

TECNOLOGICO NACIONAL DE MEXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

REPORTE TECNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

INGENIERÍA ELÉCTRICA

NOMBRE DEL PROYECTO A REALIZAR:

**“ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA
MODERNIZACIÓN DEL CIRCUITO EN M.T. JUY-4030 DE
LA ZONA DISTRIBUCIÓN TUXTLA.”**

PRESENTA:

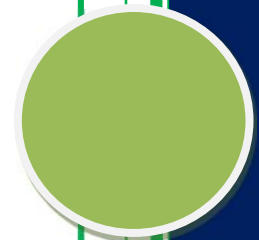
JOSE FRANCISCO PINEDA MORENO.

ASESOR INTERNO:

ING. CEIN TECO LOPEZ

ASESOR EXTERNO:

ING. ÁNGEL GABRIEL BUSTILLOS NUCAMENDI



Indice

1. Introducción.....	4
1.1. Antecedentes	4
1.2. Estado del Arte.....	6
1.3. Justificación	8
1.4 Objetivo	10
1.4.1 Objetivos Específicos.....	10
1.5 Metodología.	11
2. Marco Teórico.	12
2.1. Historia De La Comisión Federal De Electricidad.....	12
2.1.1 Historia De La División De Distribución Sureste	15
2.1.2. Zona Distribución Sureste Tuxtla.....	16
2.2 Sistema De Distribución.....	17
Tipos De Sistemas De Distribución.	19
2.2.1 Sistema Radial.	19
2.2.1.2 Sistemas Radiales Aéreos.....	21
2.2.1.3 Sistemas Radiales Subterráneos.....	22
2.2.1.4 Sistema Anillo.	23
2.2.1.5 Sistema Red O Malla.	25
2.3 Subestaciones.....	26
2.3.1 Arreglos De Barras En Subestaciones.....	28
2.3.1.2 Barra Sencilla.	28
2.3.1.3 Barra Principal - Barra De Transferencia.....	30
2.4 Alimentadores Primarios De Distribución.....	31
2.2 Sistema de Potencia.	32
2.3 Cualidades del Servicio Eléctrico.	33
2.4 Índices Técnicos.....	34
2.5 Clasificación de los Sistemas de Distribución.	35
2.6 Estructuras de media tensión aéreas.....	37
2.7 Tipos de suelos en Chiapas.....	43
2.8 Características de la carga.....	45

2.9 Salidas del circuito.....	46
2.9.1 Salidas por fallas de apantallamiento.....	46
3. Equipos de protección en media tensión (M.T).....	48
3.1 Interruptores de potencia.	48
3.1.2 Relés (Relevadores).....	50
3.1.3 Reconnectadores (Restauradores).	52
3.1.4 Seccionalizadores.	54
3.1.5 Fusibles.	54
3.2 Coordinación De Protecciones.	56
3. Desarrollo.....	58
3.1 Características del circuito JUY-4030.	59
3.1.1 Antecedentes de fallas del circuito JUY 4030 actual.	61
3.2 Reconocimiento visual del lugar a trazar.....	67
3.3 Consideraciones para la construcción de la línea de distribución JUY-4030.....	70
3.3.1 Espaciamiento entre conductores soportados.	74
3.4 Reconocimiento de la trayectoria del circuito juy-4030	76
3.5. Diagrama unifilar del circuito JUY 4030 indicando ramales y subramales bajo estudio.	79
3.6. Desarrollo del trazo para la modernización del circuito JUY-4030 para la proyección.....	81
3.7. Selección de postes y estructuras del circuito JUY-4030	87
3.7.1 Estructuras PS del circuito JUY-4030.....	89
3.7.2 Conductor del circuito JUY-4030.....	97
3.7.3 Aisladores para las estructuras y el tendido eléctrico JUY-4030.....	107
3.8 Coordinación de protección del circuito JUY-4030.....	110
Conclusión.....	117
Abreviaturas.....	118
Referencias Bibliográficas.....	122

1. INTRODUCCIÓN.

1.1. Antecedentes

La tecnología se ha vuelto un recurso dependiente para la continuidad del suministro de energía eléctrica. La mayoría de los países, el suministro de energía eléctrica comercial se distribuye a través de redes o tendidos eléctricos mediante nacionales, que interconectan numerosas fuentes generadoras que alimentan a las cargas.

La red debe abastecer las necesidades básicas nacionales de iluminación, calefacción, refrigeración, aire acondicionado, transporte y residenciales, así como el abastecimiento crítico a comunidades gubernamentales, industriales, financieras, comerciales, médicas y de comunicaciones. El suministro eléctrico comercial realmente le permite al mundo moderno funcionar a su paso acelerado cada día.

La tecnología se encuentra en nuestros hogares y carreras, y con la llegada del comercio electrónico está cambiando continuamente la forma en la que interactuamos con el resto del mundo de manera digital y sistematizada. Un sistema de distribución eléctrica, es toda la parte del sistema eléctrico de potencia comprendida entre una central generadora de electricidad y los apagadores del consumidor o cliente final.

El sistema de distribución de energía es el conjunto de: alimentadores, distribuidores, puestos de transformación y dispositivos de maniobra empleados para la distribución de la electricidad hasta el cliente final o consumidor.

El sistema eléctrico está compuesto, en conceptos generales, por los siguientes componentes:

-) Generación de energía
-) Transmisión
-) Subestaciones
-) Distribución
-) Consumo

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica, presenta parámetros característicos que son necesarios determinar y especificar para el diseño y cálculo de los sistemas eléctricos de distribución. En este contexto, cobra real importancia el pronóstico de la demanda y el cálculo de las pérdidas de potencia y energía en el sistema eléctrico de distribución.

Los principales elementos que conforman un sistema de distribución son:

- a) Alimentadores primarios de distribución.
- b) Transformadores de distribución.
- c) Alimentadores o redes secundarias.
- d) Acometidas.
- e) Equipo de medición.

Lo que se implica en un sistema de distribución eléctrica son los diversos sistemas de protección para no afectar la continuidad del servicio y la protección de nuestro aparatos electricos que usamos en la vida diaria, en los diversos niveles de voltaje con los que se cuenta y en las diferentes horas de demanda brindando confiabilidad y seguridad a los usuarios.

Para un funcionamiento adecuado del sistema eléctrico de distribución, es necesario un diseño adecuado de los esquemas de protección empleadas en las redes de distribución, para lo cual es necesario conocer todos los parámetros de la misma, tales como: Niveles de corrientes de cortocircuito, equipos conectados, las impedancias de los alimentadores, distribuidores y transformadores.

Los principales dispositivos y equipos de protección más empleados en redes de distribución, son:

- Interruptores de potencia.
- Relés.
- Reconectores (Restauradores).
- Seccionalizadores.

- Fusibles y seccionador-fusible.
- Descargadores (Apartararrayos).

1.2. Estado del Arte.

A Junio de 2012, las pérdidas de energía en la Centro sur representaron el 6.75% de la energía total disponible, de las cuales el 5.72% corresponden a pérdidas técnicas y el restante a pérdidas no técnicas. El elemento que más incide en el índice de pérdidas de energía técnica en el sistema de distribución son las estaciones de transformación, debido en muchos de los casos a un sobredimensionamiento innecesario de estos elementos, teniendo un factor de demanda en Subestaciones. [1] **[Paul Marcelo Vásquez Granda /2013, Cuenca-Ecuador 2013, “Parametrización, Control, Determinación, Y Reducción De Pérdidas De Energía En Base A La Optimización En El Montaje De Estaciones De Transformación En La Provincia De Morona Santiago”]**

Se describen aspectos de interés para la determinación de flujos máximos de energía eléctrica a través de líneas de transmisión en redes eléctricas. Se determina el límite térmico de conductores eléctricos, la cargabilidad de líneas de transmisión y el límite de estabilidad ante oscilaciones inter área de enlaces de transmisión entre regiones. Para el caso de oscilaciones inter área, se presentan los resultados de la aplicación de un esquema de corte de carga para estabilizar un modo de oscilación inter área al amortiguar oscilaciones negativas y llevar con ello al sistema eléctrico a una condición de operación estable.[2]**[Determinación de límites de Transmisión En Sistemas Eléctricos De Potencia, Ingeniería Investigación y Tecnología, Volumen XV (número 2), Abril-Junio 2014: 271-286 ISSN 1405-7743 FI-UNAM, Castellanos-Bustamante Rafael Instituto De Investigaciones Eléctricas Correo: rcb@iie.org.mx]**

