.18	0.34	0.26	0.21	0.18	0.25	0.20	0.17	0.24	0.20	0.17	0.23	0.19	0.16

Método de cavidad zonal

Interpolación

$$\begin{aligned}
 X_1 &= 8 & Y_1 &= 0.32 \\
 X &= 8.97 & Y &= 0.2812 & \therefore \text{C.U.} &= 0.2812 \\
 X_2 &= 9 & Y_2 &= 0.28
 \end{aligned}$$

F.M. = Factor de mantenimiento 60% = 0.6
 C.U. = Coeficiente de utilización 0.2812
 Luxes recomendados 200
 Lúmenes 5125 por luminario
 Luminario Prismawrap 20500 lúmenes totales

Cálculo del número de luminarias

$$N.L. = \frac{(46.8)(200)}{(4)(5125)(0.2812)(0.6)} = 2.7061 \text{ luminarias}$$

Se instalarán 3 luminarias Prismawrap.

Espaciamiento promedio entre luminarias

$$E_s = \sqrt{\frac{46.8}{3}} = 3.9496m$$

Número de luminarias emplazadas a lo largo:

$$\frac{L}{E_s} = \frac{11.7}{3.9496} = 2.9622 \therefore 3 \text{ luminarias}$$

Número de luminarias emplazadas a lo ancho:

$$\frac{W}{E_s} = \frac{4}{3.9496} = 1.0127 \therefore 1 \text{ luminaria}$$

4.1.5.3 Alumbrado exterior de la caseta de bombas

Se selecciona una luminaria de vapor de sodio de alta presión, clara, 250 W, 220 V y 16000 lúmenes; marca Holophane Module 600.

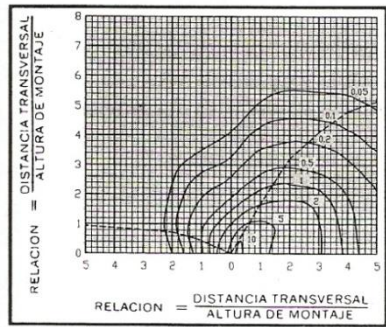
Se utiliza la curva Isofootcandle para determinar el coeficiente de utilización:

OUTDOOR ILLUMINATION DATA

LUMINAIRE	MODULE 600
	Cat. No. 609
	LC in set Position
IES TYPE	Type IV, Short, Non-Cutoff
LAMP	250W Clear H.P.S
LUMENS	16000
WATTS	250
BURNING POSITION	Horizontal

PARA OTRAS ALTURAS DE MONTAJE, AFECTAR LOS VALORES DE LA CARTA ISOLUX POR LOS SIGUIENTES FACTORES DE CORRECCION

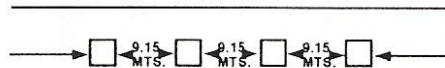
ALTURA METROS	PIES	FACTOR
6.09	20	.56
5.49	18	.70
4.88	16	.88
4.57	15	1.00
4.27	14	1.15
3.66	12	1.56
3.05	10	2.25
2.44	8	3.52



RELACION MAXIMA DE ESPACIAMIENTO

CON LAMPARAS CLARAS	6:1
CON LAMPARAS FOSFORADAS	5:1

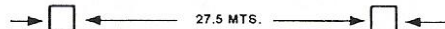
PARA UNA ILUMINACION UNIFORME MULTIPLIQUE LOS FACTORES ARRIBA MENCIONADOS POR LA ALTURA DE MONTAJE Y ASI OBTENDRA EL ESPACIAMIENTO MAXIMO.



SOLUCION 1: Lo estético puede obligarnos a espaciamientos cortos, el problema puede ser resuelto usando luminarios con lámpara de 250 W. vapor de mercurio Blanco de lujo, separados 9.15 Mts.



