

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESCUELA DE FORMACION TECNOLOGICA

**DISEÑO, CONSTRUCCION Y MONTAJE
DE UNA CAMARA DE TRANSFORMACION
DE 500 KVA PARA LA PLANTA INDUSTRIAL
“GOVAIRA”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE TECNÓLOGO
EN ELECTROMECHANICA**

DIEGO LIZANDRO VALLEJOS CANGO

DIRECTOR: ING. CARLOS CHILUISA

QUITO, MAYO 2007

DECLARACION

Yo, Diego Lizandro Vallejos Cango, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Diego Lizandro Vallejos Cango

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Lizandro Vallejos Cango, bajo mi supervisión.

Ing. Carlos Chiluisa
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

El presente trabajo va dedicado a Dios y a los seres que me dieron la oportunidad de vivir cada día; mis padres, que quienes con mucho esfuerzo y dedicación, me han dado la oportunidad de prepararme para ser un hombre de bien ante la sociedad y poder aportar con el conocimiento adquirido durante este nivel de aprendizaje, al desarrollo del país.

CONTENIDO

	PAG
RESUMEN.....	1
PRESENTACION.....	3
CAPITULO 1	
EL TRANSFORMADOR	
1.1.- CONCEPTO.....	8
1.2.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.....	8
1.2.1.- TRANSFORMADORES MONOFASICOS.....	8
1.2.2.- POLARIDAD.....	10
1.2.2.1.- Concepto.....	10
1.2.2.2.- Procedimiento.....	10
1.2.2.3.- Determinación de la polaridad.....	11
1.3.- CONEXIONADO DE LOS TRANSFORMADORES.....	11
1.3.1.- CONEXIÓN Y-y, NEUTRO.....	12
1.3.2.-CONEXIÓN Y-y, CON NEUTRO.....	12
1.3.3.- CONEXIÓN Y- Δ	13
1.3.4.- CONEXIÓN Δ -y.....	14
1.3.5.- CONEXIÓN Δ - Δ	15
1.3.6.- CONEXIÓN Y-z.....	15
1.4.- GRUPOS DE CONEXIÓN.....	16
1.5.- PARALELISMO DEL TRANSFORMADOR.....	19
CAPITULO 2	
CABLES SUBTERRÁNEOS	
2.1.- CONSTITUCION DE UN CABLE SUBTERRÁNEO.....	23
2.2.- DEFINICIONES RELATIVAS	25
2.2.1.- VALORES NOMINALES	25
2.2.2.- VALORES PRESCRITOS.....	25
2.2.3.- VALORES ORIENTATIVOS.....	26
2.2.4.-TENSION NOMINAL DE LA RED (U_n).....	26
2.2.5.- TENSION MAS ELEVADA DE LA RED (U_m).....	26
2.2.6.- TENSION NOMINAL DEL CABLE (E_o/E).....	26
2.2.7.- GRADO DE AISLAMIENTO.....	26
2.2.8.- NIVEL DE AISLAMIENTO.....	27
2.3.- CLASIFICACION.....	27
2.3.1.- CONFIGURACION GENERAL.....	27
2.3.1.1.- Cables Unipolares.....	27
2.3.1.2.- Cables Multipolares.....	28
2.3.1.2.1.- Cables Bipolares.....	28

2.3.1.2.2.- Cables Tripolares.....	28
2.3.1.2.3.- Cables Tetrapolares.....	30
	30
2.3.2.- CABLES SUBTERRÁNEOS DE CAMPO.....	30
2.3.2.1.- Campo radial y de campo no radial.....	30
2.4.- TIPOS DE AISLAMIENTO DE LOS CABLES SUBTERRÁNEOS.....	33
2.4.1.- AISLAMIENTO.-Concepto.....	34
2.4.1.1- Papel Impregnado.....	34
2.4.1.2.- Cambray y Barnizado.....	35
2.4.1.3.- Termoplásticos.....	35
2.4.1.4.- Termofijos.....	36
2.4.1.4.1.-Hule Natural.....	37
2.4.1.4.2.- Estireno-Butadieno.....	37
2.4.1.4.3.-Butilo.....	37
2.4.1.4.4.- Neopreno.....	38
2.4.1.4.5.- Etileno-propileno.....	38
2.4.1.4.6.-Polietileno sulfoclorado.....	38
2.4.1.4.7.- Polietileno vulcanizado.....	38
2.5.-CUBIERTA SEMICONDUCTORA Y PANTALLA.....	38
2.6.- DESIGNACION DE LOS CABLES.....	40
2.6.1.- TIPO CONSTRUCTIVO.....	40
2.6.2.- NUMERO, SECCION NOMINAL Y MATERIAL DEL CONDUCTOR.....	42
2.6.3.- TENSION NOMINAL KV.....	42
2.7.- NORMAS PARA ELECCION DE UN CABLE SUBTERRÁNEO.....	43
2.7.1.- TENSION DE LA RED Y REGIMEN DE EXPLOTACIÓN.....	43
2.7.2.-INTENSIDAD MAXIMA DE SERVICIO.....	44
2.7.3.- CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	45
2.7.4.-CAIDAS DE TENSION EN REGIMEN DE INTENSIDAD MAXIMA.....	46

CAPITULO 3

MEDICIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

3.1.- MEDICIÓN DIRECTA.....	48
3.1.1.- SISTEMA DE MEDIDA.....	49
3.1.1.1.- Sistema de medida de hierro móvil.....	49
3.1.1.2.- Sistema de medida electrodinámico.....	49
3.1.2.- APARATOS DE MEDICION DIRECTA.....	49
3.1.2.1.- Amperímetros de hierro móvil.....	49
3.1.2.2.- Voltímetros de hierro móvil.....	50
3.1.2.3.- Vatímetro.....	50
3.2.-MEDICIÓN INDIRECTA.....	50
3.2.1.- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	50
3.2.1.1.-Definiciones importantes.....	51
3.2.1.1.1.- Relación (Ratio).....	51
3.2.1.1.2.- Presición (Accuracy).....	51
3.2.1.1.3.- Burden o potencia nominal.....	54
3.2.1.1.4.- Polaridad.....	54

3.2.1.1.5.- Capacidad de corriente continua.....	54
3.2.1.1.6.- Capacidad de corriente térmica de corto tiempo.....	55
3.2.1.1.7.- Capacidad mecánica de tiempo corto.....	55
3.2.1.2.- Tipos de transformadores.....	56
3.2.1.2.1.- Tipo primario devanado.....	56
3.2.1.2.2.- Tipo de barra.....	57
3.2.1.2.3.- Tipo toroidal.....	58
3.2.1.2.4.- Tipo de bornes o bushing.....	59
3.2.1.3.- Tipos de instalación.....	59
3.2.1.3.1.- Conexión en estrella.....	60
3.2.1.3.2.- Conexión en delta abierta.....	60
3.2.1.3.3.- Conexión en delta.....	61
3.2.1.4.- Tipo de aislamiento.....	61
3.2.1.5.- Parámetros para la elección de CT`s.....	62
3.2.2.- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.....	62
3.2.2.1- Errores en los transformadores de potencial.....	63
3.2.2.1.1.- Error de relación.....	63
3.2.2.1.2.- Error de ángulo.....	63
3.2.2.2.- Conexiones de los transformadores de potencial.....	65
3.2.3.- TRANSFORMADORES COMBINADOS.....	65
3.2.4.- MONTAJE EXTERIOR UTILIZANDO TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL.....	67
3.2.4.1.- Sistema de 3 hilos.....	67
3.2.4.2.- Sistema de 4 hilos.....	67
3.2.5.- APLICACIONES GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES COMBINADOS.....	69

CAPITULO 4

PUESTA A TIERRA

4.1.- DEFINICION.....	71
4.2.- OBJETIVOS GENERALES	71
4.2.1.- ESTÁTICO	71
4.2.2.- DINÁMICO.....	71
4.3.-TIPOS PRINCIPALES DE PUESTA A TIERRA.....	71
4.3.1.- PUESTA A TIERRA DE PROTECCION	71
4.3.2.- PUESTA A TIERRA DE SERVICIO.....	71
4.4.- CONSTITUCION DE UNA PUESTA A TIERRA.....	72
4.4.1.- TOMAS DE TIERRA.....	72
4.4.1.1.- Electrodo.....	72
4.4.1.2.- Línea de enlace con tierra.....	72
4.4.1.3.- Punto de puesta a tierra	72
4.4.2.- LINEAS PRINCIPALES.....	73
4.4.3.- DERIVACION DE LAS LINEAS PRINCIPALES DE TIERRA.....	73
4.4.4.- CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.....	73

4.5.-CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES PARA LOS CIRCUITOS DE PUESTA A TIERRA.....	73
4.6.- ELECTRODOS PARA TOMAS A TIERRA.....	74
4.6.1.-ELECTRODOS ARTIFICIALES.....	74
4.6.2- FORMAS DE ELECTRODOS.....	75
4.6.2.1.- Electrodo en forma de pica vertical.....	75
4.6.2.2.- Electrodo en forma de placa enterrada.....	76
4.6.2.3.- Electrodo en forma de pletina.....	76
4.6.2.4.- Electrodo en forma de bucle.....	77
4.6.2.5.- Electrodo en forma de estrella.....	77
4.6.2.6.- Electrodo en forma de malla.....	78
4.6.2.7.- Electrodo natural.....	78
4.6.2.7.1.- Red extensa de conductores de agua.....	78
4.6.2.7.2.- Cubierta de plomo de los cables de una red eléctrica.....	79
4.7.-FACTORES DE LA RESISTENCIA DEL TERRENO.....	79
4.8.- MEDICIÓN DE LA MALLA DE TIERRA DE PUESTA A TIERRA.....	80
4.8.1.-TIPO DE APARATO PARA LA MEDICIÓN DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	81
4.9.- VALORES RECOMENDADOS DE LA RESISTENCIA DE TOMAS DE TIERRA.....	82
4.10.- MÉTODO ARTIFICIAL PARA DISMINUIR LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	83
4.10.1.- MATERIALES ACEPTABLES DE BAJA RESISTIVIDAD.....	83
4.10.1.1.- Bentonita.....	84
4.10.1.2.- Marconita.....	84
4.10.1.3.- Yeso.....	85
4.10.1.4.- Otros materiales.....	85
4.10.2.- MATERIALES INACEPTABLES.....	86
4.11.- SUELDA EXOTERMICA.....	86
4.11.1.- FUNDAMENTOS.....	86
4.11.2.- ELEMENTOS PARA LA SOLDADURA.....	87
4.11.2.1.- Molde.....	87
4.11.2.2.- Tenaza o mango.....	88
4.11.2.3.- Cartucho.....	88
4.11.2.4.- Disco de contención.....	88
4.11.2.5.- Pistola de ignición.....	89
4.11.3.- PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA SOLDADURA.....	89
4.11.4.- TIPOS DE SOLDADURA.....	91

CAPITULO 5

PROCEDIMIENTOS PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS ELÉCTRICOS ESTABLECIDOS POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO (EEQ) PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA

5.1.- CÁLCULO DE LA DEMANDA.....	94
----------------------------------	----

5.2.- DETERMINACIÓN DE LA CARGA INSTALADA.....	96
5.2.1.- CARGA INSTALADA DE CONSUMIDOR REPRESENTATIVO FACTOR DE FRECUENCIA DE USO (FFUn).....	97
5.2.2.- DETERMINACION DE LA DEMANDA MAXIMA UNITARIA (DMU).....	99
5.2.3.- FACTOR DE SIMULTANEIDAD (FS).....	99
5.2.4.- PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	101
5.2.5.- DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA.....	102

CAPITULO 6

APLICACIÓN PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION Y MONTAJE DE UNA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN DE 500 KVA 22,8KV 220/127V PARA LA PLANTA INDUSTRIAL "GOVAIRA" SEGÚN LAS NORMAS Y PROCEDIMIENTOS ESTABLECIDOS POR LA EEQ

6.1. SOLICITUD DE INFORME DE DISPONIBILIDAD DE SERVICIO.....	106
6.2.- SOLICITUD DE REGISTRO DEL PROYECTO.....	107
6.2.1.- PAGO DE DERECHOS EN EL CIEEPI.....	107
6.2.2.- CERTIFICADO DEL CIEEPI.....	108
6.2.3.- AUTORIZACIÓN.....	108
6.2.4.- ESCRITURAS O PAGO DEL IMPUESTO PREDIAL.....	108
6.2.5.- MEMORIA TECNICA.....	108
6.3.- REGISTRO DE PROYECTO.....	108
6.4.- DESARROLLO DEL PROYECTO.....	109
6.5.- PRESENTACION DEL INFORME DEL PROYECTO.....	109
6.6.- CONSIDERACIÓN Y APROBACIÓN DEL INFORME DEL PROYECTO.....	109
6.7.- CERTIFICADO DE ACEPTACIÓN.....	109
6.8.- CONSTRUCCION DE LAS OBRAS.....	110
6.8.1.- CONSTRUCCION DE LA OBRA CIVIL.....	110
6.8.2.- MONTAJE DE LOS EQUIPOS EN LA CAMARA DE TRANSFORMACION.....	115
6.8.3.- RESULTADOS Y EVALUACIÓN DE LA CÁMARA DE TRANSFORMACION DE 500 KVA.....	128
6.8.3.1.- Contacto a tierra.....	129
6.8.3.2.- Cortocircuito.....	129
6.8.3.3.- Sucesión correcta de fases.....	129
6.8.3.4.- Medición de la resistencia de la malla de puesta a tierra.....	130
6.9.- SOLICITUD DE RECEPCION PROVISIONAL	134
6.10.- CERTIFICADO DE RECEPCIÓN DEFINITIVA.....	134

CAPITULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	136
--	------------

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	139
ANEXOS	140

RESUMEN

En la actualidad la industria ecuatoriana que se encuentra dentro del Distrito Metropolitano de Quito, con el afán de mejorar sus productos en calidad, tiempo de ejecución y disminuir su costo, se ha visto en la necesidad de implementar nuevas máquinas, equipos e instrumentos eléctricos que ayuden a este mejoramiento; como consecuencia de esto las demandas de energía también han aumentado, por lo que en algunas zonas donde se requiere una demanda de energía mayor a los 125 KVA, la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) exige que se debe realizar el diseño de una cámara de transformación, estableciendo varios procedimientos de diseño específicos que se debe seguir para poder dotar de la demanda requerida al usuario.

La “Planta Industrial Govaira”, se ve en la necesidad de contratar un ingeniero calificado dentro de la EEQ, para que realice el diseño y construcción de un proyecto que satisfaga todas las demandas de energía requeridas.

El ingeniero diseñador aplicando las normas que establece la EEQ para el cálculo de la demanda determina que se debe realizar el diseño de una cámara de transformación de 500 KVA.

Como la “Planta Industrial Govaira” está ubicada dentro de la zona del Distrito Metropolitano, debe primero cumplir con los requerimientos de aprobación por parte de la EEQ, para luego poder realizar su ejecución. La EEQ es la encargada de determinar todos los procedimientos que se deben seguir entre el usuario, ingeniero contratado y la empresa eléctrica.

De acuerdo a la ubicación de la “Planta Industrial Govaira” y la configuración que posee el sistema de distribución de líneas primarias en la zona donde se requiere la demanda, se establece que el voltaje existente en media tensión es de 22.8 KV por lo que la cámara de transformación cumplirá con las normas de diseño de las siguientes características:

Cámara de transformación de 500 KVA 22.8KV – 220/127 V, las mismas que se encuentran especificadas en el presente trabajo, elaborado con conceptos básicos y prácticos para la construcción y montaje de todos los equipos que forman parte de la cámara de transformación.

PRESENTACION

Debido al crecimiento de la industria ecuatoriana para mejoramiento de la calidad de sus productos y necesidades tecnológicas se ha visto en la necesidad de implementar más equipos, máquinas e instrumentos eléctricos; lo cual provoca una mayor demanda de energía por lo que la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) ha optado por satisfacer esta necesidad por medio de un transformador para uso exclusivo de la industria solicitante. Para ello la Empresa Eléctrica Quito en su configuración general de su estructura se encuentra formada:

- a) Centros de generación y recepción de energía; constituidos por centrales de generación hidráulica y térmica y subestaciones de recepción de la energía provenientes del sistema Nacional Interconectado.
- b) Sistema de transmisión y subtransmisión en alta tensión conformado básicamente por un anillo que rodea el área urbana de Quito y Líneas radiales que alimentan los centros de carga localizados en el resto del área de servicio.
- c) Subestaciones de distribución para la transformación de la tensión de transmisión y subtransmisión a la tensión primaria, ubicadas en los centros de carga a partir de los cuales se desarrollan las redes de distribución.
- d) Líneas y redes de distribución en alta y baja tensión; que alcanzan los puntos de alimentación a los consumidores.

En las redes de distribución, las características básicas que determinan la conformación de las instalaciones existentes son las siguientes:

TIPO DE INSTALACION

El tipo de instalación de los elementos de la red será establecida conjuntamente por la EEQ y el Organismo Regulador correspondiente, en función de la ubicación relativa del proyecto y de las características de las obras urbanísticas.

Por lo que de manera general, estas condiciones están en función de la demanda de diseño, capacidad de los transformadores y sección de los conductores de la red, para el tipo de instalación se adoptaran las siguientes disposiciones:

Subterránea.-Se realiza en el área central-comercial de Quito y en áreas urbanas localizadas que presentan condiciones especiales por demanda diseño superiores a los 125 KVA y/o aspectos urbanísticos. Por lo que es obligación la construcción de cámaras de transformación que cumplan todos los requerimientos de la demanda de diseño, construcción y seguridad. En este tipo de instalación se encuentran establecidos los usuarios de tipo A y B. (VER TABLA 9).

Aérea.- Se realiza con conductores desnudos, sobre estructuras de soporte, los mismos que poseen transformadores tipo poste ó torres de transformación, desarrollados en el resto de la zona urbana de Quito, zonas periféricas y área rural, donde la demanda de diseño no supera los 125 KVA. Los usuarios que generalmente tiene esta instalación son los de tipo C, D y E. (VER TABLA 9)

TENSIONES DE SERVICIO

Los valores nominales de las tensiones de servicio que se tienen dentro del área urbana de Quito son los siguientes:

COMPONENTES DEL SISTEMA	TENSION DE SERVICIO
Subtransmisión	46 KV
Alimentadores, líneas y redes primarias de distribución	6,3 y 23Y/13.2 KV
Circuitos secundarios trifásicos	210/121 V
Circuitos secundarios monofásicos	240/120 V

CONFIGURACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

En ciertas áreas de la ciudad de Quito los voltajes de distribución primarios son diferentes; hay zonas donde se tiene 22860 V y 6300 V.

Las líneas primarias de 6.3 KV entre fases, son generalmente a tres conductores en media tensión y asociadas a circuitos secundarios trifásicos en baja tensión a cuatro líneas; en las zonas periféricas se derivan ramales con dos conductores de fase a 6,3KV; asociadas con circuitos monofásicos.

Las líneas primarias 22.86 KV, se encuentran establecidas con uno, dos o tres conductores de fase y un conductor de neutro continuo que viene desde la subestación de distribución y que es común para los circuitos secundarios. Los circuitos secundarios asociados a este voltaje, generalmente son monofásicos a tres conductores y eventualmente trifásicos a cuatro líneas o conductores.

CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

Las conexiones para tensiones de 6,3 KV es delta-estrella, con neutro independiente en el secundario, esto para tres conductores en el primario y en la red de baja trifásica; con una relación de transformación de 6000-210/121 V.

Para voltajes de 6,3 KV; que tengan dos conductores de fase y baja tensión monofásica, el transformador es monofásico con una relación de 6000-240/120 V, con neutro en el secundario independiente.

Para voltajes de 23 KV, con tres conductores en el primario y en el secundario red trifásica con cuatro conductores, la relación es de 22860-210/121 V, con conexión delta-estrella, y neutro secundario continuo.

Para voltajes de 23 KV, que tengan en la red secundaria línea monofásica el transformador será monofásico con relación 22860 Y /13200-240/120 V, con neutro común.

Para una mejor comprensión de los términos que se van a utilizar posteriormente se establece las siguientes definiciones:

Red de distribución aérea: La red de distribución en la cual los elementos de la instalación se disponen sobre estructuras de soporte levantadas sobre el terreno.

Red primaria: La parte de la red de distribución que opera a la tensión primaria del Sistema.

Alimentador: La sección de la red primaria que se inicia en las barras de alta tensión de la subestación de distribución y que constituyen, por su capacidad de transporte, la parte principal de la red.

Ramal: La sección de la red primaria que se deriva de un alimentador, para alcanzar un área determinada de suministro.

Centro de transformación: La parte de la red primaria que comprende el transformador de distribución y sus elementos de protección.

Centro de transformación aéreo: El centro de transformación instalado sobre una estructura de soporte en redes aéreas.

Centro de transformación en cámara: El centro de transformación instalado en un local cubierto, diseñado y construido exclusivamente para alojamiento de los equipos, en redes subterráneas.

Red secundaria: La parte de la Red de distribución que opera a la tensión del sistema o tensión de utilización.

Circuito secundario: La sección de la red secundaria comprendida entre el centro de transformación y el extremo más alejado de la misma que recibe alimentación del transformador de distribución correspondiente, incluyendo los ramales derivados de puntos intermedios.

Punto de seccionamiento: Un punto de la red primaria o secundaria en el cual se instala un elemento de corte que permite aislar eléctricamente dos secciones de la misma, mediante su accionamiento automático o manual.

Derivación o acometida: La instalación que conecta un punto de la red de distribución a la carga del consumidor.

Consumidor, usuario, o cliente: Persona natural o jurídica que ha suscrito un convenio con la Empresa, para el suministro de energía eléctrica dentro de un establecimiento, edificio o local.

Canalización: El conjunto de elementos destinados a alojar y proteger los conductores contra agentes externos.

Puesta a tierra: El conjunto de elementos destinados a proveer una conexión permanente, entre un punto de la red o entre los terminales de un equipo y tierra.

CAPITULO 1
EL TRANSFORMADOR

CAPITULO 1

EL TRANSFORMADOR

1.1.-CONCEPTO.- El transformador es un dispositivo eléctrico que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro sin cambio de frecuencia, y lo hace bajo el principio de inducción electromagnética.

Constituido por dos bobinas devanadas de cobre sobre un núcleo cerrado de hierro o ferrita. La bobina conectada a la fuente de energía se llama bobina primaria. La bobina que generalmente va a la carga recibe el nombre de bobina secundaria. (VER FIG. 1).

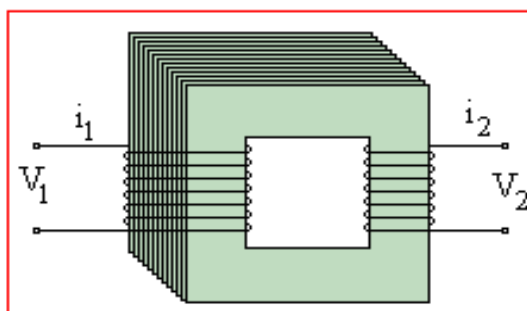


FIG 1. Transformador Eléctrico

1.2.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

A los transformadores de distribución que constituyen parte de un sistema de una red eléctrica, se conducen líneas de alto voltaje, en éstos se baja el voltaje hasta valores adecuados para utilizar en las redes de distribución, el cual depende de cada región.

1.2.1.- TRANSFORMADORES MONOFASICOS

Los transformadores monofásicos de distribución en centrales grandes forman parte de un banco de transformación polifásico por lo que se considera a estos

transformadores como la base fundamental para la formación de los sistemas de transformación polifásica.

Los transformadores monofásicos del tipo convencional de poste: (Fig. 2); el tipo convencional incluye solo la estructura básica del transformador sin equipo de protección alguna, el cual consta esencialmente de:

Partes principales:

- a) Núcleo de hierro.
- b) Arrollamientos
 - b.1) Primario.
 - b.2) Secundario.

Partes auxiliares:

- a) Tanque, recipiente o cubierta.
- b) Boquillas terminales o bushings.
- c) Medio Refrigerante.
- d) Conmutadores
- e) Indicadores.



FIG 2. Transformador tipo convencional de poste

La protección deseada por sobre voltaje, sobrecarga y cortocircuito se obtiene usando pararrayos e interrupciones primarias de fusibles montados separadamente en el poste o en la cruceta muy cerca del transformador. La interrupción primaria del fusible proporciona un medio para detectar a simple vista los fusibles quemados en el [sistema](#) primario, y sirve también para sacar el

transformador de la línea de alto voltaje, ya sea manual, cuando así se desee, o automáticamente en el caso de falla interna de las bobinas.

1.2.2. POLARIDAD

1.2.2.1.-Concepto.-La polaridad en un transformador es la terminal donde entra la corriente de la fuente y sale hacia la carga. La importancia de conocer la polaridad de un transformador radica cuando se desea realizar **acoplamiento en paralelo** y para efectuar **conexiones trifásicas** internas o externas en **bancos de transformación**.