Se presenta una metodología para resolver el problema de la restauración del servicio en sistemas de distribución de energía eléctrica, el cual es planteado como un modelo de optimización no lineal entero mixto, donde la función objetivo a maximizar es la carga que está por fuera del servicio, sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y operativas. El problema es solucionado empleando técnicas heurísticas, a través de indicadores de sensibilidad que guían el proceso de restauración. La metodología es validada en sistemas de distribución, encontrando resultados de buena calidad. **[3] [Restauración de sistemas eléctricos de distribución usando un algoritmo heurístico constructivo, Rubén Iván Bolaños, Ricardo Alberto Hincapié Isaza, Ramón Alfonso Gallego Rendón]**

Para transportar la energía eléctrica a las grandes urbes en la actualidad es un reto ya que se requieren estructuras de gran magnitud como lo son estaciones eléctricas, subestaciones eléctricas, postes y torres de transmisión eléctrica. Es importante mencionar que este trabajo requiere de un grado de seguridad elevado por ser una obra que en caso de fallar causarían la pérdida de un número importante de vidas o perjuicios económicos o culturales excepcionales altos; así como aquellas cuyo funcionamiento es imprescindible y debe continuar después de la ocurrencia de fenómenos naturales. **[Escuela Politécnica Nacional, Escuela Superior De ingeniería y Arquitectura, Diseño De Torres Transmisión Eléctrica, Alma Nancy Hernández Rosas, Fabián morales padilla, México DF, 2005].**

La empresa distribuidora de energía eléctrica CNEL – Regional El Oro, como forma de brindar un servicio de calidad y confiabilidad durante los últimos años ha realizado inversiones tecnológicas compra de programas informáticos destinados a la planificación y operación de su sistema eléctrico el cual comprende la sub-transmisión y distribución de energía eléctrica, por citar algunos programas tenemos el SynerGee Electric 3.8, ArcGis, Scada entre otros.

Estos programas tienen la capacidad de intercambiar información con otros sistemas de nivel jerárquico superior (sistema de control) [5]. [MENDOZA, William, “Smart Grids tecnología y tendencias: Integración con Sistemas SCADA/EMS/DMS”, Revista Afinidad Eléctrica, Argentina, Marzo 2008.]

1.3. Justificación

En el circuito de M.T JUY-4030 de la Red General de Distribución (RGD) que sale de la Central de Hidroeléctrica Bombana (BBN) pasando a la subestación Eléctrica el JUY-JUY para formar el alimentador JUY-4030 que sirve de enlace con la central de Manuel Moreno Torres (MMT) con la línea de subtransmisión (LST) MMT 73940 para ser un alimentador de arranque o de excitación inicial para los generadores de la central hidroeléctrica de MMT.

El circuito JUY-4030 cuenta con postes de madera que se encuentran sobre terreno lo que hace complicado el mantenimiento del circuito y hacer la inspección del circuito requiere invertir tiempo-trabajador debido a la ubicación actual en la que se encuentra. A si también la flora que se encuentra en el trayecto de la brecha que tiene el circuito.

Actualmente el circuito tiene una longitud de 8 km de distancia, con las principales fallas o anomalías que se presentan es en los postes por ser de madera son afectados por el fuego que se generan algunas ocasiones sobre el trayecto del circuito ocasionando la apertura del conductor, línea rota, poste quemado, calentamiento de conductor entre otras, haciendo que el restablecimiento y la atención de falla se tenga que prolongar por las condiciones de acceso al que se tiene.

Este circuito se considera importante por el papel que tiene para inyectar energía o carga a la central MMT en alguna situación de falla que se presente en la central por lo que se tiene en consideración para mantenimientos y restablecimientos del en las ordenes de trabajo y atención, con el la condición que se tiene que programar por el tiempo de acceso y de la maniobra del personal debido a la trayectoria con la que cuenta

Lo que se propone para hacer más confiable y seguro el circuito de M.T JUY-4030 es modernizar las estructuras y cambiar la trayectoria del circuito a orilla de carretera con red aérea facilitando el acceso y mantenimiento de la red, además de realizar las inspecciones correspondientes en RGD previniendo y detectando anomalías que se puedan presentar. Esto reducirá los gastos de tiempo-trabajador y el tiempo de atención entre fallas, lo que fortalecerá más la continuidad del circuito.

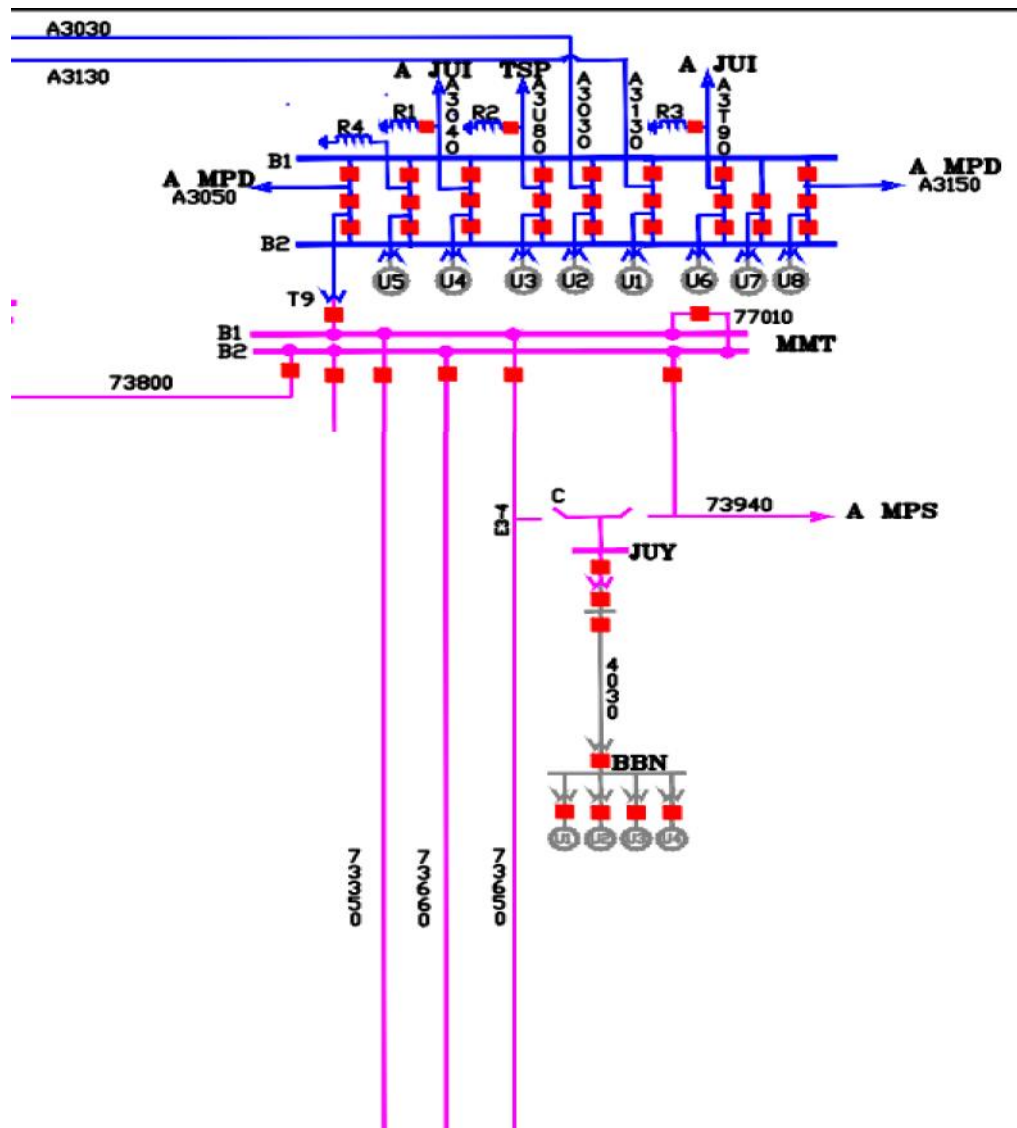


FIG. 1 INTEGRACIÓN DE LA ZONA DE DISTRIBUCIÓN TUXTLA 2018.

