

INGENIERÍA ELÉCTRICA

REPORTE DE RESIDENCIA

CONVERSIÓN DE RED AÉREA A SUBTERRÁNEA DE CIRCUITOS RDB 4045 DE MEDIA TENSIÓN, LEVANTAMIENTO, PROYECTO CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO.

ASESOR

ING. ARIOSTO MANDUJANO CABRERA

ASESOR EXTERNO

ING. JOSE MIGUEL RAMIREZ RAMOZ

ALUMNO

JUAREZ VILLARREAL RICARDO

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, 07 DE ENERO 2015



contacto@ittg.edu.mx
Carretera Panamericana Km. 1080, C.P. 29050, Apartado Postal: 599,
Tel. (961)61 5 04 61 Fax: (961)61 5 16 87





**DEPARTAMENTO DE PERSONAL Y SERVICIOS
ZONA DE DISTRIBUCIÓN TUXTLA**

OFICIO No.: DPS-OC-0218/2014

ASUNTO: OFICIO DE TERMINACIÓN DE
RESIDENCIA PROFESIONAL

TUXTLA 11 DE DICIEMBRE DEL 2014

**LIC. HIGINIO GARCIA MENDOZA
JEFE DEL DEPTO. DE GESTION TECNOLOGICA Y VINCULACION
INSTITUTO TECNOLOGICO DE TUXTLA GUTIERREZ
P R E S E N T E**

Por medio del presente informo a usted que el(la) C. RICARDO JUAREZ VILLARREAL, alumno(a) de la carrera de ING. ELECTRICA, realizó su RESIDENCIA PROFESIONAL durante el periodo comprendido del 25 DE AGOSTO AL 11 DE DICIEMBRE DEL 2014, con un horario de 08:00 - 15:00 de Lunes a Viernes.

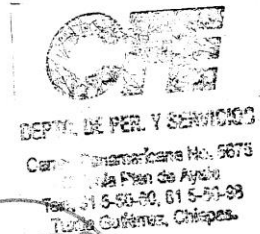
El referido prestador de Servicios llevó a cabo sus actividades en DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION URBANA de esta C.F.E. División de Distribución Sureste.

Sin otro particular por el momento, aprovecho la oportunidad para enviarle un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E


ING. IGNACIO SÁNCHEZ CARBALLO

JEFE DEPARTAMENTO DE PERSONAL Y SERVICIOS DE ZONA



C.C.P. SUTERM

C. RICARDO JUAREZ VILLARREAL.- PRESTADOR DE SERVICIOS
EXPEDIENTE DEL PRESTADOR DE SERVICIOS

ISC*ecvc

Electricidad para el progreso de México

Índice	Pág.
1. Introducción	4
1.1 Antecedentes	4
1.2 Estado del Arte	4
1.3 Justificación	5
1.4 Objetivo	5
1.5 Metodología; Diagrama a Bloques	5
2. Fundamento Teórico.....	6
2.1 Transformador de potencia	6
2.2 Acometidas Electricas Subterranas	10
2.2 Seccionador MVI	12
2.3 Sistema puesto a Tierra.....	14
3. Desarrollo.....	18
3.1 Revisión de Normatividad aplicable	18
3.2 Levantamiento fisico en campo	22
3.3 Cálculo de Corto Circuito.....	24
3.4 Elaboración del proyecto	50
3.5 Análisis de Resultados	59
4. Resultados.....	59
5. Referencias.....	63
ANEXO A	64
CONCLUSIONES.....	62

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Las instalaciones eléctricas del tipo aéreo frecuentemente ocasionan accidentes debido a que se encuentran directamente a la intemperie, dichos accidentes son causados por fuerzas de la naturaleza o por accidentes viales. Además de que no ofrecen la calidad ni la estética necesaria. Actualmente se está promoviendo por parte de CFE (Comisión Federal de Electricidad).

Que las instalaciones eléctricas sean del tipo subterráneo en fraccionamientos, avenidas, espacios públicos, centros históricos etc., ya que ofrecen mayor seguridad, estética y calidad. Con el desarrollo creciente de proyectos urbanísticos, comerciales e industriales en nuestro país, se ha incrementado el uso de la tecnología de la distribución eléctrica subterránea.

Como resultado de las ventajas que presentan este esquema de distribución con respecto de otros. Así mismo, la distribución subterránea viene a ser la solución para satisfacer, de una manera adecuada. Las necesidades cada vez mayores de los clientes de las empresas de distribución, por obtener un servicio de energía eléctrica de mayor calidad y con mejores índices de continuidad.

1.2 Estado del Arte

En el 2008, celebramos el hecho de que la aislación DOW ENDURANCE™ HFDB-4202 EC está ayudando a las redes de cables de distribución subterránea a superar la prueba del tiempo. Esta aislación ha mostrado una excelente experiencia en campo en la distribución subterránea residencial, comercial y en aplicaciones de alimentación industrial.

Universidad Veracruzana facultad de ingeniería Mecánica-Eléctrica, 28 de julio del 2001 elaboro un proyecto del fraccionamiento Santa Elena poza rica, Veracruz. Para la distribución de energía eléctrica de zona que continua de desarrollo de industrial y comercial, con la capacidad de 115-34,5 KV para su distribución del fraccionamiento.

La Red de Distribución de la Universidad Nacional Autónoma de México fue proyectada y construida en los años 50. En su tiempo fue la primera y más grande red de distribución construida para un campus universitario en todo Latinoamérica La red de 6.6 KV se construyó al mismo tiempo que la red del Centro Histórico de la Ciudad de México

Escuela Politécnica de Alicante se estableció con este proyecto, es la justificación de las condiciones técnicas y prescripciones reglamentarias para una instalación de la línea subterránea de alta tensión que modifica el trazado de una existente alimentando además el centro de transformación de la edificación destinada edificio docente de nueva ejecución.

Lo que aquí se propone como proyecto, es un sistema de Red de distribución subterránea que permita abastecer con energía eléctrica la zona centro de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas y tener un abastecimiento permitido por las normas que rigen de líneas subterráneas, hace lograr este proyecto tener el mejoramiento de la imagen urbana y evitar accidentes causado por la Red aérea.

1.3 Justificación

El ámbito acerca de las líneas de distribución subterráneas en México es poco tratado y se cuenta con poca información, y actualmente existe un gran interés en el desarrollo de proyectos subterráneos, sobre todo en lugares donde constantemente se presenta fenómenos atmosféricos que tiran el cableado eléctrico aéreo, como lo es en zonas costeras, tanto por cuestiones estéticas y de contaminación visual.

Las líneas de distribución subterráneas son muy costosas que las líneas aéreas pero con la diferencia es que estas no causan tanto peligro para las personas y no tienen menor impacto visual en el ambiente sobre todo en áreas con alta densidad urbana, por consecuencia su confiabilidad aumenta considerablemente disminuyendo el tiempo de interrupción al usuario.

Vale la pena hacer este proyecto, ya que el sistema que aquí se presenta tiene como objetivo convertir la Red de distribución en aérea a subterránea, ya que tendrá las ventajas de menor riesgo en caso de construir obras de casa habitación y centros comerciales o plazas, tener una imagen visual viable en el ambiente. Además en obras civiles subterráneas se harán con una estética al cien por ciento.

1.4 Objetivo

Diseñar y construir la Red de distribución subterránea del circuito RDB 40-45 de la subestación Tuxtla Uno que alimenta sur poniente y norte poniente de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, incluye el levantamiento y cálculo de corto circuito.

1.5 Metodología

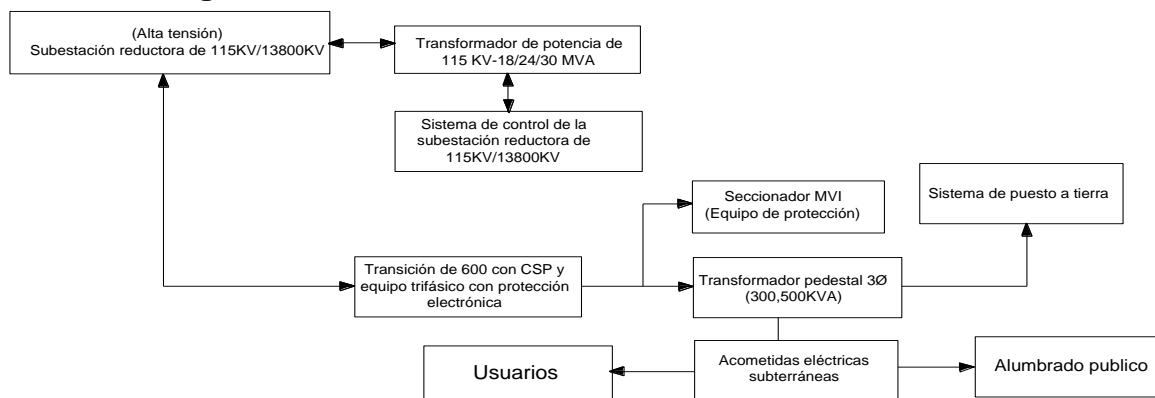


Fig. 1. Diagrama a bloques aéreas a subterráneas.

2. Fundamento Teórico

2.1 Transformador de potencia de 115 KV

Su función es transformar el voltaje de entrada en otro de menor magnitud, además de ser capaz de transportar el flujo de potencia en forma continua hacia la carga. Es el equipo más grande, pesado, complejo y también más costoso de los equipos usados en una subestación eléctrica.

Se Revisa

- Cambio de coloración en paredes
- Nidos de ratas o pájaros
- Ruidos y vibraciones
- Concentración de humedad y polvo en gabinete
- Cámara Termo gráfica
- Pruebas Eléctricas
- Neutro X_n o Y_n

Esquema de Protección y Control para un Transformador de Potencia de 115/13.5 KV. Para el esquema de protección y control de los Transformadores, vamos a considerar los siguientes equipos:

- Relevador de protección diferencial de transformador (87T) como protección principal marca Siemens, Modelo 7UT612, el cual proporciona funciones de protección de respaldo de sobrecorrientes (50/51) tanto para el lado de alta del transformador, como para el lado de baja tensión.
- Relevador de protección de sobrecorrientes (50/51H) con función de sobrecorrientes para el neutro del transformador (51NT) y falla de interruptor (50FI), marca Siemens, Modelo 7SJ64

Los relevadores contarán con un protocolo de comunicación de acuerdo al estándar IEC 60870-5-103 para integración al sistema de automatización de la subestación. La medición de variables eléctricas (V, I, W, VAr) se realizará a través de los relevadores de protección. El relevador 7SJ64 mostrará las alarmas generadas por el monitoreo de la línea en su parte frontal a través de LEDs programables en el equipo y proporcionará un listado, gracias a su display gráfico.

También será el encargado de realizar el control local de la línea, mediante sus botones de control para poder manipular el equipo primario, abrir/cerrar interruptor y cuchillas asociadas. Los equipos se montarán en el frente de un gabinete de acero estructural con grado de protección NEMA 12 con dimensiones 800 mm de frente, 800 mm de fondo y 2300 mm de altura, el acceso será por la parte posterior. El gabinete contará con un conmutador de accionamiento manual para la apertura emergente del interruptor asociado.

También contará con bloques de prueba para montados en el frente del gabinete, aislarán los disparos (locales y remotos) y salidas de control de los relevadores de protección, con el fin de supervisar el comportamiento de los equipos en modo de prueba, además de permitir la medición e inyección de tensiones y corrientes cuando se realicen simulaciones y pruebas al esquema de protección. Los equipos se montarán en el frente de un gabinete de acero estructural con grado de protección NEMA 12 con dimensiones 800 mm de frente, 800 mm de fondo y 2300 mm de altura, el acceso será por la parte posterior.

El gabinete contará con un conmutador de accionamiento manual para la apertura emergente del interruptor asociado. También contará con bloques de prueba para montados en el frente del gabinete, aislarán los disparos (locales y remotos) y salidas de control de los relevadores de protección, con el fin de supervisar el comportamiento de los equipos en modo de prueba, además de permitir la medición e inyección de tensiones y corrientes cuando se realicen simulaciones y pruebas al esquema de protección.

Características:

- Capacidad de 5, 000 a 40, 000 KVA.
- Clases de aislamiento: 15, 25, 34.5, 69, 85, 115 y 138 KV.
- Conexiones estándar Delta-Estrella, Estrella-Delta, Delta-Delta, Estrella-Estrella, Delta-Estrella-Estrella, Delta-Estrella-Delta.
- Elevación de temperaturas de los devanados: 50°C, 50/60°C, 55°C, 60°C, 65°C ó 55°C/65°C (temperatura ambiente de 30°C promedio, 50° máximo).
- Núcleo circular tipo columna con corte a 45° con apilamiento intercalado (step lap) fabricado en acero al silicio de grano orientado de alta permeabilidad.
- Bobinas circulares de cobre en alta y baja tensión fabricadas con solera, CTC, cable duplex ó triple.
- Cambiador de derivaciones de operación sin carga y operación con carga en alta tensión.
- Líquido aislante, aceite mineral inhibido o no inhibido libre de PCB's u otro tipo de líquido de alto punto de inflamabilidad y bajo punto de congelamiento como: Envirotemp (FR3), Silicón, Betafluid.
- Tanque de placa de acero granallado, pintado con primario y acabado alquidálico, epóxico o vinílico.
- Radiadores tipo oblea galvanizados o sin galvanizar, radiadores tubulares tipo PEMEX.
- Sistemas de preservación de aceite: Tanque conservador con bolsa COP's, equipo inerte ó tanque sellado.
- Accesorios de medición y control con contactos de alarma y con contactos SCADA

Pruebas:

Las pruebas que se realizan a los equipos son las de rutina que marca la norma NMX-J-284 de acuerdo a la norma NMX-J-169.

PRUEBAS DE RUTINA	
Características físicas del transformador totalmente ensamblado	Pérdidas en vacío y corriente de excitación al 100% y 110% de la tensión nominal
Resistencia de aislamiento de los devanados	Factor de potencia de los aislamientos
Rigidez dieléctrica del líquido aislante	Tensión aplicada
Relación de transformación	Tensión inducida
Resistencia óhmica de los devanados	Hermeticidad
Polaridad y secuencia de fases	Factor de potencia y capacitancia a boquillas capacitivas
Prueba a circuitos de control, medición y fuerza	Pérdidas debidas a la carga
Tensión de impedancia	

Fig.2.1 De pruebas del transformador.

Tipos de transformadores de potencias:



Fig.2.2 transformador de 18/24 MVA, 115/13.2 KV.

Fig.2.3 transformador de 10/12.5/15 MVA, 115/13.2 KV.





Fig.2.4 transformador de 6/7.5 MVA, 115/13.2 KV.

Fig.2.5 transformador de 12/14/16 MVA, 115/13.2 KV.



Fig.2.6 Transformador de 18/24/30 MVA, 115/13.2 KV.

2.2 Acometidas eléctricas subterráneas

Las acometidas subterráneas se exigen cuando las redes de distribución son subterráneas como en el caso de las vías clasificadas por el Departamento Administrativo de Planeación Distrital como V0, V1 y V2, y en las urbanizaciones de estratos definidas como 4, 5 y 6, así como en aquellos sitios donde la conformación urbanística no permita construcción de redes aéreas de acuerdo con los mandatos establecidos.

También se exigen acometidas subterráneas para cargas mayores de 35 KW y menores de 225 KW, si cumplen con los requisitos del numeral 7.1.5; en este caso la acometida subterránea deberá ser exclusiva a partir del transformador de la red de distribución y el calibre de los conductores deberá ser tal que la regulación de tensión no supere el 3%.

Acometidas subterráneas alimentadas de la red subterránea.

Desde redes subterráneas de BT, alimentadas por transformadores de distribución de CODENSA S.A se podrán alimentar acometidas para cargas menores a 35 KW. Para esto se conectarán mediante barrajes preformados de B.T., alojados en cajas de inspección. (Ver norma AE 236 Y AE 236-1)k Esto siempre y cuando exista la posibilidad de rediseñar el circuito único de baja tensión y que junto con la condición de capacidad de transformación disponible o posibilidad de ampliarla, se cumpla con la regulación de voltaje del 3%.

Acometidas subterráneas alimentadas de la red aéreas

En urbanizaciones definidas como estrato 1, 2 y 3 y en predios que no estén sobre vías tipo V0, V1 y V2 se puede suministrar el servicio mediante acometida subterránea alimentándose de la red aérea desde el poste más próximo. De acuerdo con la carga solicitada por el cliente, se debe verificar la posibilidad de rediseñar el circuito aéreo de baja tensión que pasa frente al inmueble o que exista la capacidad de transformación disponible o la capacidad de ampliarla y que se cumpla con la regulación de tensión del 3% máxima en el final del circuito de baja tensión.