1.2.2.2.-Procedimiento.-Se marca el punto de polaridad en alta tensión con la letra **H1**, punto negro ó asterisco y el de **no polaridad por H2** (VER FIG. 3)

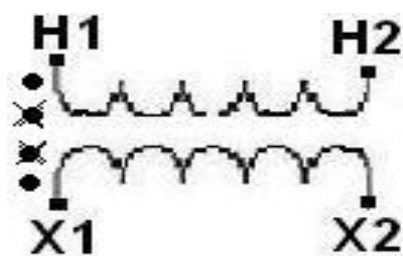


FIG 3. Puntos de polaridad

Para la baja tensión **X1**, punto negro ó asterisco y **no polaridad por X2**. (VER FIG. 3). Si se observa por baja tensión, las terminales **X1** y **H1** si se marcan en el **lado izquierdo** son de **polaridad sustractiva**. (VER FIG. 4). Si **H1** esta en el **lado izquierdo** y **X1** en el **lado** derecho, visto por baja tensión el transformador presenta **polaridad aditiva**. (VER FIG. 4)

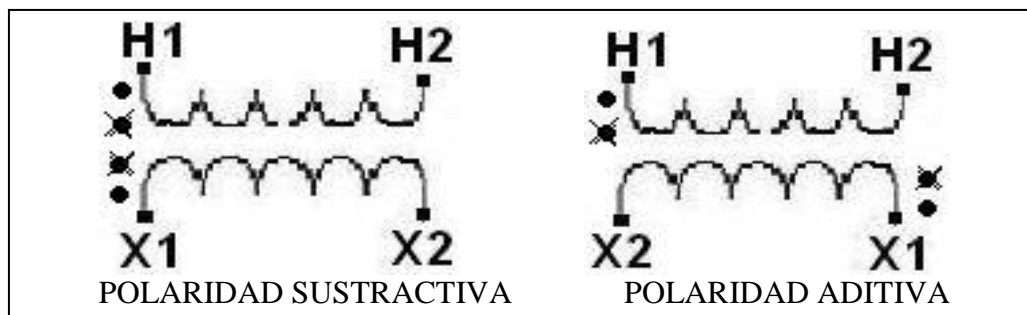


FIG 4. Tipos de polaridad

1.2.2.3.- Determinación de la polaridad.- Se asigna a las terminales de la izquierda H1 y X1 y se interconectan. (VER FIG.5). Se alimenta el devanado de H1 – H2 con una tensión V1 reducida, el mismo que debe ser menor al valor nominal descrito en los datos de la placa, en el momento de realizar las lecturas V1, V2 y V3. Si se tiene:

V3 es menor al voltaje de la fuente la polaridad sustractiva

V3 es mayor al voltaje de la fuente la polaridad aditiva.

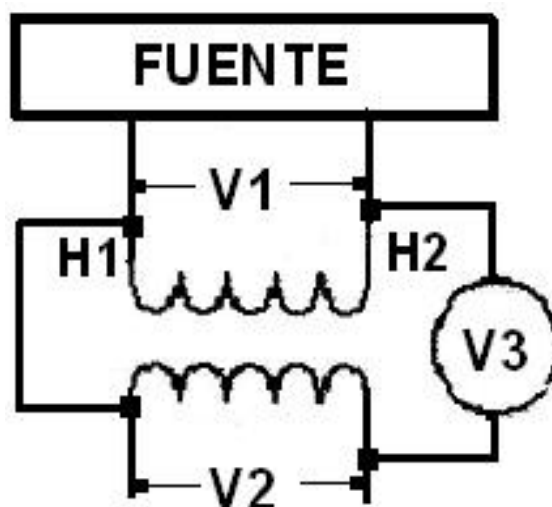


FIG 5. Determinación de la polaridad

1.3. CONEXIONADO DE LOS TRANSFORMADORES

En los sistemas polifásicos, se entiende por conexión la forma de enlazar entre sí, los arrollamientos de las distintas fases. En los transformadores trifásicos, los arrollamientos pueden estar montados en conexión abierta (III), conexión en triángulo (Δ), conexión en estrella (Y) y conexión en zigzag (Z).

Las conexiones Δ e Y son de empleo general y la Z se emplea solamente para baja tensión. El tipo abierto (III) tiene aplicaciones en el caso de transformadores suplementarios o adicionales.

Las conexiones utilizadas en la práctica están normalizadas en grupos de conexión que caracterizan a los dos grupos de arrollamientos (alta y baja tensión) y la fase de las tensiones correspondientes a dichos arrollamientos.

1.3.1.- CONEXIÓN Y-y, SIN NEUTRO. (VER FIG. 6).

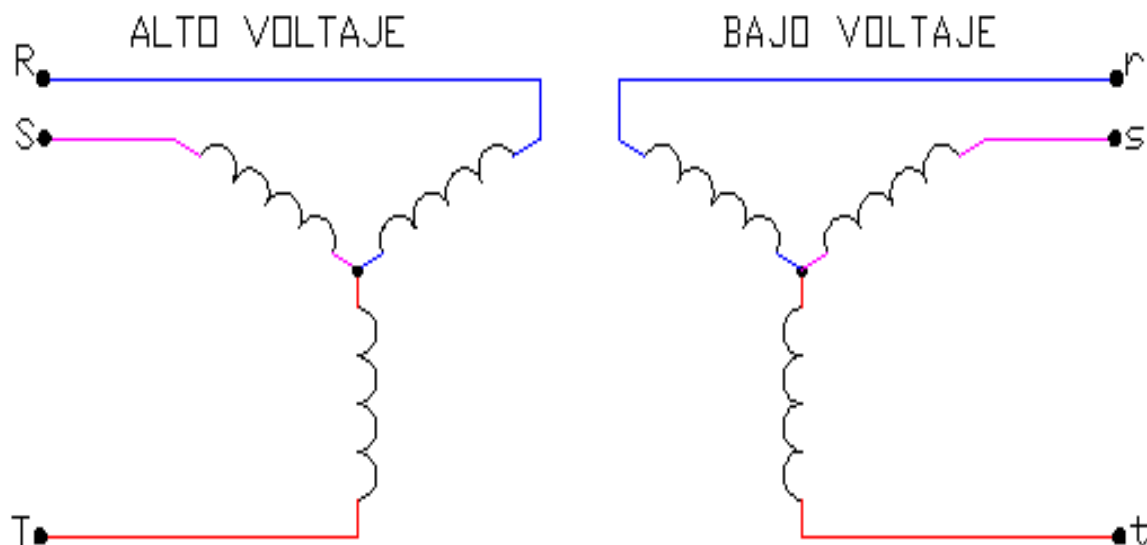


FIG 6. Diagrama de conexión Y-y, sin neutro.

Este tipo de conexión tiene dos inconvenientes graves:

1. Si la carga del transformador es desequilibrada, se producen flujos alternos en las columnas que van en fase, lo cual provoca desplazamiento del neutro tanto del primario como del secundario.
2. La aparición de terceros armónicos de tensión.

1.3.2.- CONEXIÓN Y-y, CON NEUTRO. (VER FIG 7).

Los problemas que originan la conexión anterior se resuelven mediante unas de las siguientes técnicas:

1. Conectando rígidamente a tierra los neutros de los transformadores, especialmente el del primario. Esta solución no es del todo conveniente, ya que entonces se permite que circulen los armónicos de la corriente en vacío.

2. Añadir un tercer devanado (terciario) conectado en triángulo, que anula los flujos homopolares debidos bien sea a los armónicos de tensión como a los desequilibrios de las cargas. A pesar de no ser necesario, los devanados terciarios tienen terminales hacia el exterior del transformador que se utilizan en la alimentación de los servicios auxiliares del centro de transformación en el que están situados. Como el devanado terciario debe ser capaz de soportar corrientes circulantes, normalmente su capacidad es del orden de la tercera parte de la potencia asignada de los otros dos devanados. En la práctica, la conexión y-y se usa muy poco, ya que pueden lograrse iguales prestaciones con otro tipo de transformador trifásico.

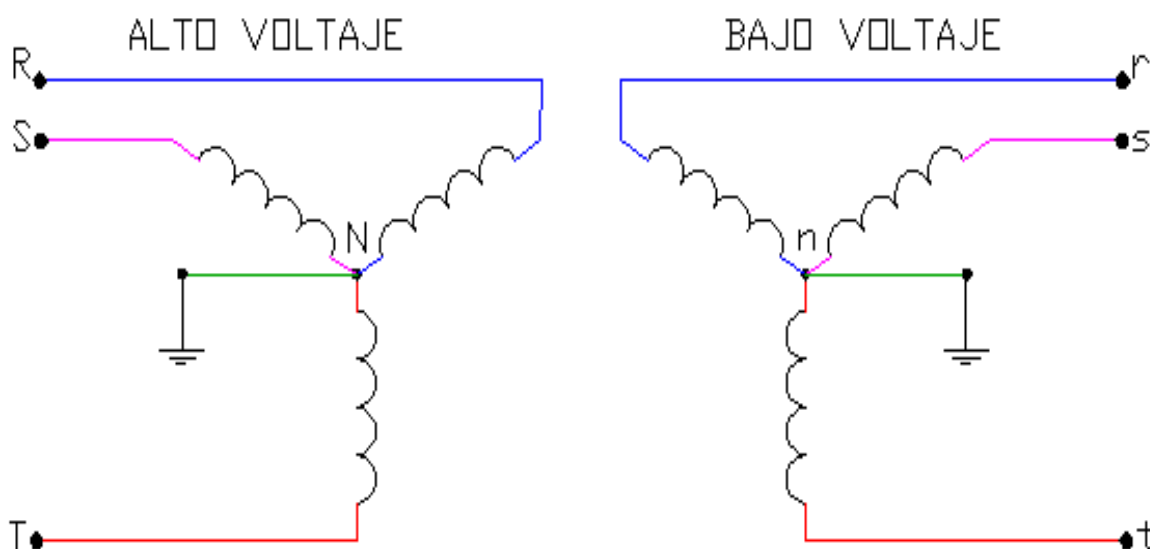


FIG 7. Diagrama de conexión Y-y, con neutro.

1.3.3.- CONEXIÓN Y- Δ . (VER FIG 8).

Esta conexión no tiene problemas con los componentes de tercer armónico de tensión, puesto que éstos dan lugar a una corriente circulante en el lado conectado en triángulo. La conexión no sufre ningún desequilibrio con cargas desequilibradas, ya que el triángulo redistribuye parcialmente cualquier desequilibrio que se presente.

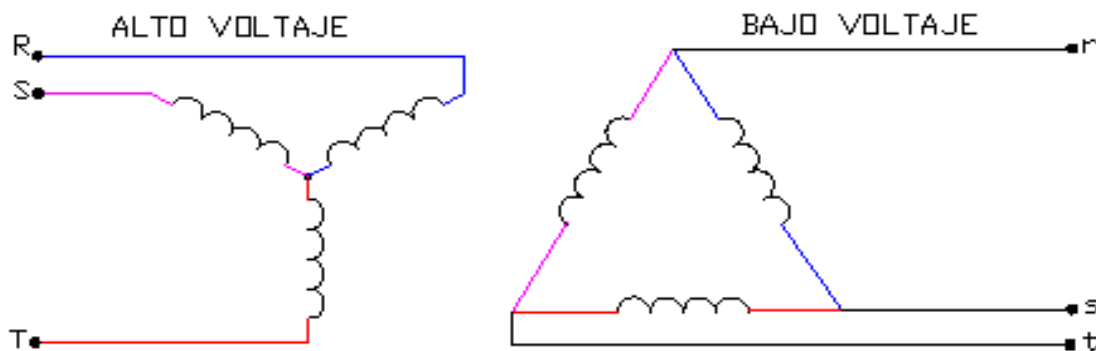


FIG 8. Diagrama de conexión Y-Δ.

Sin embargo, esta disposición tiene problemas debido a la conexión en triángulo, las tensiones secundarias sufren un desplazamiento de 30° con respecto a las tensiones del primario, lo cual puede causar inconvenientes al conectar en paralelo los secundarios de dos grupos de transformadores. Este tipo de conexiones se adapta particularmente bien a transformadores en sistemas de alta tensión en el extremo reductor de tensión de la línea. El empleo de la conexión en estrella en la parte de alta tensión permite poner a tierra el punto neutro, con lo que queda limitado el potencial sobre cualquiera de las fases a la tensión simple del sistema, reduciéndose al mismo tiempo el costo de los devanados de alta tensión.

1.3.4.- CONEXIÓN Δ-y. (VER FIG. 9).

Esta conexión presenta las mismas ventajas y desventajas ya que posee el mismo desplazamiento de fase que la conexión Y-Δ. Se utiliza como transformador elevador en las redes de alta tensión.

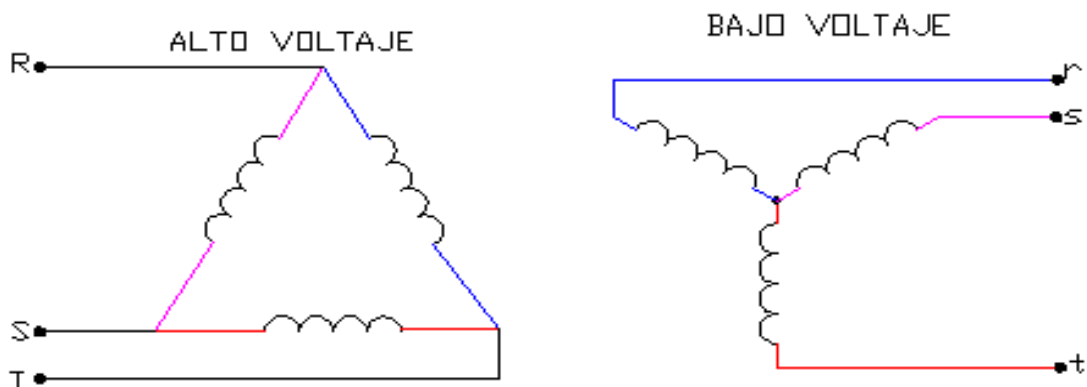


FIG 9. Diagrama de conexión Δ-y.

Esta conexión es también muy utilizada en los transformadores de distribución, correspondiendo la estrella al lado de baja tensión, que permite de este modo alimentar cargas trifásicas y cargas monofásicas (en este caso entre fase y neutro). El primario en triángulo tiende a compensar los desequilibrios producidos por las cargas monofásicas.

1.3.5.- CONEXIÓN Δ - Δ . (VER FIG 10).

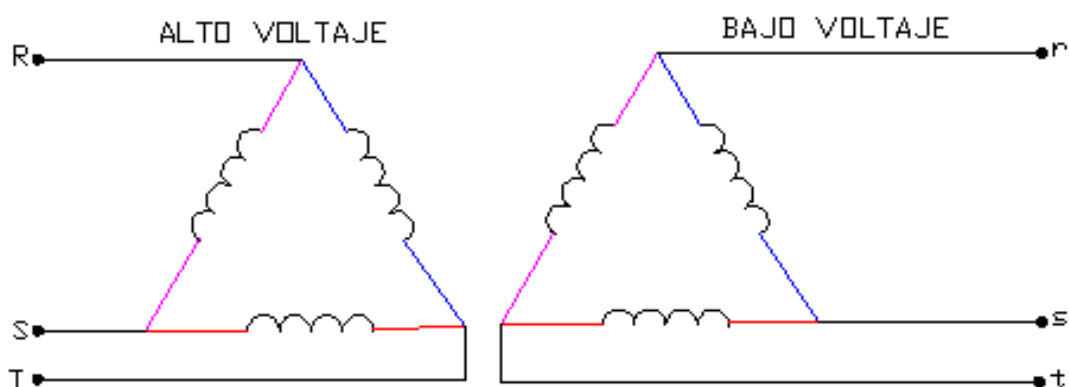


FIG 10. Diagrama de conexión Δ - Δ .

Esta conexión se utiliza en transformadores de baja tensión, ya que se necesita más espiras por fase de menos sección. Se comporta bien frente a cargas desequilibradas. La ausencia del neutro puede ser a veces una desventaja. Este montaje puede trabajar al 58% de la potencia asignada trabajando como triángulo abierto en el caso de un banco trifásico con transformadores monofásicos.

1.3.6.- CONEXIÓN Y-z. (VER FIG 11).

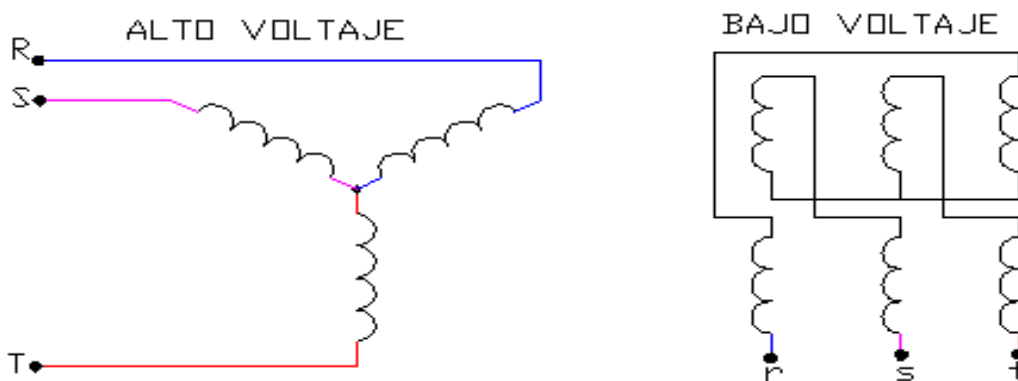


FIG 11. Diagrama de conexión Y-z.

La conexión zig-zag se emplea únicamente en el lado de baja tensión. Este montaje se utiliza en redes de distribución, ya que permite el uso de un neutro en el secundario. Se comporta bien frente a desequilibrios de carga. Debido a la composición de tensiones del lado secundario, se requiere un 15% más de espiras que en una conexión en estrella convencional.

1.4.- GRUPOS DE CONEXIÓN

Las conexiones utilizadas en la práctica están normalizadas en grupos de conexión que caracterizan a los dos grupos de arrollamientos (alta y baja tensión) y la fase de las tensiones correspondientes a dichos arrollamientos.

Cada grupo se identifica con una cifra que, multiplicada por 30° , da como resultado el desfase δ , en retraso, que existe entre las tensiones del mismo genero (simples o compuestas), del secundario respecto al primario del transformador en cuestión. (VER FIG.12).

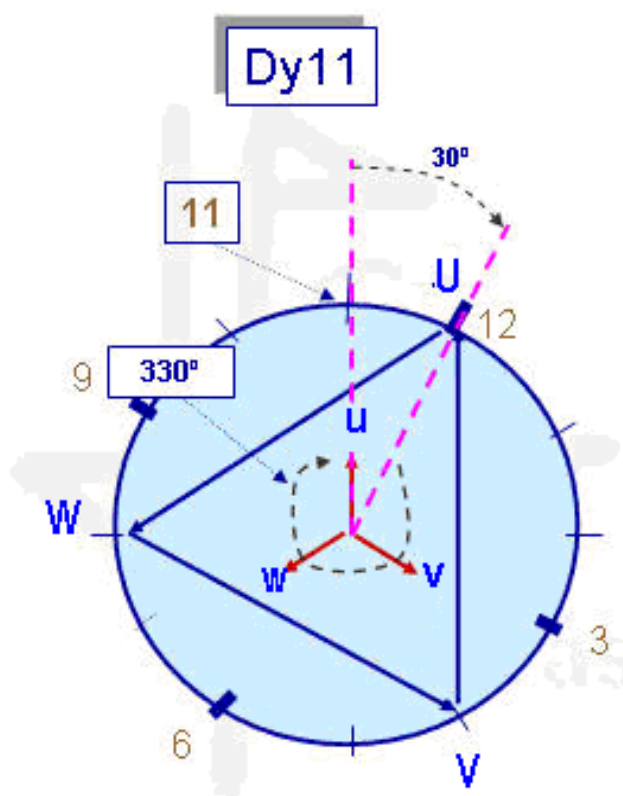
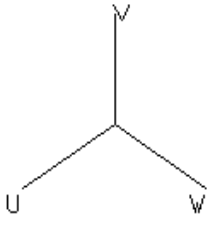
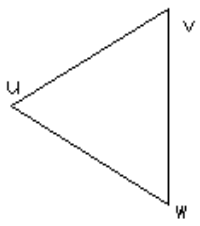
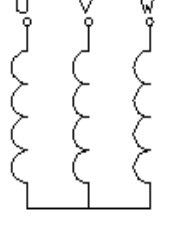
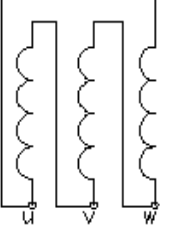
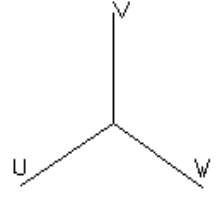
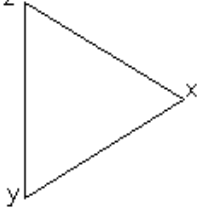
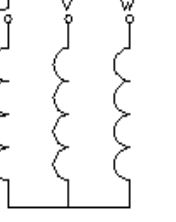
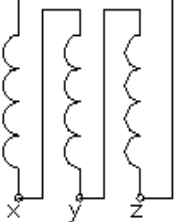


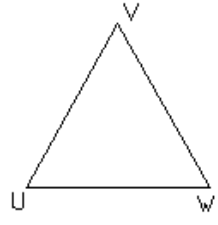
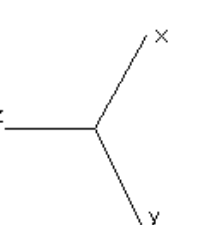
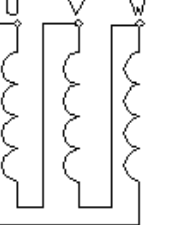
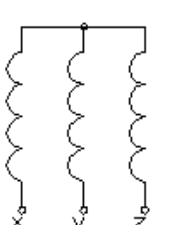
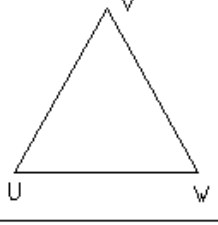
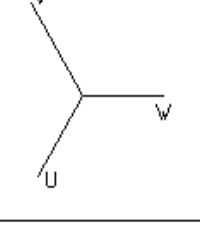
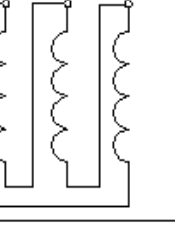
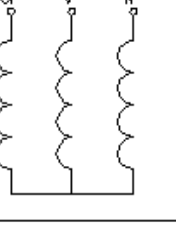
FIG 12. Desfase del secundario con respecto al primario.

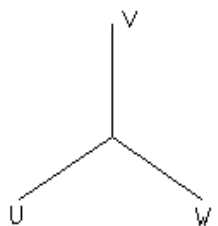
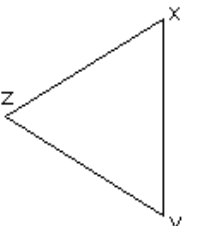
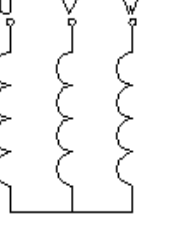
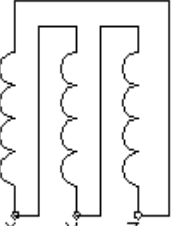
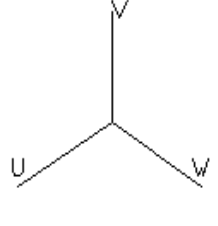
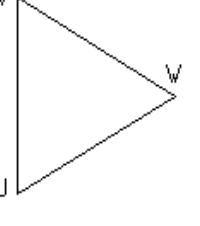
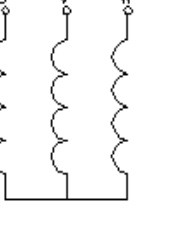
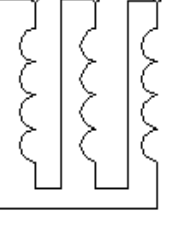
La designación de los diversos tipos de conexiones, se hace tomando letras mayúsculas (U, V, W) para el lado de alta tensión, y letras minúsculas (u, v, w) ó (x,y,z); para el lado de baja tensión.

Los diferentes tipos de conexiones se presentan a continuación:

ESQUEMA VECTORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		DESIGNACION CONEXIONES
ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	
				D-d0
				D-d6
ESQUEMA VECTORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		DESIGNACION CONEXIONES
ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	
				Y-y0
				Y-y6
ESQUEMA VECTORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		DESIGNACION CONEXIONES
ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	
				D-y1
				D-y7

ESQUEMA VECTORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		DESIGNACION CONEXIONES
ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	
				Y-d1
				Y-d7

ESQUEMA VECTORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		DESIGNACION CONEXIONES
ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	
				D-y5
				D-y11

ESQUEMA VECTORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		DESIGNACION CONEXIONES
ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	
				Y-d5
				Y-d11

1.5.- PARALELISMO DEL TRANSFORMADOR.

Cuando aumenta la demanda en un sistema eléctrico es necesario elevar la potencia de los transformadores de alimentación. Por lo que antes de retirar una unidad antigua y sustituirla por otra de mayor potencia, es mucho más económico conectar en paralelo otro transformador y cubrir la demanda.

Un transformador aislado de otros puede tener cualquier conexión en el primario y secundario; perteneciendo a cualquier grupo de polaridad sea este $0^\circ, 180^\circ, 30^\circ$ adelante o 30° atrás; sin ningún inconveniente.

Para conectar dos transformadores o más y que funcionen en paralelo sus bornes deben ser conectados entre si, tanto del lado primario como del secundario, por conexiones de resistencia y reactancia despreciables, para lo cual se debe de cumplir las siguientes condiciones:

- a) Tener la misma relación de transformación en vacío. Se admite una tolerancia de $\pm 5\%$. Esto es debido a que por los transformadores circularía una corriente de compensación, cuyo valor sería el resultado de dividir la diferencia de tensiones entre los transformadores por la impedancia de estos. Por lo que esta diferencia no es admisible ya que en caso de carga nula los transformadores seguirían funcionando, y uno actuaría como carga; mientras que si los transformadores están con carga, la corriente de compensación produciría pérdidas que hacen bajar el rendimiento del sistema instalado.
- b) Tener la misma frecuencia.
- c) La relación de potencias nominales de los transformadores conectados en paralelos no debe sobrepasar de una relación de 3 a 1.
- d) Tener en cuenta las polaridades, ya que se deben unir terminales de la misma polaridad, lo cual implica igual desfasaje relativo.

- e) Que las tensiones de cortocircuito (con base en 75°C) sean todas iguales en los transformadores conectados, consiguiendo con esto que los transformadores se carguen en igual proporción a su potencia nominal. Se admite una tolerancia de $\pm 10\%$ del valor promedio de todas las unidades que van a ser conectadas en paralelo. Si los transformadores no tienen igual tensión de cortocircuito, el que se cargará más será el de menor tensión de cortocircuito; por lo tanto si tenemos dos transformadores de diferente potencia y diferente tensión de cortocircuito, nos interesa que el transformador de menor potencia tenga mayor tensión de cortocircuito ya que el de mayor potencia será el que tome más carga porcentual y el menor potencia será el menos aprovechado.