Se analizará los componentes y características que tiene actualmente el circuito JUY – 4030 para poder hacer el diseño del trazo donde se reubicara, el impacto que generara al hacer el cambio ante la situación que se tiene actualmente, se hará el comparativo de las dos trayectorias, los materiales y/o estructuras con los que contara y bajo que normas que solicita CFE para una Red de media tensión.

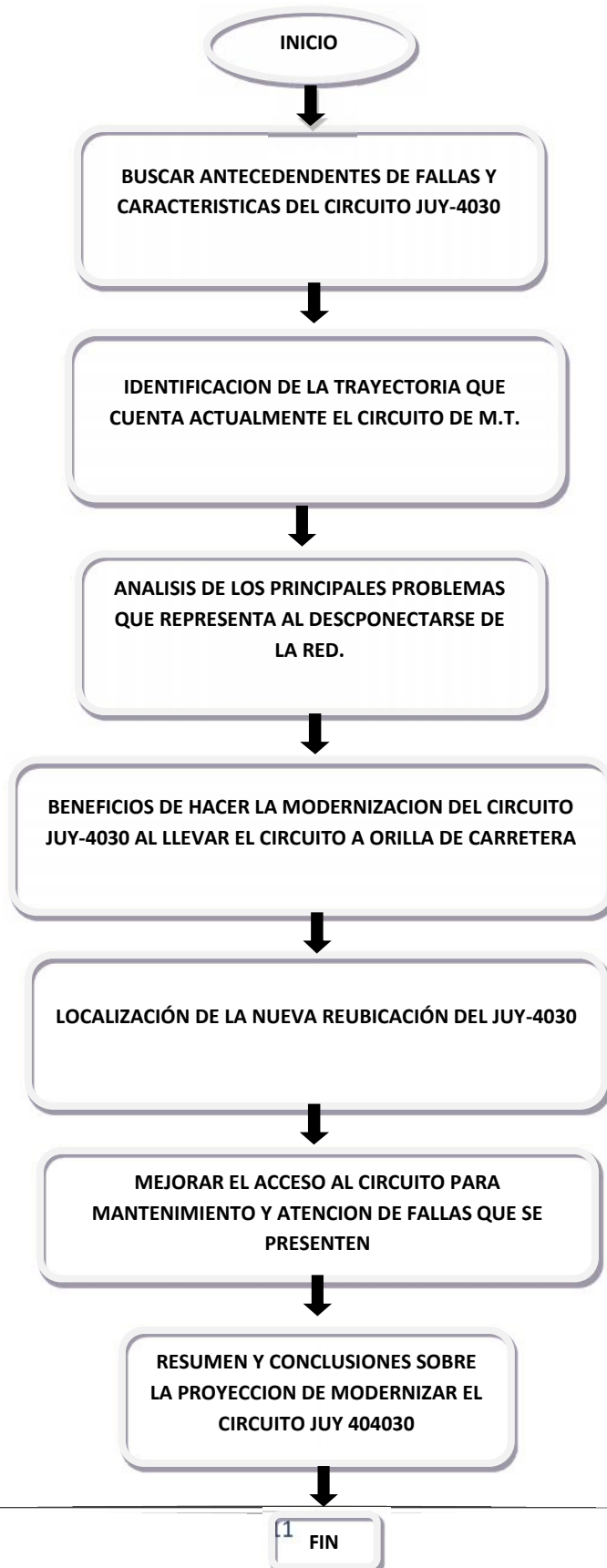
1.4 Objetivo

Modernizar el circuito en M.T JUY-4030 de la subestación JUY-JUY para mejorar el suministro de la energía eléctrica.

1.4.1 Objetivos Específicos.

-) Analizar el circuito en M.T. JUY-4030 de la subestación JUY-JUY
-) Hacer un estudio geográfico de las zonas, poblaciones, colonias y rancherías beneficiadas.
-) Estudiar del sistema eléctrico de la línea de media tensión en 13.2 kV. Para resolver las causas que nos originan las fallas.
-) Analizar de la situación actual del sistema eléctrico del circuito JUY-4030 (cargas alimentadas)
-) Proyectar el impacto económico para mejorar la confiabilidad del circuito JUY-4030
-) Determinar un aproximado del proyecto y beneficio de la inversión de la modernización del circuito JUY-4030.
-) Hacer una mejora del circuito JUY-4030 para no interrumpir mucho tiempo la energía eléctrica de los usuarios.
-) Reforzar el sistema eléctrico de las subestaciones involucradas (JUY-JUY, BOMBANA-BCH).

1.5 Metodología.



En el diagrama se muestra el proceso secuencial de las actividades a realizar en la modernización de circuito JUY-4030 para beneficio con el circuito MMT 73940 para ser un alimentador de arranque o de excitación inicial para los generadores de la central hidroeléctrica de MMT. Empezando con el análisis y antecedentes del circuito de M.T. que serán descargados del sistema SIAD que contiene el reporte de las cuadrillas y atención de fallas en los circuitos de distribución de la zona Tuxtla, para determinar los beneficios y el impacto que se obtendrá al hacer la nueva localización de la línea de distribución,

2. MARCO TEÓRICO.

2.1. Historia De La Comisión Federal De Electricidad

La generación de energía eléctrica inicio en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil “la americana”. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública. En 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica.

No obstante, durante el régimen de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas “de arco” en la Plaza de la Constitución, cien más en la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México. Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país., el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la compañía eléctrica de Chapala, en el occidente.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones.

En ese periodo se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz. Fue el 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública.

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas. En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales. (Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937).

La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo

de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades. Los primeros proyectos de generación de energía eléctrica de CFE se realizaron en Teloloapan (Guerrero), Pátzcuaro (Michoacán), Suchiate y Xia (Oaxaca), y Ures y Altar (Sonora).

El primer gran proyecto hidroeléctrico se inició en 1938 con la construcción de los canales, caminos y carreteras de lo que después se convirtió en el Sistema Hidroeléctrico Ixtapantongo, en el Estado de México, que posteriormente fue nombrado Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán. En 1938 CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y CFE se vio obligada a generar energía para que éstas la distribuyeran en sus redes, mediante la reventa. Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Por eso el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

A partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, las cuales operaban con serias deficiencias por la falta de inversión y los problemas laborales. Para 1961 la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%.

En esa década la inversión pública se destinó en más de 50% a obras de infraestructura. Se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Temascal, y se instalaron otras plantas generadoras alcanzando, en 1971, una capacidad instalada de 7,874 MW. Al finalizar esa década se superó el

reto de sostener el ritmo de crecimiento al instalarse, entre 1970 y 1980, centrales generadoras que dieron una capacidad instalada de 17,360 MW.

Cabe mencionar que en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hertz. Esta situación dificultaba el suministro de electricidad, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado.

Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hertz y CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional. En los años 80 el crecimiento de la infraestructura eléctrica fue menor que en la década anterior, principalmente por la disminución en la asignación de recursos a la CFE. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendió a 26,797 MW.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 kms, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año.

2.1.1 Historia De La División De Distribución Sureste

Los primeros trabajadores de la División de Distribución Sureste pertenecían al sistema Hidroeléctrica “Bombaná” e inicia sus operaciones como División Sureste el 8 de septiembre de 1954. El equipo de trabajo estaba integrado por 16 personas donde actualmente se localiza la agencia comercial Tuxtla de la Zona de Distribución Tuxtla, cita en la esquina de la Primera Avenida Norte y Tercera calle Oriente de la Ciudad de Tuxtla Gutiérrez Chiapas, encabezados por el Ing. Francisco J, Carreón Maytorena quien fue el primer Gerente.

La división sureste fue formada en su inicio por los sistemas eléctricos ubicados en los estados de Oaxaca, Chiapas, Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La sede cambio para el año 1957 ocupando las instalaciones ubicadas en la calle Reforma numero 46 ½ esquina con Humboldt en la Ciudad de Oaxaca de Juárez, Oax, hasta el año de 1979 en que se trasladó al nuevo edificio localizado en la dirección donde actualmente se encuentra, cita en Manuel Álvarez Bravo número 600, fraccionamiento Colonias de la Soledad., en la Ciudad de Juárez Oaxaca.