Éste refuerzo de la red aérea de BT deberá ser trenzada en un calibre menor o igual a 95 mm² en conductor Al, aislado en XLPE para las fases y 50 mm² en conductor AAAC para el neutro. Cuando no se puede rediseñar la red aérea la acometida será subterránea exclusiva a partir del transformador de la red de distribución o mediante un transformador dedicado desde la red de media tensión.

La protección mecánica de la acometida desde el punto donde deja de ser aérea hasta la caja de inspección deberá realizarse en tubería metálica galvanizada IMC o Rígido mayor o igual a 3/4" para acometida monofásica y 1" para acometidas trifásicas, de acuerdo con el calibre del conductor, provisto de capicete de aluminio fundido (especificación técnica ET605) y quedando fuertemente sujeto al poste con cinta de acero inoxidable de 5/8". Norma AE 238 Y AE 239.

Al pie del poste de alimentación deberá existir una caja de inspección para acometida de B.T. a una distancia $\leq 1,5$ m. Norma AE 238. En los casos donde el poste queda en el mismo costado del predio y la distancia hasta el equipo de medida es igual o inferior a 3 metros, la alimentación se puede realizar sin utilizar la caja de inspección.

Conductores para acometidas de BT

A continuación se presentan los calibres mínimos de los conductores monopares para las acometidas subterráneas (menores de 75 KW), utilizando un factor de demanda igual a uno (1); éste factor no es obligatorio, ya que el mínimo calibre del conductor de la acometida se obtendrá aplicando los factores de demanda estipulados en la norma NTC 2050 Sección 220. Los conductores deben tener aislamiento en PVC THW (75°C) o THWN-2 (90°C).

Acometidas en b.t. alimentadas desde centro de transformación dedicado de distribución localizado dentro del inmueble.

La acometida de B.T. para armarios de medidores y equipos de medida en B.T. (medición semidirecta con CT'S) debe ser en tubería metálica galvanizada tipo IMC o rígido de diámetro acorde con la carga que alimenta. Se deberá utilizar en el techo de los sótanos cajas de inspección metálica de acuerdo con las Normas AE 287 y AE 287-1. La distribución e instalación de los ductos y accesorios se puede ver en la norma AE 288.

El número y el calibre de los conductores en cualquier ducteria deberán cumplir con la norma AE 235 "Número máximo de conductores monopares de baja tensión por tubo", para permitir disipación de calor, facilidad en la instalación y cambio de los conductores, sin producir daño en los mismos. Los cables de las acometidas parciales que van por el techo y piso de los edificios desde las terminales de los transformadores de distribución o desde el tablero general de acometidas, deberán ir en ducto independiente para cada acometida.

Para cargas mayores de 112,5 KVA, se admite más de un conductor por fase, siempre y cuando los cables en paralelo sean de la misma longitud y calibre. Ver norma AE 244. Para construcciones nuevas con transformador de uso dedicado y armario de medidores, se podrá contemplar en el diseño, la alimentación desde dicho armario de cargas menores de 300 KW, pertenecientes a la edificación.

Los conductores de fase y de neutro se identifican por los colores indicados en la tabla a continuación:

SISTEMA	1 Ø	1 Ø	2 Ø	3 Ø - Y	3 Ø - Y
Tensión Nominal (Volt)	120	240/120	208/120	208/120	440/254
Conductores activos y total de hilos	1 fase 2 hilos	2 fases 3 hilos	2 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos
Fases	Negro	Negro/rojo	Negro/rojo	Amarillo, azul y rojo	Café, naranja y amarillo
Neutro	Blanco	Blanco	Blanco	Blanco	Gris

2.3 Seccionador MVI

Actualmente los sistemas de distribución eléctrica subterránea demandan un alto desempeño para mejorar la confiabilidad y la calidad de la energía, disminuir los costos de mantenimiento y operación, y brindar flexibilidad de operación. Esto puede ser logrado con alimentaciones seccionadas, instalando equipo con costos de mantenimiento mínimo, instalando equipos de protección e instalando paquetes de transferencia automática de fuente de energía y/o brindando formas de monitorear el sistema de una manera fácil para localizar una falla.

Los Interruptores en vacío ELASTIMOLD MVI son dispositivos capaces de operar e interrumpir automáticamente corrientes hasta de 12,500 Amperes simétricos en sistemas de distribución de 5-35kV. Los MVI combinan interruptores en vacío con controladores electrónicos programables con aislamiento altamente dieléctrico de EPDM para brindar un producto compacto, ligero y sumergible Para protección de sobrecorrientes.

Las unidades incluyen interfases de conexión para codos, mecanismo de disparo libre, disponible en modelos monofásicos y trifásicos. Las unidades por sí mismas funcionan con sensor de corriente y control electrónico. El control es programable en campo con un rango amplio de características curvas TTC tiempo-corriente y preferencias de disparo. La curva TCC provee disparos predecibles para facilitar la coordinación de dispositivos de protección de alta y/o baja secuencia.

El control monitorea las condiciones de circuito y envía una señal al mecanismo de disparo si los parámetros programados son excedidos. Los controles y operadores de motor están disponibles y permiten reconfiguraciones para ramales radiales o en anillo, manualmente o vía SCADA.



Fig. 2. Seccionador MVI.

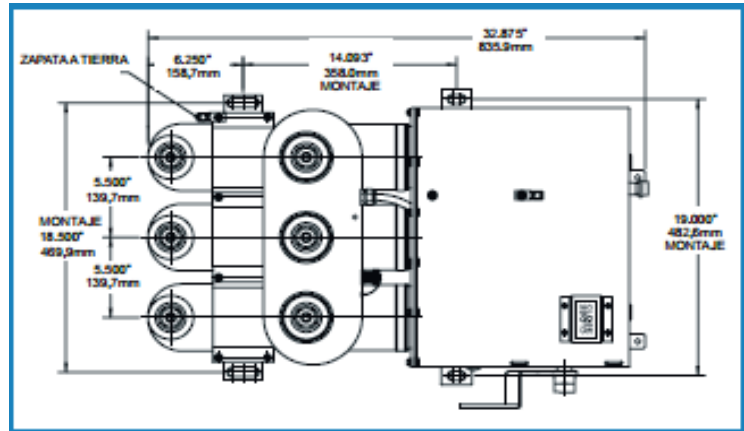
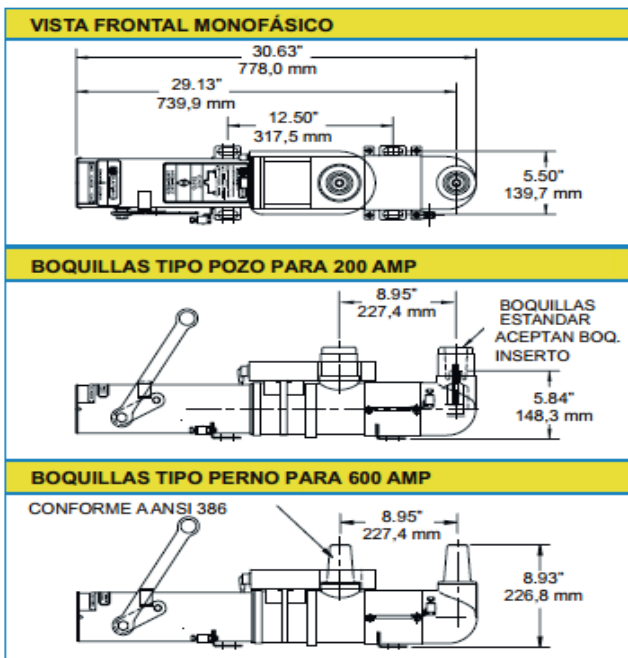


Fig.3. Vista frontal Trifásico.

Fig.3. Vista frontal Monofásico.

Fig.4. Clasificación del MVI.



CUMPLIMIENTO DE PRUEBAS CERTIFICADAS	CLASIFICACION			
Los interruptores de falla en vacío MVI han sido diseñados y probados por los estándares de IEEE, ANSI, NEMA y otros de la industria, incluyendo: ANSI C37.80. Estándar para interruptores de falla ANSI C37.71 Estándar para switches interruptores en registros y bóveda ANSI C37.72 Estándar para switches interruptores en pedestal. IEEE 386. Estándar para conectores separables e interfaces de inserto IEC 265 Estándar internacional para switches interruptores ANSI C57.12.28 Estándar para registros pedestal	Clase de voltaje	15.5kV	27kV	35kV
	Voltaje máximo de diseño	17kV	29kV	38kV
	Frecuencia	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz
	Resistencia al impulso BIL	95kV	125kV	150kV
	Resistencia al impulso un minuto AC	35kV	60kV	70kV
	Resistencia al impulso quince minutos DC	53kV	78kV	103kV
	Corriente interruptiva y switcheo	600 A	600 A	600 A
	Interrupción de magnetización al transformador	21 A	21 A	21 A
	Interrupción capacitor o cable de carga	40 A	40 A	40 A
	Sim./Asim. Momentáneo y cierre por falla	12.5/20 kA	12.5/20 kA	12.5/20 kA
Clasif. simétrico un segundo	12.5kA	12.5kA	12.5kA	
Corriente continua	600 A	600 A	600 A	
Capacidad interruptiva Sim./Asim.	12.5/20 kA	12.5/20 kA	12.5/20 kA	
INFORMACIÓN DE APLICACIÓN				
Vida Útil:				
2,000 Amperes Interrupción Sim. (15-20% de capacidad máxima).		44 Operaciones		
8,000 Amperes Interrupción Sim. (45-55% de capacidad máxima)		56 Operaciones		
12,500 Amperes Interrupción Sim. (90-100% de capacidad máxima)		16 Operaciones		
Mecánica		2,000 Operaciones		
Construcción: Sumergible, resistente a la corrosión y totalmente hermético.				
Rango de temperatura ambiente 30 a +40 grados centígrados.				

Módulos de construcción

Los interruptores premoldeados en vacío cuentan con controladores alimentación electrónica propia, sin necesidad de baterías o energía externa. Cuentan con un campo para seleccionar el fusible o la curva del relevador y el cuadro de disparo seleccionable. Los controles monitorean la corriente a través del interruptor, en caso de detectar alguna sobrecorrientes se envía una señal de disparo a los interruptores de vacío para abrir interrumpir la falla. Dependiendo de la aplicación, existen cuatro opciones de control electrónico disponibles para el MVI:

Control Interno

Este control está integrado a la unidad (no en caja separada) es premoldeados internamente, incluye un dispositivo sensor de corriente. Es accesible a través de una conexión por computadora para visualizar o modificar sus configuraciones. Este control puede utilizarse en agrupaciones monofásicas y trifásicas por los mecanismos MVI con disparos a fase o tierra así como también están disponibles con corrientes Inrush.

El E-Set software permite al usuario conectarse a un control interno, estando en campo permitiéndole programar o cambiar las posiciones. Se requiere el conector de programación MVI-STP para conectar entre la PC y el MVI. Con una computadora conectada al control MVI, el usuario puede ver en tiempo real las corrientes, el número de sobrecorrientes, operaciones de protección, magnitud de la corriente del último disparo y la fase/tierra así como puntos de falla. Esta es la opción de control predeterminada.

Control Externo con disparo para selección Monofásica y Trifásica: Este control está montado de forma externa al mecanismo, esto permite la habilidad para seleccionar TCCs a través de ajustar diferentes interruptores en el panel frontal. Cada fase puede ser asignada a un mínimo de disparo diferente, ajustado en función de una media o interruptores giratorios manuales. Este control es usado sobre mecanismos monofásicos y trifásicos del MVI.

Control Externo con Fase y disparo de Tierra: Este control está montado de forma externa al mecanismo y provee la habilidad de seleccionar un disparo mínimo para las fases (uno para las tres fases), el retraso para el disparo por fase, el disparo a tierra como un porcentaje mínimo de disparo a fase así como el retraso del disparo a tierra a través de ajustes manuales. Este control puede ser usado sobre mecanismos trifásicos o tres monofásicos del MVI.

2.4 Sistema de puesto a Tierra

Los procedimientos para diseñar sistemas de tierras se basan en conceptos tradicionales, pero su aplicación puede ser muy compleja. Los conceptos son ciencia, pero la aplicación correcta es un arte, ya que cada instalación es única en su localización, tipo de suelo, y equipos a proteger.

Como se puede invertir tanto dinero como se desee en un sistema de tierras, se plantearán en los siguientes capítulos los puntos a observar en un diseño básico. Con estas direcciones se resolverán la mayoría de los problemas, pero en los casos complejos, es preferible consultar la bibliografía proporcionada.

2.2.1 Tipos de Sistemas de puestas a tierra:

Los sistemas de puestas a tierra son un conjunto de elementos que conforman un sistema de protecciones, que presenten riesgo alguno para la integridad del ser humano, en las instalaciones y equipos conectados al sistema de puesta a tierra, contra sobrecargas, sobre tensiones, fugas de corriente, y descargas atmosféricas dirigiéndolas directamente hacia la tierra.

Los principales tipos de Sistemas de Puestas a Tierra son:

- A) Sistema de varilla "Cooper Well"**
- B) Sistema de plancha**
- C) Sistema de red o malla**
- D) Sistema de disco**
- E) Sistema de esfera**

“Propiedades y características de tipos de sistemas de puestas a tierra:”

A) Sistema de varilla "Cooper Well"

Este sistema de puesta a tierra consiste en una varilla de cobre o de hierro colado ubicada en el suelo, cerca al medidor, con una longitud mínima de 2,40 mts. Y un espesor de 5/8". De su extremo superior se deriva, por medio de un empalme, un hilo conductor en cobre, que ingresa a la instalación eléctrica haciendo contacto con todas las partes metálicas que la conforman.

El empalme entre el hilo y la varilla puede ser elaborado mediante una abrazadera de cobre o utilizando soldadura exotérmica. Se requiere de que la varilla se encuentre enterrada en un suelo apto con baja resistencia eléctrica, y que además, sea capaz de ofrecer una diferencia de potencial entre la tierra y el neutro de 0 V. El punto de empalme debe quedar dentro de una caja de inspección en concreto con dimensiones de 30 cm³.

Cuando el terreno no brinda las condiciones necesarias para el sistema, la tierra debe ser preparada, garantizando una adecuada descarga; se recomienda mezclar tierra negra con carbón mineral y sal para mejorar la conductividad y mantener la humedad del terreno.

B) Sistema de plancha

Este tipo de sistema de puesta a tierra puede reemplazar al de la varilla de Cooper Well a nivel residencial. Se trata de una plancha en cobre enterrada en el suelo cerca a la instalación dentro de un terreno preparado previamente. El hilo conductor que se distribuye se deriva de la plancha por medio de un empalme elaborado con soldadura de plata o de cobre aplicada con soplete. Su profundidad mínima ha de ser de 40 cm. Es usada en terrenos donde no puede ser posible la conexión de la varilla Cooper Well por causa de la profundidad.

C) Sistema de red o malla

Se trata de un sistema de varilla Cooper Well reforzada que se emplea para sistemas eléctricos de carga elevada en instalaciones tipo comercial e industrial. Consiste en la interconexión de (3) o más varillas dependiendo de la carga, ubicándolas en diferentes puntos de un terreno y derivando de allí el hilo conductor que se distribuye por la instalación eléctrica.

La instalación mínima entre varillas debe ser del doble de la longitud de cada una de ellas. Los empalmes deben ser elaborados con soldadura exotérmica. Deben empezar a ser utilizados con cargas iguales y superiores a 7,5 KW. En cada punto de ubicación de cada varilla es indispensable preparar el terreno.

D) Sistema de Disco

El sistema de puesta a tierra en forma de disco es utilizado a nivel industrial con el fin de aterrizar las cargas eléctricas que se encuentran en reposo en la superficie de las máquinas y/o equipos (electrostática). Se trata de un disco hecho en acero colled-rolld que actúa de forma individual para las carcasas de los equipos; se ubica en el suelo a poca profundidad (entre 10 y 30 cm), derivando se de él un hilo conductor en cobre que hace contacto con la estructura metálica de la maquinaria. La electrostática se produce en máquinas que funcionen o presenten fricción.

E) Sistema de esfera

Este tipo de sistema de puesta a tierra es utilizado para aterrizar cargas de alto nivel eléctrico, en redes de alta tensión. Se trata de una esfera en acero con un diámetro mínimo de 20 cm. que se ubica en el suelo a una profundidad muy grande (de entre 10 y 20 mts de la superficie). De su cuerpo se desprende un hilo conductor a través de un ducto, dirigiéndose a la superficie, evitando el contacto con la tierra, con el fin de evitar que se presente tensiones de paso.