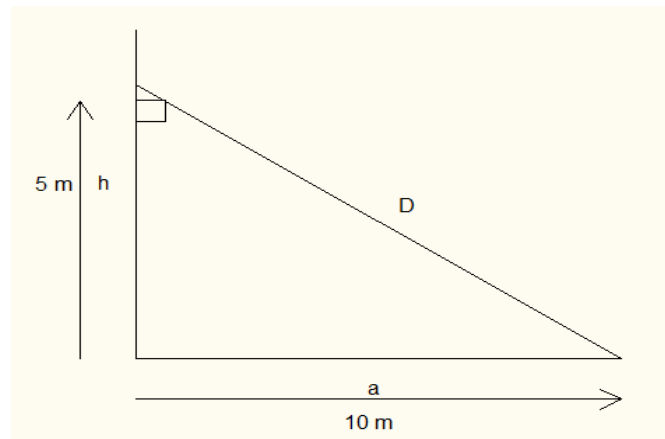
SOLUCION 2: Luminarios espaciados 18 Mts. con lámpara de 400 Watts. Vapor de mercurio Blanco de lujo.- Esta puede ser una solución económica.



SOLUCION 3: Luminarios usando lámparas de 400 Watts, Metalarc.- Espaciados 27.50 Mts. para el nivel luminoso deseado.- Esta es la instalación más económica.

$$\text{Relación} = \frac{\text{Distancia transversal}}{\text{Altura de Montaje}}$$

D = Distancia transversal
 h = Altura
 a = Distancia horizontal



$$D^2 = a^2 + h^2 \longrightarrow D = \sqrt{a^2 + h^2} \longrightarrow D = \sqrt{10^2 + 5^2} = 11.1803m$$

La relación queda de la siguiente forma:

$$\text{Relación} = \frac{11.1803m}{5m} = 2.2$$

de la curva se obtiene que el C.U. = 1

F.M. = Factor de mantenimiento
 C.U. = Coeficiente de utilización
 Luxes recomendados
 Luminario Module 600

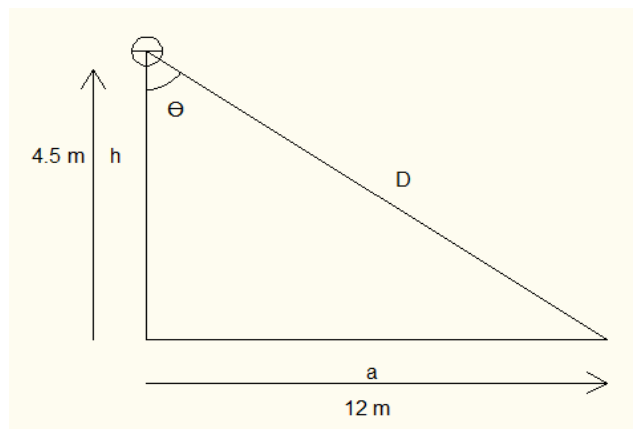
60% = 0.6
 1
 100
 16000 lúmenes totales

Cálculo del número de luminarias

$$N.L. = \frac{(80)(100)}{(1)(16000)(1)(0.6)} = 0.8333$$

Por lo tanto, se utilizará una luminaria.

4.1.5.4 Cálculo de iluminación exterior



$$\theta = \tan^{-1} \frac{C.O.}{C.A.} \longrightarrow \theta = \tan^{-1} \frac{12}{4.5} = 69.443^\circ$$

$$D = \sqrt{a^2 + h^2} \longrightarrow D = \sqrt{12^2 + 4.5^2} = 12.8160m$$

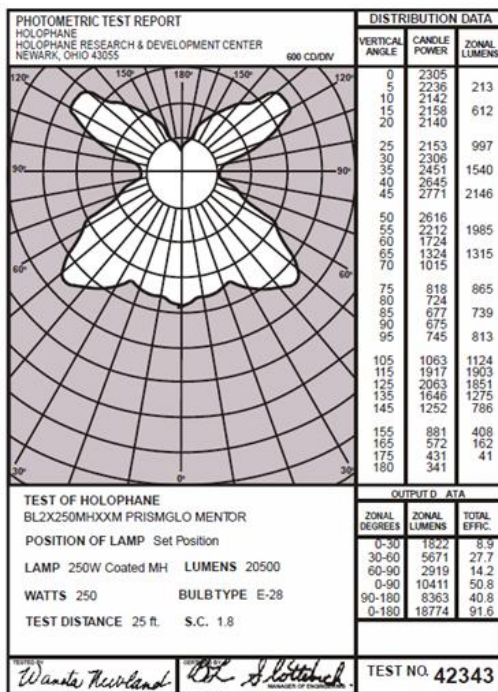
La luminaria se colocará a una altura de 4.5m. Se utilizará el método de punto por punto para iluminar hasta una distancia de 12 m.