Para acoplar en paralelo transformadores trifásicos con el mismo índice horario se conectan los bornes marcados con la misma letra a la misma línea de la red, tanto en el lado de A.T. como en lado de B.T. como se indica en la FIG. 13.

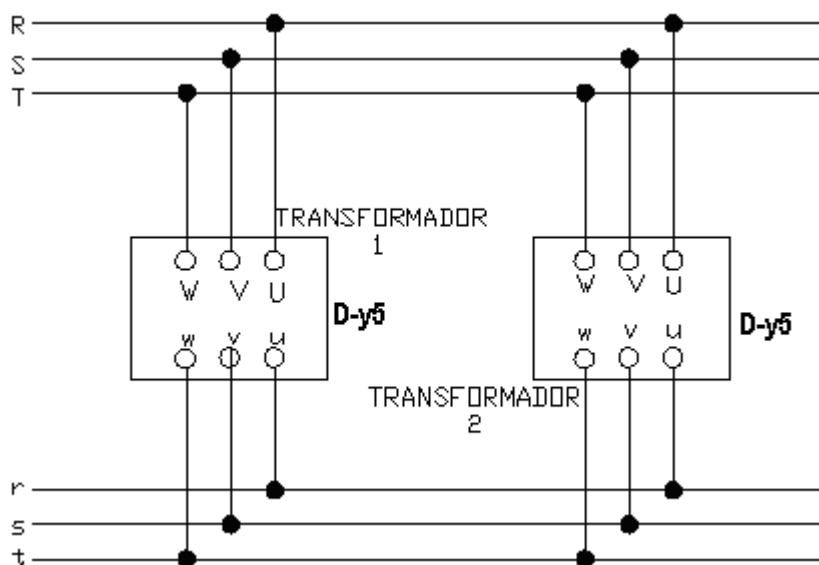


FIG 13. Acoplamiento en paralelo de los transformadores.

Según las normas VDE las conexiones de los transformadores que hemos mencionado anteriormente se dividen en grupos los cuales se expresan en la tabla 1:

TABLA 1. Grupo de conexiones de los transformadores

DESIGNACION VDE		DESIGNACION C.E.I. DE LAS CONEXIONES
GRUPO DE CONEXIONES	CONEXION	
A	A1	D-d0
	A2	Y-y0
	A3	D-z0
B	B1	D-d6
	B2	Y-y6
	B3	D-z6
C	C1	D-y5
	C2	Y-d5
	C3	Y-z5
D	D1	D-y11
	D2	Y-d11
	D3	Y-z11

El acople entre conexiones pertenecientes a dos grupos distintos es relativa. Hay imposibilidad absoluta para acoplar en paralelo conexiones de los grupos A ó B con conexiones de los grupos C ó D.

Para conectar en paralelo combinaciones de los grupos A y B se requiere un cambio en las conexiones internas de los devanados primarios o secundarios de uno de los grupos pues, un cambio de las conexiones a la línea no permite el acople en paralelo. Caso contrario ocurre con combinaciones de los grupos C y D lo cual si es posible alterando las conexiones a las líneas primarias y secundarias.

CAPITULO 2
CABLES SUBTERRÁNEOS

CAPITULO 2

CABLES SUBTERRANEOS

En las grandes zonas urbanas no es posible el tendido de líneas eléctricas de alta tensión aéreas debido, en primer lugar, al peligro que pueden presentar para sus habitantes y, en segundo lugar, al deplorable efecto estético producido por los postes y líneas, cuando estos son numerosos. Por estas razones, las distribuciones de energía eléctrica son subterráneas a media tensión y las salidas de baja tensión de estos centros de transformación, también se realiza en muchas ocasiones, por medio de cables subterráneos. En las ciudades muy importantes y en las cercanías de aeropuertos, se utilizan cables subterráneos de alta tensión.

El descubrimiento de nuevos materiales aislantes, económicos y con buenas propiedades eléctricas, ha provocado en estos últimos años un notable incremento en el tendido de líneas eléctricas subterráneas, las cuales, por lo que parece, tendrán más importancia, dentro del conjunto de transporte y distribución de la energía eléctrica.

2.1.- CONSTITUCION DE UN CABLE SUBTERRANEO

Se denomina cable, en general al conjunto formado por uno o varios conductores cableados, adecuadamente aislados, casi siempre provistos de uno o más recubrimientos protectores. Se llama pieza a la longitud de cable que es objeto de suministro, esta longitud es del orden de decenas o centenas de metros, y un suministro puede incluir varias piezas, se denomina muestra a la longitud de cable necesario para la realización de pruebas y ensayos eléctricos y mecánicos; esta longitud es relativamente corta y no excede de algunos metros.

En la figura 14 hemos representado la sección transversal de un cable trifásico subterráneo típico, con todos los elementos constituyentes.

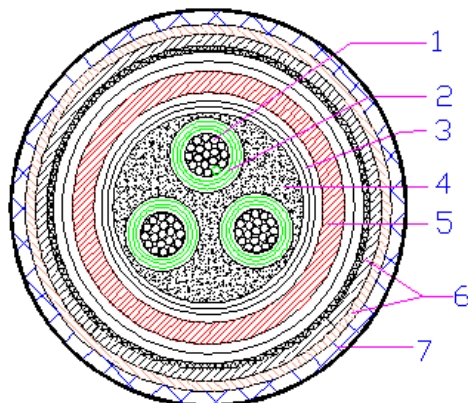


FIG 14. Constitución del cable subterráneo

(1. Conductores; 2. Aislamiento; 3. Cintura; 4. Relleno o espesor aislante;
5. Envoltura metálica; 6. Armadura; 7 Cubierta exterior.)

En la parte central los conductores, generalmente cableados, que son los elementos destinados a conducir la corriente casi siempre son de cobre o de aluminio. Se denomina cuerda a cada uno de los hilos o alambres que constituyen el conductor cableado. Cada uno de estos conductores lleva su propio aislamiento y al conjunto formado por cada conductor y su propio aislamiento se lo denomina vena.

El conjunto de los conductores de un cable lleva una envoltura aislante común, denominada cintura, que se aplica sobre las almas reunidas y es de la misma naturaleza que la del aislamiento de estas almas. Los huecos entre la cintura y las almas se rellenan con un espesor aislante o material de relleno. En algunos tipos de cables (los denominados de campo radial) la cintura está constituida por una delgada capa de material conductor o semiconductor denominada pantalla.

El aislamiento de la cintura (o, en su caso la pantalla) y el material de relleno constituyen los recubrimientos propiamente aislantes del cable, es decir, los que tienen por objeto evitar perforaciones a causa del campo eléctrico existente entre los conductores y entre éstos y tierra.

Además de estos recubrimientos aislantes, los cables subterráneos llevan distintos recubrimientos protectores, que no tienen función esencialmente

eléctrica pero que están destinados a proteger al cable contra los esfuerzos mecánicos, los efectos químicos, etc. Entre estos recubrimientos protectores podemos citar:

- a) Las envolturas metálicas de los cables aislados con sustancias higroscópicas (por ejemplo el papel impregnado) destinadas a evitar el paso de la humedad hasta estas sustancias, cuya acción haría que perdieron sus propiedades aislantes. Generalmente, estas envolturas son de metal blando (plomo, aluminio, etc.).
- b) Las armaduras o envolturas metálicas de metal duro (hierro, acero, etc.), destinadas a proteger el cable contra las acciones mecánicas exteriores. Los cables provistos de armaduras se denominan cables armados.
- c) Las cubiertas, que recubren exteriormente el cable, constituidas por materiales textiles, derivados del caucho, sustancias termoplásticas, etc., y destinadas a evitar los peligros de corrosión y otros agentes químicos, a las armaduras y envolturas metálicas.

2.2.- DEFINICIONES RELATIVAS A LOS CABLES SUBTERRANEOS

En lo que se refiere a las magnitudes características del cable, definiremos los siguientes conceptos:

2.2.1.- VALORES NOMINALES.- Se denomina valores nominales los que caracterizan las magnitudes empleadas en la designación de un cable, para indicar sus características de funcionamiento y sus posibilidades de utilización. Las condiciones de ensayo y las condiciones límites se expresan también en valores nominales, excepto especificación contraria.

2.2.2.- VALORES PRESCRITOS.- Los valores prescritos caracterizan al cable en lo que hace referencia a sus dimensiones, propiedades, etc. Pueden tener

carácter de valores teóricos, si están prescritos o calculados con gran exactitud y los cuales se refieren las prescripciones y tolerancias impuestas por las normas vigentes, o de valores efectivos, que son los obtenidos en las medidas efectuadas en las pruebas prescritas por las normas.

2.2.3.- VALORES ORIENTATIVOS.- Se llaman valores orientativos cuando, aunque no vienen impuestos por las normas, satisfacen dentro de un margen de tolerancia ciertas características prácticas o que vienen condicionadas por las técnicas de fabricación. Estos valores sirven para garantizar determinadas propiedades o para caracterizar el funcionamiento en condiciones normales.

En lo que refiere al funcionamiento del cable, vamos a definir los siguientes conceptos:

2.2.4.- TENSION NOMINAL DE LA RED (U_n).- Se denomina al valor eficaz de la tensión entre conductores de línea para que la red ha sido designada.

2.2.5.- TENSION MAS ELEVADA DE LA RED (U_m).- Es el valor eficaz más elevado de la tensión entre conductores de línea, que puede ser mantenido en las condiciones normales de explotación en todo instante y en cualquier punto de la red. Excluye las variaciones temporales y transitorias de tensión debidas a condiciones de defecto o a repentina desconexión de cargas importantes.

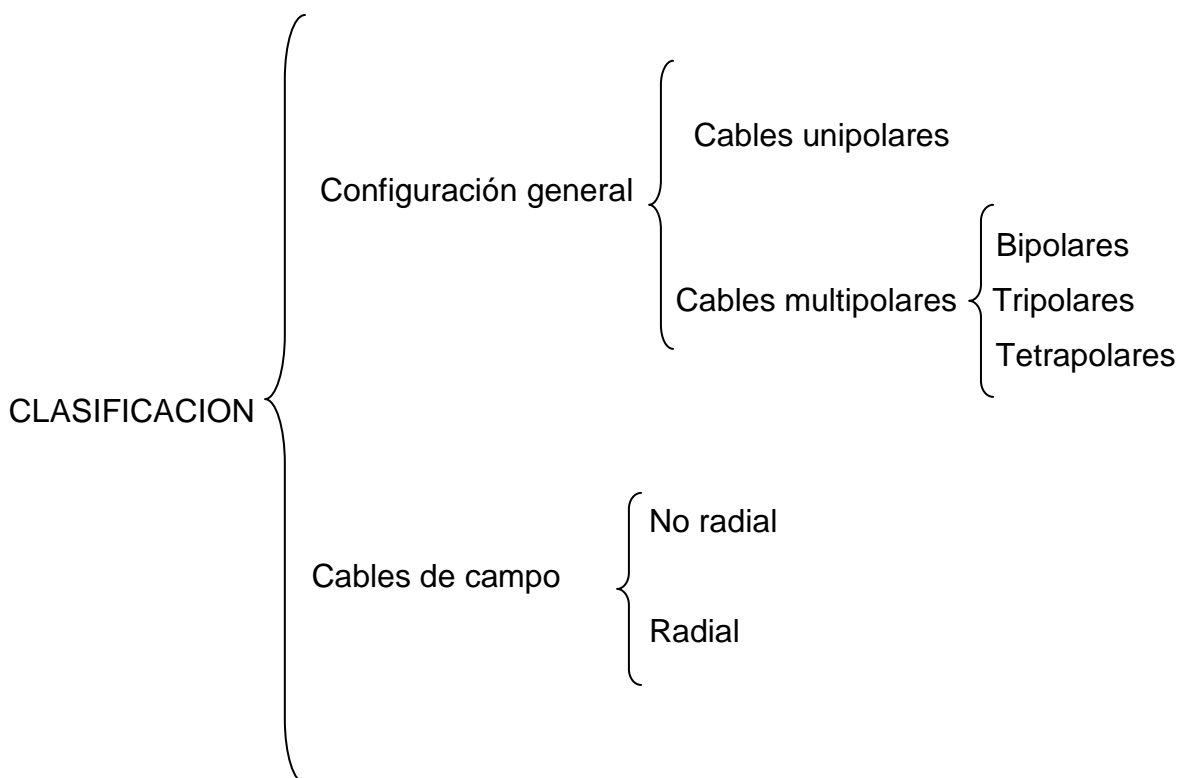
2.2.6.- TENSION NOMINAL DEL CABLE (E_0/E).- Es la tensión nominal a frecuencia industrial para la cual el cable ha sido construido y a la cual debe poder funcionar continuamente en condiciones normales de servicio. La tensión nominal del cable se designa por dos valores que corresponden, respectivamente, a la tensión entre cada uno de los conductores y a la envoltura metálica o la pantalla (E_0) y a la tensión entre dos cualesquiera de los conductores (E), de estos valores el mas interesante es E_0 .

2.2.7.- GRADO DE AISLAMIENTO.- El grado de aislamiento de un cable es una designación empírica que tiene en cuenta las características constructivas y de

prueba del cable. Su valor coincide con el de la tensión de prueba de frecuencia industrial al cual debe someterse las piezas del cable, expresado en KV.

2.2.8.- NIVEL DE AISLAMIENTO.- El nivel de aislamiento de un cable es también una designación empírica que tiene en cuenta las características constructivas y de prueba del cable en relación a posibles sobre tensiones de origen atmosférico. Su valor coincide con el de la tensión de prueba a impulso a la cual debe someterse la muestra del cable, expresada en KV.

2.3.- CLASIFICACION



2.3.1.-CONFIGURACION GENERAL

Los cables subterráneos pueden ser unipolares y multipolares.

2.3.1.1.- Cables unipolares.- Son aquellos que están constituidos por un solo conductor que, casi siempre es de sección circular (FIG. 15), con el

correspondiente aislamiento y los recubrimientos protectores que sean necesarios contra la corrosión, deterioros mecánicos, etc.; pueden o no ser armados.

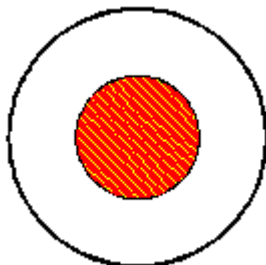


FIG 15. Configuración general de un cable unipolar.

2.3.1.2.- Cables multipolares.- Están constituidos por dos o más conductores independientes, incluyendo los eventuales conductores de neutro y de protección; también puede incluir, eventualmente, conductores de pequeña sección, destinados a la señalización a distancia. Cada uno de los conductores lleva su propio aislamiento y el conjunto puede completarse con una cintura aislante, pantallas electrostáticas, recubrimientos contra la corrosión y los efectos químicos, armaduras metálicas para resistir los eventuales esfuerzos mecánicos, etc.

2.3.1.2.1.- Cables bipolares (FIG. 16).- Están destinados al transporte de energía eléctrica por corriente continua o por corriente alterna monofásica; generalmente están constituidos por dos conductores de sección circular. Estos cables son poco utilizados en las redes de distribución.



FIG 16. Configuración general de un cable bipolar.

2.3.1.2.2.- Cables tripolares.- Llevan tres conductores y están destinados al transporte de energía eléctrica trifásica sin neutro. Muchas veces (FIG. 17), los conductores son de sección circular, desplazados entre sí 120° y la

cubierta también de sección circular. En otras ocasiones (FIG. 18), los conductores tienen sección sectoral, siendo la cubierta de sección circular; a igual de sección de conductor. Los cables de sección sectoral son de menor diámetro exterior que los cables con conductores de sección circular, con el consiguiente ahorro de aislamiento, por lo que son más apropiados para su instalación en los lugares en que el espacio disponible es pequeño; sin embargo, su fabricación resulta más difícil que la de los cables de sección circular y, además, se presentan problemas de tipo eléctrico, ya que los esfuerzos eléctricos a que están sometidos el papel aislante son más elevados, lo que reduce su campo de aplicación hasta unos 10 kV mientras que los cables de sección circular admiten tensiones mucho más elevadas. Finalmente, en algunas ocasiones, los cables tripolares adoptan la forma representada en la figura 19, en los tipos denominados triplomo, como puede apreciarse la sección de los conductores es circular pero la sección de la cubierta exterior es aproximadamente triangular, con lo que también existe un ahorro de material aislante respecto a los cables de igual sección circular.

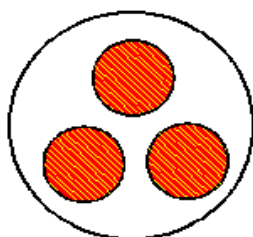


FIG 17



FIG 18

Configuración general de cables tripolares

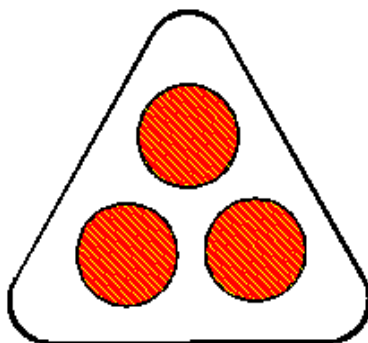


FIG 19. Configuración general de un cable tripolar con cubierta exterior triangular.

2.3.1.2.3.- Cables tetrapolares.- Llevan como su nombre lo indica 4 conductores y se destinan por lo general, al transporte de energía eléctrica por corriente alterna trifásica con neutro. Casi siempre el neutro es de menor sección que los conductores activos. Los tipos constructivos más empleados son aquellos en que todos los conductores son de sección circular (FIG. 20), y los que tienen los conductores activos de sección sectorial y el neutro de sección circular, bajo cubierta de sección circular (FIG. 21). Debe advertirse que, casi siempre, en las redes trifásicas con neutro resulta más conveniente la instalación separada del neutro, ya que la reglamentación vigente impone que el neutro esté conectado a tierra, lo cual será imposible a partir de un cable tetrapolar; además resulta que los trabajos necesarios para realizar empalmes, derivaciones,...etc.; son más complejas y difíciles en caso de cables tetrapolares y con neutro independiente estas operaciones se realizan con mayor rapidez y facilidad.

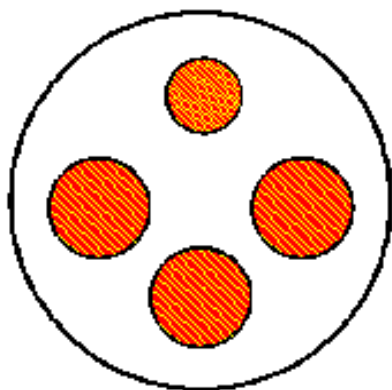


FIG. 20

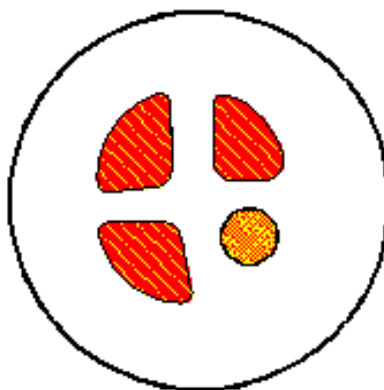


FIG. 21

Configuración general de los cables tetrapolares

2.3.2.- CABLES SUBTERRANEOS DE CAMPO

2.3.2.1.- Campo radial y de campo no radial.

En un cable unipolar, las líneas que están fuera del campo electrostático tienen el aspecto representado en la figura 22; es decir, se trata de un campo radial, establecido entre la masa metálica del conductor y la envoltura metálica exterior.

Por lo tanto, los esfuerzos eléctricos a este campo electrostático sólo son soportados por el aislamiento del conductor.

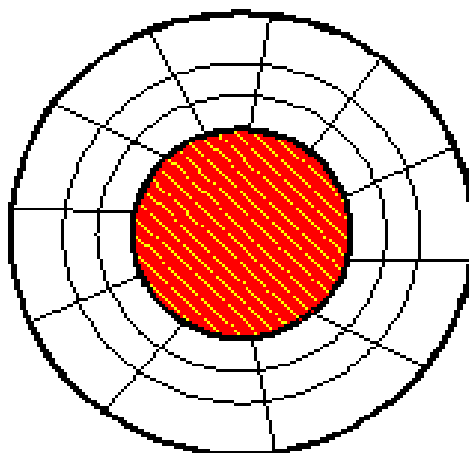


FIG 22. Cable unipolar con campo radial

Pero en un cable tripolar, destinado a transformar una corriente trifásica, con aislamiento conjunto de los tres conductores, el campo electrostático tiene la forma representada en la figura 23; ya no se trata de un campo radial sino que cada línea de fuerzas puede descomponerse en dos componentes, una perpendicular y la otra tangencial al aislante común. Esta desigualdad en las líneas de fuerza es debida a que los potenciales existentes entre los conductores y la envoltura metálica exterior, no son simultáneamente iguales, debido al desigual reparto de tensiones existentes en todo sistema trifásico.

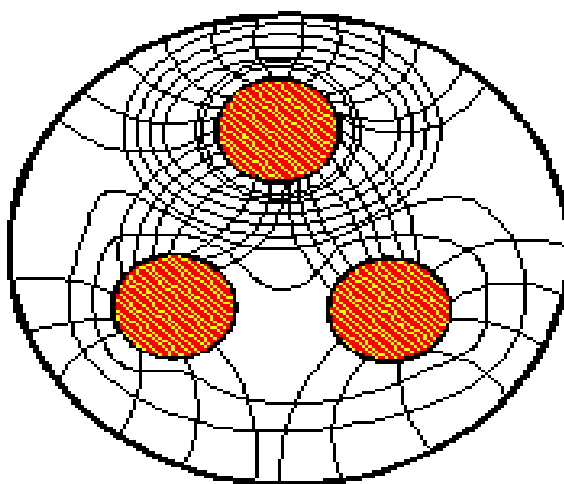


FIG. 23. Campo no radial de un cable tripolar

Por tal motivo Höchstädter fue el primero en manifestar que un cable debe estar solamente en sentido perpendicular a la capa aislante para lo cual, sobre la capa aislante de cada conductor, envolvió una banda de papel metalizado o bien una finísima hoja metálica, como si se trataran como tres conductores unipolares con una cubierta común, la forma del campo resultante está representada en la fig. 24.

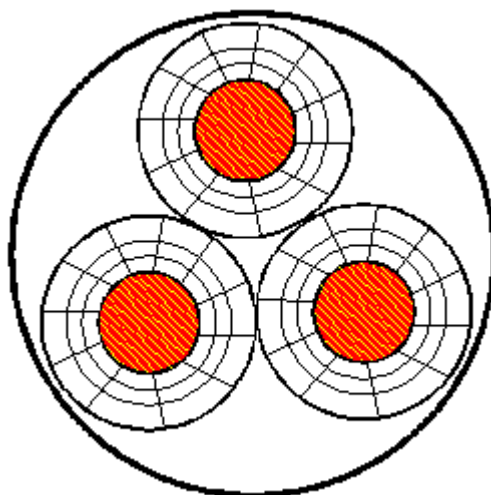


FIG 24. Campo radial de un cable tripolar apantallado

El relleno entre conductores queda casi exento de esfuerzos debido al campo eléctrico tangencial. Las hojas metálicas individuales, denominadas pantallas, deben ponerse a tierra para lo que el conjunto se envuelve en una cinta de algodón tejida con algunos hilos de cobre que aseguran el contacto eléctrico entre las capas metalizadas individuales y la envoltura metálica exterior, la cual se pone directamente a tierra. Estos cables se denominan cables Höchstädter o, abreviadamente cables H, algunas veces también se les llama cables de almas apantalladas.

En los cables H, el relleno a de impregnarse de masa y a consecuencia de esto y de la envoltura metálica conjunta, generalmente de plomo, el cable resulta poco flexible. Y posteriormente se desarrollo el denominado cable de 3 envolturas, cable con envoltura metálica individual o cable triplomo, en el que cada conductor lleva su envoltura de plomo independiente. Con ello, tal como se expresa en la

figura 25 el campo eléctrico se ejerce siempre radialmente y el relleno queda descargado.

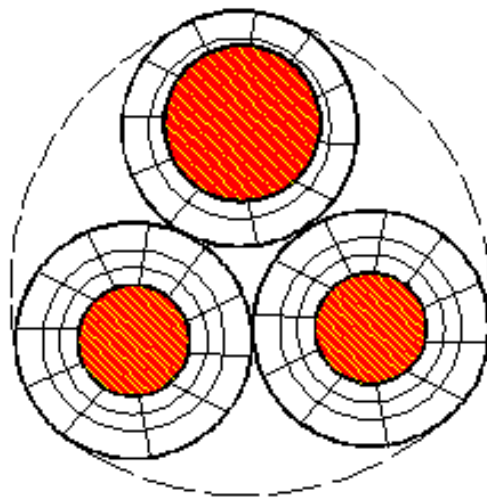


FIG 25. Campo radial de un cable tripolar de 3 envolturas
(Cable triplomo)

Como cada conductor lleva su propia envoltura de plomo, el aislamiento de cada conductor queda así protegido de la humedad y no es preciso que el relleno quede impregnado con masa y sí solamente con aislamiento conjunto exterior. Para la protección contra la corrosión, los tres conductores están rodeados de una envoltura conjunta de papel asfaltado. La intensidad que puede transportar este tipo de cable de campo no radial o que la del cable H, debido por una parte, a que las tres envolturas de plomo favorecen la evacuación calorífica y, por otra parte, a que carece de cintura aislante exterior que además de sus propiedades dieléctricas también es aislante del calor.

Los cables de campo radial, tanto los cables H como los cables de tres envolturas, se pueden aplicar para tensiones de servicio hasta 60 KV.

2.4.- TIPOS DE AISLAMIENTO DE LOS CABLES SUBTERRÁNEOS

Un trozo de material está dispuesto de muchos átomos dispuestos de una manera peculiar de acuerdo al material. Algunos materiales, principalmente los metales, tienen un gran número de electrones libres que pueden moverse a través del

material. Estos materiales tienen la facilidad de transmitir carga de un objeto a otro y se llaman conductores.

Como se menciono anteriormente cada cable puede estar provisto de uno, dos, tres o cuatro conductores. Anteriormente se empleaban en las líneas monofásicas y trifásicas conductores concéntricos, pero por las dificultades de fabricación y aislamiento cayeron en desuso, fabricándose exclusivamente en la actualidad con conductores tranzados o arrollados en hélice.