2.2.2 Medición de la resistencia eléctrica de un sistema de puesta a tierra

Para realizar una efectiva y correcta medición de la resistividad eléctrica de un sistema de puesta a tierra, se deben realizar 2 pasos:

- Medición de la resistencia de los conductores del sistema de puesta a tierra (varillas y placas)
- Medición de la resistencia eléctrica del suelo

A continuación, se realizará una descripción de los procesos y a realizar en los siguientes pasos para la medición de la resistividad del sistema:

Medición de la resistencia de los conductores del sistema de puesta a tierra (varillas y placas):

La prueba en las varillas o placas del conductor se realiza energizando con corriente alterna el circuito comprendido entre la varilla de puesta a tierra y una varilla o jabalina auxiliar, se procede a medir la corriente y la caída de tensión entre la varilla de puesta a tierra y una sonda ubicada en la mitad entre la jabalina y la varilla, y de esta manera se define la resistencia media del sistema de puesta a tierra.

(Se utiliza AC para evitar efectos de electrólisis entre los electrodos y el suelo que afecten a la medición al crearse diferencias de potencial, cómo en las pilas eléctricas), la frecuencia de la fuente es diferente a la de una red doméstica o industrial (50/60 Hz) además, se disponen también de filtros de banda angosta que solo permiten el paso de la corriente de medida, y evitar así su influencia.

Medición de la resistencia eléctrica del suelo

Para este caso, el valor de la resistividad del suelo se realiza midiendo el valor de corriente producido después de aplicar un voltaje de corriente directa además, de medir la caída de tensión en dos sondas más que deben ubicarse cerca de la primera, equitativamente, una a cada lado de la primera, y, con el valor medido de resistencia, se calcula la resistividad eléctrica del suelo, a una profundidad que depende de la separación a entre los electrodos.

Para realizar las anteriores mediciones, se requiere de un Megger o probador de tierra, el cual posee (4) salidas, de las cuales, (2) son utilizadas para la alimentación de corriente y las otras (2) salidas son utilizadas para medir la caída de tensión en el suelo.

3. Desarrollo

3.1 Revisión de normatividad aplicable

Introducción

Las Normas de distribución- Construcción de sistemas subterráneos, obedecen a la necesidad de tener una reglamentación a nivel nacional, para uniformizar la calidad y al mismo tiempo simplificar la construcción de líneas y redes subterráneas conforme a un criterio Técnico-económico. Manejando un concepto enfocado a transmitir armonía con el entorno y un diseño y construcción de sistemas subterráneos a favor del respeto al medio ambiente.

Las primeras Normas Nacionales se editaron en 1974 y estuvieron vigentes hasta el 20 de noviembre de 1992, la segunda edición estuvo vigente hasta el 5 de marzo de 1997, la tercera edición estuvo vigente hasta 1 de mayo del 2002, la cuarta edición estuvo vigente hasta 11 de marzo del 2005, la quinta edición estuvo vigente hasta el 21 de agosto del 2008.

Actualmente a treinta y cuatro años de la implantación de las primeras Normas Nacionales se presenta su sexta edición, la cual incorpora los avances tecnológicos que han permitido la modernización de las técnicas de construcción, así como el empleo de materiales, equipos y accesorios más eficientes, que permiten abatir costos, sin menoscabo de la confiabilidad y seguridad que proporcionan los Sistemas Subterráneos.

Para la optimización de los proyectos, se incorpora la herramienta de diseño y configuración de redes de distribución subterránea de baja tensión asistida por computadora “Conjunto Transformador Red Secundaria” CTRS, la cual facilita el diseño de redes optimizadas, considerando demanda, pérdidas de energía eléctrica, costos de inversión y operación. En la sección correspondiente a alta tensión se incluyen consideraciones técnicas para su diseño, obra civil y electromecánica.

Así como animaciones que muestran la elaboración de empalmes y terminales de las principales tecnologías que actualmente se emplean en CFE. Esta actualización considera los comentarios y aportaciones a la versión anterior durante su vigencia y los derivados de los Congresos en Sistemas de Distribución Subterránea, de parte de fabricantes, desarrolladores, contratistas y personal de CFE de todo el país.

Se presenta en un disco compacto multimedia, con el mismo contenido que el libro impreso, que cuenta con una interfaz gráfica intuitiva y vanguardista, empleando animaciones tridimensionales manipulables. Además se preparó una versión adecuada para internet con vínculos de consulta a Especificaciones y normas de referencia de CFE vigentes, que también permite futuras actualizaciones en línea indicando las secciones que han sido modificadas.

3.1.1 Ley del servicio público de la energía eléctrica

La Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica es el documento que norma la utilización de la energía eléctrica en todo el territorio nacional cuando esta es de carácter público. A continuación se abordan algunos conceptos de la Ley que se consideran relevantes dentro del diseño y construcción de redes de distribución de energía eléctrica.

ARTICULO 1o. Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

ARTICULO 4o. Para los efectos de ésta Ley, la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende:

- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional.
- La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica.
- La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

ARTICULO 5o. La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal dictará, conforme a la política nacional de energéticos, las disposiciones relativas al servicio público de energía eléctrica, que deberán ser cumplidas y observadas por la Comisión Federal de Electricidad y por todas las personas físicas o morales que concurran al proceso productivo.

ARTICULO 6o. Para los efectos del Artículo anterior, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal autorizará, en su caso, los programas que someta a su consideración la Comisión Federal de Electricidad, en relación con los actos previstos en el Artículo 4o. Todos los aspectos técnicos relacionados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica serán responsabilidad exclusiva de la Comisión Federal de Electricidad.

2.1.2 Del organismo encargado de la prestación del servicio público de energía eléctrica

ARTICULO 7o. La prestación del servicio público de energía eléctrica que corresponde a la Nación, estará a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, la cual asumirá la responsabilidad de realizar todas las actividades a que se refiere el Artículo 4o.

ARTICULO 13. El patrimonio de la Comisión Federal de Electricidad se integra con:

- Los derechos, bienes muebles e inmuebles de los que a la fecha es titular, de los que se le incorporen y de los que en el futuro adquiera por cualquier título.
- Los derechos sobre recursos naturales que le sean asignados por el Ejecutivo Federal, necesarios para el cumplimiento de su objeto.
- Los frutos que obtenga de sus bienes y el resultado neto de operación, en su caso o cualquier otro concepto.
- El rendimiento de los impuestos y derechos que específicamente se le asignen de acuerdo con las leyes respectivas.
- Los ingresos provenientes de la venta y prestación de servicios científicos y tecnológicos, de asesoramiento y otros.
- Las aportaciones que en su caso otorgue el Gobierno Federal.
- Las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica, para la realización de obras específicas, ampliación o modificación de las existentes, solicitadas por aquellos.

El reglamento respectivo establecerá los casos y las condiciones en que los solicitantes del servicio deberán efectuar aportaciones, en forma independiente de los conceptos consignados en las tarifas para la venta de energía eléctrica y en las disposiciones relativas al suministro de la misma conforme a las bases generales siguientes:

a) Cuando existan varias soluciones técnicamente factibles para suministrar un servicio, se considerará la que represente la menor aportación para el usuario, aún en el caso de que la Comisión Federal de Electricidad, por razones de conveniencia para el sistema eléctrico nacional, opte por construir otra alternativa.

b) La Comisión Federal de Electricidad podrá construir líneas que excedan en capacidad los requerimientos del solicitante, pero éste únicamente estará obligado a cubrir la aportación que corresponda por la línea específica o la carga solicitada.

c) Si en la misma zona se presentan en grupo solicitudes de servicio, la Comisión Federal de Electricidad estudiará la posibilidad de dar una solución en conjunto, procurando que parte de las líneas específicas se integren en una común. En ese caso la aportación de cada solicitante corresponderá a la suma de la parte proporcional de la línea común y el costo de la línea específica. La parte proporcional se determinará en función de las cargas-longitud de cada solicitud, con respecto a la suma de las cargas longitud de todas las solicitudes.

d) Estarán exentas del pago de aportaciones, las ampliaciones de la infraestructura requeridas para el suministro de servicios individuales, cuando la distancia entre el poste o registro de la red de baja tensión existente, más próxima a las instalaciones del solicitante sea inferior a doscientos metros.

e) Una vez aceptado por el usuario el presupuesto respectivo, en los casos que requieran la formulación del mismo, se celebrará el convenio correspondiente, de acuerdo con el modelo que apruebe la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y en el que se precisarán el servicio que deba proporcionarse, el plazo para la ejecución de los trabajos necesarios, el monto de la aportación y la forma de pago de ésta.

f) Las obras de electrificación para comunidades rurales que se realicen con la colaboración de los gobiernos de las entidades federativas, se sujetarán a los programas y presupuestos previamente aprobados y a las disposiciones que consignen los acuerdos de coordinación que se celebren.

g) Las cuotas que correspondan a las aportaciones se aprobarán por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y podrán ser revisadas previa solicitud de la Comisión Federal de Electricidad, de los gobiernos de los Estados y de los ayuntamientos respectivos.

h) No habrá aportaciones a cargo del solicitante cuando éste convenga con la Comisión Federal de Electricidad que la construcción de la línea sea a cargo de él mismo, de acuerdo con las especificaciones y normas respectivas; o cuando dicha entidad se beneficie sustancialmente por las obras a cargo del solicitante. Podrá convenirse, cuando proceda el reembolso, la compensación con energía eléctrica.

ARTICULO 20. Las obras e instalaciones eléctricas necesarias para la prestación del servicio público de energía eléctrica, se sujetarán a las especificaciones que expida la Comisión Federal de Electricidad y que apruebe la Secretaria de Energía, Minas e Industria Paraestatal, y a la inspección periódica de dicha Dependencia.

ARTICULO 21. La Comisión Federal de Electricidad deberá mantener sus instalaciones en forma adecuada, para la prestación del servicio público de energía eléctrica en condiciones de continuidad, eficiencia y seguridad.

ARTICULO 22. Para la realización de las obras e instalaciones necesarias a la prestación del servicio público de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad deberá:

- Hasta donde su desarrollo tecnológico lo permita, efectuar el diseño con su propio personal técnico.
- Tender a la normalización de equipos y accesorios.
- Abastecerse, preferentemente, con productos nacionales manufacturados por instituciones descentralizadas, empresas de participación estatal o empresas privadas.

ARTICULO 23. Para la adquisición o uso de bienes inmuebles que se destinen a la prestación del servicio público de energía eléctrica procederá, en su caso, previa declaración de utilidad pública dictada de conformidad con las leyes respectivas, la expropiación, la ocupación temporal, total o parcial o la limitación de los derechos de dominio. La constitución de servidumbre se ajustará a las disposiciones del Código Civil del orden Federal.

Cuando los inmuebles sean propiedad de la Federación de los Estados o Municipios, la Comisión Federal de Electricidad elevará las solicitudes que legalmente procedan.

ARTICULO 24. La Comisión Federal de Electricidad podrá ejecutar en las calle, calzadas, jardines, plazas y demás lugares públicos, los trabajos necesarios para la instalación, mantenimiento y retiro de líneas aéreas y subterráneas y equipo destinado al servicio. Dichos trabajos deberán realizarse con las medidas de seguridad apropiadas y en forma tal que no se impida, a menos que sea inevitable, el uso público de los lugares mencionados. Al término de dichas obras la Comisión Federal de Electricidad, hará las reparaciones correspondientes.

3.2 Realización de levantamiento físico en campo

La realización para el levantamiento físico de este proyecto se tomó en cuenta las normatividad adecuadas y existente para llevar a cabo el proyecto, cuantificar y hacer la lista de materiales y tener bien especificado la obra civil lo cual es lo principal para la elaboración de este proyecto, además se debe tener las medidas bien exactas para hacer bien la obra civil y saber dónde poner los materiales y equipos en los lugares indicados.

Se midió el terreno y tiene una medida de 1 km de largo y se consideró los materiales de Media Tensión y Baja Tensión realizados el levantamiento físico en campo. Siguiendo el procedimiento anterior, revisamos los siguientes datos:

- A. calibre del conductor.
- B. distancias del conductor.
- C. número de fases.

Numero de:

- Derivaciones.
- Transiciones.
- Cajas derivadoras.
- Seccionadores.
- Transformadores.
- Restauradores.

A. Calibré del conductor: Marca conductores Condumex Viakon 4,45 mm XLPE mcm 15 kv 133% N.A 253, 4 mm^2 (500 kcmil).

B. Distancias del conductor:

El conductor sale de la subestación tuxtla uno y se dirige por la av. 5ta norte poniente, para continuar su trayectoria por la prolongación privada Bonampak, continua su recorrido por la colonia Moctezuma, para después seguir por la calle 3av Norte, recorre por el barrio Guadalupe, hasta llegar al barrio Santo Domingo teniendo sus cuchillas seccionadoras operación en grupo con motor-operador

(Las cuchillas seccionadoras se encuentran en un tramo aéreo de aproximadamente 50 m). Y llega hasta el punto de conexión de Red aérea a Subterránea que es en la parte del centro 4 NTR hasta la 4 SUR. Este circuito tiene una distancia de trayectoria de 3.6 Km de la subestación tuxtla uno a la bóveda donde se encuentra el circuito.

C. Número de fases: 3 hilos, tres fases.

1.-Derivaciones: 2 (alimenta solamente a plaza cristal y plaza galerías boulevard)

2.-Transiciones: 2 La norma aplica como transición a toda subestación o línea aérea que se conecte con la red subterránea, este circuito tiene una subestación y una línea de transición aérea, entonces decimos que tiene dos transiciones.

3.-cajas derivadoras: Las cajas derivadoras son aquellas que van pegadas en la pared de la bóveda, muretes de derivación y de los registros.

4.-Seccionadores: 1

5.-Transformadores: 6

6.-Restauradores: 2

3.3 Cálculo de Corto circuito

3.3.1 Cálculo de impedancia de cable de potencia

3.3.1.1 Impedancias de secuencia para configuraciones subterráneas

De acuerdo al manual de cables para potencia de Southwire, las impedancias de secuencia positiva y negativa para fallas trifásicas para conductores subterráneos están dadas por las siguientes relaciones:

$$Z^{(1)} = Z^{(2)} = Z_{aa} - Z_{ab} \frac{Z_{an/p}^2}{Z_{nn/p}} \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.1)$$

Y la impedancia de secuencia cero:

$$Z^{(0)} = Z_{aa} + Z_{ab} \frac{Z_{an/g}^2}{Z_{aa/g}} \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.2)$$

Donde

Z_{aa} Es la impedancia propia de cada conductor de fase con retorno por tierra.

Z_{ab} Es la impedancia mutua entre los conductores de fase con retorno por tierra.

$Z_{an/p}$ Es la impedancia mutua positiva entre las fases y el neutro concéntrico

$Z_{nn/p}$ Es la impedancia propia positiva de los neutros concéntricos del circuito trifásico.

$Z_{an/g}$ Es la impedancia mutua entre cada fase y todos los neutros concéntricos.

$Z_{aa/g}$ Es la impedancia propia de los neutros concéntricos con retorno por tierra.

Estos valores están dados por las siguientes relaciones:

$$Z_{aa} = R_{\phi} + 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{GMR_{\phi}} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.3)$$

$$Z_{ab} = 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{GMD_{\phi}} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.4)$$

$$Z_{aa/g} = \frac{R_n}{3} + 0.0181 + 0.0377 j *$$

$$\left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{GMD_{\phi}} \right) + \frac{0.610}{3N} * \left\{ \ln \left(\frac{12}{GMR_n} \right) + (N - 1) * \ln \left(\frac{12}{k_n * GMR_s} \right) \right\} \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.5)$$

$$Z_{nn/p} = R_n + 0.0377 j * 0.610 \left[\frac{N-1}{N} * \ln \left(\frac{12}{k_n * GMR_s} \right) + \frac{1}{N} * \ln \left(\frac{12}{GMR_n} \right) - \ln \left(\frac{12}{GMD_\phi} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.6)$$

$$Z_{an/g} = 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{\rho}}{\sqrt[3]{GMR_s * GMD_\phi^2}} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.7)$$

$$Z_{an/p} = 0.0377 j * 0.610 \left[\ln \left(\frac{12}{GMR_s} \right) - \ln \left(\frac{12}{GMD_\phi} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.8)$$

En donde se tiene que:

R_ϕ Es la Resistencia AC de los conductores de fase ($\Omega/1000\text{ft}$)

R_n Es la resistencia efectiva del neutro concéntrico ($\Omega /1000\text{ft}$)

ρ Es la resistividad de la tierra ($\Omega \cdot \text{m}$)

GMR_ϕ Es el Radio Medio Geométrico de los conductores de fase (in)

GMR_s Es el Radio del centro del conductor de fase al centro de la pantalla (in)

GMR_n Es el Radio Medio Geométrico de un solo hilo del neutro (in)

GMD_ϕ Es la Distancia Media Geométrica entre los conductores de fase (in)

N Es el número de hilos en el neutro concéntrico

k_n Es el factor de espaciado del neutro concéntrico.