2.1.2. Zona Distribución Sureste Tuxtla.

La Zona Distribución Tuxtla tiene como sede la Ciudad de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas y atiende la Comercialización de la Energía Eléctrica en el área geotérmica de 33 municipios del centro y norte del Estado de Chiapas. Para la atención al público, cuenta con una agencia comercial urbana, tres centros de cobro urbano, un Centro de Servicios al Cliente, 11 agencias comerciales rurales y 3 subgerencias comerciales rurales, con las que se atienden a 429,586 clientes con una demanda máxima de 205 MW que se suministran a través de 21 Subestaciones Reductoras de Distribución.

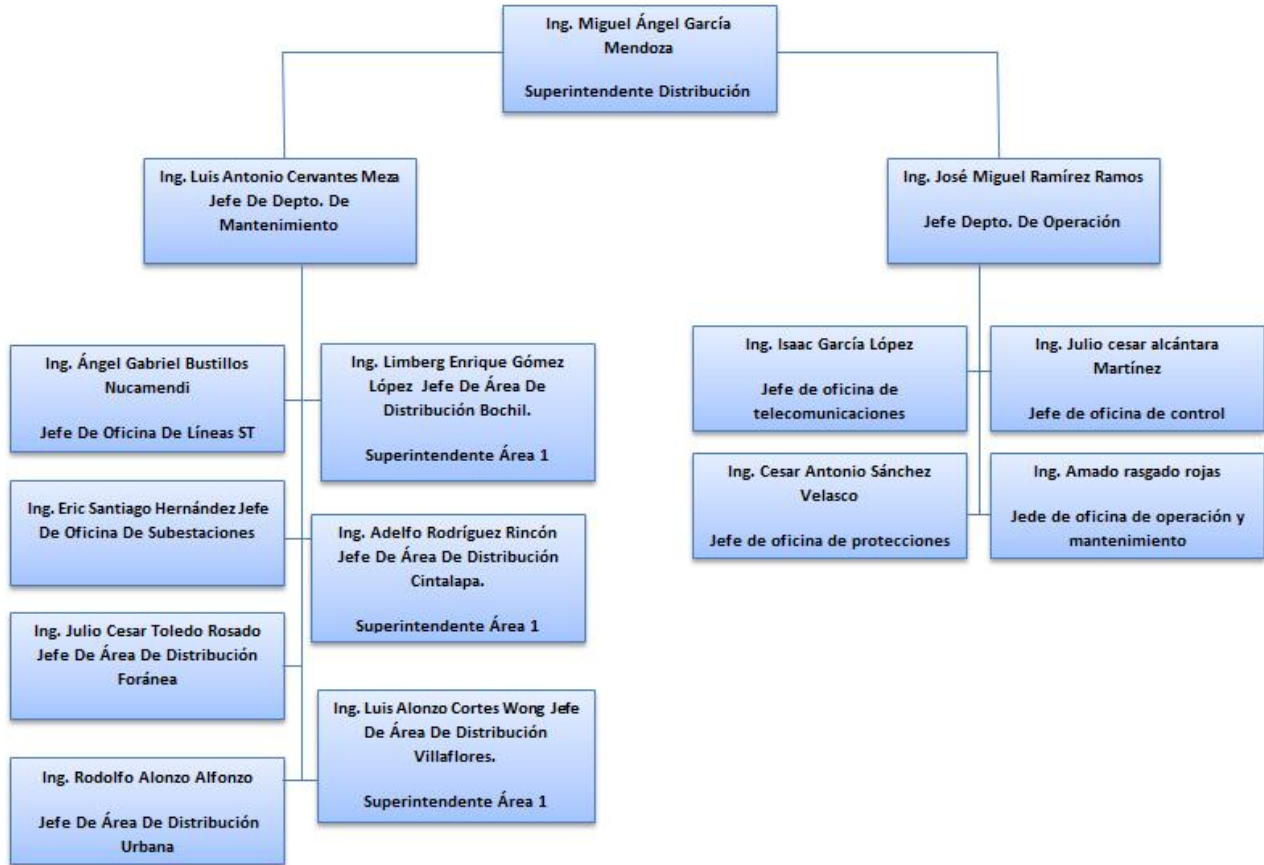


FIG. 2 INTEGRACIÓN DE LA ZONA DE DISTRIBUCIÓN TUXTLA 2019.

2.2 Sistema De Distribución.

Un sistema de distribución eléctrico o planta de distribución como comúnmente es llamado, es toda la parte del sistema eléctrico de potencia comprendida entre la planta eléctrica y los apagadores del consumidor.

El problema de la distribución es diseñar, construir, operar y mantener el sistema de distribución que proporcionará el adecuado servicio eléctrico al área de carga a considerarse, tomando en cuenta la mejor eficiencia en operación. Desafortunadamente, no cualquier tipo de sistema de distribución puede ser empleado económicamente hablando en todas las áreas por la diferencia en densidad de carga, por ejemplo: no aplica el mismo sistema para una zona industrial que una zona rural debido a la cantidad de carga consumida en cada uno de ellos; también, se consideran otros factores, como son: la planta de distribución existente, la topografía, etcétera.

Para diferentes áreas de carga o incluso para diferentes partes de la misma área de carga, el sistema de distribución más efectivo podría tomar diferentes formas. El sistema de distribución debe proveer servicio con un mínimo de variaciones de tensión y el mínimo de interrupciones, debe ser flexible para permitir expansiones en pequeños incrementos así como para reconocer cambios en las condiciones de carga con un mínimo de modificaciones y gastos. Esta flexibilidad permite guardar la capacidad del sistema cercana a los requerimientos actuales de carga y por lo tanto permite que el sistema use de manera más efectiva la infraestructura. Además y sobre todo elimina la necesidad para predecir la localización y magnitudes de las cargas futuras.

Los sistemas pueden ser por cableado subterráneo, cableado aéreo, cableado abierto de conductores soportado por postes o alguna combinación de estos.

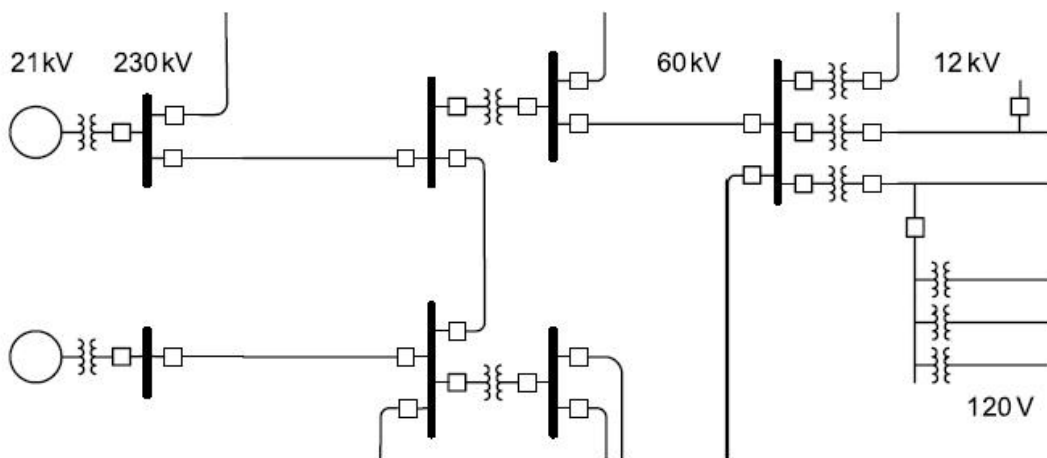


FIG. 3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Los principales elementos que conforman un sistema de distribución son:

-) Alimentadores primarios de distribución.
-) Transformadores de distribución.
-) Alimentadores o redes secundarias.

-) Acometidas.
-) Equipo de medición.

Tipos De Sistemas De Distribución.

Existen tres tipos de sistemas básicos de distribución, los cuales son:

-) Sistema radial.
-) Sistema anillo.
-) Sistema en malla o mallado.

Estos tipos de sistemas, son los más comúnmente utilizados, por lo que en los siguientes temas se dará una explicación de su funcionalidad, características, ventajas, desventajas y particularidades que tiene cada uno de ellos.

Al utilizar un sistema de distribución este estará expuesto inevitablemente a un buen número de variables tanto técnicas como locales y ante todo una variable económica por lo que los sistemas de distribución no tienen una uniformidad, es decir, que un sistema eléctrico será una combinación de sistemas.