2.4.1.- AISLAMIENTO.-

Concepto.- Es un material que se resiste al flujo de carga, algunos ejemplos de aislante son la ebonita, el plástico la mica, la baquelita, el azufre y el aire.

Los cables aislados consisten esencialmente en uno o más conductores mediante materiales enrollados o extruidos sobre los conductores; además, dependiendo del tipo de cable y de la tensión para la que este diseñado, existen otros elementos que tiene por objeto lograr el mejor aprovechamiento de las cualidades de los aislamientos y la preservación de esas cualidades, en el caso general pueden distinguirse las partes componentes de un cable.

2.4.1.1.- Papel impregnado.- El papel impregnado fue uno de los primeros materiales utilizados para el aislamiento de los cables para la transmisión de energía eléctrica y continua siendo el mejor aislamiento para cables de alta tensión.

Sus principales características son las siguientes

- Alta rigidez dieléctrica
- Bajas pérdidas dieléctricas
- Resistencia elevada a las descargas parciales (ionización)
- Posee buenas características térmicas

Su gran desventaja consiste en que es muy higroscópico y que la absorción de la humedad deteriora considerablemente sus cualidades dieléctricas, por esta razón el aislamiento de papel debe secarse perfectamente durante el proceso de fabricación del cable y protegerse con un forro hermético. Para realizar este tipo de aislamiento se enrolla sobre el conductor cintas de papel, helicoidalmente, en capas superpuestas, hasta obtener el espesor de aislamiento deseado; A continuación se seca; y se desgasifica el aislamiento calentándolo y sometándolo a un vacío elevado y se impregna con aceite mineral.

En los cables llamados de tipos sólidos que se usan para tensiones entre fases de hasta 69 KV en cables monopolares y 46 KV en cables tripolares, el aceite mineral para la impregnación se mezcla con una resina vegetal para aumentar su viscosidad y evitar así la migración del aceite aislante por gravedad hacia las partes mas bajas de la instalación. En cables para tensiones mas elevadas, el aislamiento se mantiene bajo presión por diferentes medios.

Se han realizado cables con aislamiento para tensiones hasta de 50 KV (voltaje entre fases) y están en proceso de investigación cable para 750 KV.

2.4.1.2.- Cambray barnizado.- Es una cinta de algodón barnizado con varias capas de barniz aislantes. Entre cada capa de aislamiento hay una sustancia lubricante de alta viscosidad. Constituye un aislamiento mas flexible, aunque de menor calidad, que el papel impregnado y se aplicado en casos de cables colocados verticalmente o con pendientes pronunciadas, ya que no representa el inconveniente de los cables del papel impregnado, en los que el aceite puede escurrirse por gravedad.

El cambray barnizado se ha usado en tensiones de 600 voltios a 23000 voltios pero actualmente ha sido desplazado por cables de aislamiento sintético que resultan más económicos.

2.4.1.3.- Termoplásticos.- Son materiales orgánicos sintéticos obtenidos por polimerización. Se vuelve plástico al aumentar la temperatura lo que permite aplicarlos por extrusión en caliente sobre los conductores, solidificándose después al hacer pasar el cable por un baño de agua fría.

Los termoplásticos mas utilizados como aislamientos de cables eléctricos son el cloruro de polivinil (PVC) y el polietileno.

El PVC mezclado con otra sustancia se utiliza extensamente como aislante sobre todo en cables de baja tensión, debido a su bajo costo, a su mayor resistencia a la ionización comparado con otros aislamientos orgánicos sintéticos y a poder obtenerse con mezclas adecuadas, temperaturas de operación que van desde 60° C a 150° C. Tiene el inconveniente de tener una constante dieléctrica elevada y en consecuencia pérdidas eléctricas altas, lo que limita su empleo en tensiones mas elevadas.

Sin embargo en Alemania e Italia se han desarrollado compuestos de PVC que, a la temperatura de operación del cable, tiene pérdidas dieléctricas relativamente bajas. Actualmente se fabrica cable con aislamiento de PVC para tensiones hasta de 23000 volts.

El polietileno que se obtiene por polimeración de gas etileno, tiene excelentes características como aislante eléctrico: rigidez dieléctrica comparable a la del papel impregnado y pérdidas dieléctricas menores. Tienen también una conductividad térmica mayor que el papel impregnado, lo que facilita la disipación del calor.

Las desventajas del polietileno es que puede producirse deterioro del aislamiento debido a descargas parciales producidas por ionización, su punto de fusión es bastante bajo del orden de los 110° C lo que limita la temperatura de operación de los cables aislados con polietileno a 75° C. Para mejorar las características térmicas se han desarrollado el polietileno de alta densidad y el polietileno vulcanizado o de cadena cruzada.

El polietileno de alta densidad tiene un punto de fusión de 130° C mejores cualidades mecánicas y un costo menor. El polietileno de alta densidad extruido se ha utilizado en cables hasta de 63 KV a medida que se va perfeccionando la tecnología de la extrusión de este material su uso se extiende a tensiones más elevadas habiendo puesto en servicio en 1980 un cable para 225 KV.

2.4.1.4.- Termofijos.- Los Aislamiento agrupados bajo el nombre de termofijos están constituidos por materiales que se caracterizan porque, mediante un

proceso de vulcanización, se hace desaparecer su plasticidad y se aumenta su elasticidad y la consistencia mecánica.

Estos aislamientos se aplican generalmente por extrusión y se someten a un proceso de vulcanización elevando la temperatura a los valores requeridos.

Los aislantes termofijos más usados son el hule natural y los hules sintéticos, conocidos con el nombre genérico de elastómeros y más reciente algunos derivados del polietileno.

2.4.1.4.1.- El hule natural fue, con el papel, uno de los materiales usados para el aislamiento de cables. Se obtiene del látex de un árbol tropical originario de Brasil. Para utilizarlo como aislamiento se mezcla con otras sustancias: plastificantes, agentes de vulcanización (1 a 2% de azufre) y modificadores y vulcanizado se emplea mucho en baja tensión y con menos frecuencia para tensiones más elevadas hasta de 25 KV los hules sintéticos mas utilizados como aislamientos de cable son el estireno–butadieno (SBR), el butilo, el neopreno, y el etileno–propileno (EPR)

2.4.1.4.2.- El estireno–butadieno conocido comercialmente con las iniciales SBR sus cualidades eléctricas y mecánicas son ligeramente inferiores a las del hule natural. En cambio sus cualidades de resistencia a los agentes químicos y al envejecimiento son algo superiores, por sus características y su bajo precio se ha utilizado principalmente en el aislamiento de cables de baja tensión.

2.4.1.4.3.- El butilo es un hule sintético cuya propiedad principal es poder trabajar a temperaturas mas elevadas que el hule natural su temperatura de operación es de 85° C. También ofrece una mayor resistencia a la ionización lo que permite usarlo para tensiones más altas, una gran flexibilidad y resistencia a la humedad superior a la del hule natural. Aunque la materia prima para este tipo de aislamiento es barato, su proceso de fabricación es elevado por lo que el precio final es costoso. Tiene aplicaciones para corta longitud, para aplicaciones especiales.

2.4.1.4.4.- El neopreno es un hule sintético de bajas propiedades dieléctricas pero superior a los elastómeros antes citados en lo que respecta a la resistencia a los aceites, a la flama, a la abrasión y a la intemperie; por esta razón y su gran flexibilidad se usa principalmente en forros o cubiertas de cables aislados con otros elastómeros.

2.4.1.4.5.- El etileno-propileno es un hule sintético de desarrollo reciente que tiene cualidades dieléctricas próximas a las de polietileno pero mayor resistencia a la ionización y una temperatura de operación de 90° C, se aplican especialmente a circuitos de alta tensión en instalaciones industriales. Actualmente se fabrican cables con este tipo de aislamiento para tensiones de hasta 60000 voltios.

2.4.1.4.6.- El polietileno sulfoclorado se obtiene sometiendo el polietileno a la acción simultanea del cloro y del anhídrido sulfuroso; se obtiene un producto que después es vulcanizado, tiene una gran resistencia a los agentes químicos y al ozono. Sus propiedades eléctricas son intermedias entre las del hule natural y el neopreno y puede trabajar a temperaturas mas altas, del orden de 90° C, su aplicación principal es en cubiertas de cables.

2.4.1.4.7.- El polietileno vulcanizado también llamado polietileno de cadena cruzada o polietileno reticulado, se obtiene mediante la adición de un peroxido que a la temperatura elevada del proceso de vulcanización reacciona con el polietileno, produciendo la liga de las cadenas moleculares del polietileno. El polietileno vulcanizado puede trabajar continuamente a 90° C. En cambio la vulcanización aumenta la rigidez del polietileno y esa perdida de flexibilidad dificulta el manejo del cable.

2.5.- CUBIERTA SEMICONDUCTORA Y PANTALLA

La cubierta semiconductora que se coloca inmediatamente sobre el conductor, tiene por objeto uniformar el gradiente eléctrico en la superficie del conductor, eliminando las distorsiones del campo eléctrico debidas a las protuberancias constituidas por los hilos de la capa exterior. (El uso de materiales

semiconductores se debe a que en esta forma se reduce la intensidad de las cargas eléctricas que pueden producir ionización, con respecto a la que se tendrá si se utilizasen cubiertas metálicas).

La cubierta semiconductor puede estar constituida por una cinta de papel saturado en carbón coloidal, enrollada directamente sobre el conductor. Esta disposición se usa, por ejemplo, en los cables aislados con papel impregnado. En cables con aislamientos extruídos de construcción moderna, la cubierta semiconductor se aplica por extrusión usando un material semiconductor adecuado.

La pantalla esta constituida por una capa conductora colocada sobre el aislamiento y conectada a tierra, que tiene por objeto principal crear una superficie equipotencial para obtener un campo eléctrico radial en el dieléctrico. (La pantalla sirve también para blindar el cable contra potenciales inducidos por campos eléctricos externos y como protección para el personal, mediante su conexión efectiva en tierra). Puede realizarse mediante una cinta de papel metalizado o una cinta de un metal no magnético (cobre o aluminio) de un espesor del orden de los 8 mm, enrollada sobre el aislamiento. En cables con aislamiento extruido se usan pantallas semiconductoras aplicadas por extrusión, colocadas entre la pantalla y el aislamiento, incluso con materiales aislantes como el polietileno que tiene un alto coeficiente de expansión térmica; en estos casos la pantalla metálica suele estar constituida por hilos de cobre o aluminio enrollados sobre la pantalla semiconductor.

En los cables para alta tensión en los que los gradientes eléctricos aplicados al aislamiento son bajos, no se requiere un control de la distribución del campo eléctrico y por lo tanto puede prescindirse de la pantalla metálica; sin embargo ésta se usa en ocasiones en cables de baja tensión, para evitar la inducción de potenciales en los conductores, debidos a los campos eléctricos externos.

2.6.- DESIGNACION DE LOS CABLES SUBTERRÁNEOS

Las normas UNE (Es el nombre que reciben las normas elaboradas por AENOR, que es la Asociación Española de Normalización), han establecido una designación abreviada para los cables subterráneos, de esta manera pueden ser fácilmente identificados antes del montaje. Esta identificación se designa por medio de siglas que indican:

- a) Tipo constructivo del cable.
- b) Número, sección nominal, naturaleza y forma de los constructores.
- c) Tensión nominal en KV.

2.6.1.- TIPO CONSTRUCTIVO

Se designa por un grupo de letras que caracterizan los elementos principales constitutivos del cable, en el orden sucesivo tecnológico de su elaboración.

La primera letra caracteriza el tipo de aislamiento de los conductores, sobreentendiendo los eventuales rellenos en los cables multipolares. Para identificar estos aislamientos, se emplean las siguientes letras:

P = papel impregnado.

V = policloruro de vinilo.

E = polietileno.

R = polietileno reticulado.

G = caucho natural vulcanizado.

B = caucho butílico.

K = caucho silicona.

D = etileno-propileno.

La segunda letra indica si el cable es apantallado. Se emplea con los siguientes símbolos:

Sin indicación = no apantallado.

H = pantalla.

La segunda letra (si no hay apantallado) o la tercera (si hay apantallado), indica la naturaleza de la envoltura metálica que rodea a los aislamientos de conductores, y se simbolizan:

P = tubo continuo de plomo.

Al = tubo continuo liso de aluminio.

A = tubo corrugado de aluminio.

C = Tubo corrugado de cobre.

En el caso de cables multiplicadores de almas con envoltura metálica individual, el número de aquellas precederá a la letra que caracteriza la naturaleza de la envoltura.

Las armaduras se designan con las siguientes letras:

F = flejes de hierro o de acero.

FA = flejes de aluminio.

M = alambres de hierro.

MA = alambres de aluminio.

Q = pletinas de hierro.

QA = pletinas de aluminio.

La última letra de la designación, indica la naturaleza de la cubierta exterior, de acuerdo con los siguientes símbolos:

J = fibras textiles impregnadas.

V = policloruro de vinilo.

G = caucho natural vulcanizado.

N = neopreno o equivalente.

K = caucho de silicona.

I = polietileno clorosulfonado (Hypalon)

2.6.2.- NUMERO, SECCION NOMINAL Y MATERIAL DEL CONDUCTOR.

- 1.- La cifra que corresponde al número de conductores va antes del símbolo X.
- 2.- La sección nominal de un conductor, expresada en mm².
- 3.- En el caso de cables multipolares de almas con envoltura metálica individual, se indicará un conductor (1) seguido del signo X y de la sección nominal, todo dentro del paréntesis, precedido por el número de envolturas metálicas.
- 4.- La forma de las cuerdas, de acuerdo con las siguientes indicaciones:

Sin indicación = cuerda convencional.

c = cuerda compacta.

s = cuerda sectorial.

- 5.- El material constituyente del conductor se simboliza:

Sin indicación = cobre

Al = aluminio.

2.6.3- TENSION NOMINAL KV.

La tensión nominal para la cual se ha construido el cable, designando los valores de E₀ y E.

Ejemplos:

Cable PPFV 3 X 35 s 6/10 KV

Cable tripolar, con conductores de cobre, de 35 mm² de sección sectorial cada uno, aislamiento de papel impregnado, bajo tubo continuo de plomo, con armadura de flejes de acero, cubierta exterior de policloruro de vinilo y tensión nominal E₀ = 6 KV.

En la figura 26, se presentan las designaciones de los cables subterráneos, según las normas UNE.



FIG 26. Designación de los cables subterráneos según las normas UNE

2.7.-NORMAS PARA LA ELECCIÓN DE UN CABLE SUBTERRÁNEO.

Para elección de un cable subterráneo se deben tener en cuenta 4 factores:

- 1) Tensión de la red y régimen de explotación.
- 2) Corriente que debe transportar el cable (Intensidad máxima de servicio).
- 3) Cortocircuito.
- 4) Caídas de tensión en régimen de intensidad máxima prevista.

2.7.1.- TENSION DE LA RED Y REGIMEN DE EXPLOTACIÓN.

Los cables subterráneos se designan con las letras E₀ / E siendo:

E_0 = Tensión entre cada uno de los conductores y la pantalla o envoltura metálica, que corresponde a la tensión entre fase y tierra de la red.

E = Tensión entre dos conductores cualquiera del cable, que corresponde a la tensión entre fases de la red.

La elección de E_0 y E la red depende de la tensión máxima de la red y de las disposiciones tomadas para su puesta a tierra.

2.7.2.- INTENSIDAD MAXIMA DE SERVICIO

Los valores de la intensidad máxima admisible que un cable subterráneo puede transportar han de ser tales que, en ningún punto de la instalación, la temperatura del conductor exceda de los siguientes valores:

- Inferiores de hasta 70 °C para tensiones de servicio hasta 15 KV.
- Inferiores a 60 °C para tensiones de servicio de 20 KV y 30 KV.
- Inferiores a 55 °C para tensiones de servicio de 45 KV.

Estos valores de temperatura se ven incrementados por el efecto joule que se origina por el calentamiento de los conductores, ya que para una misma intensidad los cables multipolares tienen un mayor calentamiento que los cables monopolares, debido a que el aislamiento de los cables monopolares es individual.

Para condiciones normales de servicio se toma en cuenta:

Para cables enterrados: Un solo cable multipolar, tripolar o terno de cables unipolares en contacto mutuo. Profundidad no inferior a 70 cm, para cables hasta 10 KV de tensión nominal y no inferior a 1 m para cables de más de 10 KV de tensión nominal. Temperatura ambiente del terreno a las profundidades antes mencionadas, 25 °C.

Para cables al aire libre: Un solo cable multipolar, tripolar o terno de cables unipolares en contacto mutuo, dispuestos en forma que se logre una eficaz renovación del aire, con una temperatura ambiente de 40° C siempre que los cables no estén dispuestos directamente al sol.

Como condiciones especiales de instalación se tiene:

- 1.- Cables enterrados en zanja bajo cubierta protectora.
- 2.- Varios cables instalados en la misma zanja.
- 3.- Varios cables instalados en condiciones multitubulares.
- 4.- Cables instalados a temperatura ambiente diferente de las indicadas anteriormente.
- 5.- Cables directamente expuestos al sol.

Para todos los cables subterráneos los fabricantes se han visto en la necesidad de que éstos puedan soportar hasta un 25% sobre la carga normal, durante un intervalo de 6 horas desde cada sobrecarga a la sucesiva.

2.7.3.- CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN LOS CABLES SUBTERRÁNEOS.

Los cables subterráneos deben ser capaces de soportar, sin daño permanentemente, no solamente las corrientes normales de trabajo, sino también las elevadas corrientes de cortocircuito, que pueden generarse por defecto de la instalación. Como este tipo de corriente se genera en instantes mínimos de tiempo ya que actúan las protecciones de la red, se evalúa el calentamiento admisible de la red por corrientes de cortocircuito las temperaturas máximas admisibles de los distintos tipos de cables son:

Cables aislados con papel impregnados = 140 ° C.

Cables aislados con polietileno = 150 ° C.

Cables aislados con caucho butílico = 150° C.

Cables aislados con policloruro de vinilo = 160° C.

Cables aislados con polietileno reticulado = 200 ° C.

Cables aislados con etileno-propileno = 200 ° C.

Cuando un cable por efecto de un cortocircuito, supere los valores de temperatura anteriormente mencionados, existen dos soluciones:

- a) Aumentar la sección del cable.
- b) Disminuir el tiempo de desconexión del disyuntor de protección, por el ajuste de los correspondientes relés.

2.7.4.- CAIDAS DE TENSION EN REGIMEN DE INTENSIDAD MÁXIMA PREVISTA.

Este factor esta determinado por la corriente máxima que se va a transportar, la caída de tensión de cada conductor dependiendo del factor de potencia, del material del conductor y de la longitud del conductor.

CAPITULO 3

MEDICIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

CAPITULO 3

MEDICIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

Para la medición de corriente alterna existen dos tipos de mediciones:

- 1) Medición Directa.
- 2) Medición Indirecta.

3.1.- MEDICIÓN DIRECTA.- Se realiza cuando la conexión de los instrumentos de medida tales como voltímetros, amperímetros, vatímetros, etc; están directamente conectados a la fuente o a la carga. Por ejemplo en un vatímetro la bobina de intensidad va conectada directamente a la línea y la carga y la bobina de voltaje va conectada a la fuente, conectando la bobina de corriente y voltaje en un punto común como se especifica en el figura 27.

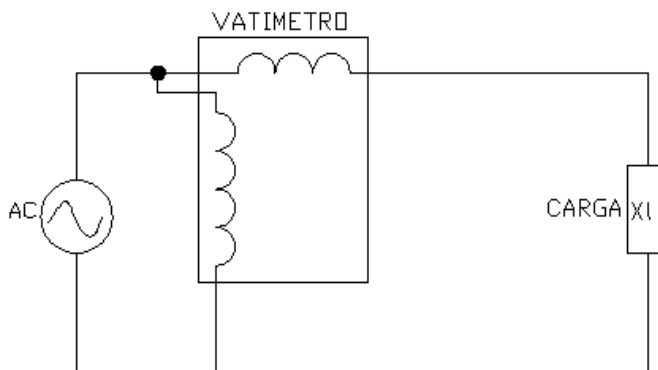


FIG 27. Medición directa.

Para realizar estas mediciones, se precisan diversos aparatos de medida, divididos en tres grandes grupos:

- a) Aparatos indicadores.- Son aquellos en los que una aguja señala, sobre una escala apropiada, la magnitud eléctrica a medir.
- b) Aparatos registradores.- En los que se anota gráficamente el curso temporal de la magnitud eléctrica correspondiente.

c) Aparatos totalizadores.- Que indican la energía total suministrada durante cierto tiempo.

3.1.1.- SISTEMA DE MEDIDA

Definición.- Son los órganos generadores del movimiento y órgano móvil, cuya posición depende de la magnitud a medir.

Entre los sistemas de medida más utilizados para realizar la medición de corriente alterna están:

3.1.1.1.- Sistema de medida de hierro móvil o de hierro giratorio.- Está constituido por uno o varios órganos giratorios de hierro, en el interior de una bobina de campo fija y que son desviados por efecto electromagnético al pasar la corriente por la bobina. Se utilizan para corriente continua y alterna. Se aplican en amperímetros y voltímetros.

3.1.1.2.- Sistema de medida electrodinámico.- Consta de una o más bobinas fijas, con núcleo de aire y una o más bobinas giratorias, que son desviadas por efecto electrodinámico, al pasar la corriente por las bobinas fijas. Una variante de éste es el **sistema de medida ferrodinámico** en el campo magnético se halla principalmente en el hierro. Se utilizan para corriente continua y alterna. Se aplican en vatímetros

3.1.2.- APARATOS PARA MEDICIÓN DIRECTA

A continuación nombraremos los aparatos que son de mayor uso y el alcance que tienen para realizar una medición directa:

3.1.2.1- Los amperímetros de hierro móvil pueden medir corrientes comprendidas entre 40 mA y 100 A. Para intensidades mayores, se utilizan transformadores de corriente.

3.1.2.2.- Los voltímetros de hierro móvil pueden medir voltajes comprendidos entre 60 mV y 600 V. Y para mayores tensiones se emplean resistencias conectadas en serie o transformadores de potencial que solo tomen los valores necesarios para efectuar la medición.

3.1.2.3.- Los vatímetros que son aquellos que están constituidos por sistema de medida ferrodinámico. Se construye para corriente alterna monofásica y trifásica con fases equilibradas o desequilibradas, para corrientes hasta 5 A y tensiones hasta 500 V.

3.2- MEDICIÓN INDIRECTA

Es frecuente el empleo de tensiones y corrientes elevadas que conviene medir, pero no es posible realizar una medición directa con los aparatos de medida a los circuitos de alta tensión, esto es debido al peligro que presentaría el personal que se acercara a los instrumentos. Por este motivo se ha creado instrumentos de medida que permiten separar los circuitos de alta y únicamente tomar pequeños valores instantáneos que nos ayuden a realizar la medición del consumo en la red de alta tensión.

Las magnitudes de la red a la de los instrumentos, están normalizados generalmente en valores de 5A para los amperímetros y 110V para los voltímetros (a plena escala).

Para la conexión de los amperímetros y bobinas amperimétricas de los instrumentos se emplean los denominados **transformadores de corriente**, mientras que para la conexión de los voltímetros y bobinas voltimétricas se emplean los **transformadores de potencial**. Cada uno de estos instrumentos debe garantizar el aislamiento necesario para la seguridad del personal, además deben reproducir con la mayor precisión las magnitudes de la red de alta tensión, dependiendo de la relación de transformación.

3.2.1.-TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Definición.- Es un transformador de medida en el que la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la corriente

primaria y difiere en fase de ésta por un ángulo que es aproximadamente igual a cero para un sentido correcto de las conexiones.

3.2.1.1. Definiciones importantes relacionadas con los transformadores de corriente.

3.2.1.1.1.- Relación (Ratio).- Es la relación de la corriente nominal de servicio del transformador y su corriente nominal en el secundario, el estándar más usado es de 5 A, en el secundario.

Los diversos constructores para diversas intensidades primarias, han dimensionado a estos instrumentos para que soporten permanentemente 1.2 veces la intensidad secundaria nominal y durante 15 minutos, 1.5 veces dicha corriente. Según la constructora AEG indica la normalización de las intensidades nominales primarias en amperios de los TC. (Ver tabla 2).

Tabla 2. Normalización de intensidades nominales primarias

Intensidades Nominales Primarias en A								
5	10	15	20	25	30	50	60	75
	100	150	200	250	300	500	600	750
	1000	1500	2000	2500	3000	5000	6000	7500
	10000	15000	20000	25000	30000	50000	60000	75000

Los valores usuales de ratio, expresados en amperios primarios respecto a amperes secundarios, son:

1/1, 2/1, 3/1, 4/1, 5/1, 6/1, 8/1, 10/1, 15/1, 20/1, 30/1, 40/1, 60/1, 80/1, 100/1, 120/1, etc.

3.2.1.1.2.- Precisión (Accuracy).- Es la relación en porcentaje, de la corrección que se haría para obtener una lectura verdadera. El ANSI C57.13–1968 designa la precisión para protecciones con dos letras C y T.

"C" significa que el porcentaje de error puede ser calculado, y esto se debe a que los devanados están uniformemente distribuidos, reduciendo el error producido por la dispersión del flujo en el núcleo.

"T" significa que debe ser determinado por medio de pruebas, ya que los devanados no están distribuidos uniformemente en el núcleo produciendo errores apreciables.

Por su precisión, los transformadores de intensidad se dividen en varias clases que se indican en la siguiente en la tabla 3.

Tabla 3. Tipo de clases, y porcentaje de errores de intensidad y ángulo de un transformador de corriente.