Para conductores de cobre, la resistencia de las fases y del neutro se calcula de la siguiente manera.

Resistencia de fase:

$$R_\phi = R_{dcT} * R_{ac/dc} \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.9)$$

$$R_{dcT} = R_{dc} \left[\frac{234+T_c}{234+T_i} \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.10)$$

Resistencia del neutro:

$$R_n = R_{ndcT} = R_{ndcL} \left[\frac{234+T_c}{234+T_i} \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.11)$$

$$R_{ndcL} = R_{ndc} \frac{LF+\pi}{LF} \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.12)$$

$$R_{ndc} = \frac{\rho c * 1000}{N(1000 * D_n)^2} \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.13)$$

Dónde:

R_{dcT} Es la Resistencia de los conductores de fase ajustada a la temperatura

$R_{ac/dc}$ Factor de conversión de resistencia DC a AC

R_{dc} Resistencia DC del conductor de fase a 25°C ($\Omega/1000\text{ft}$)

R_{ndcL} Resistencia del neutro concéntrico con la longitud ajustada ($\Omega /1000\text{ft}$)

R_{ndc} Resistencia del neutro concéntrico (Ω /1000ft)
T_c Temperatura de operación de los conductores (°C)
T_i Temperatura de referencia. (25°C)
LF Factor de corrección de longitud del neutro concéntrico
P_c Resistividad del cobre de los hilos del neutro (10,575 Ω-cmil/ft)
D_n Diámetro de un hilo del neutro (in).

En el caso de secciones monofásicas de alimentador subterráneo, las impedancias de secuencia están dadas por las siguientes relaciones:

$$Z_{1\phi}^{(1)} = Z_{aa1\phi} \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.14)$$

Y la impedancia de secuencia cero:

$$Z_{1\phi}^{(0)} = Z_{aa1\phi} + -3 \frac{Z_{an/g1\phi}^2}{Z_{nn/g1\phi}} \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.15)$$

Dónde:

$Z_{1\phi}^{(1)}$ Es la impedancia de secuencia positiva de una sección de un solo conductor con neutro concéntrico.

$Z_{1\phi}^{(0)}$ Es la impedancia de secuencia cero de una sección de un solo conductor con neutro concéntrico.

$Z_{aa1\phi}$ Es la impedancia propia del conductor de fase con retorno por tierra.

$Z_{an/g1\phi}$ Es la impedancia mutua del conductor de fase.

$Z_{nn/g1\phi}$ Es la impedancia propia del neutro concéntrico de la sección monofásica con retorno por tierra.

Estos valores están dados por las siguientes relaciones:

$$Z_{aa1\phi} = R_{\phi} + 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{GMR_{\phi}} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.16)$$

$$Z_{nn/g1\phi} = R_n + 0.0181 + \frac{0.0377 j}{N} \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{GMR_n} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.17)$$

$$Z_{an/g1\phi} = 0.0181 + 0.0377 j * \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{GMR_S} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft}) \quad (1.18)$$

Una vez que se tienen las impedancias de secuencia positiva y cero de todos los conductores de la red (tanto aéreos como subterráneos), se puede obtener la corriente de cortocircuito trifásica:

$$I_{CC3\phi} = \frac{V_F}{Z_{total}^{(1)}} \quad (1.19)$$

Donde Z_{total} incluye el equivalente de la impedancia de secuencia positiva de la red hasta el transformador de distribución.

La corriente de cortocircuito de falla monofásica está dada por la relación:

$$I_{CC1\phi} = \frac{3V_F}{Z_0+Z_1+Z_2} \quad (1.20)$$

Donde las impedancias incluyen los equivalentes de la red de transmisión hasta el secundario del transformador de distribución. Por lo general, los circuitos de distribución se pueden separar en cientos de secciones, por lo que aplicar este método resulta un procedimiento que requiere de muchas horas de trabajo.

3.3.2 Método de las potencias

También conocido como el método de KVA's equivalentes, consiste en manipular la potencia equivalente (en KVA's) de los elementos del circuito en vez de impedancias. Los pasos que se siguen permiten la determinación de la potencia de cortocircuito y con esta la corriente de cortocircuito en cada punto del sistema determinándose estos en forma simultánea lo que lo convierte en un método considerablemente simple en comparación con los otros métodos.

Para el sistema de distribución, como se mencionó, el aporte a la corriente de cortocircuito de los motores industriales es despreciable, en comparación con la corriente de cortocircuito proveniente del sistema de transmisión de energía eléctrica. Con esto, para el análisis de cortocircuito del sistema de distribución con este método sólo es necesario obtener la potencia equivalente del transformador de potencia y de los conductores que conformen la red.

De acuerdo a la potencia equivalente para transformadores está dada por:

$$MVA_{CC} = \frac{KVA}{Z_{pu}} \quad (1.21)$$

Dónde:

$$Z_{pu} = \frac{\%Z}{100} \quad (1.22)$$

Para los conductores, la potencia equivalente está dada por:

$$MVA_{CC} = \frac{n*KV^2}{Z} \quad (1.23)$$

Dónde:

$$Z = \sqrt{(R^2 + X^2)} \quad (1.24)$$

Y n es el número de conductores en paralelo.

El sistema de distribución se puede reducir al diagrama de la figura 3.2:

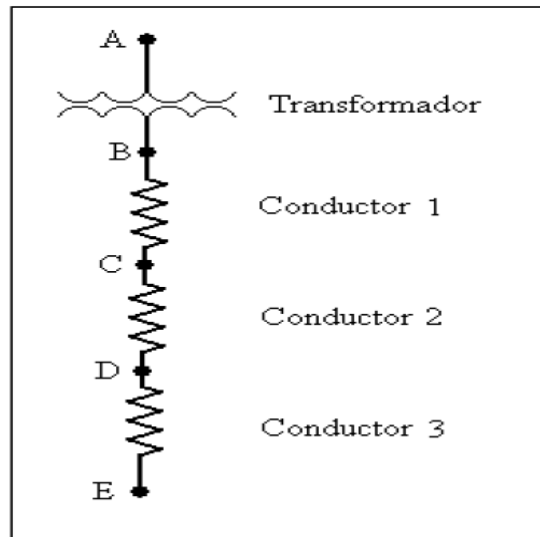


Fig.3.3.2 Diagrama equivalente del alimentador

Donde, en el punto A se tiene la potencia de cortocircuito que entrega el sistema de transmisión que alimenta la subestación. Una vez que se tienen los valores de potencias equivalentes de los elementos del alimentador, se puede obtener la potencia de cortocircuito en cualquiera de los puntos del alimentador de la siguiente manera:

$$kVA_B = \left(\frac{1}{kVA_A} + \frac{1}{kVA_{Transformador}} \right)^{-1} \quad (1.25)$$

De la misma manera:

$$kVA_C = \left(\frac{1}{kVA_B} + \frac{1}{kVA_{Conductor1}} \right)^{-1} \quad (1.26)$$

E igual para los puntos inferiores del diagrama.

Una vez que se tiene el valor de la potencia de cortocircuito en cualquier punto del alimentador, se puede obtener la corriente de cortocircuito en ese punto de la siguiente manera:

$$I_{CC} = \frac{kVA}{kV*\sqrt{3}} \quad (1.27)$$

De los dos métodos anteriores, se recomienda utilizar, el método de las componentes simétricas por ser más exacto, en tanto los otros son métodos aproximados.

3.3.3 Cálculo de constantes de cables de potencia.

La impedancia serie, propia y mutua, y la susceptancia *shunt* de circuitos de transmisión subterráneos, requerida en algunos estudios de sistemas de potencia, debe tener una alta precisión, por lo que debe ser calculada tomando en consideración todas las características del conductor específico. Los sistemas de cables son usados para el transporte de energía eléctrica donde resulta impráctico, inseguro, costoso o ambientalmente inaceptable el uso de líneas de transmisión aéreas.

Los cables de potencia clasificados por su aislamiento, donde cada material posee características particulares que lo hacen adecuado para cada tipo de aplicación. Los cables de transmisión y distribución, son compuestos por muy diferentes tipos de materiales aislantes, conductores, materiales para la pantalla (*sheath*) y la armadura (*armour*).

Estimaciones de las características eléctricas (resistencia, capacitancia e inductancia) con razonable precisión pueden ser obtenidas por el uso de tablas para cables que poseen similares dimensiones físicas. En aplicaciones donde se requiere de un valor de elevada precisión en las características eléctricas de los cables se debe recurrir a complicados cálculos o a programas computacionales para tal fin.

En la actualidad la teoría para el cálculo de los parámetros de cables ha evolucionado notablemente permitiendo cálculos cada vez más precisos.

Los métodos y las ecuaciones propuestas por Wedepohl y Wilcox y Domme, son apropiados para el cálculo de los parámetros de admitancia e impedancia de sistemas subterráneos.

Para el cálculo de las impedancias serie propia y mutua se toma en cuenta el retorno por tierra de sistemas de transmisión considerado *n* cables mono-polares enterrados al igual que para el cálculo de la susceptancia shunt. En la formulación se ha tomado en cuenta el efecto piel en los conductores y la aproximación para corrección por proximidad de tierra.

3.3.4. Impedancia Serie

Considere un sistema de transmisión, el cual consiste de n circuitos trifásicos enterrados, en donde cada circuito está constituido por cables diseñados para trabajar en alta tensión y cada cable está formado por su núcleo (*core*), una pantalla y su armadura; o simplemente por el núcleo y la pantalla; por simplicidad se tomarán tres conductores por cada circuito en donde cada conductor estará representando una fase (*a*, *b* y *c*).

A continuación se desea determinar las impedancias series *propias* y *mutuas* tomando en cuenta la corriente de retorno por tierra. En la Fig. 10, se muestra la geometría de un cable subterráneo en donde se muestran los diversos radios del núcleo, pantalla, y armadura que serán tomados en cuenta para la determinación de los parámetros eléctricos del cable.

Se tomará el caso en donde existen tres lazos que sería el más genérico. El lazo 1, está formado por el núcleo del conductor y la pantalla metálica como retorno. El lazo 2, está formado por la pantalla metálica y la armadura metálica como retorno. Y finalmente el lazo 3, está formado por la armadura y tierra en donde se encuentra enterrado el cable como retorno.

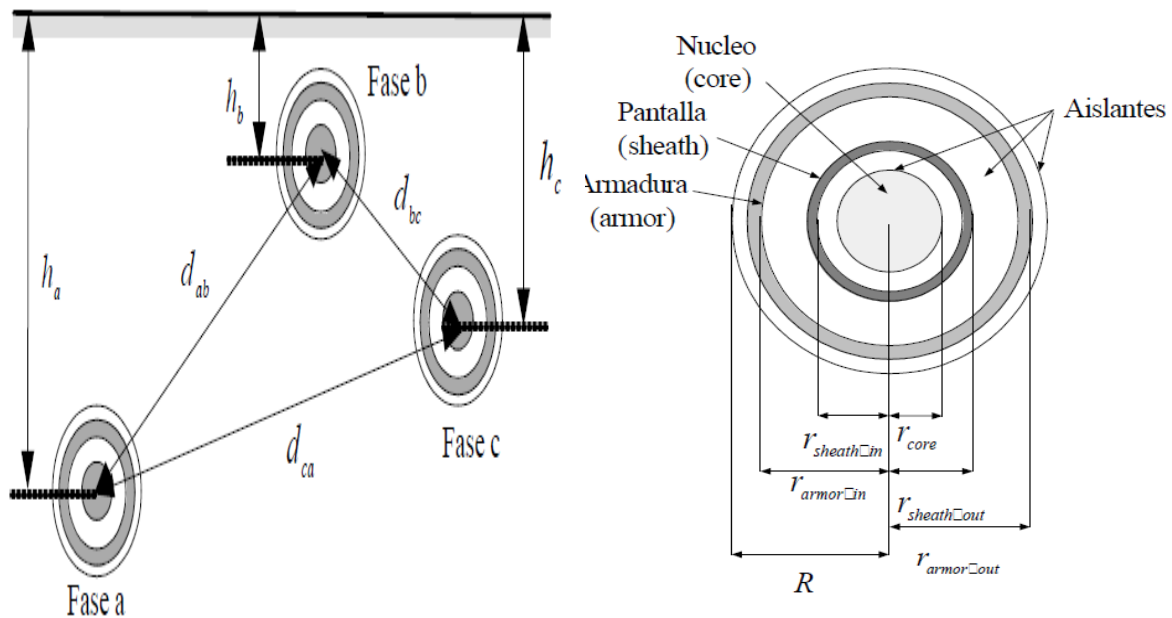


Fig.3.3.4 Geometría del cable para cálculo de parámetros.

3.3.4.1 Impedancias Series por lazos.

Las impedancias serie de los tres lazos son descritas por tres ecuaciones acopladas.

$$-\begin{bmatrix} dV_1/dx \\ dV_2/dx \\ dV_3/dx \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z'_{11} & Z'_{12} & 0 \\ Z'_{21} & Z'_{22} & Z'_{23} \\ 0 & Z'_{32} & Z'_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix}$$

La impedancia Z'_{ii} corresponde a la impedancia propia del lazo i , cada una de ellas consiste en tres partes.

$$Z'_{11} = Z'_{\text{core-out}} + Z'_{\text{core/sheath-insulation}} + Z'_{\text{sheath-in}}$$

$$Z'_{22} = Z'_{\text{sheath-out}} + Z'_{\text{sheath/armour-insulation}} + Z'_{\text{armour-in}}$$

$$Z'_{33} = Z'_{\text{armour-out}} + Z'_{\text{armour/earth-insulation}} + Z'_{\text{self-earth-return}}$$

Para las impedancias mutuas se tiene:

$$Z'_{12} = Z'_{21} = -Z'_{\text{sheath-mutual}}$$

$$Z'_{23} = Z'_{32} = -Z'_{\text{armour-mutual}}$$

Y finalmente $Z'_{\phi 13} = Z'_{\phi 31} = 0$, porque entre el lazo 1 y el lazo 3 no existe una unión en común. También son determinadas impedancias mutuas entre fases que son los tres lazos exteriores de cada cable que tienen contacto con la tierra, y por ende existirá una corriente entre dos cables y si existe una corriente también debe existir una impedancia, estas impedancias serían:

$$Z'_{AB} = Z'_{\text{mutual-earth-return-AB}}$$

$$Z'_{BC} = Z'_{\text{mutual-earth-return-BC}}$$

$$Z'_{AC} = Z'_{\text{mutual-earth-return-AC}}$$

Las impedancias internas y las impedancias mutuas de un conductor tubular con su respectivo radio interno y externo son una función de la frecuencia, y son determinadas por las funciones de Bessel con algunas modificaciones. Los términos más simples para calcular son la impedancia de los aislantes. A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas para determinar las distintas impedancias mencionadas anteriormente.

$$Z'_{\text{core-out}} = \frac{\rho_{\text{core}} \bar{m}_{\text{core}}}{2\pi r_{\text{core}}} \coth(0.777 \bar{m}_{\text{core}} r_{\text{core}}) + \frac{0.356 \rho_{\text{core}}}{\pi r_{\text{core}}^2}$$

Dónde;

r_{core} : Radio del núcleo en m.

ρ_{core} : Resistividad del núcleo en $\dot{\text{U}}\cdot\text{m}$.

\bar{m}_{core} : Complejo recíproco de la profundidad de penetración del núcleo.

$$\bar{m}_{\text{core}} = \sqrt{(j\omega\mu_{\text{core}})/\rho_{\text{core}}}$$

Dónde:

μ_{core} : Permeabilidad magnética del núcleo H/m.

$$\mu_{\text{core}} = \mu_{\text{r-core}} \mu_0$$

Donde ω es la frecuencia angular en radianes.

$$Z'_{\text{sheath-in}} = \frac{\rho_{\text{sh}}}{2\pi r_{\text{sh-in}}} \left[\bar{m}_{\text{sh}} \coth(\bar{m}_{\text{sh}} \Delta_{\text{sh}}) - \frac{1}{r_{\text{sh-in}} + r_{\text{sh-out}}} \right]$$

$r_{\text{sh-in}}$: Radio interno de la pantalla en m.

$r_{\text{sh-out}}$: Radio externo de la pantalla en m.

ρ_{sh} : Resistividad de pantalla en $\dot{\text{U}}\cdot\text{m}$.