2.2.1 Sistema Radial.

Es aquel que cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica. Un sistema radial es aquel que tiene un simple camino sin regreso sobre el cual pasa la corriente, parte desde una subestación y se distribuye por forma de “rama”.

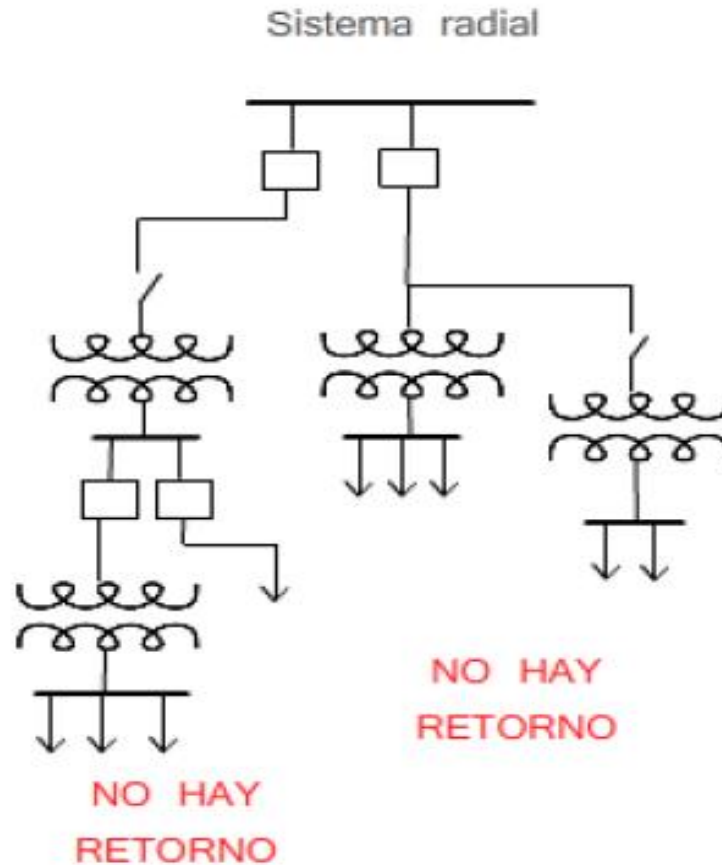


FIG. 4 SISTEMA DE CONEXIÓN RADIAL

Este tipo de sistema de distribución tiene como característica básica, el que está conectado a un sólo juego de barras.

Existen diferentes tipos de arreglo sobre este sistema, la elección del arreglo está sujeta a las condiciones de la zona, demanda, confiabilidad de continuidad en el suministro de energía, costo económico y perspectiva a largo plazo, este tipo de sistemas es instalado de manera aérea y/o subterránea.

Este tipo de sistema, es el más simple y el más económico debido a que es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo, sin embargo, tiene varias desventajas por su forma de operar:

-) El mantenimiento de los interruptores se complica debido a que hay que dejar fuera parte de la red.

-) Son los menos confiables ya que una falla sobre el alimentador primario principal afecta a la carga.

2.2.1.2 Sistemas Radiales Aéreos.

Los sistemas de distribución radiales aéreos se usan generalmente en las zonas urbanas, suburbanas y en las zonas rurales. Los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan los transformadores de distribución, que están también montados sobre postes. En regiones rurales, donde la densidad de carga es baja, se utiliza el sistema radial puro.

En regiones urbanas, con mayor densidad de carga se utiliza también el sistema radial, sin embargo, presenta puntos de interconexión los cuales están abiertos, en caso de emergencia, se cierra para permitir pasar parte de la carga de un alimentador a otro, para que en caso de falla se pueda seccionar esta y mantener su operación al resto mientras se efectúa la reparación. La principal razón de ser de los sistemas radiales aéreos radica en su diseño de pocos componentes, y por ende su bajo costo de instalación aunque puede llegar a tener problemas de continuidad de servicio.

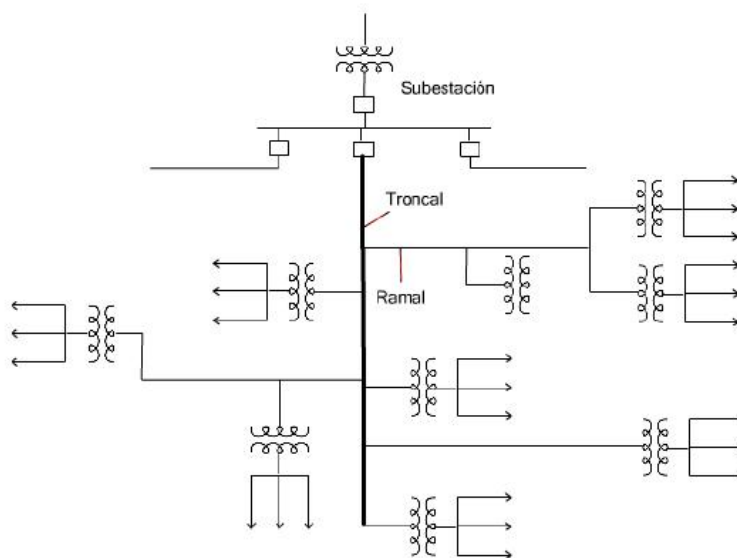


FIG. 5 SISTEMA RADIAL AEREO.

Existe la tendencia a realizar la distribución eléctrica de zonas residenciales suburbanas mediante instalaciones subterráneas. Generalmente los alimentadores primarios consisten en cables subterráneos dispuestos formando un anillo, que funciona normalmente abierto, conectados a un alimentador aéreo próximo.

2.2.1.3 Sistemas Radiales Subterráneos.

La necesidad de líneas subterráneas en un área en particular es dictaminada por las condiciones locales. La elección del tipo de sistema depende sobre todo de la clase de servicio que se ofrecerá a los consumidores en relación al costo.

Los sistemas de distribución radiales subterráneos se usan en zonas urbanas de densidad de carga media y alta donde circulen líneas eléctricas con un importante número de circuitos dando así una mayor confiabilidad que si se cablearan de manera abierta.

Los sistemas de distribución subterráneos están menos expuestos a fallas que los aéreos, pero cuando se produce una falla es más difícil localizarla y su reparación lleva más tiempo. Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas radiales subterráneos se colocan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro. También se instalan seccionadores para poder conectar los circuitos secundarios, para que en caso de falla o de desconexión de un transformador, se puedan conectar sus circuitos secundarios a un transformador contiguo.

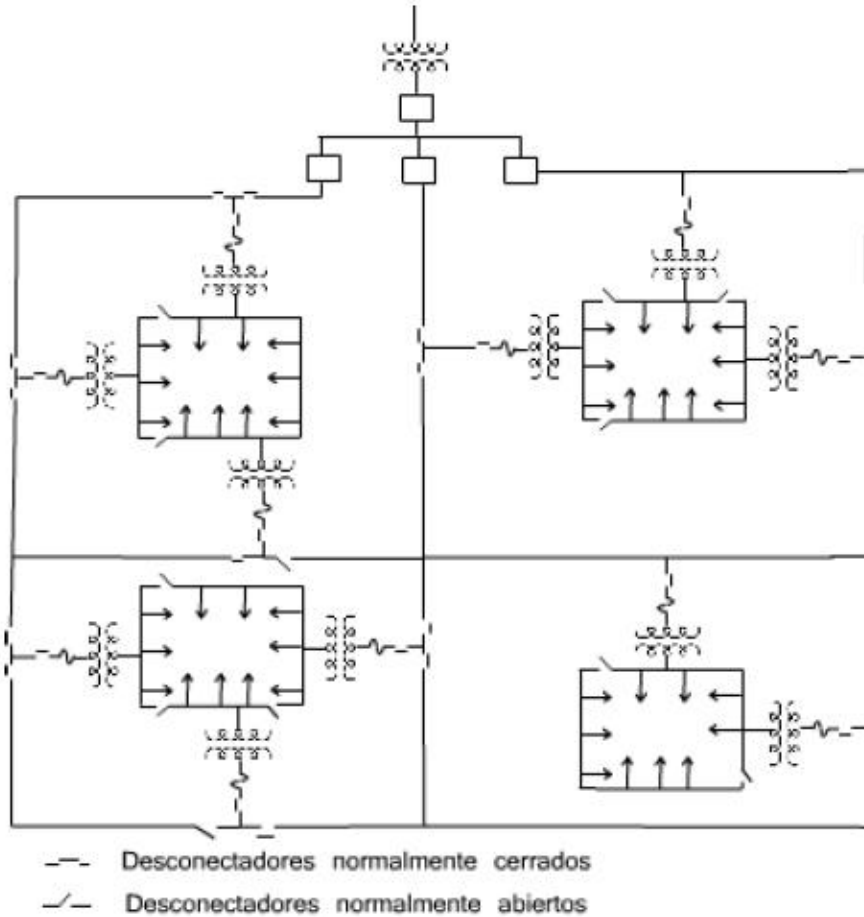


FIG. 6 SISTEMA RADIAL SUBTERRANEO.