Clase de precisión	Errores de Intensidad en % para					Angulo de error en minutos para			
	0,1 In	0,2 In	0,5 In	1,0 In	1,2 In	0,1 In	0,2 In	1,0 In	1,2 In
0,1	± 0,25	± 0,2	—	± 0,1	± 0,1	± 10	± 8	± 5	± 5
0,2	± 0,5	± 0,35	—	± 0,2	± 0,2	± 20	± 15	± 10	± 10
0,5	± 1,0	± 0,75	—	± 0,5	± 0,5	± 60	± 40	± 30	± 30
1	± 2,0	± 1,5	—	± 1,0	± 1,0	± 120	± 80	± 60	± 60
3	—	—	± 3,0	—	—	—	—	—	—
10	—	—	± 10,0	—	—	—	—	—	—

Donde:

Clase 0,1.- Como patrón para contrastaciones por medio de puentes de medida de gran precisión, laboratorios y plataformas de pruebas.

Clase 0,2-0,3.- Para medidas de precisión en laboratorios y plataformas de pruebas, especialmente con grandes desfases, así como para conexión de contadores de precisión en servicio.

Clase 0,5-0,6.- Para medidas ordinarias en laboratorios y plataformas de pruebas, así como para conexión de contadores y vatímetros en servicio.

Clase 1-1,20.- Para medidas ordinarias de intensidad, tensión y potencia en servicio.

Clase 3-5.- Para conexión de instrumentos de vigilancia y conexión de relés en servicio, donde la precisión sea no sea importante.

Clase 10.- Para conexión de relés poco exactos, sobre barras con pequeña corriente nominal.

En la tabla 4 se tienen las diferentes clases de precisión de los instrumentos normalmente conectados.

Tabla 4. Clase de precisión de los instrumentos de medida más utilizados.

CLASE	UTILIZACION
0.1	Calibración
0.20-0.30	Medición de laboratorio, alimentación de Integradores para sistemas de Potencia.

CLASE	UTILIZACION
0.50-0.60	Instrumentos de medición e integración Vatímetros para facturación.
1.20-3.00	Amperímetros de Tableros Amperímetros de Registradores. Vatímetros indicadores. Fasómetros indicadores Fasómetros registradores. Frecuencímetros de tableros. Proteccionjes Diferenciales. Relevadores de impedancia. Relevadores de distancia, etc.
5.00	Relevadores de protección en general.

3.2.1.1.3.- Burden o potencia nominal de un transformador de corriente.- Es la capacidad de carga que se puede conectar a un transformador, expresada en VA o en ohms a un factor de potencia dado. El término "burden" se utiliza para diferenciarlo de la carga de potencia del sistema eléctrico. El factor de potencia referenciado es el del burden y no el de la carga.

3.2.1.1.4.- Polaridad.- Las marcas de polaridad designan la dirección relativa instantánea de la corriente. En el mismo instante de tiempo que la corriente entra a la terminal de alta tensión con la marca, la corriente secundaria correspondiente esta saliendo por la terminal marcada.

3.2.1.1.5.- Capacidad de corriente continua.- Es la capacidad de corriente que el TC puede manejar constantemente sin producir sobrecalentamiento y errores apreciables. Si la corriente del secundario de un transformador de corriente esta entre 3 y 4 A, cuando la corriente del primario esta a plena carga, se dice que el

transformador esta bien seleccionado. No se recomienda sobre dimensionar los TC's porque el error es mayor para cargas bajas.

3.2.1.1.6.- Capacidad de corriente térmica de corto tiempo.- Esta es la máxima capacidad de corriente simétrica RMS que el transformador puede soportar por 1 seg., con el secundario en corto, sin sobrepasar la temperatura especificada en sus devanados. En la práctica esta se calcula como:

$$I \text{ térmica (KA)} = \text{Potencia de corto circuito (MVA)} / (1.73 * \text{tensión (KV)}).$$

Como la potencia de precisión varía sensiblemente con el cuadrado del número de Ampere–Vueltas del primario, para un circuito magnético dado, la precisión de los TC's hechos para resistir grandes valores de corrientes de corto circuito, disminuye considerablemente.

3.2.1.1.7.- Capacidad mecánica de tiempo corto.- Esta es la máxima corriente RMS asimétrica en el primario que el TC puede soportar sin sufrir daños, con el secundario en corto. Esta capacidad solo se requiere definir en los TC tipo devanado. En la práctica esta corriente se calcula como:

$$I \text{ dinámica (KA)} = 2.54 * I \text{ térmica}$$

La función de los transformadores de corriente es la reducir a valores normales y no peligrosos, las características de corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente más económicos y que pueden manipularse sin peligro.

Un transformador de corriente es un transformador de medición, donde la corriente secundaria esta dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la corriente primaria, y desfasada de ella un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones.

El primario de dicho transformador está conectado en serie con el circuito que se desea controlar, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición, relevadores o aparatos análogos, conectados en serie.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios devanados secundarios embobinados sobre uno o varios circuitos magnéticos separados.

Los factores que determinan la selección de los transformadores de corriente son:

- El tipo de transformador de corriente.
- El tipo de instalación.
- El tipo de aislamiento.
- La potencia nominal.
- La clase de precisión.
- El tipo de conexión.
- La corriente nominal primaria.
- La corriente nominal secundaria.

3.2.1.2.- Tipos de transformadores de corriente.

Los tipos de transformadores de corriente son:

- Tipo primario devanado.
- Tipo barra.
- Tipo toroidal.
- Tipo para bornes o bushing.

3.2.1.2.1.-Tipo primario devanado: Este como su nombre lo indica tiene mas de una vuelta en el primario. Consta de dos devanados primarios y secundarios totalmente aislados y montados permanentemente sobre el circuito magnético. Esta construcción permite mayor precisión para bajas relaciones. Estos transformadores se construyen con aislamiento seco para tensiones hasta 6 KV y con aislamiento de aceite para tensiones de hasta 60 KV. (VER FIG. 28)

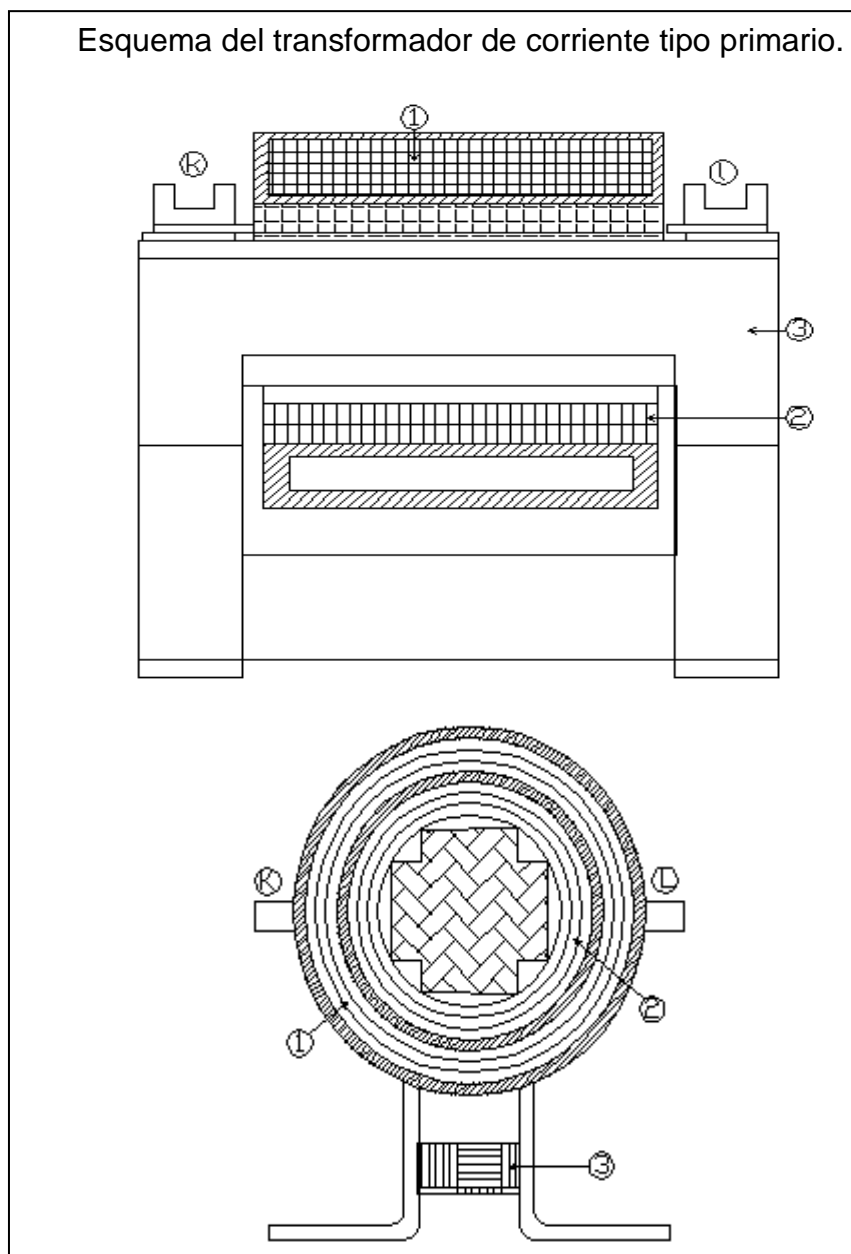


FIG 28. Transformador de corriente tipo primario.

Donde: 1) Arrollamiento primario. 2) Arrollamiento secundario 3) Núcleo rectangular. K, L) Bornes del primario. K, I) Bornes del secundario.

3.2.1.2.2.-Tipo barra: Es similar al tipo primario devanado, excepto en que el primario es un solo conductor recto de tipo barra. Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. El devanado primario, consiste en un conductor tipo barra que pasa por la ventana de un núcleo. Para una potencia secundaria

dada, el número de espiras del primario queda fijo y en el secundario si la corriente es constante el número de espiras es grande para una pequeña corriente en el primario y disminuye conforme aumenta la corriente. Por tal motivo la aplicación de estos transformadores se realizan para altas corrientes. (VER FIG. 29)

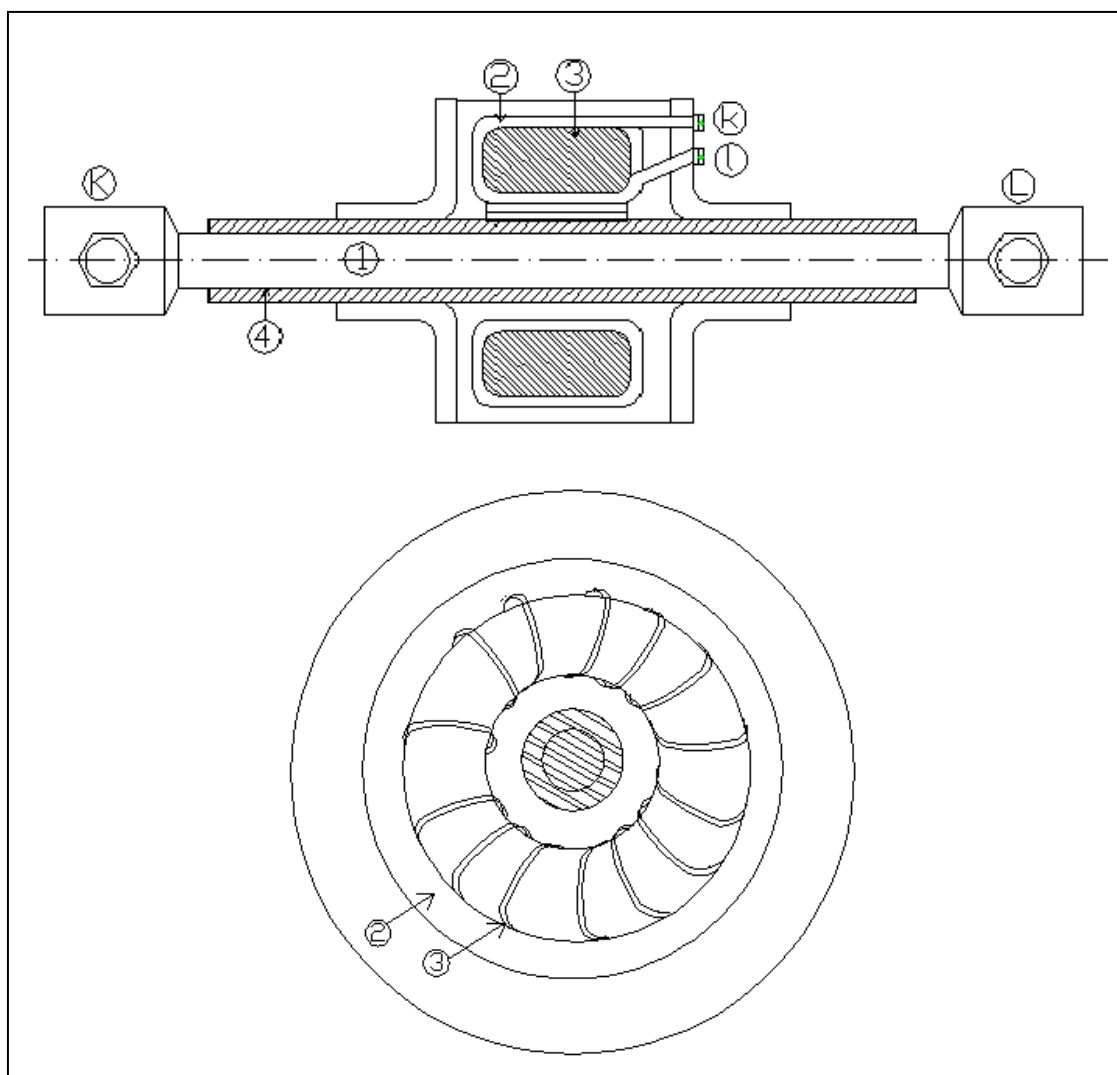


FIG 29. Transformador de corriente de barra.

Donde: 1) primario constituido por un conductor en barra. 2) Arrollamiento secundario. 3) Núcleo anular. 4) Tubo aislante. K, L) Bornes del primario. k, l) Bornes del secundario.

3.2.1.2.3.-Tipo toroidal (ventana): Tiene un devanado secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético y una

ventana a través de la cual puede hacerse pasar un conductor que proporciona el devanado primario. (VER FIG. 30).

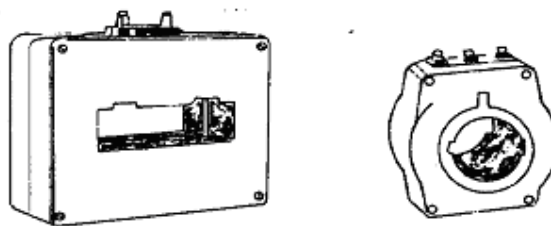


FIG 30. Transformador toroidal o tipo ventana

3.2.1.2.4.-Tipo para bornes o bushing: Es un tipo especial toroidal proyectado para colocarse en los bornes aislados de los aparatos, actuando el conductor del borne como devanado primario. El devanado secundario está completamente aislado y ensamblado permanentemente a un núcleo laminado. El conductor primario pasa a través del núcleo y actúa como 2 devanado primario. Se utiliza para tensiones de servicio de hasta 240KV. (VER FIG. 31)

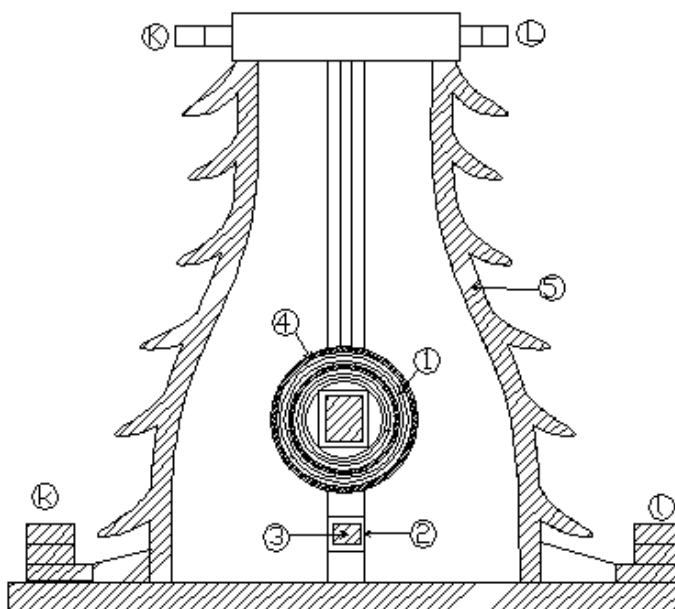


FIG 31. Transformador de corriente tipo para bornes o bushings.

3.2.1.3.- Tipo de instalación.- Los aparatos pueden ser construidos para ser usados en instalaciones interiores o exteriores. Generalmente, por razones de economía,

las instalaciones de baja y media tensión, hasta 25 KV., son diseñadas para servicio interior. Las instalaciones de tipo exteriores son de tensiones desde 34.5 KV a 400 KV., salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta 230 KV. Es conveniente examinar además, el tipo de TC que se pueda instalar, dependiendo de las facilidades de mantenimiento.

Hay tres formas en las que normalmente se conectan los secundarios de los transformadores de corriente, en circuitos trifásicos:

- 1) en estrella
- 2) en delta abierta o V
- 3) en delta.

3.2.1.3.1. Conexión en estrella.- En esta conexión se colocan tres transformadores de corriente, uno en cada fase, con relevadores de fase en dos o tres de las fases para detectar fallas de fase. En sistemas aterrizados, un relevador conectado en el común de los tres TC's detecta cualquier falla a tierra o por el neutro. En sistemas no aterrizados conectados de la misma forma puede detectar fallas a tierra múltiples de diferentes alimentadores. Las corrientes en el secundario están en fase con las del primario.

3.2.1.3.2. Conexión en delta abierta.- Esta conexión es básicamente la misma que la conexión en delta pero con un TC faltante, usando solo dos TC's. Con esta conexión se puede lograr una protección contra falla entre fases, en las tres fases, pero solo ofrece protección de fallas a tierra para las fases en que se tiene TC y si el ajuste del relevador esta por debajo de la magnitud de la falla. En esta conexión las corrientes del secundario están en fase con las del primario. Ya que, con esta conexión no es posible detectar las fallas de secuencia cero, rara vez se usa como única protección del circuito. Frecuentemente se acompaña con un TC de secuencia cero tipo dona. Este TC de secuencia cero se puede aplicar en sistemas aterrizados o flotados, y como estos transformadores y sus relevadores asociados no son sensibles a las corrientes de fase, estos pueden ser de relativa baja capacidad, por lo mismo pueden ser muy sensibles a fallas a tierra.

3.2.1.3.3 Conexión en delta.- Esta configuración utiliza tres transformadores de corriente, pero a diferencia de la conexión en estrella, los secundarios se interconectan antes de conectarlos a los relevadores. Este tipo de conexión se utiliza para la protección diferencial de transformadores de potencia. La conexión en delta de los TC's se utiliza en el lado del transformador de potencia conectado en estrella, y la conexión en estrella de los TC's se usa en el lado del transformador conectado en delta

3.2.1.4. Tipo de aislamiento.- Los materiales que se utilizan para el aislamiento dependen del voltaje del sistema al que se va a conectar, la tensión nominal de aislamiento debe ser al menos igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice. Los tipos de aislamiento se dividen en tres clases:

a) Material para baja tensión. Generalmente los TC's son construidos con aislamiento en aire o resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.

b) Material de media tensión. Los transformadores para instalaciones interiores (tensión de 3 a 25 KV) son construidos con aislamiento de aceite con envoltorio de porcelana (diseño antiguo), o con resina sintética (diseño moderno). Hay que hacer notar que la mayoría de los diseños actuales emplean el material seco, los aparatos con aislamiento en aceite o masa aislante (compound) se utilizan muy poco y sólo para instalaciones existentes.

Los aparatos para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento porcelana-aceite, aunque la técnica más moderna está realizando ya aislamientos en seco para este tipo de transformadores.

c) Materiales para alta tensión. Los transformadores para alta tensión son aislados con papel dieléctrico, impregnados con aceite y colocados en una envoltorio de porcelana.

Es importante definir la altitud de la instalación sobre el nivel del mar, ya que las propiedades dieléctricas de los materiales y del aire disminuyen con la altitud.

Normalmente todos los equipos se diseñan para trabajar hasta 1000 Mts sobre el nivel del mar, si la altitud es mayor el nivel de aislamiento debe ser mayor.

3.2.1.5.- Parámetros para la elección de CT's.

a) Potencia nominal. La potencia nominal que se debe seleccionar para los transformadores de medición, está en función de la utilización a que se destina el aparato.

Para escoger la potencia nominal de un transformador de corriente, se hace la suma de las potencias nominales de todos los aparatos conectados al secundario. Se debe tener en cuenta por otro lado, la impedancia de las líneas, si las distancias entre los transformadores y los instrumentos de medición, son importantes. Se escoge la potencia normal inmediata superior a la suma de las potencias.

b) La Corriente nominal primaria. Se escoge generalmente el valor normalizado superior a la corriente nominal de la instalación. La corriente nominal se calcula con la siguiente fórmula:

$$I_n = \text{Potencia aparente trifásica} / (1.73 * \text{voltaje de línea})$$

En ciertos TC's se cuenta con doble o triple relación primaria, ya sea por medio de conexión serie – paralelo, o por medio de tomas en los bobinados secundarios.

3.2.2.- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Definición.-Es un transformador de medida en el que la tensión secundaria, en condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y difiere en fase de ésta en un ángulo que es aproximadamente igual a cero para un sentido apropiado de las conexiones.

Los transformadores de potencial se utilizan para rebajar las altas tensiones de los sistemas eléctricos, con fines de medida o para funcionamiento de bobinas voltimétricas de relés, a tensiones mas bajas; en la mayoría de transformadores de potencial se tiene un voltaje de 100 V.

Este tipo de transformadores trabajan en un limitado campo de tensión, debido a que no hay mucha variación del voltaje con el que se trabaja, a pesar de lo indicado los fabricantes lo construyen para que pueden admitir 1,2 veces la tensión nominal de servicio. Y el ángulo de desfase entre las tensiones primarias y secundarias es aproximadamente de 0° , para un sentido apropiado de las conexiones.

La transformación de tensión en un transformador de esta clase provoca un error en el valor de la medida, que depende de la variación de la tensión secundaria respecto a su valor nominal, así como de su defasado respecto a la tensión primaria. Para mantener dentro de los límites adecuados estos errores de medida, se da a los arrollamientos una amplia sección y se hace que su dispersión sea la menor posible, esto último para que el desfase entre las tensiones primaria y secundaria, sea lo menor posible.

3.2.2.1.- Errores en los transformadores de potencial

En los transformadores de potencial existen 2 tipos de errores que afectan a la precisión de las medidas hechas con transformadores de potencial.

3.2.2.1.1. Error de relación: Es la diferencia entre la relación verdadera entre la tensión del primario y secundario; y la relación indicada en la placa característica.

3.2.2.1.2. Error de ángulo: Es la diferencia en la posición de la tensión aplicada a la carga secundaria y la tensión aplicada al devanado primario.

El error de ángulo se representa con el símbolo (g), está expresado en minutos y se define como positivo cuando la tensión aplicada a la carga, desde el terminal

secundario marcado al no marcado, está adelantada respecto a la tensión aplicada al primario desde el terminal marcado al no marcado

En la tabla 5 se fijan los errores permitidos para las distintas clases de precisión y para cargas comprendidas entre 25% y 100% de la carga nominal.

Tabla 5. Tabla de errores permitidos.

Clase de precisión	Limites de La tensión	Errores de Tensión en %	Angulo de error En minutos
0,1	0,8 – 1,2 Un	± 0,1	± 5
0,2	0,8 – 1,2 Un	± 0,2	± 10
0,5	0,8 – 1,2 Un	± 0,5	± 20
1	0,8 – 1,2 Un	± 1,0	± 40
3	1,0 Un	± 3,0	----

Para comprobar si el error de un transformador de tensión, cae dentro de los límites indicados en la tabla, se aplica la siguiente fórmula:

$$f \% = 100 \frac{U_2 K_n - U_1}{U_1}$$

f = error en porcentaje.

U_1 = Valor de la tensión primaria en V.

U_2 = Valor de la tensión secundaria en V.

K_n = Relación nominal de transformación (por ejemplo 6000/100 V)

Los valores de potencia nominal de los transformadores están normalizados a 15,3 y 60 VA, para $\cos \varnothing 0,8$. En la tabla 6 Se presenta los consumos de las bobinas voltimétricas de diversos aparatos de medida y de protección.

TABLA 6. Consumo de los instrumentos de medida

Tipo de aparato	Consumo en VA para 100 V	
	Aparatos Indicadores	Aparatos Registradores
Voltímetro.....	0,5 a 5	10 a 15
Voltímetro de cero central.....	30	----
Vatímetro.....	7 a 10	10 a 12
Frecuencímetro.....	1,5 a 3	15
Fasímetro.....	3 a 5	18 20
Contador de energía.....	2, 5 a 5	
Regulador de Tensión.....	30 a 200	
Relé de mínima tensión	8 a 12	
Relé de distancia.....	20 a 40	
Bobina de mínima tensión de disyuntor	20 a 60	

3.2.2.2.- Conexiones de los transformadores de potencial.- Para conectar transformadores de potencial en forma trifásica se usan dos tipos de conexiones usualmente, estas son:

- a. Conexión estrella-estrella: Se utiliza cuando se requiere neutro en el secundario.
- b. Conexión en delta-abierta (V): Esta conexión se utiliza cuando no se requiere neutro secundario, es más económica ya que se requiere solo dos transformadores de potencial.

3.2.3.- TRANSFORMADORES COMBINADOS

Son también denominados unidades de medidas compactas, en su interior tienen transformadores de corriente y tensión. La misma que es diseñada para realizar medición, control y protección en media tensión.

Un equipo compacto de medida se especifica en función del voltaje de la línea de alta tensión, de la corriente en función de la carga en ésta línea y de la norma exigida por la Compañía que suministra la energía.

EJEMPLO:

Un transformador combinado con 2 transformadores de corriente relación 12.5-25-50/5 A, Clase 0.2 burden 15VA, BIL 150KV. Y dos transformadores de potencial 22800/110 V Clase 0.5, burden 50VA, BIL 150KV con borneras para conexión en baja tensión.