Se obtuvo un ángulo de 69° correspondiente a una distancia transversal de 12.8160 m.

Nivel de luxes recomendado 50.

Luminaria de vapor de sodio de alta presión de 250 W.

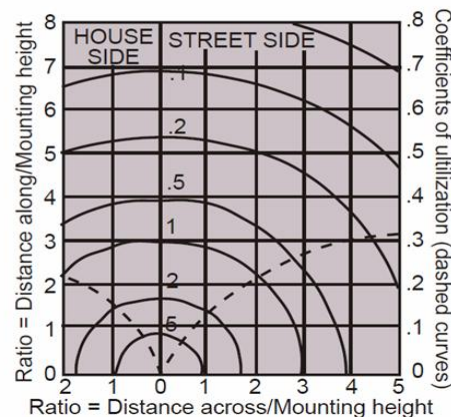
27500 lúmenes totales.



Coefficiente de Utilización

	20%								
	80%			70%			50%		
	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	0%
0	.99	.99	.99	.92	.92	.92	.79	.79	.79
1	.85	.80	.77	.78	.75	.72	.67	.64	.62
2	.73	.67	.61	.68	.62	.57	.58	.54	.50
3	.63	.56	.50	.59	.52	.47	.50	.45	.41
4	.56	.48	.42	.52	.45	.39	.44	.39	.34
5	.49	.41	.35	.46	.38	.33	.39	.33	.29
6	.44	.36	.30	.41	.33	.28	.35	.29	.25
7	.39	.31	.26	.36	.29	.24	.31	.26	.22
8	.35	.28	.23	.33	.26	.21	.28	.23	.19
9	.32	.25	.20	.30	.23	.19	.26	.20	.17
10	.29	.22	.18	.27	.21	.17	.24	.18	.15

Curva Isofootcandle
HPS de 150W a (10') 3.05m
PruebaNo. 34673



E = Nivel de iluminación.
 I = Lúmenes por luminario.
 D = Distancia transversal.

$$E = \frac{I(\cos \theta)^3}{D^2}$$

$$E = \frac{27500(\cos 69^\circ)^3}{4.5^2} = 62.5021$$

Con un luminario se cumple con el nivel de iluminación requerida.

4.2 Costos y especificaciones de los principales elementos de la subestación

4.2.1 Motores Verticales

Descripción

Este tipo de motores está destinado a impulsar bombas que imponen altas cargas de empuje axial descendente, como bombas de pozo profundo. Los motores verticales flecha hueca se pueden utilizar en interior o intemperie, ya que por su diseño totalmente cerrado, los bobinados, baleros, estator y rotor están libres de contaminación por polvo, humedad, basura y ataque de roedores, lo que garantiza un funcionamiento confiable y duradero.

Precio del Motor: \$ 120,000.00



Los motores están provistos con brida tipo "P" para montaje al cabezal de la bomba. La caja de conexiones tiene espacio suficiente para realizar las conexiones de cables de una manera fácil y segura, ya que cumple con las especificaciones normativas.

Aspecto eléctrico: Motor diseño NEMA "B". El rotor es del tipo jaula de ardilla inyectado con aluminio de alta calidad. La tensión nominal de operación es de 230/460 Volts a 60 Hz. Para motores hasta 100 HP y 460 V a partir de 125 HP.

Protección

El motor vertical flecha hueca posee un trinquete, mediante el cual se evita un giro opuesto al normal del motor que pueda ocurrir por una conexión eléctrica equivocada o porque el agua que quedó en la columna de la bomba al pararse el motor, tienda a recuperar su nivel normal y esto pueda ocasionar que la flecha de la bomba se destornille. El trinquete elimina esta posibilidad, al caer uno de los siete pernos alojados en el ventilador de algún canal de la tapa balero exterior y así detener inmediatamente el motor y evitar el peligroso sentido opuesto de giro.