2.2.1.4 Sistema Anillo.

Es aquel que cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica. Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un “ciclo” completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla.

Este sistema es más utilizado para abastecer grandes masas de carga, desde pequeñas plantas industriales, medianas o grandes construcciones comerciales donde es de gran importancia la continuidad en el servicio.

Cualquier variante del sistema en anillo, normalmente provee de dos caminos de alimentación a los transformadores de distribución o subestaciones secundarias. En general, la continuidad del servicio y la regulación de tensión que ofrece este sistema son mejor que la que nos da el sistema radial. La variación en la calidad del servicio que ofrecen ambos sistemas, depende de las formas particulares en que se comparen.

Regularmente, el sistema anillo tiene un costo inicial mayor y puede tener más problemas de crecimiento que el sistema radial, particularmente en las formas utilizadas para abastecer grandes cargas. Esto es principalmente porque dos circuitos deben ponerse en marcha por cada nueva subestación secundaria, para conectarla dentro del anillo. El añadir nuevas subestaciones en el alimentador del anillo obliga a instalar equipos que se puedan anidar en el mismo.

A continuación, mostramos las ventajas en operación de este sistema:

-) Son los más confiables ya que cada carga en teoría se puede alimentar por dos trayectorias.
-) Permiten la continuidad de servicio, aunque no exista el servicio en algún transformador de línea.
-) Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea la carga se pasa al otro transformador o línea o se reparte entre los dos adyacentes.
-) Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo desenergizado, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.

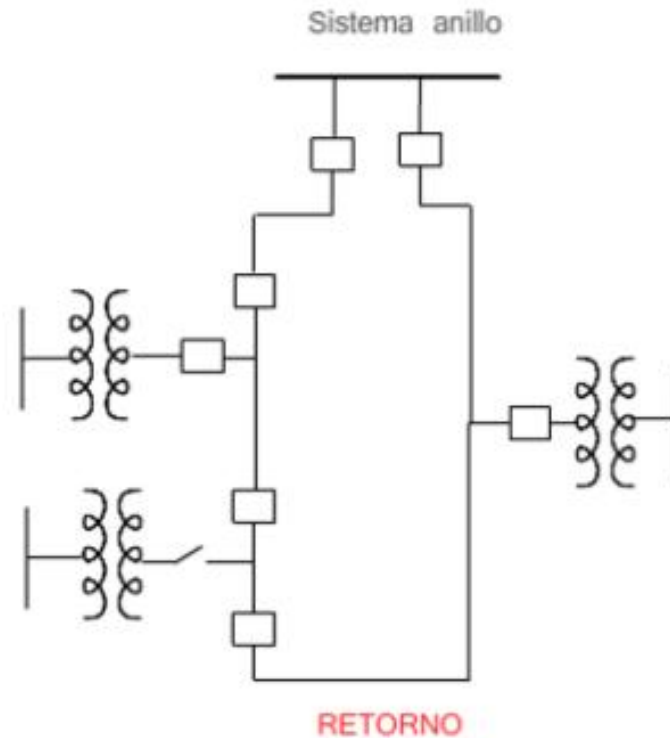


FIG. 7 SISTEMA DE CONEXION ANILLO.

2.2.1.5 Sistema Red O Malla.

Una forma de subtransmisión en red o en malla provee una mayor confiabilidad en el servicio que las formas de distribución radial o en anillo ya que se le da alimentación al sistema desde dos plantas y le permite a la potencia alimentar de cualquier planta de poder a cualquier subestación de distribución.

Este sistema es utilizado donde la energía eléctrica tiene que estar presente sin interrupciones, debido a que una falta de continuidad en un periodo de tiempo prolongado tendría grandes consecuencias, por ejemplo: en una fundidora.

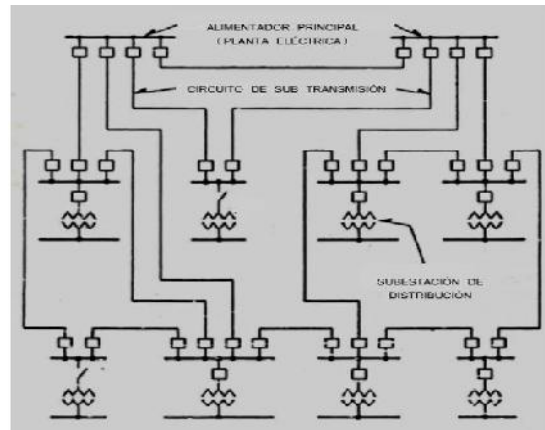


FIG. 8 SISTEMA TIPO MALLA.

2.3 Subestaciones.

Una subestación es un punto que permite cambiar las características de energía eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, etcétera) ya sea corriente alterna o corriente directa, con la capacidad de reconfigurar las conexiones de las líneas de transmisión o distribución.



FIG. 9 SUBESTACION TIPO PATIO.

Existen varias formas de clasificar una subestación, las clasificaremos en 4 tipos, que son:

Subestación de maniobra en una estación de generación:

Tiene como objetivo facilitar la conexión de la planta generadora hacia la red eléctrica, transformando la energía eléctrica para su transmisión.

Subestaciones de enlace:

Se encuentra dentro de la red de transmisión de la energía eléctrica, tiene la función de facilitar el enlace y/o direccionamiento de la misma, normalmente con estas subestaciones finaliza la línea de transmisión desde la subestación de maniobra

Subestaciones de distribución

Son las más comunes dentro del sistema eléctrico, los cuales se encuentran cerca de los centros de carga, en su caso, una ciudad.

Funciona a partir de una línea principal del sistema eléctrico o acometida que nos entrega CFE, tiene la característica de cumplir con los requerimientos técnicos del cliente.

Las subestaciones industriales:

Son un eslabón del sistema eléctrico. Su necesidad y existencia radica en brindar las necesidades que requiera la industria. En la mayoría de las industrias, existe un lazo fuerte entre energía eléctrica y procesos de producción, debido al equipo que requiera de la energía eléctrica. Dependiendo de la región o localidad, las industrias están apartadas o ubicadas en una cierta zona que tiene características particulares para el tratamiento de las materias, transporte, materia y suministro de la energía eléctrica.

Otra forma de clasificar las subestaciones, es desde el punto de vista constructivo que se muestra a continuación:

Intemperie. Las podemos encontrar en tres tipos: estructura de celosía, fierro estructural u otro tipo de estructura.

-) Tipo Interior: Se encuentran dentro de algún recinto con características específicas para un solo propósito.
-) Tipo Sumergible: Existen dos tipos, bóveda o directamente enterrado.
-) Tipo encapsulado: Se encuentra en ambientes húmedos y corrosivos.
-) Tipo Poste: Se puede encontrar en tres tipos, poste de concreto, poste de madera o poste metálico.
-) Tipo pedestal: Que se pueden encontrar para distribución anillo o para distribución radial tanto de frente vivo como de frente muerto.

2.3.1 Arreglos De Barras En Subestaciones.

El arreglo de barras de una subestación es la configuración ordenada de los elementos que lo conforman. La elección del arreglo de una subestación depende de las características de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema. Los criterios utilizados en la selección del arreglo de barras más adecuado de una instalación son la continuidad de servicio, flexibilidad de operación, cantidad y costo del equipo eléctrico y facilidad de mantenimiento de los equipos.

2.3.1.2 Barra Sencilla.

Es el arreglo más simple desde el punto de vista constructivo, considerando la cantidad de equipo y el área que ocupa, también resulta ser el más económico. No obstante, la confiabilidad de servicio es poca, ya que una falla en la barra principal provoca la salida de operación de la misma. A sí mismo, el mantenimiento a los interruptores se dificulta, ya que es necesario dejar fuera de servicio parte de la subestación.