La unidad puede trabajar en instalaciones desde el nivel del mar hasta la altura requerida por el cliente. La altura de utilización sólo tiene influencia en el dimensionamiento externo del transformador, pues la disipación del calor, que es pequeña en el equipo, está garantizada por la superficie del tanque, a cualquier altitud sobre el nivel del mar.

Accesorios Normales

- 1.- Aisladores de porcelana para uso exterior.
- 2.- Indicador de nivel de aceite.
- 3.- Grifo de vaciado.
- 4.- Perno de puesta a tierra.
- 5.- Caja de bornes de baja tensión.
- 6.- Asas de suspensión.
- 7.- Placa de características.

Accesorios Opcionales

- 8.- Abrazadera para sujeción a un poste.
- 9.- Seccionador para aislar circuito de tensión y cortocircuitar el circuito de corriente.
- 10.- Conservador. (VER FIG. 32)



FIG 32. Accesorios de un transformador combinado.

Dependiendo de los diferentes sistemas de alimentación el esquema de conexión de un transformador combinado puede variar entre 2 CT's + 2 VT's ó 3 CT's + 3 VT's.

3.2.4.-MONTAJE EXTERIOR UTILIZANDO TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL.

3.2.4.1. Sistema de 3 hilos

Este sistema contiene 2 transformadores de potencial y corriente con las siguientes características: (VER FIG. 33)

2 c/ CT's: 10/0.22 KV , 50 VA; cl: 0.2

2 c/ CT's: 5/5 A, 30 VA ; cl: 0.2

3.2.4.2. Sistema de 4 hilos (FIG. 34)

Tomando en cuenta que el borne del neutro de la unidad de medida va conectado al neutro del sistema (4to hilo). En la figura 34 el sistema está formado por 3 transformadores de potencial y corriente con las siguientes características:

- c/ VT's: $22.9/\sqrt{3}/0.22/\sqrt{3}$ KV, 50 VA, cl: 0.2
- c/ CT's: 5/5 A, 30VA, cl: 0.2

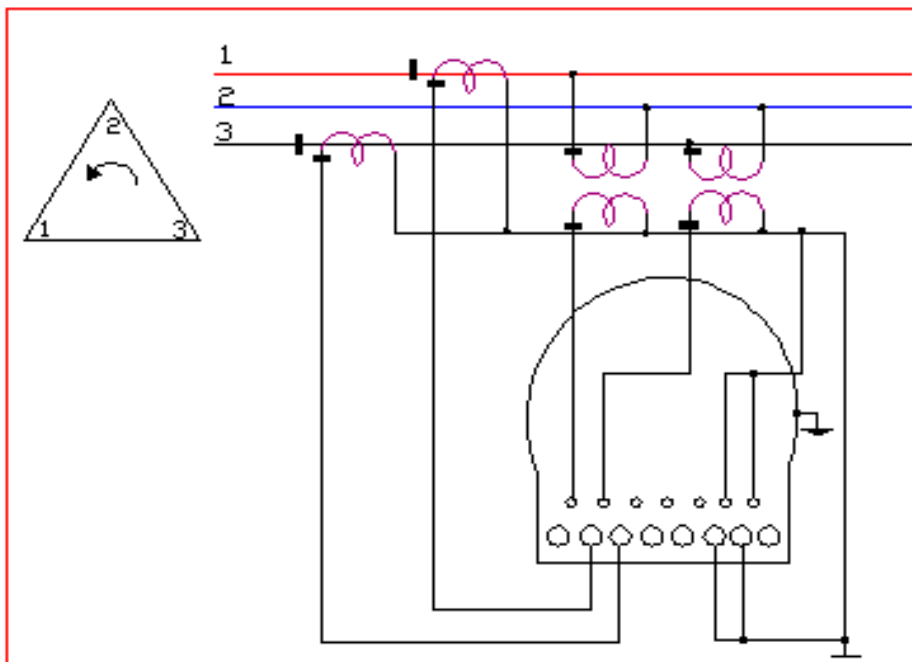


FIG. 33. Conexión de un sistema de tres hilos.

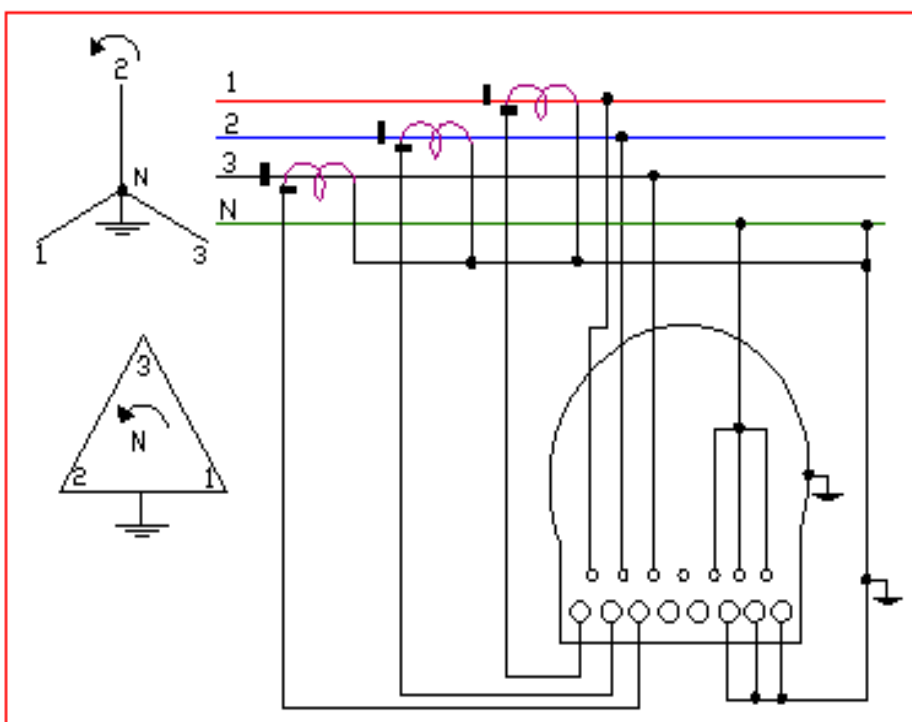


FIG. 34 Conexión de un sistema de cuatro hilos.

3.2.5.- APLICACIONES GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES COMBINADOS.

- Medición en subestaciones.
- Medición de consumo eléctrico a clientes cuyo contrato de suministro es en media tensión.
- Medición para realizar balances de energía en diferentes puntos de la red. Mediante un adecuado balance se puede cuantificar las pérdidas por conexiones clandestinas.
- Medición propia permanente y temporal para efectuar registros que permitan vigilar permanentemente el uso racional de la energía eléctrica.

CAPITULO 4
PUESTA A TIERRA

CAPITULO 4

PUESTA A TIERRA

4.1.- DEFINICION.-

Se define a la puesta a tierra como aquella que comprende toda ligazón mecánica directa, sin fusibles ni otro sistema de protección, de sección suficiente, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo, de electrodos enterrados en el suelo, de dimensiones y situaciones tales que en todo momento pueda asegurarse que en el conjunto está prácticamente al mismo potencial de tierra.

4.2.- OBJETIVOS GENERALES.-

En las instalaciones eléctricas, en general, el objeto de la toma de tierra tiene dos aspectos principales:

- 4.2.1. ESTÁTICO.-** Para fijar a un potencial invariable aparatos o masas conductoras. Este es el caso de máquinas eléctricas, o de partes de instalación o de canalización que puedan acumular cargas estáticas.
- 4.2.2. DINÁMICO.-** Para derivar a tierra corrientes de naturaleza y de intensidades diversas que pueden alcanzar valores elevados, por ejemplo en el caso de descargas atmosféricas.

4.3.- TIPOS PRINCIPALES DE PUESTA A TIERRA

Existen dos tipos de puesta tierra:

- 4.3.1. PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN.-** Que se instala para prevenir accidentes personales en caso de contactos directos o indirectos; en este grupo están incluidos accesorios para cables subterráneos.
- 4.3.2. PUESTA A TIERRA DE SERVICIO.-** Es la que pertenece al circuito de corriente de trabajo, es decir al centro de la estrella de generadores y transformadores.

4.4.-CONSTITUCION DE UNA PUESTA A TIERRA

En la FIG. 35 se representa esquemáticamente una puesta a tierra la cual esta constituido por las siguientes partes:

4.4.1. TOMAS DE TIERRA.- Las tomas de tierra están constituidas por:

4.4.1.1. Electrodo.- Es una masa metálica permanentemente en buen contacto con el terreno, para facilitar el paso a éste de las corrientes de defecto que puedan presentarse, o la carga eléctrica que tenga o pueda tener.

4.4.1.2. Línea de enlace con tierra.- Está formada por los conductores que unen el electrodo o conjunto de electrodos, con el punto de puesta a tierra.

4.4.1.3. Punto de puesta a tierra.- Es un punto situado fuera del suelo que sirve de unión entre la línea de enlace con tierra y la línea principal de tierra.

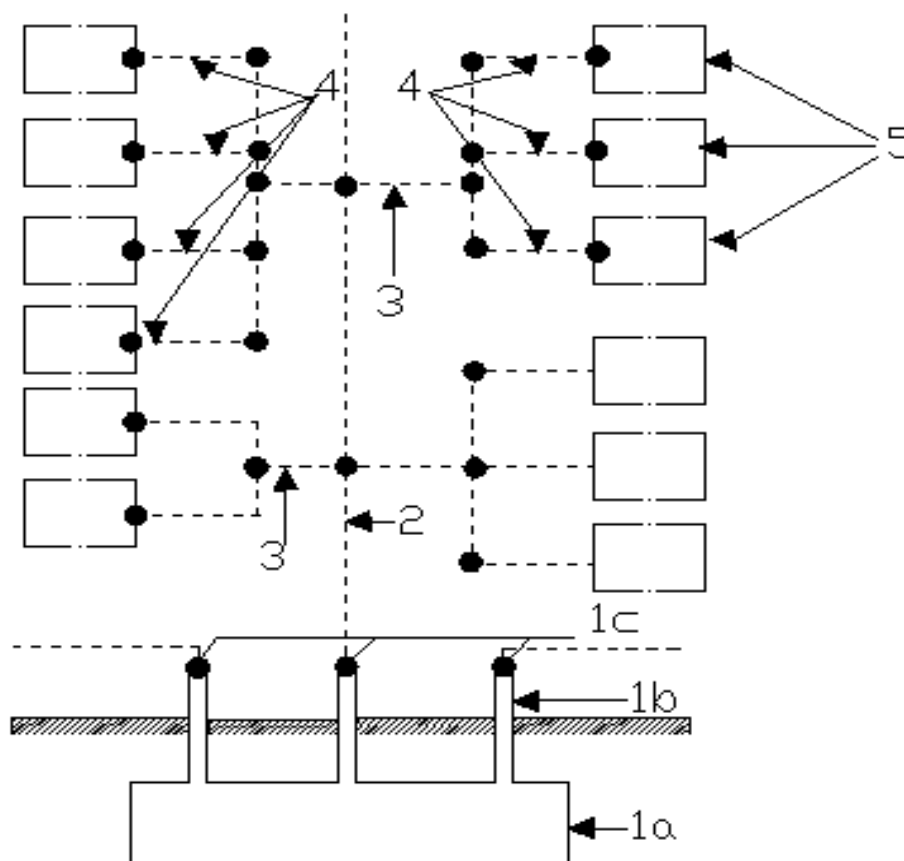


FIG 35. Constitución de una puesta a tierra.

- 1.- Toma de tierra. 1a. Electrodo, 1b. Líneas de enlace con tierra, 1c. Puntos de puesta a tierra 2.- Líneas principales de tierra. 3.- Derivación de las líneas principales de tierra 4.- Conductores de protección 5.- Masas.

4.4.2. LÍNEAS PRINCIPALES DE TIERRA.- Están constituidas por conductores que parten del punto de puesta a tierra y la que están conectadas las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de las masas, generalmente a través de los conductores de protección.

4.4.3. DERIVACIONES DE LAS LÍNEAS PRINCIPALES DE TIERRA.- Están constituidas por conductores que unen la línea principal de tierra, con los conductores de protección o en otros casos directamente con las masas.

4.4.4. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.- Sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con objeto de asegurar la protección contra las corrientes de defecto. En el circuito de puesta a tierra, los conductores de protección unen las masas a la línea principal de tierra o, en su caso, a las derivaciones de la línea principal de tierra.

También se denomina conductores de protección los que unen eléctricamente las masas con los siguientes elementos:

- a) Con el electrodo de puesta a tierra: por ejemplo, con la red de tubería de conducción de agua, en el caso de protección de puesta a tierra.
- b) Con la tierra y las masas de otros conductores receptores.

4.5.- CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES PARA LOS CIRCUITOS DE PUESTA A TIERRA.

Estos conductores constituyen:

- 1.- Las línea de enlace con tierra.
- 2.- Las línea principales de tierra.
- 3.- Las derivaciones de las líneas principales de tierra.
- 4.- Los conductores de protección.

Los reglamentos establecen que dichos conductores han de ser de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y que su sección debe ser ampliamente dimensionada, de forma que se cumpla las siguientes condiciones:

- a) La máxima corriente de defecto que puede producirse en cualquier punto de la instalación, no debe originar en el conductor una temperatura cercana a la de fusión, ni poner en peligro los empalmes o conexiones en el tiempo máximo previsible de duración del defecto, el cual solamente podrá ser considerado como menor de dos segundos en los casos justificados por las características de los dispositivos de corte utilizado.
- b) Las secciones mínimas empleadas han de ser:
 - Para las líneas de enlace con tierra:
Conductor de cobre: 35 mm².
Conductor de acero galvanizado: 100 mm².
 - Para las líneas principales de tierra:
Conductor de cobre: 16 mm².
Otros conductores: Conductancia equivalente a la de un conductor de cobre de 16 mm².

4.6.- ELECTRODOS PARA TOMAS DE TIERRA

La forma de la toma de tierra, el valor de su superficie y la resistividad del terreno, determina la forma de efectuarse esta difusión de corriente; estos tres factores son los más importantes para el diseño y la configuración de los electrodos para las puestas a tierra.

Los electrodos para tomas de puesta a tierra pueden ser:

4.6.1.- ELECTRODOS ARTIFICIALES.- Los electrodos artificiales están constituidos por metales inalterables a la humedad y a la acción química de los materiales que constituyen el terreno; entre estos materiales se puede citar:

- a) el cobre
- b) el hierro o el acero galvanizados.
- c) el hierro sin galvanizar pero con protección catódica.

La sección de un electrodo artificial no debe ser inferior a $\frac{1}{4}$ de la sección del conductor que constituye la línea principal de tierra.

Los electrodos artificiales pueden estar constituidos por los siguientes elementos constructivos:

1.- Electrodos simples, constituidos por barras, tubos, placas, pletinas u otros perfiles.

2.- Anillos o mallas metálicas, constituidos por los elementos indicados anteriormente o por combinaciones de ellos.

Los electrodos artificiales deben estar enterrados a una profundidad que impida sean afectados por las labores del terreno y por las heladas; en ningún caso a menos de 50 cm de profundidad.

4.6.2.-FORMAS DE ELECTRODOS

Entre las diferentes formas de electrodos artificiales más utilizados están:

- 4.6.2.1. Electrodos en forma de picas verticales (VER FIG.36).**-Los cuales están constituidos por tubos de acero galvanizados, perfil laminado de acero galvanizado, barra de acero con cobre o barras de cobre.

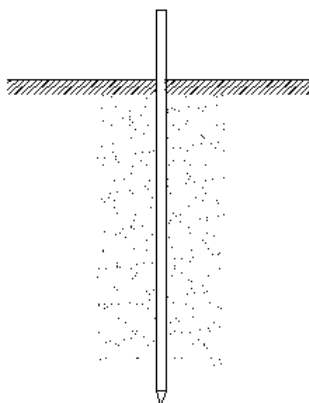


FIG 36. Electrodo en forma de pica vertical

4.6.2.2.- **Electrodos en forma de placa enterrada** (VER FIG. 37).- Están constituidos por planchas de acero galvanizado o planchas de cobre.

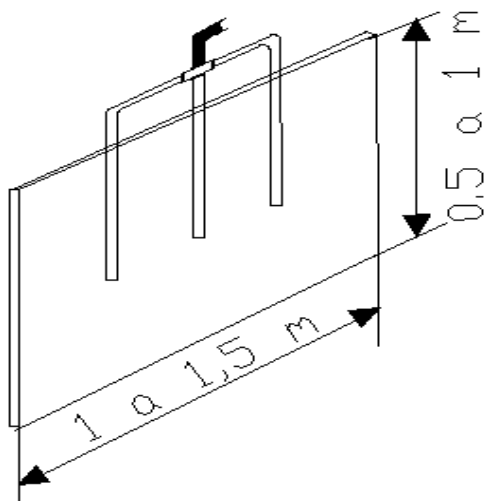


FIG 37. Electrodo en forma de placa.

Conductores enterrados.- Estos electrodos se fabrican de cinta metálica, materiales cilíndricos o cables que generalmente, se entierran a poca profundidad (de 0.5 a 1 m), existen diferentes disposiciones de estos conductores que forman un sistema de puesta de tierra entre ellos se encuentran:

4.6.2.3.- **Electrodos en forma de pletina** (FIG 38).- se colocan en el suelo, a poca profundidad y horizontalmente, se extiende en una gran superficie y se emplean en instalaciones a la intemperie.

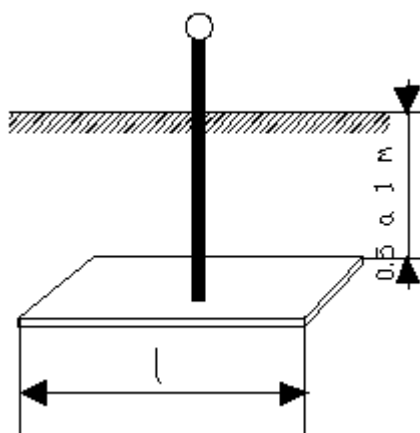


FIG 38. Electrodo en forma de pletina.

4.6.2.4.- Electrodo en forma de bucle (FIG 39).- El conductor que constituye la toma de tierra, se cierra sobre si mismo para formar un bucle rectangular, circular, etc.

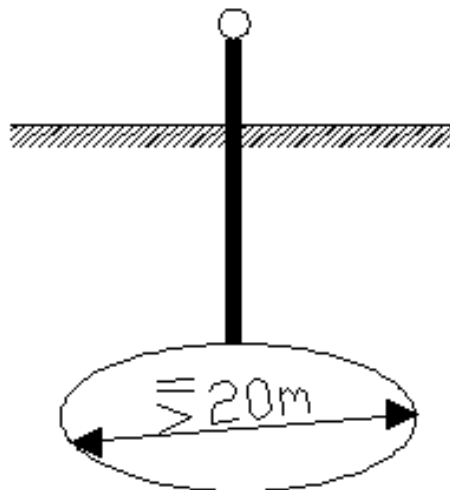


FIG 39. Electrodo en forma de bucle.

4.6.2.5.- Electrodo en forma de estrella (FIG 40).- o electrodos radiales están constituidos por conductores ramificados, se adoptan como máximo 6 conductores radiales con radios bien distribuidos, con ángulo de separación, entre radios contiguos de 60° como máximo.

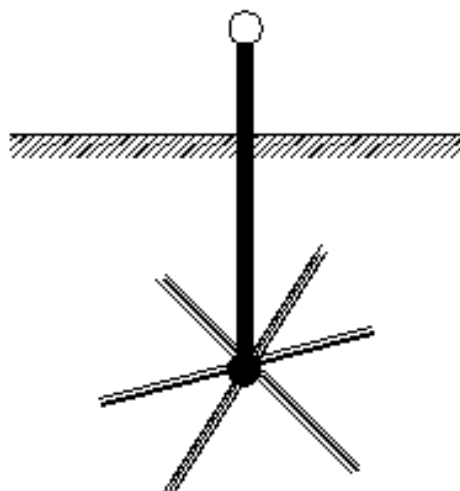


FIG 40. Electrodo en forma de estrella.

Si se unen entre si las ramificaciones que constituyen un electrodo en estrella se obtiene un electrodo de red estrellada. (FIG 41)

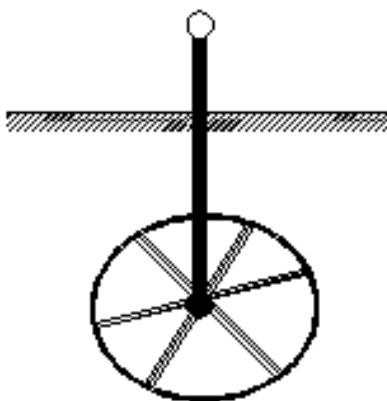


FIG 41. Electrodo de red estrellada.

4.6.2.6.- Electrodo en forma de malla (FIG 42).- En este caso el diámetro o la longitud del mayor lado de la superficie enmallado, no debe sobrepasar de 20 m.

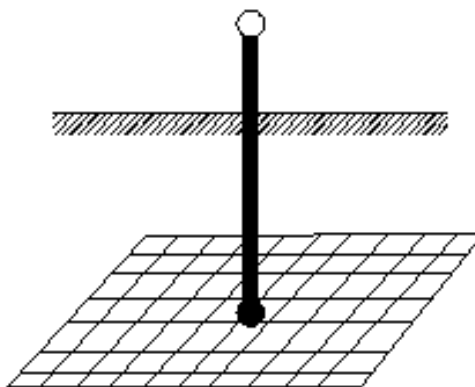


FIG 42. Electrodo de red en malla.

4.6.2.7.- Electrodo naturales.- Reglamentariamente, pueden utilizarse como electrodos naturales para tomas de tierra, los siguientes elementos:

4.6.2.7.1. Red extensa de conductores de agua.- para ello naturalmente la red de conducción de agua habrá que ser:

- a) Metálicas: es decir, constituidas por tubos de acero, de cobre o de plomo.
- b) Continuas: es decir, constituidas por un circuito continuo, sin que existan interrupciones en dicho circuito. Para que se pueda asegurar la continuidad de la red de conducción de agua, debe vigilarse que no

existan manguitos, racores, uniones, etc., de material aislante que aumente la resistencia del contacto a tierra.

4.6.2.7.2. Cubierta de plomo de los cables de una red eléctrica de baja tensión.- Es decir que la cubierta de cable bajo plomo, pueden utilizarse como electrodos naturales, siempre que se cumplan estas condiciones:

- a) Que estas cubiertas estén tendidas en tierra sin recubrimiento aislante.
- b) Que la continuidad de la cubierta de plomo esté perfectamente asegurada.
- c) Que la unión sobre los manguitos de empalme tenga, por lo menos, el mismo coeficiente de conductividad que la envolvente metálica de los cables.

4.7.- FACTORES DE LA RESISTENCIA DEL TERRENO

La resistencia específica del terreno está afectada especialmente por los siguientes factores:

- a) Composición del terreno.
- b) La concentración de sales metálicas disueltas; como los principales componentes del terreno son aislantes, la conducción de la corriente de tierra se realiza principalmente a través del electrolito formado por las sales metálicas y el agua, normalmente contenidos en el terreno.
- c) El contenido de humedad; este contenido no es constante en el terreno ya que varía con el clima, la estación del año, la naturaleza del suelo, etc... La resistencia eléctrica disminuye si aumenta el contenido de humedad.
- d) La temperatura; puesto que la resistividad depende, en gran parte, del contenido de agua del terreno y el agua tiene un elevado coeficiente de temperatura, por lo que la resistencia específica del terreno aumenta a medida que disminuye la temperatura.

4.8.- MEDICIÓN DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA.

Con el método de la caída de potencial, los electrodos son dispuestos como lo muestra la figura 43; E es el electrodo de tierra con resistencia desconocida; P y C son los electrodos auxiliares colocados a una distancia que debe ser 10 veces mayor que el radio del electrodo que se tiene en el punto E. Una corriente (I) conocida se hace circular a través de la tierra, entrando por el electrodo E y saliendo por el electrodo C. La medida de potencial entre los electrodos E y P se toma como el voltaje V para hallar la resistencia desconocida por medio de la relación V/I .

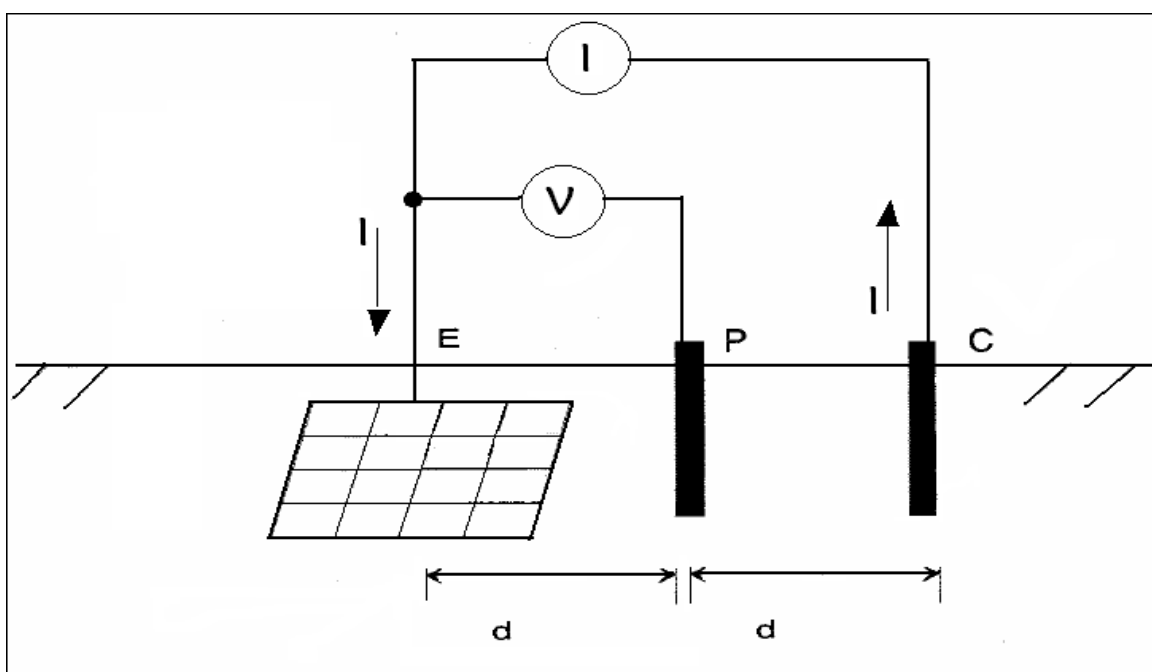


FIG. 43. Método de la caída de potencial.