Rodamientos

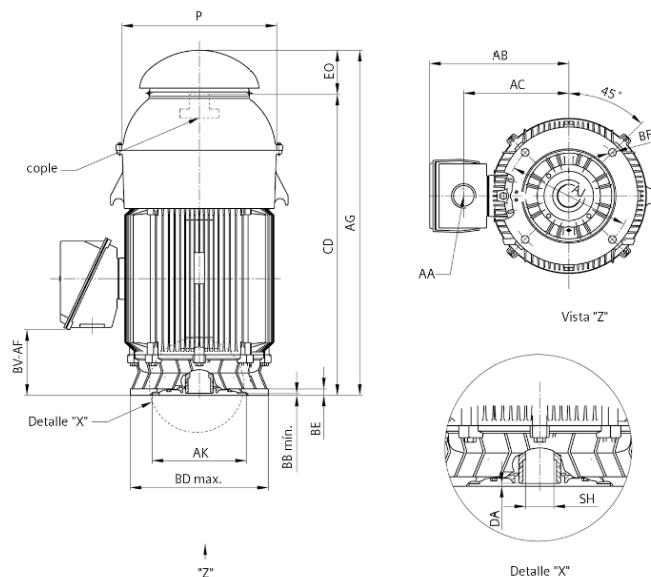
El sistema de rodamientos lo componen uno o dos baleros de contacto angular montados en el escudo (soporte de carga) y un balero guía montado en la brida. Lo anterior permite una operación suave y silenciosa.

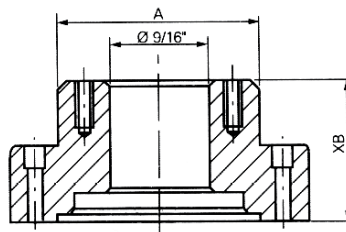
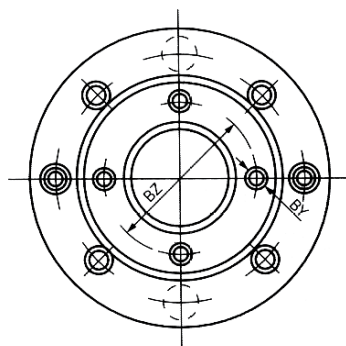
"PR" Protección térmica en rodamiento de carga

Los motores desde armazón 405TP (100HP) están provistos de fábrica con una protección térmica "PR" en los rodamientos de carga, el objeto de esta protección es detectar cualquier anomalía durante el funcionamiento.

Mantenimiento

Está reducido a un mínimo de trabajos y costos. Para ello basta seguir las indicaciones dadas en las placas de características y lubricación del motor, sobre todo lo referente al tipo de grasa y el período de engrasamiento.