\bar{m}_{sh} : Complejo recíproco de la profundidad de penetración de la pantalla.

$$\bar{m}_{\text{sh}} = \sqrt{(j\omega\mu_{\text{sh}})/\rho_{\text{sh}}}$$

μ_{sh} : Permeabilidad magnética de la pantalla H/m.

$$\mu_{\text{sh}} = \mu_{\text{r-sh}} \mu_0$$

Δ_{sh} : Espesor de la pantalla en m.

$$\Delta_{sh} = r_{sh-out} - r_{sh-in}$$

$$Z'_{sheath-out} = \frac{\rho_{sh}}{2\pi r_{sh-in}} \left[\bar{m}_{sh} \coth(\bar{m}_{sh} \Delta_{sh}) - \frac{1}{r_{sh-in} + r_{sh-out}} \right]$$

$$Z'_{sheath-mutual} = \frac{\rho_{sh} \bar{m}_{sh}}{\pi(r_{sh-in} + r_{sh-out})} \cos \operatorname{ech}(\bar{m}_{sh} \Delta_{sh})$$

Las ecuaciones para la armadura se derivan por analogía tomando en cuenta de utilizar las propiedades eléctricas correctas como también las propiedades de los radios.

$$Z'_{core / sheath-insulation} = \frac{j\omega\mu_1}{2\pi} \ln \left(\frac{r_{sh-in}}{r_{core}} \right)$$

Donde;

μ_1 : Permeabilidad magnética del aislante entre el núcleo y la pantalla en H/m.

$$Z'_{sheath / armour-insulation} = \frac{j\omega\mu_2}{2\pi} \ln \left(\frac{r_{arm-in}}{r_{sh-out}} \right)$$

Donde;

μ_2 : Permeabilidad magnética del aislante entre la pantalla en H/m.

r_{arm-in} : Radio interno de la pantalla en m.

$$Z'_{armour / earth-insulation} = \frac{j\omega\mu_3}{2\pi} \ln \left(\frac{R}{r_{arm-out}} \right)$$

Donde;

μ_3 : Permeabilidad magnética del aislante entre el núcleo y la pantalla en H/m.

$r_{arm-out}$: Radio externo de la pantalla en m.

R: Radio externo del último aislante del cable en m.

$$Z'_{self-earth-return} = \frac{j\omega\mu}{2\pi} \left[-\ln\left(\frac{y\bar{m}R}{2}\right) + \frac{1}{2} - \frac{4}{3} \frac{\bar{m}h}{3} \right]$$

Donde;

μ : Permeabilidad magnética de la tierra, la cual puede ser asumida como la permeabilidad magnética del espacio (μ_0).

y : Constante de Euler ($y = 0.577215665$).

\bar{m} : Complejo recíproco de la profundidad de penetración del núcleo.

$$\bar{m} = \sqrt{(j\omega\mu)/\rho}$$

ρ : Resistividad de la tierra en $\dot{U}.m$.

h : Profundidad a la cual el cable está enterrado.

$$Z'_{mutual-earth-return} = \frac{j\omega\mu}{2\pi} \left[-\ln\left(\frac{y\bar{m}d}{2}\right) + \frac{1}{2} - \frac{2}{3} \frac{\bar{m}l}{3} \right]$$

Donde;

d : Distancia entre los cables de la fase A y B para $Z_{\phi AB}$, la distancia entre los cables B y C para $Z_{\phi BC}$, la distancia entre los cables A y C para $Z_{\phi AC}$.

l : Suma de las profundidades de los cables A y B para $Z_{\phi AB}$, la suma de las profundidades de los cables B y C para $Z_{\phi BC}$, la suma de las profundidades de los cables A y C para $Z_{\phi AC}$.

Todas las ecuaciones de impedancia expresadas anteriormente poseen unidades en \dot{U}/m . Si se desea expresar las impedancias en \dot{U} por 1000 pies se multiplica la impedancia \dot{U}/m por 304.8. Entonces, si se tiene un circuito trifásico de cables subterráneo conformado por un cable sin armadura por cada fase, se tiene que la matriz de impedancia serie de los lazos quedaría:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{1a} \\ \Delta V_{2a} \\ \Delta V_{1b} \\ \Delta V_{2b} \\ \Delta V_{1c} \\ \Delta V_{2c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z'_{11a} & Z'_{12a} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z'_{21a} & Z'_{22a} & 0 & Z'_{ab} & 0 & Z'_{ac} \\ 0 & 0 & Z'_{11b} & Z'_{12b} & 0 & 0 \\ 0 & Z'_{ab} & Z'_{21b} & Z'_{22b} & 0 & Z'_{bc} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z'_{11c} & Z'_{12c} \\ 0 & Z'_{ac} & 0 & Z'_{bc} & Z'_{21c} & Z'_{22c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I'_{1a} \\ I'_{2a} \\ I'_{1b} \\ I'_{2b} \\ I'_{1c} \\ I'_{2c} \end{bmatrix}$$

En caso de que los cables posean armadura se agrega una tercera ecuación en cada fase quedando una matriz de impedancia por lazo de orden 9×9 .

3.3.5 Transformación de la Impedancia Serie por lazos del cable en Impedancia Serie por conductor

Para transformar las impedancias por lazos en impedancias por conductores, se usa el procedimiento recomendado como sigue. Se suma la fila 2 a la fila 1, luego se suma la fila 4 a la fila 3 y finalmente se suma la fila 6 a la fila 5; después de hacer el procedimiento, es posible probar el sistema descrito a través de las impedancias por conductor es el que se muestra a continuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{core_a} \\ \Delta V_{sheath_a} \\ \Delta V_{core_b} \\ \Delta V_{sheath_b} \\ \Delta V_{core_c} \\ \Delta V_{sheath_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z'_{cc_a} & Z'_{cs_a} & Z'_{ab} & Z'_{ab} & Z'_{ac} & Z'_{ac} \\ Z'_{cs_a} & Z'_{ss_a} & Z'_{ab} & Z'_{ab} & Z'_{ac} & Z'_{ac} \\ Z'_{ab} & Z'_{ab} & Z'_{cc_b} & Z'_{cs_b} & Z'_{bc} & Z'_{bc} \\ Z'_{ab} & Z'_{ab} & Z'_{cs_b} & Z'_{ss_b} & Z'_{bc} & Z'_{bc} \\ Z'_{ac} & Z'_{ac} & Z'_{bc} & Z'_{bc} & Z'_{cc_c} & Z'_{cs_c} \\ Z'_{ac} & Z'_{ac} & Z'_{bc} & Z'_{bc} & Z'_{cs_c} & Z'_{ss_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I'_{core_a} \\ I'_{sheath_a} \\ I'_{core_b} \\ I'_{sheath_b} \\ I'_{core_c} \\ I'_{sheath_c} \end{bmatrix}$$

Dónde:

$$Z'_{cc} = Z'_{11} + 2Z'_{12} + Z'_{22}$$

$$Z'_{cs} = Z'_{12} + Z'_{22}$$

$$Z'_{ss} = Z'_{22}$$

Los elementos de la diagonal Z'_{cc} y Z'_{ss} son las impedancias propias del núcleo y la pantalla con retorno por tierra respectivamente. Los elementos fuera de la diagonal Z'_{cs} , Z'_{ab} , Z'_{ac} y Z'_{bc} son: La impedancia mutua entre el núcleo y la camisa de un cable con retorno por tierra, la impedancia mutua entre el conductor a y b , la impedancia mutua entre el conductor a y c , y la impedancia mutua entre el conductor b y c respectivamente.

Como un resultado de las operaciones matemáticas antes mencionadas, el sistema es representado en forma nodal, con las corrientes expresadas como corrientes a través del conductor y los voltajes expresados como la caída de tensión a través del conductor con respecto a tierra. Si en los conductores existe presencia de armadura; se suman las filas 2 y 3 a la fila 1 y se suma la fila 3 a la fila 2, luego se suman las filas 5 y 6 a la fila 4 y se suma la fila 6 a la fila 5. Similarmente se suman las filas 8 y 9 a la fila 7 y se suma la fila 9 a la fila 8.

3.3.6 Eliminación de la pantalla

Se procede a intercambiar las correspondientes filas y columnas en la matriz de impedancias, moviendo la caída de tensión y las corrientes a través de la pantalla hacia la parte inferior de los vectores de voltajes y corrientes respectivamente. Entonces el conjunto de ecuaciones lineales permite ser expresado en subconjuntos de ecuaciones del núcleo del conductor y subconjuntos de ecuaciones de la pantalla, y la matriz de impedancia es dividida en submatrices del núcleo del conductor $[Z_{cc}]$ y $[Z_{cs}]$, y en submatrices de la pantalla $[Z_{ss}]$ y $[Z_{sc}]$.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_c \\ \Delta V_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{cc} & Z_{cs} \\ Z_{sc} & Z_{ss} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_c \\ I_s \end{bmatrix}$$

Asumiendo que ambos extremos de la pantalla están aterrados, se tiene que el vector de caída de tensión a través de la pantalla. $[\Delta V_s] = 0$ El sistema puede ser escrito como $[\Delta V_c] = [Z_{RED}] [I_c]$ donde la matriz reducida es $[Z_{RED}] = [Z_{cc}] - [Z_{cs}] [Z_{ss}]^{-1} [Z_{sc}]$ como el resultado de una reducción de Kron.

3.3.7 Impedancia serie de secuencia de un cable subterráneo

Considerando un sistema de transmisión trifásico subterráneo al cual se le han calculado y reducido la matriz de impedancia serie en como se explica en las secciones anteriores. Determine ahora los parámetros de secuencia de dicho sistema. Se pre-multiplica y se multiplica $[Z_{ABC}]$ por las matrices de transformación, La matriz de impedancia de secuencia $[Z_{012}] = [T]^{-1}[Z_{ABC}][T]$, donde $[T]$ es la matriz de transformación de componentes simétricas y $[Z_{ABC}]$ es la matriz reducida al núcleo del conductor que incluye las correcciones de la pantalla y el retorno por tierra.

El método y las ecuaciones propuestas en Wedepohl a Wilcox (1973) y Dommel (1992) son apropiados para calcular la admitancia *shunt* de este sistema de cables. Asumiendo que no existe un acoplamiento capacitivo entre los tres debido a los efectos de la pantalla, entonces las siguientes seis ecuaciones pueden ser escritas como:

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{core_a} \\ \Delta I_{sheath_a} \\ \Delta I_{core_b} \\ \Delta I_{sheath_b} \\ \Delta I_{core_c} \\ \Delta I_{sheath_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{cc_a} & B_{cs_a} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ B_{sc_a} & B_{ss_a} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & B_{cc_b} & B_{cs_b} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & B_{sc_b} & B_{ss_b} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & B_{cc_c} & B_{cs_c} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & B_{sc_c} & B_{ss_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{core_a} \\ V_{sheath_a} \\ V_{core_b} \\ V_{sheath_b} \\ V_{core_c} \\ V_{sheath_c} \end{bmatrix}$$

Donde;

a, b, c: Subíndices que denotan las cantidades a asociadas a las fases a, b y c respectivamente de un determinado circuito.

ΔI_{core} : Corriente de carga por unidad de longitud que fluye a través del núcleo del conductor.

ΔI_{sheath} : Corriente de carga por unidad de longitud que fluye a través de la pantalla.

V_{core} : Voltaje del núcleo del conductor con respecto a tierra.

V_{sheath} : Voltaje de la pantalla con respecto a tierra.

B_{cc} : Admitancia propia por unidad de longitud del núcleo del conductor.

B_{cs} : Admitancia mutua por unidad de longitud entre el núcleo y la pantalla del conductor.

Con:

$$B_{cc} = B_1, \quad B_{cs} = -B_1 \quad \text{y} \quad B_{ss} = B_1 + B_2$$

B1: Admitancia por unidad de longitud del aislamiento entre el núcleo y la pantalla.
B2: Admitancia por unidad de longitud del aislamiento entre la pantalla y la tierra.

$$B_i = \omega C_t (\text{U}^{-1}/\text{m})$$

$$C_t = 2\pi \epsilon_0 \epsilon_{ri} / \text{Ln}(r_i/q_i)$$

Donde C_t es la capacitancia shunt del aislante tubular en F/m, q_i es el radio interno del aislante, r_i es el radio externo del aislante y ϵ_{ri} es la permitividad relativa del material aislante.

3.3.8 Cálculo de la corriente de corto-circuito de los circuitos

3.3.8.1 Estudios de Corto Circuito.

Cuando en un sistema eléctrico de potencia, se presenta una condición anormal, tal como una falla debida al flameo de una cadena de aisladores en una línea de transmisión o subestación; Una descarga atmosférica a una torre de las líneas de transmisión, la ruptura del cable de guarda en una línea, y su contacto con un conductor de fase, etc. Dependiendo de la naturaleza y localización de las fallas, se presenta la circulación de corrientes de valor elevado.

Estas corrientes se detectan por medio de los relevadores que toman para esto, alrededor de medio ciclo; considerando los tiempos de coordinación con otros relevadores, y el de operación de los interruptores que aísla las partes falladas del sistema; estas se aíslan en adición al tiempo de detección en otros 3 o 4 segundos, a una frecuencia de operación de 60 Hz-se está hablando de una escala de tiempo de 1/20 o 1/15 de segundo; que representa de hecho, la escala de tiempo de interés, para los estudios de corto circuito.

Los retrasos en la interrupción de los interruptores, para interrumpir las fallas, pueden causar problemas de inestabilidad en el sistema, y por otro lado, el hecho de interrumpir altas corrientes, impone al interruptor la necesidad de tener una alta capacidad de interrupción en MVA. En las etapas de planeación y diseño de los sistemas eléctricos de potencia, se hacen los estudios de corto circuito, para determinar los valores de las corrientes, en distintos puntos de la red para distintas fallas.

Estos puntos de selección en particular, para aquellas partes del sistema que se ampliarán; ya sea por la instalación de nuevas centrales eléctricas, o por la incorporación de nuevas líneas de transmisión y subestaciones eléctricas. Los niveles de corto circuito, proporcionan las bases para la especificación de las capacidades interruptivas de los interruptores, y otros aspectos de diseño, como son redes de tierra, cálculo de esfuerzos térmicos y dinámicos, etc.

En el desarrollo de los sistemas eléctricos, se presentan cambios constantes en la configuración de la red; estos cambios modifican o alteran, los niveles de corto circuito en distintos puntos del sistema; de aquí que cuando se presenten estos cambios, se deben modificar los estudios de corto circuito para adecuar los valores del equipo, y dispositivos de protección. Es decir, que los estudios de corto circuito cubren las fases de planeación, y se extiende hasta la operación.

La corriente de cortocircuito puede estar formada, según sea el caso por una, dos o tres fuentes: la primera, que usualmente es la de mayor aporte la constituyen los generadores (para el caso de la distribución es la corriente entregada por las líneas de transmisión), la segunda son los motores de inducción de las instalaciones industriales y la tercera fuente la constituyen los motores y condensadores sincrónicos.

En un generador, la corriente de cortocircuito es limitada por sus reactancias: subtransitoria (X_d''), transitoria (X_d') y sincrónica (X_d). La subtransitoria es la reactancia aparente del estator en el instante en que se produce el cortocircuito y determina la corriente que circula en el devanado del estator durante los primeros ciclos del cortocircuito.

La reactancia transitoria es la aparente del devanado del estator si se desprecian los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y solo se consideran los efectos del arrollamiento del campo inductor. Esta reactancia determina la intensidad que circula durante el intervalo posterior al de la subtransitoria. La reactancia transitoria hace sentir sus efectos durante 1,5 segundos o más, según la construcción de la máquina.

La reactancia sincrónica es la que determina la intensidad de corriente que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario. Sólo hace sentir sus efectos después de transcurrir algunos segundos desde el instante en que se ha producido el cortocircuito y, por lo tanto, carece de valor en los cálculos de cortocircuito.

El conocimiento de las corrientes de cortocircuito es imprescindible para el dimensionamiento de los aparatos y componentes eléctricos de la manera más económica y segura. Los distintos tipos de fallas que se analizan en los sistemas eléctricos de potencia, son:

- CORTÓ CIRCUITO TRIFASICO DIRECTO O A TIERRA, ATRAVES DE LA IMPEDANCIA.
- DE FASE A TIERRA (MONOFASICO), CON O SIN IMPEDANCIA DE FALLA.
- DE FASE A FASE (LIENA A LINEA) DIRECTA, O A TRAVES DE IMPEDANCIA.
- DE DOS LINEAS A TIERRA, CON O SIN IMPEDANCIA DE FALLA.

3.3.9 Suposiciones para los estudios de Corto Circuito.

En la elaboración de los modelos matemáticos para los estudios de corto circuito; se hacen una serie de supociones, que tienen como objetivo simplificar la formulación del problema; y en adición, facilitar la solución sin introducir imprecisiones significativas en los resultados. Las principales supociones son las siguientes: Se representa cada máquina por una fuente de voltaje constante, detrás de su reactancia; que puede ser la transitoria ($X^{\prime}D$), o la subtransitoria ($X^{\prime\prime}D$).