La resistencia de los electrodos auxiliares se desprecia, porque la resistencia del electrodo C no tiene determinación de la caída de potencial V . La corriente I una vez determinada se comporta como constante. La resistencia del electrodo P, hace parte de un circuito de alta impedancia y su efecto se puede despreciar.

Al graficarse los resultados, éstos deben corresponder a una curva ascendente en la que el contacto está dentro de la influencia del electrodo de prueba, que se nivela con posterioridad. (FIG. 44)

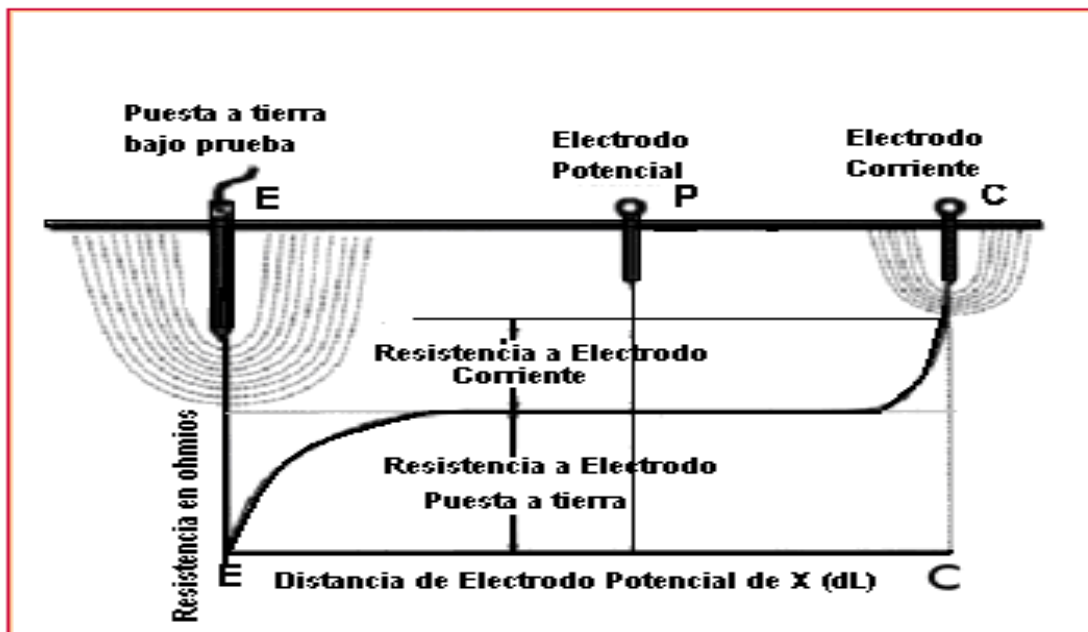


FIG 44. Curva característica de la toma de datos.

Los resultados de las pruebas pueden ser fácilmente manipulados moviendo el electrodo "P" más cerca de la puesta a tierra que se está probando, pero eso no daría una resistencia verdadera del electrodo.

4.8.1.- TIPO DE APARATO PARA LA MEDICIÓN DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

No todos los aparatos de medición de resistencia a tierra trabajan de la misma manera. Existen diferencias muy marcadas en el tipo de corriente empleada. A manera de ilustrar estas diferencias, los aparatos más utilizados en nuestro medio son el vibroground y el megger de tierras. Ambos emplean corriente alterna para la medición pero el primero a una frecuencia de 25 Hz, el último a 133 Hz. Y los voltajes en circuito abierto son respectivamente de 120 V y 22 V. El uso de diferentes frecuencias es para evitar el ingreso de corrientes parasitas del suelo.

El megger de tierra posee una fuente de corriente, donde el electrodo "C" establece un circuito a través del suelo por medio del electrodo o puesta a tierra bajo prueba. El electrodo "P", entonces, mide el gradiente de voltaje establecido por la corriente de prueba contra la resistencia del suelo local. Con el voltaje y la

caída de potencial medidos, el probador de tierra simplemente utiliza la ley de Ohm para calcular la resistencia de la puesta a tierra. (FIG. 45)

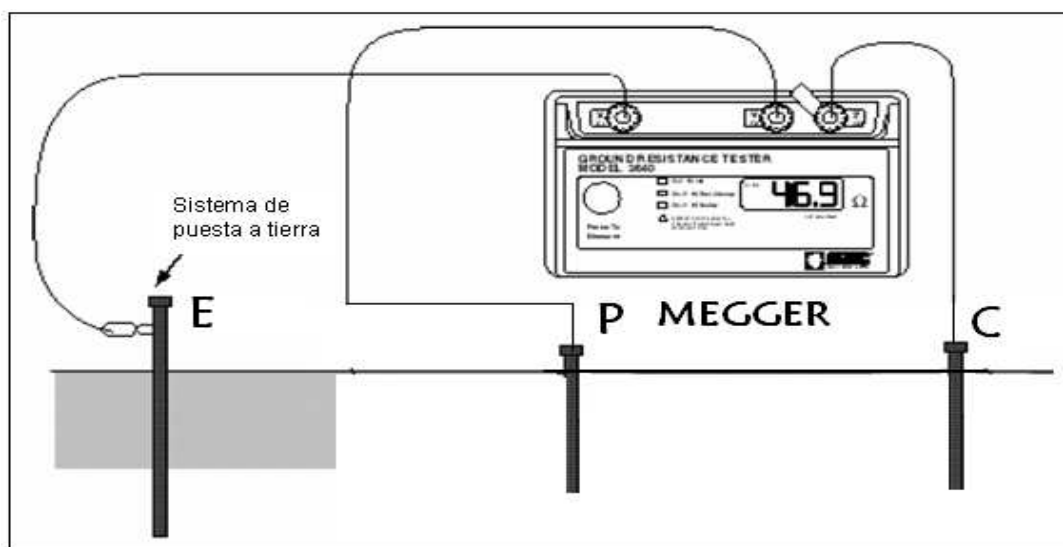


FIG 45. Equipo para la medición de un sistema de puesta a tierra.

4.9.-VALORES RECOMENDADOS DE LAS RESISTENCIAS DE TOMAS DE TIERRA.

De acuerdo a las normas establecidas por la Empresa Eléctrica Quito se han establecido valores de calidad de las tomas de tierra especificados en la tabla 7.

Tabla 7. Calidad de las tomas a tierra, según los requerimientos de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ)

RESISTENCIA ELECTRICA OHMIOS	CALIDAD	
	REDES DE ALTA TENSION	REDES DE BAJA TENSION
Menores a 1 Ω	Excelente	Excelente
Entre 1 y 5 Ω	Muy buena	Buena
Entre 5 y 10 Ω	Buena	Aceptable
Entre 10 y 15 Ω	Aceptable	Regular
Entre 15 y 20 Ω	Regular	Mala
Mas de 20 Ω	Mala	Mala

Para mallas de tierra que son para equipo informático (redes de comunicaciones), la resistencia de la malla de tierra debe ser menor a 2Ω .

Si luego de las mediciones de resistencia de la malla de tierra, los valores superan lo normalizado se tiene que realizar un tratamiento al suelo, utilizando métodos artificiales.

4.10.- MÉTODO ARTIFICIAL PARA DISMINUIR LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

Derramando una mezcla de sustancias químicas y de tierra en el área alrededor del electrodo se obtendrá una reducción inmediata y significativa en la resistencia de la barra. Sin embargo, su resistencia podría reducirse de todas maneras cuando se consolide el suelo alrededor debido a riego, lluvia, etc. Un modo más aceptable ambientalmente para acelerar este efecto es agregar un material de baja resistividad, tal como bentonita, cuando la barra se está enterrando. A medida que el electrodo de tierra penetra el suelo, la bentonita es empujada hacia abajo por la barra. Derramando continuamente la mezcla en el hoyo durante el proceso de enterrado, una cantidad suficiente de bentonita, es arrastrada hasta llenar la mayoría de los espacios entorno de la barra y bajar su resistencia total. Instalando la barra un poco más profundo puede algunas veces obtenerse el mismo resultado o incluso un resultado mejor y más permanente que usar un material de relleno de baja resistividad.

Agregar bentonita y materiales similares, tales como marconita, en una zanja o en una perforación de sección mayor que el electrodo, tiene el efecto de incrementar el área superficial del electrodo de tierra, suponiendo que la resistividad del material agregado es menor que la del terreno circundante.

4.10.1.- MATERIALES ACEPTABLES DE BAJA RESISTIVIDAD

Para situaciones especiales, hay diversos materiales, como los siguientes:

4.10.1.1. Bentonita.- Es una arcilla color pardo, de formación natural, que es levemente ácida, con un pH de 10,5. Puede absorber casi cinco veces su peso de agua y de este modo, expandirse hasta treinta veces su volumen seco. En el terreno, puede absorber humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla, ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad aproximadamente 5 ohm - metro y no es corrosiva. Bajo condiciones extremadamente secas, la mezcla puede resquebrajarse ofreciendo así poco contacto con el electrodo. La bentonita es de carácter tixotrópica y por lo tanto se encuentra en forma de gel en estado inerte. La bentonita se usa más a menudo como material de relleno al enterrar barras profundas. Se compacta fácilmente y se adhiere fuertemente.

4.10.1.2. Marconita.- Es esencialmente un concreto conductivo en el cual un agregado carbonáceo reemplaza el agregado normal usado en la mezcla del concreto. Tiene algunas propiedades similares a la bentonita, es decir, provoca poca corrosión con ciertos metales y tiene baja resistividad. Contiene una forma cristalina de carbón y el material global tiene bajo contenido de sulfato y cloruro. Se ha declarado que hay algo de corrosión de materiales ferrosos y de cobre mientras la marconita está en forma ligosa, pero también se ha sugerido que forma una capa protectora delgada. Cuando el concreto ha fraguado, se dice que la corrosión cesa. Idealmente, en el punto de ingreso a la estructura marconita, el metal debe pintarse con bitumen o una pintura bitumástica para prevenir la corrosión en ese punto. El aluminio, el acero galvanizado o con una capa de estaño, no deben instalarse en marconita.

Cuando la marconita se mezcla con concreto, su resistividad puede bajar tanto como a 0,1 ohm-metro. Mantiene su humedad aún bajo condiciones muy secas, de modo que ha sido usada en los climas más cálidos como una alternativa a la bentonita.

Recubriendo una barra de tierra con marconita, estando el electrodo instalado en roca, la resistencia de la barra se reducirá a medida que se aumenta el volumen usado de marconita.

Debido al costo prohibitivo para remover tal volumen de roca, tiene sentido hacer uso de cavidades existentes para este propósito, mientras sea posible. También es probable que los espacios se llenen parcialmente con otros materiales (tal es como concreto) para reducir la cantidad de material patentado que se requiera.

Normalmente se considera que la marconita tiene una resistividad de 2 ohm-metro.

4.10.1.3 Yeso.- Ocasionalmente, el sulfato de calcio (yeso) se usa como material de relleno, ya sea solo o mezclado con bentonita o con el suelo natural del área. Tiene baja solubilidad, por lo tanto no se desprende fácilmente lavándolo y tiene baja resistividad (aproximadamente 5-10 ohm-metro en una solución saturada).

Es virtualmente neutro, con un valor de pH entre 6,2 y 6,9. Se presenta en la naturaleza en forma natural, de modo que su uso generalmente no provoca dificultades ambientales. Se asegura que no causa corrosión con el cobre, es relativamente barato y normalmente se mezcla con el terreno para formar un relleno alrededor del electrodo de tierra. El tamaño de las partículas es similar al de la arena gruesa. Se asegura que ayuda a mantener una resistividad relativamente baja durante un largo período de tiempo, en áreas donde las sales existentes en la vecindad se disuelvan rápido por movimiento de agua (lluvia, etc.). Sin embargo, el hecho de que el material no se disuelva fácilmente moderará los beneficios obtenidos, ya que no penetrará difundiéndose en la tierra. Esto significa que el efecto beneficioso estará localizado digamos en una área excavada en torno a un electrodo enterrado. Esto a su vez significa que la reducción en el valor de la resistencia del electrodo no será dramática, pero será razonablemente sustentable.

4.10.1.4 Otros materiales.- A menudo se presentan nuevos materiales, por ejemplo una solución de cobre que crea un gel al mezclarse con otros químicos. Estos deben satisfacer la legislación respecto del ambiente y es importante confirmar

realmente si es factible esperar un mejoramiento en la impedancia del electrodo cuando se usan tales productos.

4.10.2.- MATERIALES INACEPTABLES

En el pasado se usó ceniza y escoria de estaciones de potencia (centrales), cuando se pensó que su contenido de carbón podía ser beneficioso. Desafortunadamente estos materiales pueden contener óxidos de carbón, titanio, potasio, sodio, magnesio o calcio, junto con sílice y carbón. En condiciones húmedas, algunos de estos elementos inevitablemente reaccionarán con el cobre y el acero para provocar una corrosión acelerada.

4.11.- SUELDA EXOTERMICA

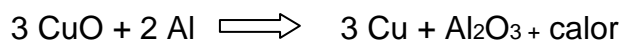
Para reforzar los puntos débiles, como son los empalmes, derivaciones y conexiones de los sistemas de puesta a tierra; el procedimiento más fiable y que evita que se puedan producirse discontinuidades, es la soldadura exotérmica o aluminotérmica ya que mediante ella eliminaremos los contactos con pernos y conectores, garantizando la continuidad de los materiales conductores a conectar.

Una buena soldadura debe cumplir las siguientes condiciones:

- a) Tener alto punto de fusión, ya que al producirse un defecto franco a tierra, podría dar lugar a que se fundiese la conexión, dejando la malla abierta y anulando su eficacia.
- b) Contar con una buena conductividad, ya que el aumento de resistencia llevaría a tener una deficiencia del trabajo de protección de la malla de puesta a tierra.
- c) El método de ejecución debe de ser simple y fiable.

4.11.1.- FUNDAMENTOS

La aluminotérmica consiste en una reacción química en la que se reduce óxido de cobre mediante aluminio en polvo:



Esta es una reacción de tipo exotérmico, es decir, se produce con desprendimiento de calor.

Al combinarse el aluminio con el oxígeno se forma alúmina y se precipita cobre metálico en forma líquida debido al calor de la reacción, que cae como metal de aportación sobre las piezas a unir.

Esta reacción no se produce a la temperatura ambiente, por lo que para iniciarla es necesario elevar la temperatura, hecho que se realiza mediante un cartucho que contiene pólvora para la ignición.

4.11.2.- ELEMENTOS PARA LA SOLDADURA

Para la realización de la soldadura, se necesita un equipo que se compone de los siguientes elementos:

4.11.2.1. Molde.- Es una pieza de grafito dividida en tres o más partes, donde se hallan: (FIG. 46)

- El crisol, donde se produce la reacción.
- La chimenea, por donde bajará el cobre fundido.
- La cámara de soldadura, donde el cobre líquido envolverá los extremos de los elementos a soldar.
- Los taladros por donde se colocan los cables, pletinas, etc., que vamos a soldar.

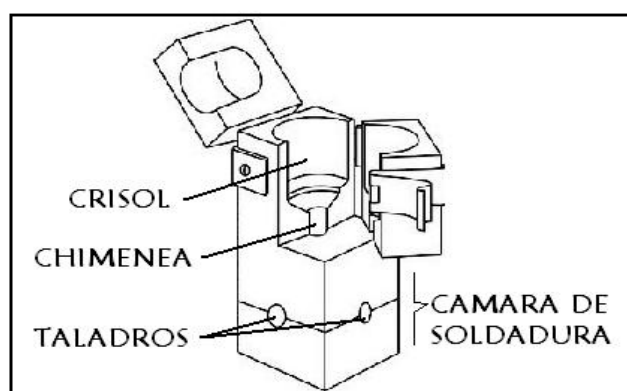


FIG 46. Partes del molde de grafito.

4.11.2.2. Tenaza o mango.- Es el accesorio que nos permite abrir y cerrar el molde sin quemarnos, ya que el molde alcanza altas temperaturas después de cada soldadura. Dispone de un trinquete que evita que se pueda abrir el molde espontáneamente. (FIG. 47)



FIG 47. Mango para el molde

4.11.2.3. Cartucho.- Cilindro de plástico, hermético, que contiene la masa de aportación. Está compuesto de óxido de cobre, aluminio en polvo y feldespatos, a la que se añaden productos varios para fluidificar la masa de cobre fundido y evitar la oxidación durante el periodo de solidificación. Es de color negrozco y brillo metálico. (VER FIG. 48)

En el fondo del tubo, prensada, está la masa de ignición (fósforo rojo, peróxido de bario y aluminio micronizado), de color blanquecino y muy brillante, en forma de polvo finísimo. Este polvo se esparce por encima de la masa de aportación.



FIG 48. Cartucho para realizar la soldadura.

4.11.2.4. Disco de contención.- Es una chapa de forma circular y muy poco espesor, que se coloca en el fondo del crisol, en la embocadura con

la chimenea, antes de echar la masa de aportación en el crisol para evitar que ésta caiga a la cámara de soldadura. (FIG. 49)



FIG 49. Disco de contención.

4.11.2.5. Pistola de ignición.- Elemento que se utiliza para proyectar chispas sobre la masa de ignición, incendiándola y provocando la reacción aluminotérmica de la masa de aportación. (FIG. 50)



FIG 50. Pistola de ignición.

4.11.3.- PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA SOLDADURA

En primer lugar se fijan los moldes al mango o tenaza. Después se introduce los cables, pletinas o elementos que hay que unir por los taladros del molde. (VER FIG. 51)



FIG 51. Introducción de los elementos a soldar.

Antes de la colocación de los elementos, se procede a la limpieza de los mismos, exigencia de cualquier tipo de soldadura, hasta conseguir que los conductores estén exentos de grasa, humedad, etc., al igual que el molde. La presencia de agua en los cables a unir, o bien humedad del molde de grafito puede producir fisuras en la soldadura, ya que por el calor de la reacción química, el agua se evapora instantáneamente, y al expandirse buscando la salida, provoca arrastres incontrolados de cobre, alúmina y escorias.

El siguiente paso es cerrar la tenaza o mango, que permanecerá en posición horizontal. A continuación se coloca el disco de contención y se vierte sobre el molde la masa de aportación contenida en el cartucho. (VER FIG. 52)

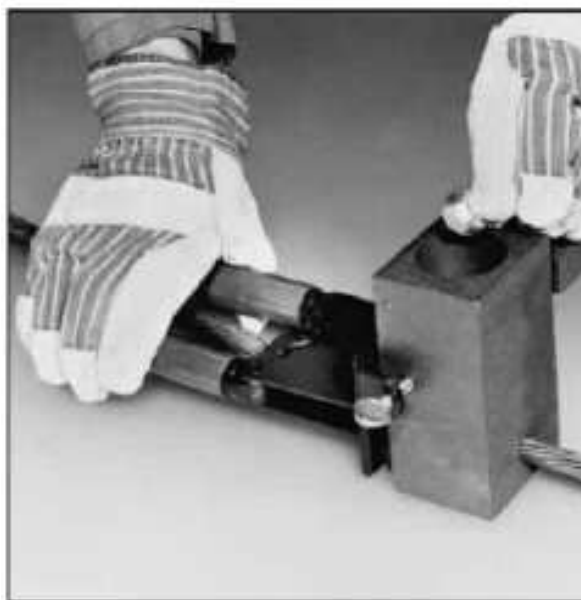


FIG. 52 Posición horizontal del molde y colocación del disco de contención.

Golpeando el fondo del cartucho se desprende el polvo de ignición que colocaremos sobre la masa de aportación y un poco sobre el borde del molde que queda debajo del rebaje que presenta la tapa.

La pistola de ignición proyectará una chispa sobre el polvo de ignición que propiciará el inicio de la reacción de aluminotermia que se propaga rápidamente a toda la masa, desde la superficie hasta el fondo del crisol.

El cobre líquido funde el disco de contención y fluye por la chimenea hacia la cámara de soldadura. El cobre líquido rodea los conductores, barras o pletinas, provocando la fusión parcial de éstos y haciendo un bloque compacto de todo. Se solidifica en conjunto en forma rápida, ya que el calor es absorbido por el molde de grafito que alcanza una alta temperatura. De esta forma, a los quince segundos de producida la reacción ya se puede abrir el molde, con la ayuda de las tenazas, obteniéndose completamente la soldadura. (VER FIG. 53).

Encima de la soldadura aparece una porción de escoria, de color grisáceo y aspecto diferente a la soldadura de cobre, se mantiene al rojo durante más tiempo. Esta es la escoria de la soldadura, que se desprende con un simple golpe, aunque no es necesario ni siquiera retirarla.



FIG 53. Obtención de la soldadura.

4.11.4.-TIPOS DE SOLDADURA

El número de soldaduras distintas que se pueden realizar es muy grande pudiendo realizarse cualquier tipo de empalme con este sistema. Pero esto también está determinado por los moldes que se comercializan de forma más usual, por lo que a continuación se presentan los diferentes tipos de soldadura. (VER FIG. 54)

- Conexión horizontal.
- Conexión en T.
- Cable pasante con superficie horizontal.

- Cable pasante horizontal con pica vertical.
- Cable terminal con pletina horizontal.
- Terminal cable horizontal con pletina horizontal.
- Cable terminal horizontal con pica vertical.

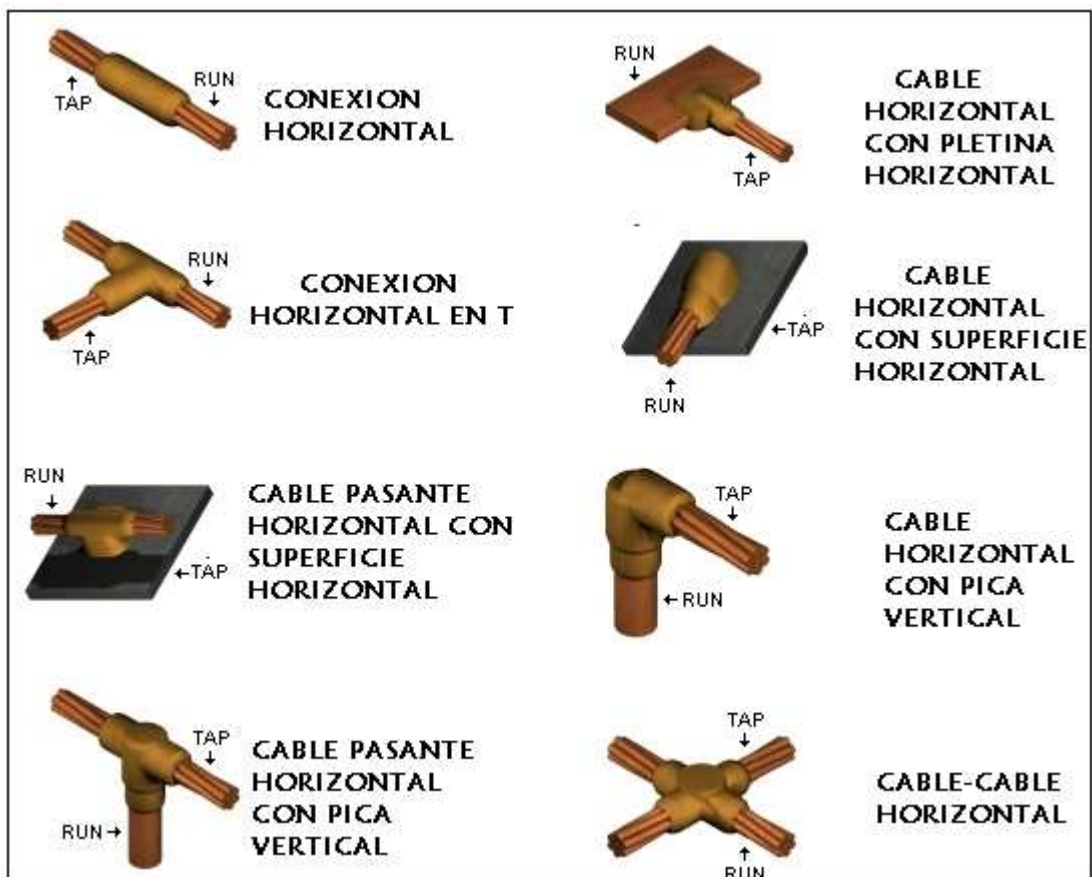


FIG 54. Tipos de soldadura exotérmica.

CAPITULO 5

PROCEDIMIENTOS PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS ELÉCTRICOS ESTABLECIDOS POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO (EEQ) PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA

CAPITULO 5

PROCEDIMIENTOS PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS ELÉCTRICOS ESTABLECIDOS POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO (EEQ) PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA

Los procedimientos para el diseño de proyectos constituyen un conjunto de información básica de orden práctico y han sido creadas con el propósito de orientar la ejecución de redes eléctricas y cámaras de transformación, en áreas urbanas y rurales en las cuales proyecten nuevos desarrollos.

Por lo que para el desarrollo de un proyecto en lo que se refiere a criterios básicos, dimensionamientos y cálculos del proyecto, se deberá observar las disposiciones y recomendaciones que constan a continuación:

5.1. CÁLCULO DE LA DEMANDA

Dado que los parámetros de los diseños son en función de la utilización de la energía, la cual se asocia a la demanda de cada usuario y a su distribución en el área urbana de la ciudad de Quito según el Distrito Metropolitano de Quito; los consumidores se han clasificados como se indica en la tabla 8.

Tabla 8. Clasificación de los usuarios según el tipo de zona. De acuerdo a la Parte A de las Normas –Guía para el Diseño- de la EEQ.

USUARIO TIPO	ZONA TIPO
A	R.1 R.2 R.3A
B	R.3B R.4A R.4B
C	R.4C R.5A R.5B
D	R.5C R.5D R.5E

En el Tabla 9 se establece los valores característicos de la división del suelo y del tipo de vivienda establecidos en el reglamento de zonificación.