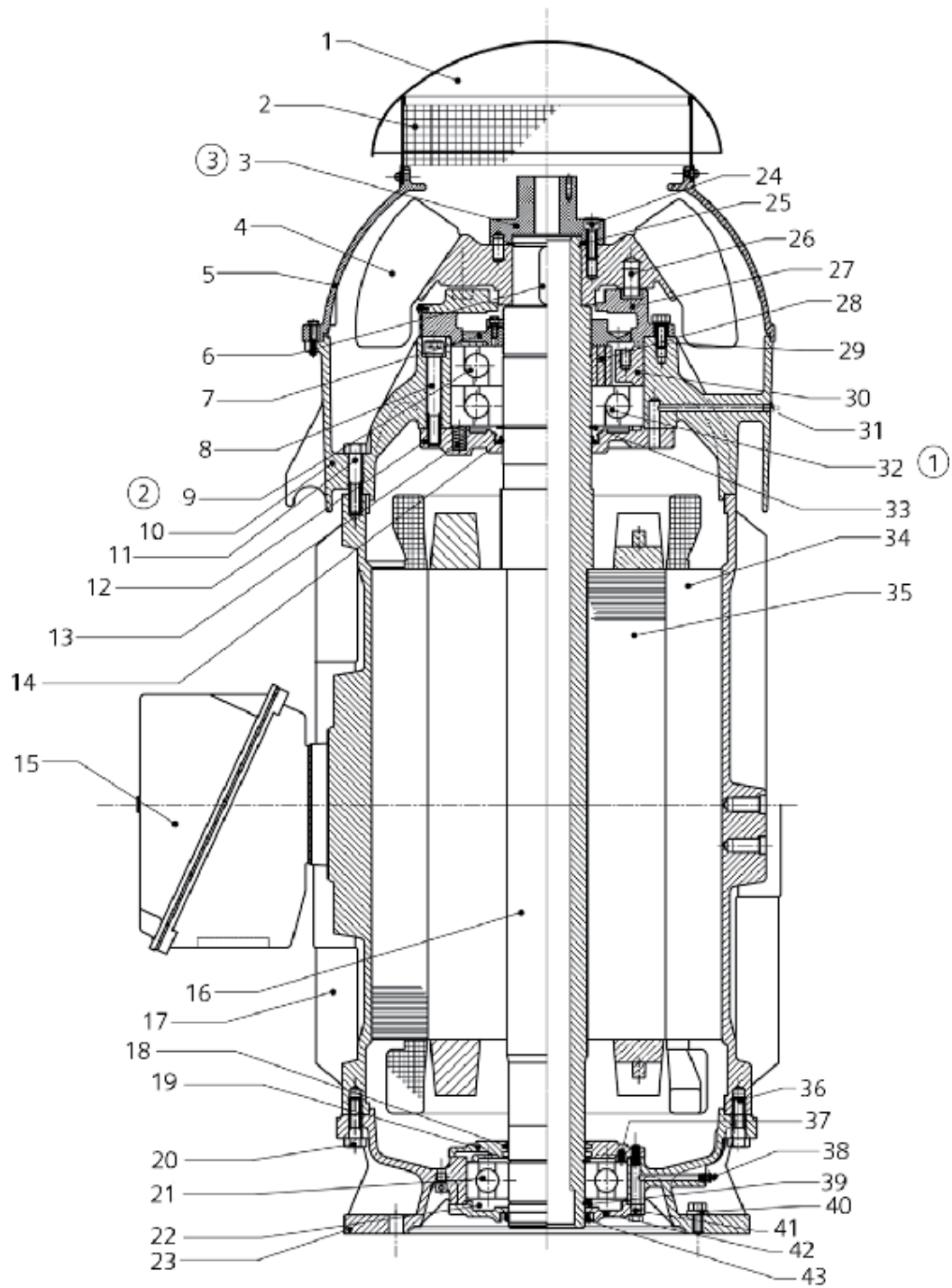




Lista de partes del motor vertical flecha hueca

- 1) Cubierta superior (Techo)
- 2) Rejilla
- 3) Cople 3
- 4) Ventilador
- 5) Capuchón
- 6) Cuña ventilador
- 7) Salpicador roscado para ajuste de baleros
- 8) Tornillo Allen
- 9) Rodamiento de contacto angular (Doble) 2
- 10) Escudo opuesto
- 11) Tornillo C. Hexagonal
- 12) Tapa balero interno lado opuesto
- 13) Muelle de precarga
- 14) Sellos para grasa
- 15) Caja de conexiones
- 16) Flecha hueca
- 17) Carcasa
- 18) Anillo de fieltro
- 19) Tapa balero interior
- 20) Tornillo C. Hexagonal
- 21) Rodamiento de bolas
- 22) Salpicador
- 23) Brida "P"
- 24) Tornillo Allen
- 25) Anillo de seguridad
- 26) Perno trinquete
- 27) Tapa balero exterior lado opuesto
- 28) Anillo separador
- 29) Tornillo C. Hexagonal
- 30) Pieza de relleno
- 31) Grasea
- 32) Rodamiento de contacto angular 1
- 33) Anillo de seguridad
- 34) Paquete estator
- 35) Paquete rotor
- 36) Tornillo C. Hexagonal
- 37) Muelle de precarga
- 38) Grasea

- 39) Anillo de seguridad
- 40) Placa de apriete para la puesta a tierra
- 41) Tornillo Allen
- 42) Tapa balero exterior lado brida
- 43) Retén (V-Ring)



4.2.2 Transformadores



Transformador 15 KVA Marca PADMOUNT

Precio: \$ 95,316.75

Transformador 500 KVA Marca PADMOUNT

Precio: \$ 220,653.70

4.2.3 Variadores de Frecuencia



Variador de Frecuencia Marca ACTIVE Precio: \$70,951

Rango de Potencia (ACT401)

0,55 a 132 KW / trifásica 360 - 480 / 50 - 60 Hz.

Rango de Potencia (ACT201)

0,55 a 9,2 KW / simple o trifásica 200 - 240 / 50 - 60 Hz.

Tipo de Control

Seleccionable función de control vectorial:

El control de campo orientado con el codificador.

Capacidad de sobrecarga

150% durante los años 60 / 200% durante 1s.

Frecuencia de conmutación

2, 4, 8, 12, 16 KHz.