Se desprecian todas las conexiones en derivación, tales como cargas estáticas, admitancias en derivación de cargas, y circuitos de magnetización de los transformadores. Con estas supociones, la red del sistema de potencia, queda prácticamente en circuito abierto; y entonces las corrientes normales o de pre falla, se desprecian automáticamente, y por lo tanto todos los voltajes de pre falla, tendrán la misma magnitud y ángulo de fase. Trabajando en por unidad (P.U.), los voltajes de pre falla en los nodos tienen un valor de 1.0 L0°.

Se supone que todos los transformadores, se encuentran con sus cambiadores de derivación (TAPS) en su posición nominal; de manera que, trabajando en por unidad, los transformadores como tales, estarán automáticamente fuera del circuito. Normalmente se desprecian las resistencias de los devanados de las maquinas, y de las líneas de transmisión; con lo cual el sistema, contiene solo reactancias.

Las impedancias de secuencias positivas y negativas, por lo general se igualan aun en los casos de los elementos rotatorios, cuando se sabe que en realidad esto es válido, sólo para elementos estáticos; pero la suposición se simplifica la formulación, y no se pierde precisión en forma significativa.

3.3.10 Cortocircuito en Sistemas de Distribución.

En sistemas de distribución, para los efectos de evaluar las máximas corrientes de fallas, sólo se calculan las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico, que son las mayores magnitudes de corriente de cortocircuito que se pueden presentar en la red. Las fallas monofásicas a tierra pueden generar corrientes de falla cuya magnitud puede superar a las de falla trifásica.

Esto es más frecuente que ocurra en sistemas de transmisión o de distribución en media tensión, sobre todo cuando la falla se ubica cerca de la subestación. Por su naturaleza, los circuitos de distribución son desbalanceados. Aunque en las compañías distribuidoras se procura mantener la red lo más balanceada posible, se sabe que un estado de balance no se puede lograr.

Para sistemas de distribución el método más utilizado para el cálculo de las corrientes de cortocircuito es el de las componentes simétricas, esto por ser un método que considera el desbalance entre las fases de la red.

3.3.11 Relación Reactancia –Resistencia (x/r)

En el momento que se da una disminución brusca de impedancia en un sistema eléctrico se da una corriente de cortocircuito que está conformada por dos componentes: la corriente simétrica y la componente DC. La componente DC es función de la energía almacenada en el sistema en el momento de inicio de la falla. Esa componente decae a cero después de algunos ciclos debido a las pérdidas del sistema.

Para determinar la componente asimétrica de la corriente de cortocircuito es necesario conocer la relación X/R del sistema, de ahí su vital importancia para los estudios de cortocircuito. Es importante mencionar que el estrés mecánico y térmico máximo en los equipos del sistema eléctrico se da durante los primeros ciclos de la falla.

En la figura 11 se muestra la forma de onda de la corriente de falla en los primeros ciclos:

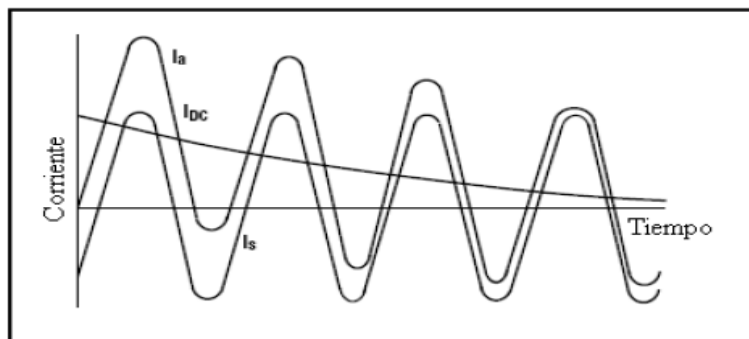


Fig.3.3.11 Forma de onda de corriente de falla.

Dónde:

I_a Es la corriente de falla asimétrica

I_{DC} Es la componente DC

I_S Es la componente simétrica

La corriente de cortocircuito asimétrica se puede calcular mediante la siguiente relación:

$$I_a = I_S \cdot M_m \quad (2.1)$$

Además, la corriente pico instantánea se determina mediante la relación:

$$I_p = I_S \cdot M_p \quad (2.2)$$

Dónde:

I_p Es la corriente pico momentánea.

M_p Es el factor multiplicador de la corriente pico monofásica.

M_m Es el factor multiplicador de la corriente de falla asimétrica trifásica.

3.3.12 Métodos para el Cálculo de la Corriente de Corto-Circuito

Existen diferentes métodos para el cálculo de los cortocircuitos en las instalaciones eléctricas. Los métodos matemáticos más utilizados son:

- a) El método de las componentes simétricas
- b) El método de las potencias (kVA's equivalentes)
- c) Método de caída porcentual
- d) Método por medio de determinantes

De estos, el método de las componentes simétricas es el más exacto, en tanto los otros son métodos aproximados.

3.3.12.1 Método de las Componentes Simétricas

Este método fue desarrollado por C.L. Fortescue y consiste en transformar un sistema desbalanceado de n fasores a n sistemas de fasores balanceados que son más sencillos de analizar. En el caso de circuitos trifásicos, las fases se dividen en tres sistemas de fasores balanceados:

1. Componentes de secuencia positiva: consisten en tres fasores de igual magnitud desplazados uno del otro por una fase de 120° y que tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales.
2. Componentes de secuencia negativa que consisten en tres fasores iguales en magnitud desplazados en fase uno de otro en 120° , y que tienen una secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales.
3. Componentes de secuencia cero que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase de cero uno de otro.

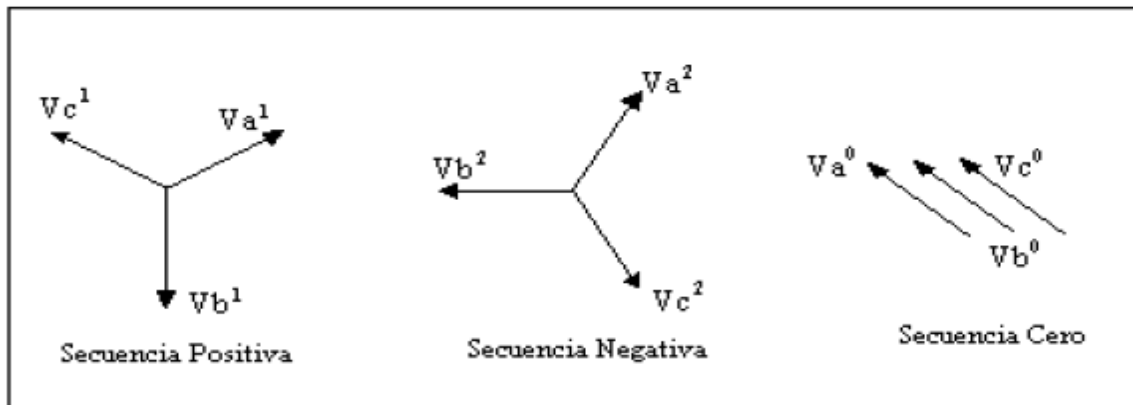


Fig.3.3.12.1 Componentes Simétricos

3.3.12.2 Método de las Potencias

También conocido como el método de KVA's equivalentes, consiste en manipular la potencia equivalente (en KVA's) de los elementos del circuito en vez de impedancias. Los pasos que se siguen permiten la determinación de la potencia de cortocircuito y con esta la corriente de cortocircuito en cada punto del sistema determinándose estos en forma simultánea lo que lo convierte en un método considerablemente simple en comparación con los otros métodos.

Para el sistema de distribución, como se mencionó, el aporte a la corriente de cortocircuito de los motores industriales es despreciable, en comparación con la corriente de cortocircuito proveniente del sistema de transmisión de energía eléctrica. Con esto, para el análisis de cortocircuito del sistema de distribución con este método sólo es necesario obtener la potencia equivalente del transformador de potencia y de los conductores que conformen la red.

De acuerdo a la potencia equivalente para transformadores está dada por:

$$MVA_{CC} = \frac{KVA}{Z_{pu}}$$

Dónde:

$$Z_{pu} = \frac{\%Z}{100}$$

Para los conductores, la potencia equivalente está dada por:

$$MVA_{CC} = \frac{n \cdot KV^2}{Z}$$

Dónde:

$$Z = \sqrt{(R^2 + X^2)}$$

Y n es el número de conductores en paralelo.

El sistema de distribución se puede reducir al diagrama de la figura 13:

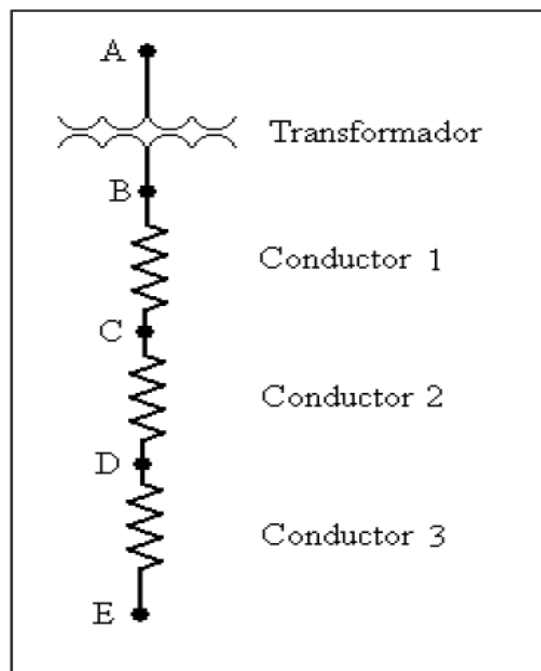


Fig.3.3.12.2 Diagrama equivalente del Alimentador de Distribución.

Donde, en el punto A se tiene la potencia de cortocircuito que entrega el sistema de transmisión que alimenta la subestación. Una vez que se tienen los valores de potencias equivalentes de los elementos del alimentador, se puede obtener la potencia de cortocircuito en cualquiera de los puntos del alimentador de la siguiente manera:

$$kVA_B = \left(\frac{1}{kVA_A} + \frac{1}{kVA_{Transformador}} \right)^{-1}$$

De la misma manera:

$$kVA_C = \left(\frac{1}{kVA_B} + \frac{1}{kVA_{Conductor1}} \right)^{-1}$$

Es igual para los puntos inferiores del diagrama. Una vez que se tiene el valor de la potencia de cortocircuito en cualquier punto del alimentador, se puede obtener la corriente de cortocircuito en ese punto de la siguiente manera:

$$I_{CC} = \frac{kVA}{kV \cdot \sqrt{3}}$$

De los dos métodos anteriores, se recomienda utilizar, el método de las componentes simétricas por ser más exacto, en tanto los otros son métodos aproximados.

3.3.13 Cálculos de Corrientes de Corto-Circuito del Circuito RDB 4045

En el Cálculo de Corto-Circuito se toman los datos directos del cable de potencia.

Datos del conductor:

Calibre: 500 kcmil, 253.4 mm²

N° de hilos: 37

Diámetro del conductor: 18.7 mm

Diámetro sobre el aislamiento: 29.4 mm

Diámetro total aproximado: 38.6 mm

Temperatura máxima de operación normal: 90°

Temperatura máxima de operación en corto circuito: 250°

Factor de conversión de resistencia DC a AC:

Para cobre: 1.018 Para aluminio: 1.007

R_{dc}=0.114 Ω/Km

Resistividad de la tierra: 0.05 Ω/m

***Cálculo de impedancia propia de cada conductor de fase con retorno por tierra.**

$$Z_{aa} = R_{\phi} + 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{GMR_{\phi}} \right) \right] (\Omega/1000 \text{ ft})$$

R_{ϕ} = Es la resistencia AC de los conductores de fase.

$$R_{\phi} = Rdct * R \frac{ac}{dc} \Omega/1000 \text{ ft}$$

$$Rdct = Rdc \left[\frac{234+TC}{234+TI} \right] \Omega/1000 \text{ ft}$$

$$Rdc = 0.114 \Omega/Km$$

$$Rdct = [0.114 \Omega/Km] \left[\frac{234+250 \text{ } ^\circ c}{234+25 \text{ } ^\circ c} \right] \Omega/1000 \text{ ft}$$

$$Rdct = 0.21303 \Omega/Km$$

CONVERSION

$$\frac{0.21303 \Omega}{1 KM} \rightarrow \frac{1000 FT}{0.30479 KM}$$

$$Rdct = 0.0649294 \Omega/1000 \text{ Ft}$$

***CALCULANDO LA RESISTENCIA AC DE LOS CONDUCTORES DE FASE.**

$$R_{\phi} = Rdct * R \frac{ac}{dc} \Omega/1000 \text{ ft}$$

$$R_{\phi} = (0.064929 \Omega/1000 \text{ ft})(1.018)$$

$$R_{\phi} = 0.066098129 \Omega/1000 \text{ ft}$$

***CALCULO DE GMR_{ϕ} DEL CONDUCTOR XLPE**

DIAMETRO DEL CONDUCTOR: 0.0187 MTS

$$RADIO = 0.00935$$

FORMULA:

$$RMG = R \sqrt[n]{\frac{n\Gamma}{R}}$$

$$R = 0.00935$$

n = número de conductores = 3

$$\Gamma = 0.015 \text{ m}$$

$$\text{RMG} = 0.00935 \sqrt[3]{\frac{3(0.015 \text{ m})}{0.00935 \text{ m}}} = 0.0157 \text{ m}$$

Convirtiendo en pulgadas= $\text{RMG} = 0.618 \text{ IN}$

***CALCULO DE LA IMPEDANCIA Z_{aa}**

$$Z_{aa} = (0.066098129 \frac{\Omega}{1000} \text{ ft}) + 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{0.05}}{0.618} \right) \right]$$

($\Omega/1000 \text{ ft}$)

$$Z_{aa} = 0.084198 + j0.1631358 \Omega/1000 \text{ ft}$$

***CALCULO DE LA IMPEDANCIA MUTUA ENTRE LOS CONDUCTORES DE FASE CON RETORNO POR TIERRA.**

$$Z_{ab} = 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{GMD_{\phi}} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft})$$

$$GMD_{\phi} = \sqrt[3]{(11.8)(11.8)(11.8)} = 11.8 \text{ IN}$$

$$Z_{ab} = 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{0.05}}{11.8} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft})$$

$$Z_{ab} = 0.0181 + j 0.095309 \quad (\Omega/1000 \text{ ft})$$

***CALCULO DE LA IMPEDANCIA MUTUA POSITIVA ENTRE LAS FASES Y EL NEUTRO CONCENTRICO.**

$$Z_{an/p} = 0.0377 j * 0.610 \left[\ln \left(\frac{12}{GMR_s} \right) - \ln \left(\frac{12}{GMD_{\phi}} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft})$$

$$GMR_s = 0.578 \text{ IN}$$

$$GMD_{\phi} = 11.8 \text{ IN}$$

$$Z_{an/p} = 0.0377 j * 0.610 \left[\ln \left(\frac{12}{0.578 \text{ IN}} \right) - \ln \left(\frac{12}{11.8 \text{ IN}} \right) \right] \quad (\Omega/1000 \text{ ft})$$

$$Z_{an/p} = 0.0377 * 1.83993144 j \quad (\Omega/1000 \text{ ft})$$

$$Z_{an/p} = 0.06936 j \quad (\Omega/1000 \text{ ft})$$

***CALCULO DE LA IMPEDANCIA PROPIA POSITIVA DE LOS NEUTROS CONCENTRICOS.**

$$Z_{nn/p} = R_n + 0.0377 j * 0.610 \left[\frac{N-1}{N} * \ln \left(\frac{12}{k_n * GMR_s} \right) + \frac{1}{N} * \ln \left(\frac{12}{GMR_n} \right) - \ln \left(\frac{12}{GMD_\phi} \right) \right]$$

N: número de hilos del neutro concéntrico.