Este arreglo es aquel que tiene una Barra Colectora, tanto de A.T. como en M.T., en donde convergen todos los alimentadores en su Barra correspondiente. En A.T.

se utiliza preferentemente en desarrollos de bajo crecimiento y su operación es en forma radial o pudiendo integrarse a un anillo del sistema eléctrico, previendo el espacio para el crecimiento futuro.

Las características o alcances de una Subestación Eléctrica con este arreglo son:

- Barra principal para hasta 4 alimentadores en A.T.
- Uno o dos transformadores.
- Banco de capacitores en A.T. (opcional).

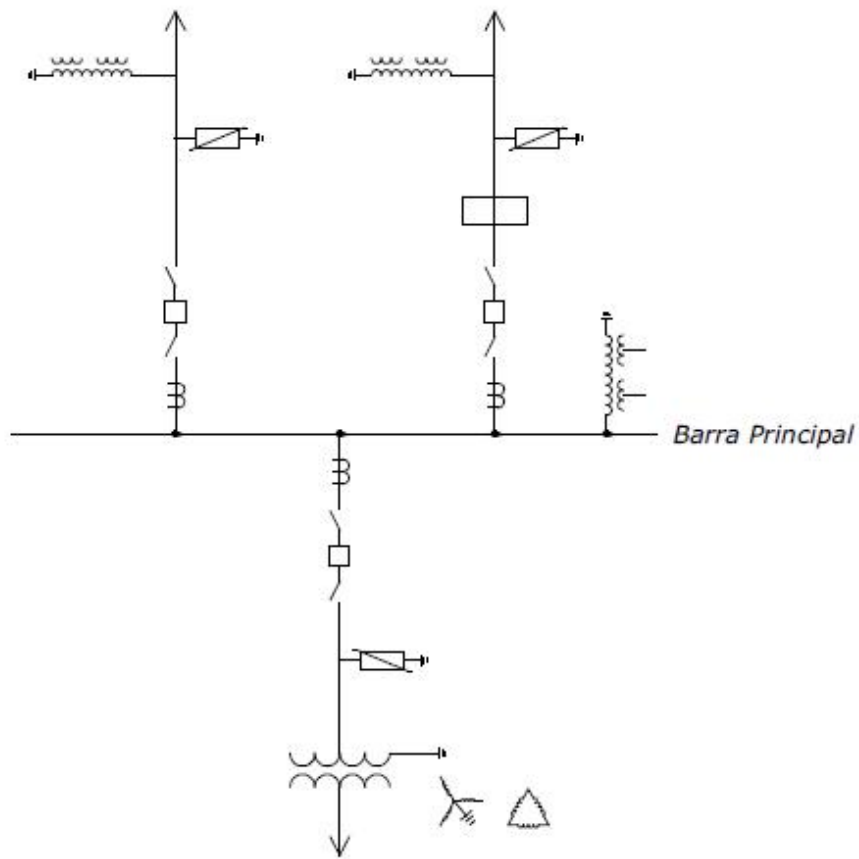


FIG. 10 CONEXIÓN DE BARRA PRINCIPAL.

2.3.1.3 Barra Principal - Barra De Transferencia.

Este arreglo es aquel que tiene dos Barras Colectoras, la Principal que lleva toda la carga y la de Transferencia, que se utiliza para transferir la carga de un transformador de potencia o un alimentador de A.T. a través de un “interruptor comodín”.

Se utiliza en áreas de corredores industriales, zonas de alto crecimiento y en áreas donde se requiera mayor confiabilidad permitiendo el crecimiento, que su operación sea a un anillo del sistema eléctrico y que permita la salida de líneas de alta tensión para operación.

Las características o alcances de una Subestación Eléctrica con este arreglo son:

-) Barra Principal-Barra Transferencia, para hasta 4 alimentadores en A.T.
-) Uno o dos transformadores
-) Banco de capacitores en A.T. (opcional).

Es una variante del arreglo anterior, en el cual se utiliza una barra de transferencia para sustituir, a través de un interruptor, algún interruptor que necesite mantenimiento.

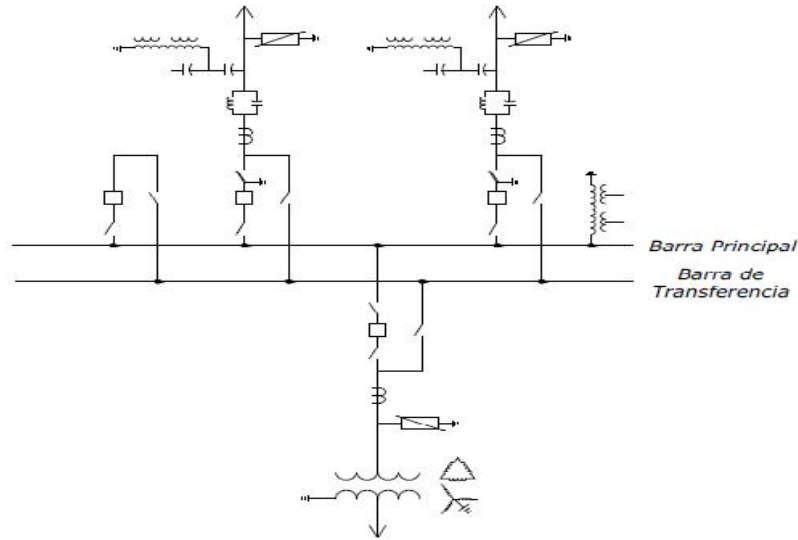


FIG. 11 JUEGO DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA.

2.4 Alimentadores Primarios De Distribución.

Son aquellos elementos encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia/distribución hasta los transformadores de distribución. Los conductores normalmente van soportados en postes cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas.

Existen 6 tipos, los cuales son los más comunes:

-) Arreglo sencillo del alimentador
-) Arreglo con dos alimentadores y dos interruptores
-) Arreglo de un alimentador principal y otro de transferencia
-) Arreglo con dos alimentadores y un interruptor
-) Arreglo de alimentador en anillo
-) Arreglo con un interruptor en medio.

Los factores a tomar en cuenta son: caída de voltaje, proyección de la carga, perdidas de la potencia, costo de la disponibilidad del equipo, voltaje de subtransmisión, longitud de los alimentadores, políticas de la empresa, subestaciones adyacentes y voltajes en los alimentadores.

Los componentes básicos de un alimentador primario son:

-) **Troncal:** Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia/distribución a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibres gruesos como 2/0, 3/0 y hasta 795 MCM, ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga.
-) **Ramal:** Es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión. Normalmente son de calibre menor al troncal.

2.2 Sistema de Potencia.

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas.

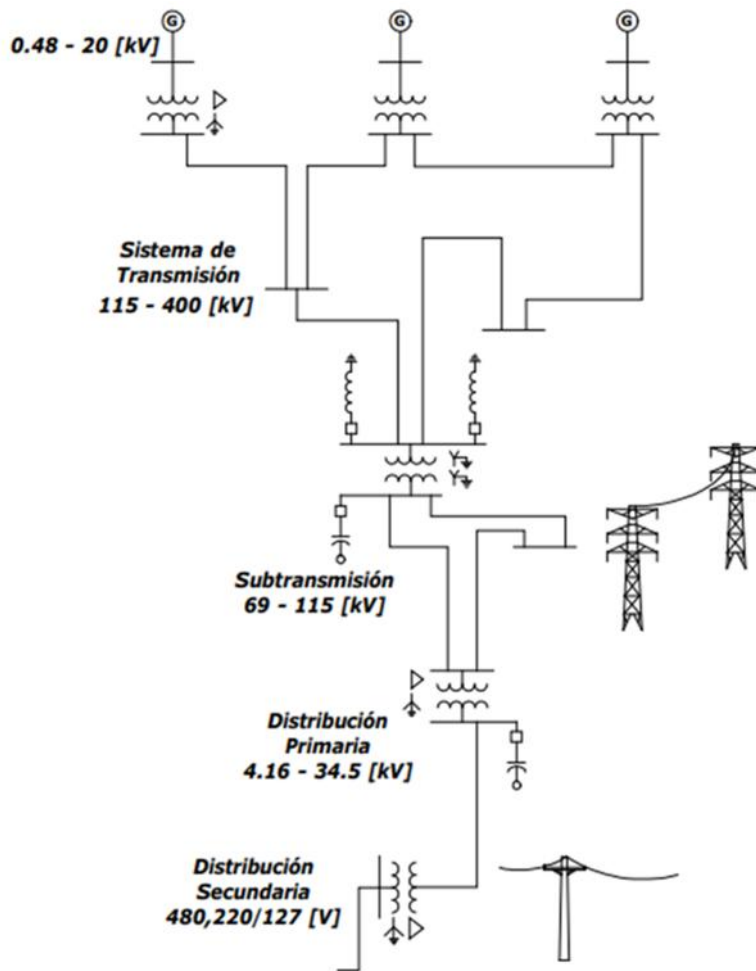


FIG. 122 DIAGRAMA DE POTENCIA.