Apéndice

IP20 (EN 60529)

Filtro EMC

Integrada hasta 9,2 KW (EN 61800-3)

Principales características de hardware:

Integrado módulo de frenado dinámico.

Conexión de enlace de CC.

Interfaz de encoder.

Control de la temperatura del motor.

Plug-in de terminales de potencia (hasta 3 KW).

Plug-in y terminales de control programables.

6 entradas digitales, 1 entrada de multifunción.

1 salida digital, 1 salida multifunción.

1 salida de relé (contacto inversor).

Los módulos de expansión opcional

La expansión de analógicas, entradas y salidas digitales, codificador de entrada adicionales o de resolución, la salida de frecuencia de repetición, bus de sistema (CANopen)

Módulos opcionales de comunicación

RS232, RS485, Profibus-DP, CANopen, LON

Teclado opcional

KP500 teclado extraíble con función de copia de Kit de Gabinete de montaje y de mano para teclado.

Opcional Software para PC

VPlus para el sistema operativo Windows con la configuración, terminal del monitor, la ventana de valor real, la función del alcance y de teleservicios.

Principales Características del software

Programable canal valor de referencia, inicie programable y características de parada, el potenciómetro de motor, programable curva en S, 4 conjuntos de datos, estrategia de auto y puesta en marcha, tras el fracaso de restablecer auto, auto-arranque después de una falla, el controlador PL, lógica programable y las funciones del temporizador, el volumen control flow, Bump-Menos par / cambio de velocidad, función maestro / esclavo con equipo electrónico, la función de la posición reforzada, control de freno mecánico libre fuera de la fricción, el índice de estabilidad y control inteligente de los límites actuales, el reglamento fallo de alimentación, vigilancia y protección Integral a la capacidad, alta velocidad control, la función de elevación, la grúa y aplicaciones de torno, 3 diferentes funciones de administración de freno.

4.2.4 Costo Total de la Subestación Eléctrica

Costo de Subestación Eléctrica	
Concepto	Precio
Transformadores de Distribución	\$ 441,307.25
Transformador de Servicios Auxiliares	\$ 95,316.75
Motores Verticales Flecha Hueca	\$ 720,000.00
Variadores de Frecuencia	\$ 425,706.00
Alimentadores, Protecciones y Suplementos	\$ 270,000.00
Total	\$ 1,952,330.15

CONCLUSIONES

Después de que se establezca el riego en la zona en estudio mediante este sistema tecnificado por algunos ciclos de riego, podrá entonces evaluarse su aplicación en el campo mexicano, y considerar su pertinencia y oportunidad en su proceso de mejoramiento.

Al haberse concluido la realización de este sistema, se puede concretar como experiencia las siguientes reflexiones, a manera de conclusión:

El proyecto, construcción y operación de infraestructura de riego bajo los conceptos de modernización es imperante para conseguir el mejoramiento de producción hidroagrícola.

El ahorro de agua como consecuencia de la aplicación de métodos modernos de riego debe ser objetivo primordial compartido entre la propia Comisión Nacional del Agua y los usuarios productores. Es tiempo de aplicar sin temor las técnicas modernas de riego en nuestro país, con la confianza que han sido usadas ampliamente en todo el mundo, con resultados bastante alentadores.

El impulso a la investigación de técnicas novedosas que permitan hacer del riego agrícola una actividad barata, eficiente y sencilla debe ser impulsada. En este rubro podemos incluir la adecuación de las tecnologías de origen extranjero a las condiciones particularidades mexicanas.

El mantenimiento en subestaciones se convierte en una función importante dentro de la industria eléctrica, debido a que de un correcto mantenimiento, y de la reducción de fallas mediante la prevención, dependerá la continuidad del servicio eléctrico. Es sabido que no se podrán reducir a cero las fallas de un sistema eléctrico, pero lo importante será evitar la ocurrencia de aquellas fallas que pudieron haberse prevenido, en especial las que pudieron causar serias averías o la destrucción de los equipos de la subestación, por ser estos de elevado costo y además de que su reemplazo o reparación implica la movilización de recursos humanos y materiales, con su consecuente costo económico. El mantenimiento preventivo, adecuadamente orientado, se encargaría de prevenir estas consecuencias.