Tabla 9. Valores característicos de la división del suelo y tipo de vivienda. De acuerdo a la Parte A de las Normas –Guía para el Diseño- de la EEQ.

USUARIO TIPO	ZONA TIPO	AREA/LOTE MINIMA (m ²)	VIVIENDA TIPO	CUS (%)	FRENTE MINIMO (m)
A	R.1	1500	UNIFAMILIAR AISLADA	50	35
	R.2	800	UNIFAMILIAR AISLADA	70	25
	R.3	450	UNIFAMILIAR AISLADA	80	16
B	R.3B	500	BIFAMILIAR AISLADA	80	16
	R.4A	300	UNIFAMILIAR AISLADA	80	14
			UNIFAMILIAR PAREADA	80	10
R.4B	300	BIFAMILIAR AISLADA	100	14	
C	R.4C	300	BIFAMILIAR PAREADA	100	10
	R.5A	180	UNIFAMILIAR PAREADA	100	
	R.5B	150	UNIFAMILIAR CONTINUA	100	8
D	R.5C	200	BIFAMILIAR PAREADA	100	10
	R.5D	200	BIFAMILIAR CONTINUA	100	8
	R.5E	180	BIFAMILIAR SOBRE LINEA	100	8

Para los consumidores que se encuentran fuera del área urbana, el proyectista deberá asignar a la categoría C, debido que estos no están bien definidos en su localización.

Mientras que para el área rural se establece los parámetros de diseño que constituyen a los usuarios tipo E.

5.2.- DETERMINACIÓN DE LA CARGA INSTALADA

Debemos considerar que los consumidores deben ser un grupo homogéneo, que tengan características similares, para la determinación de la carga instalada y dependiendo del usuario se tiene a continuación las cargas más típicas de los aparatos eléctricos (Ver tabla 10)

Tabla 10. Valores característicos de cargas típicas De acuerdo a la Parte A de las Normas –Guía para el Diseño- de la EEQ.

APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO	CARGAS TIPICAS (w)			
	USUARIO TIPO			
	A	B	C	D
Puntos de alumbrado	100	100	60	60
Apliques	50	50	25	
Cocina eléctrica	10000	5000	3000	
Sanduchera	1200	1200	1200	
Secadora de ropa	5000	3000		
Microondas	800	800	800	
Cafetera	1200	1200	1200	
Refrigeradora	250	250	250	250
Batidora	100	100	100	
Radio	100	100	100	100
Equipo de sonido	150	150	150	150
Plancha	1000	1000	1000	
Televisor	150	150	150	150
Lavadora	600	600	600	
Ducha eléctrica	3500	3500	3500	
Secadora de cabello	1000	1000	1000	

Para la determinación de la carga máxima instalada se debe considerar al consumidor que tenga el máximo número de artefactos a utilizar, para luego establecer un listado de los aparatos eléctricos y puntos de iluminación con su

respectivo valor de potencia, ver tabla 11, columna 1; 2, 3 y 4. Observando además el nombre del proyecto, el tipo de actividad que esta desarrollando el usuario la cual puede ser: industrial, vivienda, comercial, oficina y servicios generales (SS.GG); la dirección, el tipo de usuario y el número de usuarios

Tabla 11. Descripción del tipo de actividad y aparatos de medida comunes.

 <p>EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A</p>	<p>EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A DIRECCION DE DISTRIBUCION</p> <p>ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA</p>	<p>Codigo PP-FAC-F02A</p> <p>2005 12 28</p> <p>aa mm dd</p> <p>Hoja 1 de 1</p>					
<p>Nombre del Proyecto : <input type="text" value="GOVAIRA"/></p> <p>Actividad Tipo : <input type="text" value="INDUSTRIAL"/></p> <p>Localizacion : <input type="text" value="CEREZOS Y CIRUELOS SECTOR CARRETAS"/></p> <p>Usuario Tipo : <input type="text" value="INDUSTRIAL"/></p> <p>Numero de Usuarios : <input type="text" value="1"/></p>							
PLANILLA PARA LA DETERMINACION DE DEMANDAS UNITARIAS DE DISEÑOS							
Item	Aparato Eléctrico y de Alumbrado Publico Descripción	Cant	Pn (W)	FFUn (%)	CIR (W)	FS n	DMU (W)
1	Iluminación de nave industrial	1,00	25.000,00				
2	Maquinas Hila	10,00	25.000,00				
3	Hermanadoras	4,00	10.000,00				
4	Romperadora de Fibra	1,00	55.000,00				
5	Finzores	1,00	8.000,00				
6	Compresor de Tornillo	1,00	30.000,00				
7	Compresor	1,00	25.000,00				
8	Servicios generales	1,00	10.000,00				
	TOTAL						

5.2.1. CARGA INSTALADA DEL CONSUMIDOR REPRESENTATIVO


FACTOR DE FRECUENCIA DE USO (FFUn)

Para cada una de las cargas descritas anteriormente se establece un valor denominado “factor de frecuencia de uso (FFUn)”; el cual representa en porcentaje, las posibilidades de existencia de un aparato eléctrico o puntos de

alumbrado que se promedian entre los usuarios que tengan este artefacto y el usuario de mayor cantidad de carga.

El FFUn, será determinado para cada uno de las cargas instaladas en función del número de usuarios y aquellos aparatos esenciales que dispongan todos los usuarios tales como plancha, refrigeradora, radio, equipo de sonido, etc; deben tener un factor cuyo valor será el 100% y para aquellos accesorios que su utilización sea limitada se tendrá un factor medio o bajo. Ver tabla 12, columna 5. En nuestro caso solo es un usuario y disponen de todos los aparatos mencionados en la tabla 12.

Tabla 12. Aplicación del FFUn.

 <p>EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A</p>	<p>EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A DIRECCION DE DISTRIBUCION ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA</p>	<p>Codigo PP-FAC-F02A 2005 12 28 aa mm dd Hoja 1 de 1</p>					
Nombre del Proyecto :	GOVAIRA						
Actividad Tipo :	INDUSTRIAL						
Localizacion :	CEREZOS Y CIRUELOS SECTOR CARRETAS						
Usuario Tipo :	INDUSTRIAL						
Numero de Usuarios :	1						
PLANILLA PARA LA DETERMINACION DE DEMANDAS UNITARIAS DE DISEÑOS							
Item	Aparato Eléctrico y de Alumbrado Publico Descripción	Cant	Pn (W)	FFUn (%)	CIR (W)	FS n	DMU (W)
1	Iluminación de nave industrial	1,00	25.000,00	100,00	25.000		
2	Maquinas Hila	10,00	25.000,00	100,00	250.000		
3	Hermanadoras	4,00	10.000,00	100,00	40.000		
4	Romperadora de Fibra	1,00	55.000,00	100,00	55.000		
5	Finzores	1,00	8.000,00	100,00	8.000		
6	Compresor de Tornillo	1,00	30.000,00	100,00	30.000		
7	Compresor	1,00	25.000,00	100,00	25.000		
8	Servicios generales	1,00	10.000,00	100,00	10.000		
	TOTAL						

En la columna 6 de la tabla 12, se anota para cada artefacto el valor de la carga instalada por consumidor representativo (CIR), realizada se obtiene de la siguiente expresión: $CIR = n \times P_n \times FFUn \times 0.01$ (columna 6 = columna 3 X columna 4 X columna 5 x 0.01); el valor de 0.01 es para transformar el valor del porcentaje en un valor de por unidad y dejar establecido el valor en W.

5.2.2. DETERMINACION DE LA DEMANDA MAXIMA UNITARIA (DMU)

La demanda máxima unitaria (DMU), es definida como el valor máximo de la potencia que en un intervalo de tiempo de 15 minutos es suministrada por la red al consumidor individual.

La demanda máxima unitaria (Columna 8), se determina a partir de la carga instalada de consumidor representativo (CIR) y la aplicación del factor de simultaneidad (FSn) para cada una de las cargas instaladas, el cual determina la incidencia de la carga considerada en la demanda coincidente durante el período de máxima solicitud que tiene lugar, para consumidores residenciales, en el intervalo de tiempo comprendido entre las 19 y 21 horas. (Ver tabla 13)

5.2.3.- FACTOR DE SIMULTANEIDAD (FS)

El factor de simultaneidad es un valor establecido en porcentaje por el proyectista, para cada una de las cargas instaladas, en función de la utilización de los artefactos y aparatos durante el periodo de las horas pico. La iluminación, refrigerador, televisión, radio, equipo de sonido, calefacción, etc; y que son de uso común tendrán un factor cuya magnitud se ubicará en el rango superior, debido a que son indispensables, mientras que equipos específicos como: lavadoras, secadoras de ropa, duchas eléctricas, bombas de agua, etc; tienen un factor de magnitud medio y bajo. Este criterio para la aplicación del factor de simultaneidad se aplica únicamente para usuarios que son de zonas residenciales.

Para aquellos usuarios que son comerciales o industriales el factor de simultaneidad es mucho más elevado para cada una de las cargas instaladas ya que estas son utilizadas en mayor proporción durante el día; por ejemplo si

se trata de un taller donde constantemente utilizan una sierra eléctrica para cortar mármol, el factor de simultaneidad estará dentro de un rango del 90% y 100%. (Ver tabla 13).

Tabla 13. Determinación de la demanda máxima unitaria

<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Q EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A </div>	EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A DIRECCION DE DISTRIBUCION ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA	Codigo PP-FAC-F02A 2005 12 28 aa mm dd Hoja 1 de 1					
Nombre del Proyecto :	GOVAIRA						
Actividad Tipo :	INDUSTRIAL						
Localizacion :	CEREZOS Y CIRUELOS SECTOR CARRETAS						
Usuario Tipo :	INDUSTRIAL						
Numero de Usuarios :	1						
PLANILLA PARA LA DETERMINACION DE DEMANDAS UNITARIAS DE DISEÑOS							
Item	Aparato Electrico y de Alumbrado Publico Descripcion	Cant	Pn (W)	FFUn (%)	CIR (W)	FS n	DMU (W)
1	Iluminacion de nave industrial	1,00	25.000,00	100,00	25.000	95,00	23.750
2	Maquinas Hila	10,00	25.000,00	100,00	250.000	95,00	237.500
3	Hermanadoras	4,00	10.000,00	100,00	40.000	95,00	38.000
4	Romperadora de Fibra	1,00	55.000,00	100,00	55.000	95,00	52.250
5	Finzores	1,00	8.000,00	100,00	8.000	95,00	7.600
6	Compresor de Tornillo	1,00	30.000,00	100,00	30.000	96,00	28.800
7	Compresor	1,00	25.000,00	100,00	25.000	97,00	24.250
8	Servicios generales	1,00	10.000,00	100,00	10.000	98,00	9.800
	TOTAL				443.000,00		421.950,00
Factor de potencia	0,85	Factor Demanda	0,952483				
DMU (KVA)	496,41	Demanda Requerida	496,41 KVA				
$DD = DMU \times \frac{N}{FD}$ $N = 1$ $FD = 1$							
Carga Industrial:DD1=		496,41 KVA					

La demanda máxima unitaria (DMU), se obtiene por la siguiente expresión

$$DMU = CIR \times FS_n \times 0.01 \text{ estableciendo este valor en la columna 8.}$$

El **factor de demanda (FD)**, se establece entre la demanda máxima unitaria (DMU) y la carga instalada CIR e indica la fracción de la carga máxima instalada que se utiliza simultáneamente en el periodo de máxima solicitud, permitiendo evaluar los valores adoptados y comparándolos con instalaciones existentes que son similares. (Ver tabla 13).

La demanda máxima unitaria obtenida y expresada en vatios, es convertida a kilovatios y kilovolt-amperios, mediante la reducción correspondiente y la consideración del factor de potencia que para instalaciones domiciliarias e industriales se encuentra entre 0,85 a 0,9. (Ver tabla 13).

5.2.4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.

El valor obtenido de la demanda máxima unitaria (DMU), es válido para las condiciones iniciales de la instalación; para efectos del diseño debe considerarse los incrementos de la misma que tendrá lugar durante el período de vida útil de la instalación que en caso de las redes de distribución en áreas residenciales, se originan en la intensificación progresiva en el uso de artefactos domésticos. Este incremento progresivo de la demanda que tiene una relación geométrica al número de años considerado, se expresa por un valor índice acumulativo anual "Ti" que permite determinar el valor de la demanda máxima unitaria proyectada (DMUp), para un período de **n años** a partir de las condiciones iniciales, de la siguiente expresión:

$$DMUp = DMU (1 + Ti / 100)^n$$

El factor $(1 + Ti / 100)^n$ esta establecido en la tabla 14.

Tabla 14. Factores de proyección de la demanda para la determinación de carga de diseño. De acuerdo a la Parte A de las Normas –Guía para el Diseño de la EEQ.

USUARIO TIPO	Ti	$(1 + Ti / 100)^n$	
		n = 10	n = 15
A	1,5	1,16	1,25
	1,6	1,17	1,27
	1,7	1,18	1,29
	1,8	1,19	1,31
	1,9	1,21	1,33
	2,0	1,22	1,35
	2,1	1,23	1,37
	2,2	1,24	1,39
	2,3	1,25	1,41
	2,4	1,27	1,43
	2,5	1,28	1,45

USUARIO TIPO	Ti	$(1 + Ti / 100)^n$	
		n = 10	n = 15
B	2,5	1,28	1,45
	2,6	1,29	1,47
	2,7	1,30	1,49
	2,8	1,32	1,51
	2,9	1,33	1,53
	3,0	1,34	1,56
	3,1	1,36	1,58
	3,2	1,37	1,6
	3,3	1,38	1,63
	3,4	1,40	1,65
	3,5	1,41	1,67
	3,6	1,42	1,7
	3,7	1,44	1,72
	3,8	1,45	1,75
	3,9	1,47	1,77
	4,0	1,48	1,8

USUARIO TIPO	Ti	$(1 + Ti / 100)^n$	
		n = 10	n = 15
C	4,0	1,48	1,80
	4,1	1,49	1,83
	4,2	1,51	1,85
	4,3	1,52	1,88
	4,4	1,54	1,90
	4,5	1,55	1,92
	4,6	1,57	1,96
	4,7	1,58	1,99
	4,7	1,60	2,02
	4,9	1,61	2,05
	5,0	1,63	2,08
	5,1	1,64	2,11
	5,2	1,66	2,14
	5,3	1,68	2,17
	5,4	1,69	2,20
	5,5	1,71	2,23

Nota: Actualmente la EEQ ha obviado el cálculo de proyección a 10 y 15 años debido a que las redes eléctricas se encuentran sobredimensionadas y la vida útil se ha terminado sin ser utilizadas al 100 %, existiendo demasiadas pérdidas para la empresa en la energía suministrada..

5.2.5.- DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA (DD)

Se debe considerar que a partir de cada uno de los puntos de los circuitos de alimentación, incide un número variable de consumidores, el mismo que

depende de la ubicación del punto considerado en relación a la fuente y a las cargas distribuidas, puesto que las demandas máximas unitarias no son coincidentes en el tiempo, la potencia transferida hacia la carga es menor a la suma de las demandas máximas individuales.

Por lo que se determina el valor de la demanda mediante el siguiente cálculo:

$$DD = DMU \times N / FD \text{ (Ver tabla 15)}$$

Donde: DD es la demanda de diseño.

DMU demanda máxima unitaria.

N numero de usuarios.

FD es el factor de diversidad, el cual depende del número de usuarios y del tipo al cual pertenece.

Tabla 15. Determinación de la demanda de diseño. De acuerdo a la Parte A de las Normas –Guía para el Diseño- de la EEQ.

Factor de potencia	<input type="text" value="0,85"/>	Factor Demanda	<input type="text" value="0,952483"/>
DMU (KVA)	<input type="text" value="496,41"/>	Demanda Requerida	<input type="text" value="496,41 KVA"/>
$DD = DMU \times \frac{N}{FD}$			
	$N = 1$		
	$FD = \text{[input type="text" value="1"]}$		
Carga Industrial:DD1=	496,41 KVA		

La demanda determinada para la Planta Industria “Govaira“, establece que se debe instalar un transformador trifásico de 500 KVA 22.8 KV- 220/127 V.

La demanda determinada anteriormente es solo de un solo tipo de usuario, pero si se tiene diferentes tipos de usuarios con diferente actividad la demanda total será la suma de las demandas parciales determinadas es decir:

$$\text{Demanda de Diseño Tota (DDT)} = DD1 + DD2 + DD3 + DD4 + \dots + Dn$$

En la tabla 16 se establecen los valores del factor de diversidad; para los diferentes tipos de usuarios.

Tabla 16. Factores de diversidad para determinación de las demandas máximas diversificadas. De acuerdo a la Parte A de las Normas –Guía para el Diseño- de la EEQ.

FACTORES DE DIVERSIDAD PARA DETERMINACION DE DEMANDAS MAXIMAS DIVERSIFICADAS							
NÚMERO DE USUARIOS	USUARIO TIPO			NÚMERO DE USUARIOS	USUARIO TIPO		
	A	B Y C	D Y E		A	B Y C	D Y E
	1	2	3		1	2	3
1,00	1,00	1,00	1,00	26,00	3,00	2,35	1,71
2,00	1,50	1,31	1,23	27,00	3,01	2,36	1,71
3,00	1,78	1,50	1,34	28,00	3,02	2,38	1,71
4,00	2,01	1,63	1,41	29,00	3,03	2,39	1,71
5,00	2,19	1,72	1,47	30,00	3,04	2,40	1,71
6,00	2,32	1,83	1,52	31,00	3,04	2,41	1,72
7,00	2,44	1,89	1,56	32,00	3,05	2,42	1,72
8,00	2,54	1,96	1,58	33,00	3,05	2,43	1,72
9,00	2,61	2,01	1,60	34,00	3,06	2,44	1,72
10,00	2,66	2,05	1,62	35,00	3,06	2,45	1,73
11,00	2,71	2,09	1,63	36,00	3,07	2,45	1,73
12,00	2,75	2,11	1,64	37,00	3,07	2,46	1,73
13,00	2,79	2,14	1,65	38,00	3,08	2,46	1,73
14,00	2,83	2,17	1,66	39,00	3,08	2,47	1,73
15,00	2,86	2,19	1,67	40,00	3,09	2,47	1,73
16,00	2,88	2,20	1,68	41,00	3,09	2,48	1,73
17,00	2,90	2,21	1,68	42,00	3,10	2,48	1,73
18,00	2,92	2,23	1,69	43,00	3,10	2,49	1,73
19,00	2,93	2,25	1,69	44,00	3,10	2,49	1,73
20,00	2,94	2,27	1,69	45,00	3,10	2,49	1,73
21,00	2,95	2,28	1,69	46,00	3,10	2,49	1,73
22,00	2,96	2,29	1,70	47,00	3,10	2,49	1,73
23,00	2,97	2,30	1,70	48,00	3,10	2,50	1,73
24,00	2,98	2,31	1,70	49,00	3,10	2,50	1,73
25,00	2,99	2,33	1,70	50,00	3,10	2,50	1,73

CAPITULO 6

APLICACIÓN PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN DE 500 KVA -22.8KV-220/127 V, PARA LA PLANTA INDUSTRIAL “GOVAIRA”, SEGÚN LAS NORMAS Y PROCEDIMIENTOS ESTABLECIDOS POR LA EEQ

CAPITULO 6

APLICACIÓN PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION Y MONTAJE DE UNA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN DE 500 KVA 22.8 KV/220-127 V PARA LA PLANTA INDUSTRIAL “GOVAIRA” SEGÚN LAS NORMAS Y PROCEDIMIENTOS ESTABLECIDOS POR LA EEQ.

Los procedimientos que regulan las relaciones que se establecen entre el propietario de la obra, el ingeniero proyectista o constructor y la Empresa Eléctrica Quito, para el desarrollo de los diseños, ejecución y puesta en servicio para una cámara de transformación de 500 KVA son los siguientes:

- 6.1.- Solicitud de informe de disponibilidad de servicio.
- 6.2.- Solicitud de registro del proyecto.
- 6.3.- Registro del proyecto
- 6.4.- Desarrollo del proyecto.
- 6.5.- Presentación del informe del proyecto.
- 6.6.- Consideración y aprobación del informe del proyecto.
- 6.7.- Certificado de aceptación.
- 6.8.- Construcción de las obras.
- 6.9.- Solicitud de recepción provisional.
- 6.10.- Certificado de recepción definitiva.

6.1.-SOLICITUD DE INFORME DE DISPONIBILIDAD DE SERVICIO

La disponibilidad de servicio se realiza para solicitar la emisión de un informe a la Empresa Eléctrica Quito (Ver anexo A), con el propósito de conocer si es factible el suministro de energía en el área del proyecto. El urbanizador es el encargado de solicitar a la empresa- Atención Gerencia de Operaciones, donde se deben incluir los siguientes datos:

- Nombre y dirección del urbanizador.
- Localización del área del proyecto, acompañando un croquis para su ubicación

La Gerencia de Operaciones considerará la solicitud y previa la verificación de la disponibilidad de sus instalaciones existentes o planificadas para incorporar el proyecto a su sistema, emitirá el correspondiente informe.

6.2.- SOLICITUD DE REGISTRO DEL PROYECTO.

El ingeniero del proyecto, en comunicación dirigida a la Empresa Eléctrica – Atención División de Ingeniería- solicitará el registro del proyecto, acompañando para ello los antecedentes que a continuación se detalla:

6.2.1.- Pago de derechos en el CIEEPI.

6.2.2.- Certificado del CIEEPI .

6.2.3.- Autorización.

6.2.4.- Escritura o pago del impuesto predial o planos aprobados por el Municipio de Quito.

6.2.5.- Memoria técnica.

6.2.1.- PAGO DE DERECHOS EN EL CIEEPI (COLEGIO DE INGENIEROS ELÉCTRICOS Y ELECTRÓNICOS DE PICHINCHA)

Previa la presentación del proyecto se debe adjuntar el recibo de cancelación de los derechos que se tiene con el Colegio de Ingenieros por Diseño y/o Construcción de un proyecto, el mismo que se realiza llevando una copia del contrato del proyecto (Ver anexo B), en donde debe constar:

- Nombre del contratante y del Ing. constructor.
- Nombre y localización del proyecto.
- Valor del contrato.

6.2.2.- CERTIFICADO DEL CIEEPI

El certificado del CIEEPI es el que posee el ingeniero constructor donde consta el número de registro del mismo y que ayuda a determinar que esta en la capacidad de ejecutar proyectos eléctricos, cumpliendo con todos los requerimientos que establece el CIEEPI.

6.2.3.- AUTORIZACIÓN

La autorización (Ver anexo C) va dirigida a la Empresa Eléctrica Quito donde debe de constar que el contratante autoriza el diseño y/o la construcción del proyecto al ingeniero contratado. A la misma que se debe adjunta copia de la cedula de ciudadanía del contratante

6.2.4.- ESCRITURAS O PAGO DEL IMPUESTO PREDIAL O PLANOS APROBADOS POR EL MUNICIPIO.

Este documento se establece para que la Empresa Eléctrica Quito sepa que el lugar donde se va a realizar el proyecto, está dentro del área que posee el Distrito Metropolitano de Quito y cumple con todos los requerimientos básicos para su ejecución. Ya que pueden haber lugares donde se han realizado invasiones y estos usuarios no se les puede dotar de servicio eléctrico sin antes tener en regla todas las disposiciones municipales.

6.2.5.- MEMORIA TÉCNICA

Es un informe donde se establecen todos los parámetros que involucran al Diseño de la Cámara de Transformación. (Ver Anexo D)

6.3.- REGISTRO DEL PROYECTO

Previa la documentación antes mencionada, el ingeniero adjuntará una solicitud dirigida a Empresa Eléctrica Quito con el fin de solicitar un registro para el proyecto.

La división de ingeniería considerará la solicitud, analizará los antecedentes presentados y los estudios para la determinación de la demanda, con el propósito de verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos y la validez de los resultados.

6.4.- DESARROLLO DEL PROYECTO.

Durante el desarrollo del proyecto, el Ingeniero podrá formular consultas, someterse a consideraciones de la Empresa, soluciones alternativas o solicitar las definiciones básicas establecidas, con el propósito de alcanzar la mejor solución técnica y económica para el diseño.

6.5.- PRESENTACIÓN DEL INFORME DEL PROYECTO.

Una vez completada la fase de diseño y cómputos se elabora el informe del proyecto por parte del ingeniero, éste dirigirá una comunicación a la Empresa – Atención División de Ingeniería- solicitando la consideración de los resultados y acompañando el informe del proyecto en tres ejemplares.

6.6.- CONSIDERACIÓN Y APROBACIÓN DEL INFORME DEL PROYECTO.

La división de ingeniería procederá a la revisión del documento, establecerá la validez de los criterios adoptados, verificará los cómputos y la consistencia de los resultados y notificará por escrito sobre la decisión alcanzada.

6.7.- CERTIFICADO DE ACEPTACIÓN.

La gerencia de ingeniería y construcción verificará el cumplimiento de los trámites previos y de las obligaciones del Ingeniero y emitirá el “certificado de aceptación” del diseño del proyecto. Documento que habilitará al propietario a iniciar la construcción de la obra.

6.8.- CONSTRUCCIÓN DE LAS OBRAS.

Para la “Planta Industrial Govaira” luego de haber realizado todos los tramites pertinentes para la aprobación del proyecto se dispuso a la ejecución de la obra civil y eléctrica.

6.8.1.- CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA CIVIL.

La construcción de la obra civil se desarrollo de acuerdo a las especificaciones establecidas en el plano 1 de 3 que se encuentran en el anexo H.





Se realizó la zanja para enterrar los ductos de cuatro vías desde el poste P1(Ver anexo H – plano 2 de 3) hasta dentro de la cámara.



Se utilizó una sola vía para transportar los 3 conductores apantallados unipolar de 27 KV, más el conductor de cobre desnudo N° 2 AWG.



Para los canales de alta tensión se colocaron las tapas de 40 x 40 cm.



Se observa a continuación la ventana metálica y la puerta con las dimensiones especificadas en el plano 1 de 3 del anexo H.