R_n =Resistencia efectiva del neutro concéntrico.=0.0365 ($\Omega/1000$ ft)

GMR_n =radio medio geométrico de un solo hilo del neutro en in=0.0165 in

K_n =factor de espaciamento del neutro concéntrico.=0.005 in

GMR_s =radio del centro del conductor de fase al centro de la pantalla.= 0.578 IN

$$Z_{nn/p} = (0.0365 (\Omega/1000 \text{ ft})) + 0.0377 j * 0.610 \left[0.972972 * \ln \left(\frac{12}{(0.005)*(0.578)} \right) + \frac{1}{37} * \ln \left(\frac{12}{0.0165} \right) - \ln \left(\frac{12}{11.8} \right) \right]$$

$$Z_{nn/p} = 0.0742 j * 6.4168 (\Omega/1000 \text{ ft})$$

$$Z_{nn/p} = 0.476126 J (\Omega/1000 \text{ ft})$$

***CALCULO DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA.**

$$Z^{(1)} = Z^{(2)} = 0.084198 + j0.1631358 - 0.0181 + j 0.148261 - \frac{(0.06936 J)^2}{0.476126 J}$$

$$Z = 0.066098 + j0.3113968 - \frac{0.00481 |90^\circ}{0.476126 |90^\circ}$$

$$Z = 0.066098 + j0.3113968 - 0.0101 + j0$$

$$Z = 0.055998 + 0.3113968 J$$

***CALCULO DE LA IMPEDANCIA MUTUA ENTRE CADA FASE Y TODOS LOS NEUTROS CONCENTRICOS.**

$$Z_{an/g} = 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{\sqrt[3]{GMR_s * GMD_\phi^2}} \right) \right] (\Omega/1000 \text{ ft})$$

$$Z_{an/g} = 0.0181 + 0.0377 j \left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{0.05}}{\sqrt[3]{0.568 * 11.8^2}} \right) \right] (\Omega/1000 \text{ ft})$$

$$Z_{an/g} = 0.0181 + 0.11849 J (\Omega/1000 \text{ ft})$$

***CALCULO DE LA IMPEDANCIA PROPIA DE LOS NEUTROS CONCNTRICOS CON RETORNO POR TIERRA.**

$$Z_{aa/g} = \frac{R_n}{3} + 0.0181 + 0.0377 j *$$

$$\left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{p}}{GMD_{\phi}} \right) + \frac{0.610}{3N} \right. \\ \left. * \left\{ \ln \left(\frac{12}{GMR_n} \right) + (N - 1) * \ln \left(\frac{12}{k_n * GMR_s} \right) \right\} \right]$$

$$Z_{aa/g} = \frac{0.365}{3} + 0.0181 + 0.0377 j *$$

$$\left[4.68 + 0.610 * \ln \left(\frac{1.55 * \sqrt{0.05}}{11.8} \right) + \frac{0.610}{3(37)} \right. \\ \left. * \left\{ \ln \left(\frac{12}{0.0165} \right) + (37 - 1) * \ln \left(\frac{12}{0.005 * 0.0568} \right) \right\} \right]$$

$$Z_{aa/g} = 0.731666 + 0.14459 J$$

***CALCULO DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO.**

$$Z^{(0)} = Z_{aa} + Z_{ab} - \frac{Z_{an/g}^2}{Z_{aa/g}} \quad (\Omega/1000 \text{ ft})$$

$$Z^{(0)} = 0.1218981 + j7.2699 + 0.0181 + j 0.148261 - \frac{0.01404264 | 88.69^\circ}{0.745810045 | 11.17^\circ}$$

$$Z^{(0)} = 0.13998 + 7.4181j - 0.004068861 + 0.0183838j = 0.1359111 + 7.4364838j$$

$$\text{*IMPEDANCIA TOTAL} = 0.055998 + 0.3113968 J + 0.1359111 + 7.4364838j \\ = 0.1919091 + 7.7478806j$$

***CORRIENTE DE CORTOCIRCUITOTRIFASICA=**

$$I_{CC3\phi} = \frac{V_F}{Z_{total}^{(1)}} = \frac{13800}{2.67839 | 88.56^\circ} = 5,168.53 \text{ AMP.}$$

3.4 Elaboración de proyecto

En la elaboración del proyecto se establece tal y como se dio en los puntos anteriores se empezará con la transición de Red aérea a subterránea de Media Tensión, la cual se seleccionó el tipo de transición de 600 con CSP y equipo trifásico con protección electrónica. Para realizar la transición partimos de un poste existente de 12-750 en el cual 12 es su altura, en el cual se coloca una estructura con herrajes: cruceta, tirante, abrazaderas y accesorios para alojar los cortacircuitos, apartarrayos, y derivar la transición.

La transición aéreo-subterránea se podrá efectuar en torres de acero, o postes metálicos, tomando en cuenta para el análisis, diseño y fabricación de la estructura la especificación **CFE J1000-50** y **CFE J6100-54** respectivamente; adicionalmente se debe considerar: Para estructuras de CFE Normalizadas: Verificar el cumplimiento de las distancias eléctricas (Fase-Fase y Fase-Tierra) de la estructura, con respecto a los elementos que lo constituyen: cadena de aisladores, apartarrayos y terminales para cable de potencia.

Es importante señalar los accesorios que se requieren para la elaboración de la transición como: TERMINAL TIPO EXTERIOR DE 15 KV. Se utiliza para controlar los esfuerzos eléctricos producidos por el campo magnético que se presenta sobre el aislamiento del cable al retirarse la pantalla semiconductora, las campanas premoldeadas tienen una alta resistencia a la radiación solar y no permiten el escurrimiento del agua sobre el conductor, las terminales tipo exterior se manejan de 15 y 38 KV y de calibres de 1/0 a 500 mcm.

BOTA TERMOCONTRÁCTIL: Está diseñada para asegurar el aislante y el sellado del conductor con armadura o cables con cubierta. Para nuestro proyecto utilizaremos una bota Termocontractil de 3" ya que es el diámetro de nuestra tubería para la transición. Se maneja de diferentes medidas desde 2" hasta 4" y con salidas para los conductores con un rango desde 1/0 a 500 mcm.

En la sección inferior del poste se debe considerar el espacio libre para la acometida de cables hacia el pozo de visita. Considerar las cargas adicionales por la masa de cables, terminales, apartarrayos y accesorios así como las generadas por maniobras de elevación en la estructura. Incluir dentro del diseño de la estructura, los dispositivos adicionales de soporte y sujeción de: cables, terminales y apartarrayos. Incluyendo el sistema de sujeción del cable en el interior del poste.

Apartarrayos:

Los apartarrayos deben estar diseñados para las tensiones requeridas en el proyecto. Los conectores terminales deben estar diseñados para recibir los cables conductores y de aterrizaje establecidos en el proyecto de línea. Para el diseño y fabricación del apartarrayos debe considerarse que será de CLASE III de acuerdo a la norma NRF-003-CFE "Apartarrayos de Óxidos Metálicos para Subestaciones".

Es importante tomar en cuenta que para la selección de terminales y apartarrayos en transiciones de alta tensión en lugares de alta contaminación salina o industrial la distancia de aislamiento para las corrientes de fuga será mayor que las que se instalen en los lugares en los que no exista contaminación.

Pozo de visita de transición:

El pozo de visita se diseñará para absorber la disposición de cable de potencia entre el último tramo de línea y la acometida del mismo a la estructura de transición. La disposición y dimensiones interiores del pozo de visita serán iguales a los pozos de visita para empalmes.

Las tapas de acceso al interior de los pozos de visita se deben diseñar de acuerdo con las especificaciones CFE-2DI00-04, 37, 38 ó 39, su colocación será a nivel de banqueteta o calle en zonas de tránsito vehicular o al nivel de pasto en jardines y su posición en proyección vertical no debe coincidir con los cables instalados, para evitar que en caso de ruptura, caigan sobre estos dañándolos.

Cables de reserva

Se debe dejar una vuelta de cable de reserva en los registros de las transiciones. A lo largo de la línea, se debe dejar una vuelta de cable de reserva en los registros de empalme, de manera alternada.

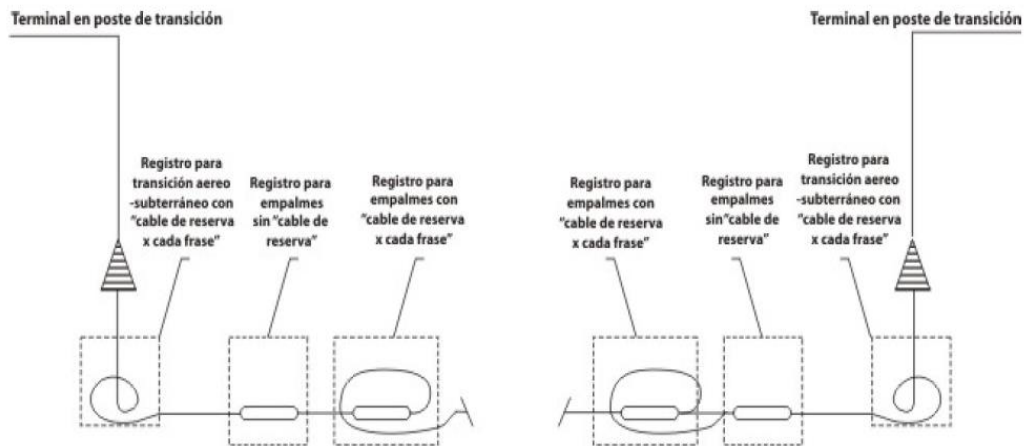


Fig.3.1 Reservas de cables.

Tubería PADC.

Se utiliza para alojar el conductor y protegerlo, ya que se encuentra a la intemperie, ésta se coloca a un costado del poste y se sujeta por medio de fleje (soguilla de acero) quedando totalmente sujeta. La opción de elegir un sistema de distribución subterráneo es para brindar mayor seguridad a los usuarios, así como la estética del conjunto residencial, ya que nos estamos evitando el poner postes y cables que impidan ver con claridad el conjunto residencial.

Como la línea a instalarse es del tipo subterránea, se debe tener mucho cuidado en los cálculos para poder brindar la seguridad mencionada, ya que debemos tomar diversos factores que van desde el aislamiento de los conductores hasta el cálculo de los mismos para evitar calentamientos que causen alguna falla. Para nuestro caso, solo estamos hablando de una línea corta, por lo que nos estamos evitando el cálculo de capacitancia e inductancia en la línea.

Selección de transformadores

Recomendaciones para la selección de los transformadores. Tomando en cuenta las bases de proyecto únicas para instalaciones subterráneas se consideran los siguientes aspectos:

A) Los transformadores serán del tipo pedestal Trifásico para operación en radial, todas las capacidades y características que CFE determine, en especificaciones CFE-K-0000-04. Las capacidades a emplear para este proyecto será transformador pedestal DRS1- N- 13200YT/7620 – 240/120 (+2,-2) para una tensión de 13200 Volts. Siendo N para capacidades de 100, 75, 37.5 y 25 KVA.

B) Los transformadores deberán contar con aviso de pruebas (protocolos) expedido por el fabricante. Así como las pruebas locales de recepción de los mismos, procedimiento CFE-K-0000-12.

C) Por estar ubicado el desarrollo en una zona de alta contaminación, los transformadores deberán ser de acero inoxidable grado 304, lo anterior es en base al contenido en las “Bases Únicas de Diseño para la Construcción de Obras que serán recibidas por las Zonas de Distribución de la División Sureste” referente a la media tensión subterránea.

D) Las zapatas de conexión deberán ser planas a compresión, bimetálicas con dos barrenos de acuerdo a la norma nema.

E) Toda la tornillería que se deba utilizar para conectar el transformador a los circuitos primarios, secundario y sistema de tierras, deberá de ser de cobre o bronce.

En esta parte es importante señalar que la línea subterránea de media tensión llega a la subestación, la cual se encarga de reducir el voltaje de 13200 KV a 240/120 V, cabe mencionar que es el voltaje proporcionado por CFE para cargas particulares o casa residencial tal como lo menciona la norma de CFE. También es de gran importancia el tener presente que para estos casos, se debe tener mucha seguridad al conectar los transformadores para que brinden el aislamiento adecuado, y de esta manera evitar daños a los usuarios, a los equipos y a las cargas que se van a alimentar.

Los transformadores que se utilizan son transformadores del tipo pedestal tipo unicornio en su lado primario o de alta tensión; el cual se conecta una boquilla en alta y el otro punto va a tierra, el cual debe de estar referenciado a la subestación generadora por un neutro corrido. Y la otra boquilla puede servir para enlazar más transformadores quedando una configuración tipo anillo.

En el proceso de la conexión del conductor XLP al transformador se utilizan diferentes tipos de accesorios como:

Conector tipo codo operación con carga de 15 KV 600 A. El cual se utiliza para conectar el conductor XLP al primario del transformador por medio de un inserto, cabe mencionar que se puede trabajar con carga como su nombre lo indica



Fig.3.4 Conector tipo codo operación con carga de 15 KV 600 A.

Inserto operación con carga de 600 A 15 KV. El inserto lleva la conexión entre la boquilla del transformador y el codo operación con carga.



Fig.3.5 Inserto de 15 KV operación con carga de 200 A.

Adaptador de tierra 15 KV. El adaptador de tierra tiene como función principal aterrizar la malla de tierra del conductor XLP.



Fig.3.6 Adaptador de Tierra de 15 KV.

Se debe tomar en cuenta que muchas veces en este tipo de transformadores se debe de tener cuidado de no ponerlos en lugares en los cuales se obstruya el paso tanto de personas como de automóviles, por lo que se sugiere ponerlos en espacios libres o áreas de donación en donde no se perjudique a los usuarios.

Conductor

Constitución de los cables subterráneos: 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 trenzados o Arrollados en hélice.

Tipos de cables

Cables no apantallados: Es un cable que carece de la pantalla semiconductor, por lo tanto no ofrece gran protección al personal ni la capacidad de mantener un campo eléctrico radial y uniforme, es clasificado en el rango de 600 V a 8 KV.

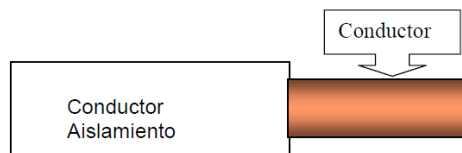


Fig.3.2 cable no apantallado.

Cables apantallados: Se caracteriza por crear una superficie equipotencial para obtener un campo eléctrico radial en el dieléctrico. El cable apantallado también tiene la ventaja de estar blindado contra potenciales inducidos por campos eléctricos externos y contar con una protección para el personal, mediante su conexión efectiva en tierra. Este tipo de cables se usa en rangos mayores o iguales a 5 KV.

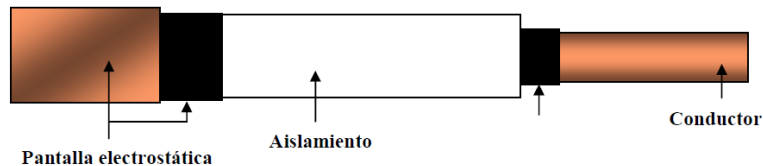


Fig.3.3 cable apantallado.

Los principales elementos de los cables apantallados son:

- **Conductor:** Es un material que tiene la facilidad de transmitir carga de un objeto a otro, es el principal componente de los cables.
- **Pantalla semiconductora:** Se coloca inmediatamente sobre el conductor, tiene por objeto uniformar el gradiente de potencial 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.
- **Aislamiento:** 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.
- **Pantalla electrostática:** Es 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.

Los componentes básicos de los cables subterráneos son:

Conductor: Es el componente del cable encargado de conducir la corriente entre dos puntos de la instalación. Para EEP las redes de distribución primaria (13,2 KV) y subtransmisión (33 KV) utilizarán cables de media tensión de cobre, con blindaje sobre el conductor en polietileno semiconductor reticulado, aislamiento en polietileno reticulado (XLPE), pantalla metálica en cinta o en hilos de cobre y una cubierta exterior en PVC retardante a la llama. La temperatura de operación de los cables será 90 °C.

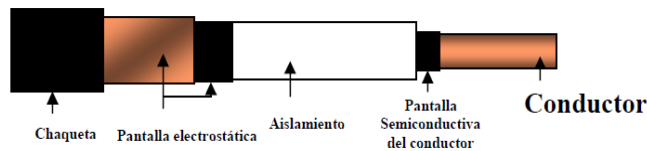


Fig.3.4 conductor.

Se consideran los conductores subterráneos que van desde el poste de la transición hasta cada subestación. El cable a utilizar en esta parte es XLP para 15 KV ya que cuenta con las características de aislamiento y de trabajo subterráneo, es un cable monoconductor formado por conductor de cobre suave o aluminio duro 1 350 con material sellador, con pantalla semiconductora sobre el conductor y aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLPE), pantalla sobre el aislamiento, pantalla metálica a base de alambres de cobre y cubierta de policloruro de vinilo (PVC).

Las características principales de este conductor se presentan a continuación:

- Tensión máxima de operación: 5 000, 15 000, 25 000 o 35 000 V.
- Niveles de aislamiento de 100% y 133% (categorías I y II respectivamente).
- Temperatura máxima de operación: 90°C.
- Temperatura máxima de operación en emergencia: 130°C.
- Temperatura máxima de operación de corto circuito: 250°C.
- Los conductores son de cobre suave o de aluminio duro 1 350 en cableado concéntrico comprimiendo y en calibres de 8.367 a 506.7 mm² (8 AWG a 1 000 kcmil).
- El aislamiento es de polietileno de cadena cruzada (XLPE).
- La cubierta es de policloruro de vinilo (PVC) resistente a la propagación de la flama y es de color rojo.
- La cubierta le proporciona protección adicional contra malos tratos durante la instalación y operación del cable.
- Su cubierta antinflama lo hace resistente a la intemperie, luz solar y agentes químicos.

- Puede instalarse directamente enterrado.
- Excelentes características eléctricas y mecánicas.
- Bajas pérdidas dieléctricas.
- Su pantalla metálica.