Aún así, en caso de presentarse un incidente que requiera la intervención del mantenimiento correctivo, éste deberá efectuarse de manera ordenada y eficiente, para evitar retrasos por imprevistos y lograr restablecer las funciones lo antes posible, es por eso necesario planificar el mantenimiento correctivo, aunque no se puede planificar cuándo y dónde podría presentarse una falla o una avería, si se puede planificar cómo estar preparados para tal eventualidad.

En la actualidad se enfrentan grandes problemas económicos y energéticos en nuestro país, por lo que es conveniente contar con lineamientos que permitan ser eficientes. El realizar un proyecto electromecánico no solo consiste en la selección adecuada del equipo eléctrico, sino también, en conocer el sistema hidráulico al cual está ligado, los niveles de eficiencia, dispositivos y accesorios necesarios para su funcionamiento. Así también, conocer el uso adecuado de la energía para obtener ahorros sustantivos en la operación de los sistemas de bombeo y la detección de fallas que afectan el óptimo funcionamiento de los equipos.

Con lo expuesto en el presente trabajo podemos decir, que el mejor método de arranque y control de una carga, en este caso una bomba, es por medio de variadores de frecuencia, por cuanto es el que menos impacto causa sobre la red eléctrica y más aún, permite grandes fluctuaciones en el nivel de voltaje.

Sin el arranque suave y controlado provisto por los variadores de frecuencia, las cajas reductoras, acoplamientos y las bombas, se ven expuestas al estrés mecánico, derivado al aplicarse violentamente un torque motriz.

Los variadores de frecuencia tienen un gran uso en la industria nacional, porque su costo ha experimentado una baja al incorporar elementos de tecnología cada vez más avanzados y ofrecer mejores prestaciones para control de motores de inducción.

La principal causa del desperdicio de energía es su uso irracional, ocasionado como consecuencia de malos hábitos y acciones, o por la ineficiencia de procesos, instalaciones y equipamientos. El ahorrar energía es clave para abatir costos; ya que utilizando adecuadamente los equipos, empleando energía de manera eficiente, realizando el mantenimiento adecuado y teniendo instalaciones sin fugas de energía, se consumirá una menor cantidad de esta.

BIBLIOGRAFÍA

- « *Ahorro y Uso Eficiente de Energía Eléctrica, 2da Edición, Documento Técnico DT-AE/01*, Gerencia de Estudios y Proyectos de Agua Potable y Redes de Alcantarillado, Coordinación de Electromecánica, Comisión Nacional del Agua, 2009.
- « CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.
- « Contrato No. SGIH-PN-SIN-05-CIH-65-RF-13.
- « Enciclopedia en Libre en Línea *Wikipedia*.
- « Gilberto Enríquez Harper, *Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión*, Limusa, México, 1997.
- « John C. Andreas, *Energy Efficient Electric Motors*, Marcel Dekker Inc, USA, 1992.
- « *Lineamientos para la Modernización de los Distritos de Riego en México*, preparados para la Comisión Nacional del Agua por: Charles M. Burty Hans W. Walter, a través del International Program for technology Research in Irrigation and Drainage IPTRID.
- « Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento, *Diseño de Instalaciones Eléctricas*, Comisión Nacional del Agua, 2007.
- « *Manual de Diseño de Modernización de Sistemas de Riego*, preparado para la Comisión Nacional del Agua, SOGREAH, Ingenierie.
- « Manuel Álvarez, *Convertidores de Frecuencia, Controladores de Motores y SSR*, España, 2000.
- « *Memoria de Cálculo de Proyecto de Infraestructura Hidroagrícola Presa Santiago*, Zacatecas, Comisión Nacional del Agua, 1996.
- « *NORMA Oficial Mexicana NOM-016-ENER-2002*, Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 Kw Límites, método de prueba y marcado, 2002.
- « *NORMA Oficial Mexicana de Instalaciones Eléctricas*, NOM-001-SEDE-2005, Secretaria de Energía, 2005.
- « NRF-011-CFE-2004, *Sistema de Tierras para Plantas y Subestaciones Eléctricas*, Comisión Federal de Electricidad, 2004.
- « *Proyectos de Zona de Riego, Subdirección de Proyectos de Grande Irrigación, Departamento de Zonas de Riego SARH*, 1980.
- « Steven J. DeShaw, Hector Molina, *Automatic Equipment for Irrigation Canals*, Waterman Industries, Inc. CA, U.S.A.