-Permite hacer las conexiones a tierra, lo cual mejora las condiciones de seguridad del Personal durante la operación del cable.

-Confina y uniformiza el campo electrostático.

-Permite operar equipos de protección contra fallas eléctricas.

Protecciones y Sistema de Tierra

Para tener la protección de los equipos eléctricos y hacer que un sistema eléctrico sea seguro, se debe contar con un buen sistema de protecciones en conjunto con el sistema de tierras.

Protecciones

Como se está trabajando con un sistema subterráneo, sólo se consideran las protecciones en los cortacircuitos que se encuentran en el poste de la transición. Para la protección de los transformadores, éstos cuentan con su propia protección interior, por lo que sólo se hace un cálculo de corriente de la línea que va de la transición hasta la subestación final. La protección toma un papel muy importante en este caso, ya que nos va a ayudar a evitar errores en la línea y la subestación del servicio.

También con un cálculo exacto, estamos protegiendo la línea y las subestaciones de cargas atmosféricas como fallas simétricas. Para este caso se utilizarán listones fusibles con capacidad de 2, 3 y 5 A. para las cuatro transiciones, los cuales se insertarán en las canillas para armar los cortacircuitos de clase de 15 KV en conjunto con los apartarrayos, los cuales protegerán la línea tanto de descargas atmosféricas, como de posibles fallas asimétricas de la misma. El cálculo de los fusibles para la primera transición que es de 300 y 500 KV es:

Para transformador de 300 KVA.

$$p = VI$$

Donde la $p = 300 \text{ KV}$

$$V = 13200$$

Despejando la corriente obtenemos:

$$I_f = \frac{KV}{\sqrt{3} * KV} = \frac{300 \text{ KV}}{1.73 * 13.2} = 13.13A$$

Para transformador de 500 KVA.

$$p = VI$$

Donde la $p = 500 \text{ KV}$

$$V = 13200$$

Despejando la corriente obtenemos:

$$I_f = \frac{KV}{\sqrt{3} * KV} = \frac{500 \text{ KV}}{1.73 * 13.2} = 21.89A$$

De esta manera el fusible del transformador de 300 KV sería mínimo de 13 A hasta 14 A de su corriente nominal y para el fusible del transformador de 500 KV sería mínimo de 21 A hasta 22 A de su corriente nominal. En cuanto a los apartarrayos se estarán usando apartarrayos del tipo óxido de zinc de tipo transición (Riser Pole) de 12 KV, tal como se muestra en el apéndice A. Para hacer la selección de los apartarrayos a utilizar, se toma como base el voltaje de operación que es de 13200 V. Se utiliza uno de clase 12 KV.

Sistema de tierra

En la actualidad, para tener una buena instalación, es necesario contar con un buen sistema de tierras, ya que va a hacer que la instalación nos quede bien protegida y así evitar algún daño a los usuarios y a los equipos eléctricos.



Fig.3.5 Soldadura para cobre.

Para tener un adecuado sistema de tierras, es necesario hacer un buen cálculo que cuenta desde el cable de tierra hasta las varillas a las que van conectadas los cables. Se deben poner a tierra tanto las subestaciones como los cables de media tensión. Por otra parte, en los postes de las transiciones se cuenta con apartarrayos y cortacircuitos que protegen la línea, dichos elementos también se deben aterrizar para que en caso de cualquier descarga, ésta sea mandada al sistema de tierra de los postes.

3.5 Análisis de resultado

En el análisis de resultado se aprobó el proyecto tal y como se realiza como las normas nos menciona para llevar un proceso de elaboración adecuadamente y sin tener problemas ante el proyectó, y con todos los puntos que se elaboraron paso a paso se concluye un proyecto al cien por ciento aprobado y sin tener anomalías ante Comisión Federal de Electricidad.

4. Resultados y conclusiones

4.1 Resultados

En la Figura 4.1 y 4.2 se muestran en las imágenes de las transiciones de conversión de Red aérea a subterráneo y la Figura 4.2 se muestra la transición con el equipo de protección MVI.



Fig. 4.1 *Transición de conversión de Red aérea a subterráneo.*



Fig. 4.1 Transición con el Equipo de protección MVI.

Figura 4.3 se muestra en la imagen las instalaciones de los codos en cada uno de sus terminales correspondiente y sus reservas de cables de cada fase A, B y C de las Registro Derivadoras, y en la Figura 4.4 se muestra la instalación adecuada del Electrodo para el sistema de tierra de cada Registro Derivador.



Fig. 4.3 Instalación de la caja Derivadora.

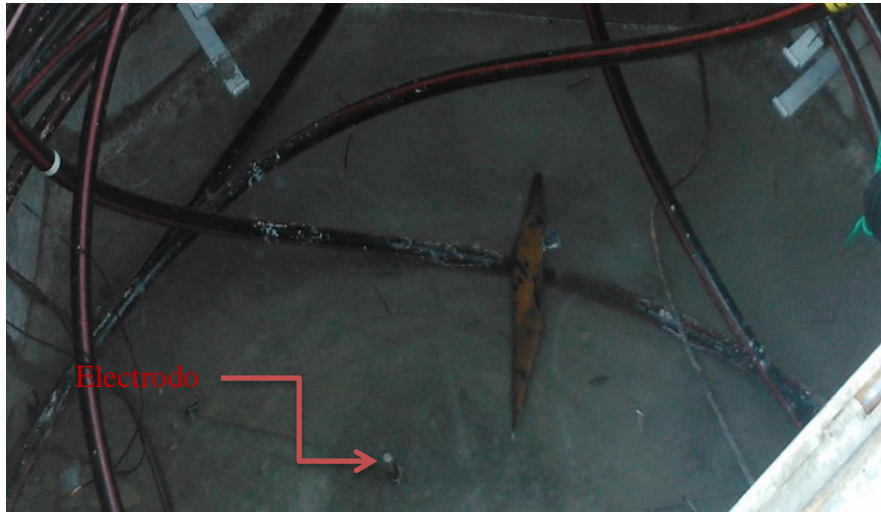


Fig. 4.4 *Instalación del Electrodo.*

En la Figura 4.5 se muestra montado en su base adecuadamente y en su lugar correspondiente y se está haciendo la maniobra para instalación en Media Tensión y de Baja Tensión, una vez teniendo la instalación al cien por ciento para hacerse la libranza que CFE dará una vez que fue supervisada por CFE.



Fig. 4.5 *Instalación del Transformador Trifásico de 500 KVA.*

En la Figura 4.6 se muestra detalladamente el sistema de tierra para cada con su electrodo ya que su instalación con el cable de cobre es soldado para la protección de la Red de Media Tensión, con un cable de cobre desnudo calibre 1/0, fue supervisada por CFE y no tuvo anomalías por las instalaciones del sistemas de tierras.



Fig. 4.6 Instalación del Sistema de Tierra.

4.2 Conclusiones

Los sistemas subterráneos de distribución de energía eléctrica constituyen el futuro inmediato en las zonas habitacionales de la mayoría de las grandes ciudades del mundo. En México actualmente la C.F.E. está instalando sistemas subterráneos de tipo habitacional en la ciudad de Tuxtla Gutierrez, Chiapas. Y es el sistema más viable para las zonas rurales entre otros.

Las instalaciones de tipo subterráneos hoy en día son la manera que se está electrificando los nuevos circuitos, por lo cual es de mucha importancia que los sistemas de protecciones para ciertos circuitos se encuentren de la manera más óptimas para su funcionamiento y operación. Los temas que se abarcaron en el proyecto son de vital importancia aunque cabe recalcar que es aún poco ya que hablar de corriente de corto-circuito es demasiado amplio, y también es amplio tocar el tema de coordinación de aislamientos y coordinación de protecciones.

Los procesos llevados a cabo en el proyecto fueron los siguientes (de manera resumida): Se hace un levantamiento eléctrico del circuito RDB 4045, se trabaja en estos circuitos ya que son los circuitos que en forma subterránea tienen mayor construcción, en el levantamiento.

5. Referencias

- [1] http://ice.uaz.edu.mx/c/document_library/get_file?uuid=9071f796-d457-4423-8f19-58345395da44&groupId=54327
- [2] http://electronica.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=616
- [3] <http://www.siemens.com.mx/cms/mam/ICS/SG/ea/Documents/SolucionEstandarIndustria2.pdf>
- [4] file:///C:/Users/enseres/Downloads/Catalogo_Potencia.pdf
- [5] <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/visitas/Presentacion%20Ofn%20SE%20.pdf>
- [6] http://www.idrd.gov.co/especificaciones/index.php?option=com_content&view=article&id=2501&Itemid=2109
- [7] <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/33073/1/rivastomefernando.pdf>
- [8] <http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/ese/material/Curso%20estabilidad,%20Protecciones.pdf>
- [9] http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/iiee/Documentos/Teorico/Calculo_de_las_corrientes_de_cortocircuito.pdf
- [10] <http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/iiee/Documentos/Practico/practico1.pdf>
- [11] <http://www.ruelsa.com/notas/cortocircuito/cc20businfinito.html>
- [12] https://www.ucursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Analisis_de_sistemas_electricos_de_potencia_%281%29.pdf



Foto 1.- Subestación Tuxtla Uno con los equipos de protección de cada circuito y su estructura en Media Tensión.

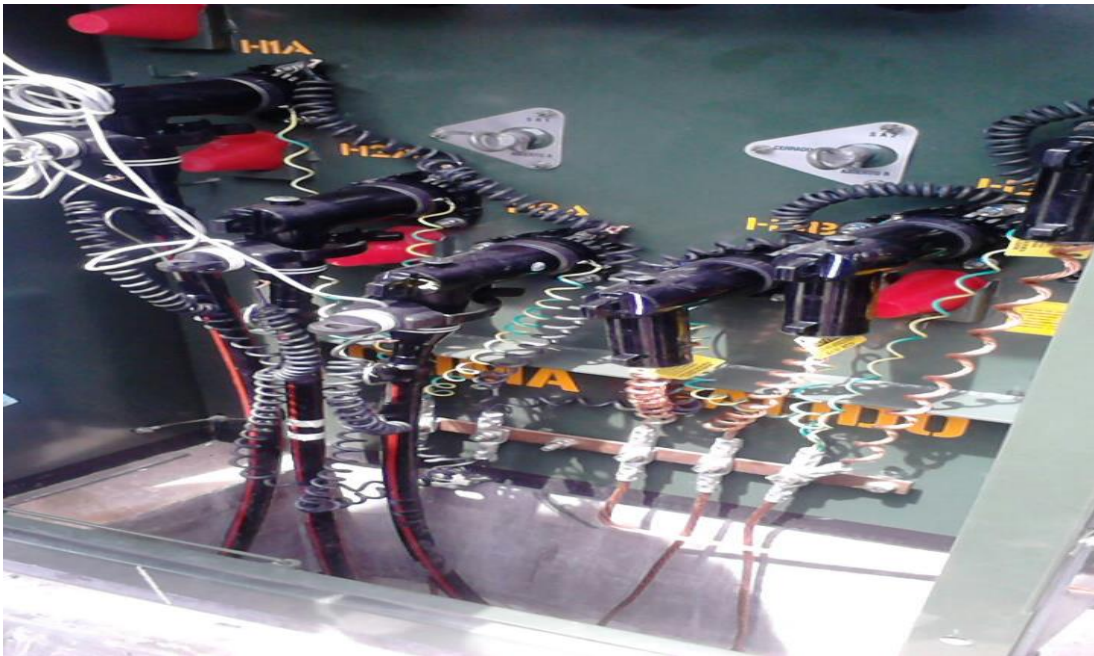


Foto 2.- Instalación de transformador de clima cálido con sus debidos accesorios y su sistema de tierra.



Foto 3.- Transformador de 300 KVA realizando la prueba de Resistencia de Aislamiento.

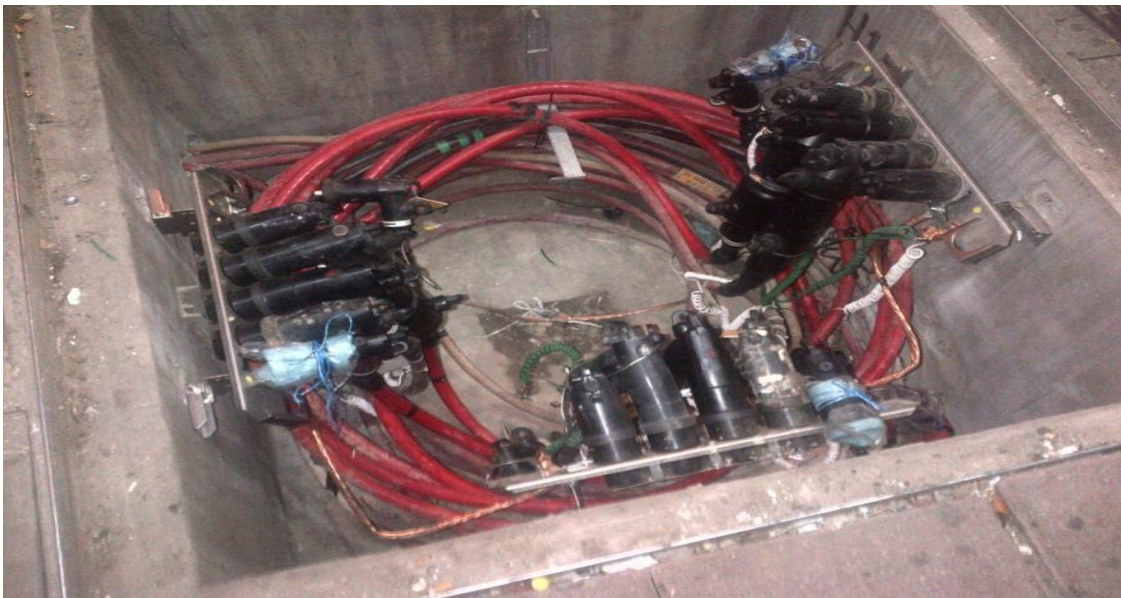


Foto 4.- Registro derivadora de Media Tensión para otros Transformadores de 300 KVA y 500 KVA, para abastecer zonas comerciales y viviendas.



Foto 5.- Instalación de los Conector tipo codo operación con carga de 15 KV 600 A. Adaptador de Tierra de 15 KV de Media Tensión.

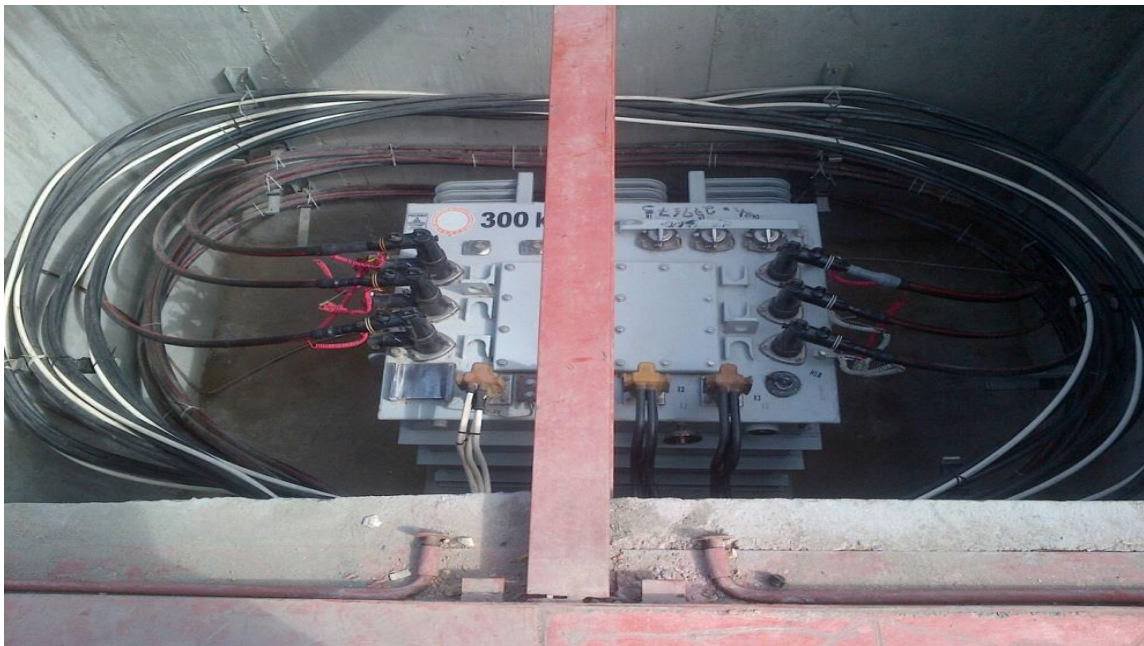


Foto 6.- Instalación de Red de Media Tensión y Baja Tensión de un transformador Sumergible.