2.3 Cualidades del Servicio Eléctrico.

La energía eléctrica está directamente relacionada con la actividad de los otros sectores de la economía, debido a que es un insumo para el funcionamiento de las mismas, existiendo muchas que no pueden parar sus operaciones por las características de sus procesos productivos, por lo que el suministro debe ser continuo y de la calidad requerida. La interrupción en el suministro de energía eléctrica acarrearía significativas pérdidas al sector productivo, con sus consecuencias en la economía. Debido a la estrecha relación que existe entre el sector eléctrico y la actividad económica es que la energía eléctrica debe reunir ciertas cualidades.

Las cualidades esenciales que debe reunir un servicio eléctrico, son los siguientes:

-) Continuidad del Suministro: Es el suministro ininterrumpido de EE., y debe ser una meta del servicio eléctrico.
-) Seguridad de Servicio: Se refiere a las características de un sistema que permitan la restauración del suministro de energía eléctrica a la mayor parte o a la totalidad de los clientes, para lo cual no es necesario realizar primeramente servicios de reparación.

Límites de Variación de Tensión.- Los equipos y aparatos eléctricos están diseñados para su tensión nominal de placa. Una variación respecto a éste valor, produce efectos indeseables sobre los aparatos, tales como:

-) Variación de la luminosidad en lámparas incandescentes y acortamiento de su vida útil.
-) Dificultad en el encendido de lámparas fluorescentes, cuando la tensión es muy baja.
-) Dificultad en el arranque de motores, con elevadas corrientes de arranque, que causa la operación incorrecta de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes.

2.4 Índices Técnicos

Los índices técnicos, son indicadores de la confiabilidad del sistema eléctrico y son los siguientes:

Tiempo medio entre fallas (m): Es el tiempo medio entre dos fallas consecutivas de un determinado equipo.

Falla: Es todo evento, que produzca la pérdida de capacidad de desempeñar su función de un componente o sistema, llevándolo a condiciones de operación inadmisibles. Por ejemplo, sobrecargas, cortocircuitos, etc.

Índice de Fallas (λ): Es el número de veces que el componente falló por unidad de tiempo de permanencia en servicio.

$$\lambda = \frac{1}{m}$$

FIG. 13 FORMULA DE INDICE DE FALLAS.

Tiempo de Restablecimiento del Sistema: Es el período transcurrido desde la desconexión del circuito hasta la energización del mismo, está compuesto de los siguientes tiempos:

Tiempo para conocimiento de falla, tiempo en el cual el centro de control detecta la presencia de una falla.

-) Tiempo de preparación, tiempo que tarda la cuadrilla respectiva en alistarse (acopio de material, elección de herramientas, etc.).
-) Tiempo de localización, tiempo que se requiere para la ubicación e identificación de la falla.
-) Tiempo de reparación, tiempo necesario para realización de la reparación del defecto.

Según los casos, algunos de estos tiempos, pueden ser nulos o despreciables y dependerán del tipo de falla.

2.5 Clasificación de los Sistemas de Distribución.

Los sistemas de distribución, desde el punto de vista constructivo, se clasifican en:

Red de Distribución Aérea:

La red de distribución aérea, está construido con estructuras de madera, generalmente se utiliza postes, tales como: palma negra, eucalipto tratado y pino. También se utilizan estructuras de fierro y postes de hormigón armado: Vibrado,

pretensado y centrifugado o vibrado y pretensado. Esta red, presenta las siguientes características:

-) Muy utilizado por su bajo costo.
-) Expuestas a fallas de tipo ambiental, tales como: descargas atmosféricas, tempestades, nieve, granizo, vegetación, tráfico vehicular, etc.
-) Adecuado para zonas suburbanas y rurales.
-) Nada Estético.
-) Peligroso.

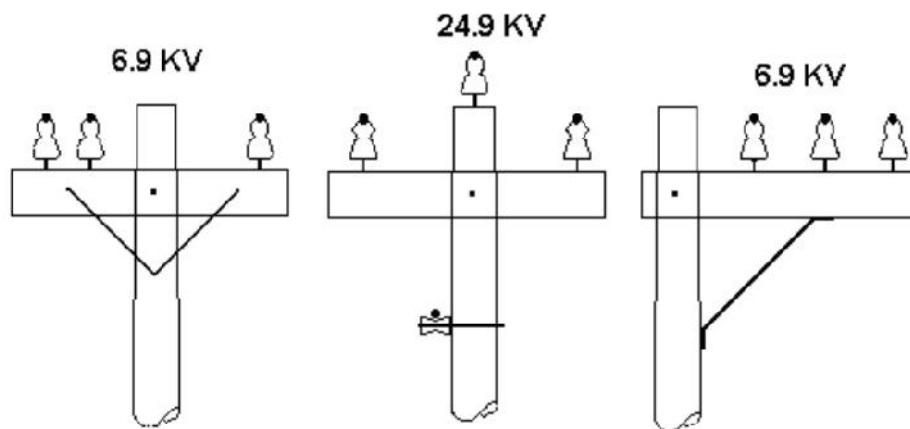


FIG. 14 ESTRUCTURAS UTILIZADAS POR REDES AÉREAS.

Red de Distribución Subterránea:

La red de distribución subterránea, presenta una construcción subterránea, bajo tierra.

Sus principales características, son:

-) Utilizadas en zonas urbanas con alta densidad de carga.
-) De alto costo.
-) Menos expuesto a fallas.
-) Dificultad en la localización de una falla.

-) Reparación costosa.
-) No afecta la vista panorámica.
-) No representa peligro.
-) Las fallas, se deben principalmente a: movimientos sísmicos, envejecimiento del aislante, abrasión mecánica, sobrecargas, inundaciones, etc.



FIG. 15 SISTEMA DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA.

2.6 Estructuras de media tensión aéreas.

Se consideran estructuras de líneas de media tensión todas aquellas que soporten conductores cuya operación sea de 13 hasta 33 kV.

La identificación de las estructuras está codificada con base al tipo, de la posición de los diferentes niveles y número de conductores en la estructura. Esto facilita su sistematización al momento de presupuestar o requerir materiales.

En líneas de media tensión se consideran tramos cortos los menores de 65mts y tramos largos los mayores de 65mts. Los primeros se construyen principalmente en zonas urbanas puesto que están determinados por los tramos en instalaciones

de baja tensión, en tanto que los segundos se construyen por lo general en zonas rurales. Un tramo flojo, es un tramo de línea menor de 40mts donde la tensión mecánica de los conductores es menor al 40% de la indicada en las tablas de flechas y tensiones a la temperatura del lugar, al momento de rematar.

Se consideran conductores ligeros hasta:

-) Cobre 2 AWG
-) ACSR 1/0 AWG
-) AAC 3/0 AWG

En las líneas de media tensión aéreas se utilizan conductores desnudos y semiaislados. La selección de crucetas de madera a utilizar con conductores ligeros será del tipo ligera y para conductores pesados será la correspondiente del tipo pesada.

El neutro corrido se puede instalar en la posición del cable de guarda. El uso del neutro en la posición del guarda está limitado a líneas rurales 3F-4H, ubicadas en regiones con alta incidencia de descargas atmosféricas o en casos especiales que lo requieran. Antes de iniciar la construcción se debe formular un proyecto con base a las características del terreno, así como comprobar que no se excedan las limitantes de diseño de las estructuras.

Los postes deben quedar verticales después de que el conductor haya sido tensado.

El cable de guarda y el neutro corrido se instalan del lado del tránsito vehicular.

La bajante a tierra debe quedar en la cara del poste del lado del tránsito vehicular.

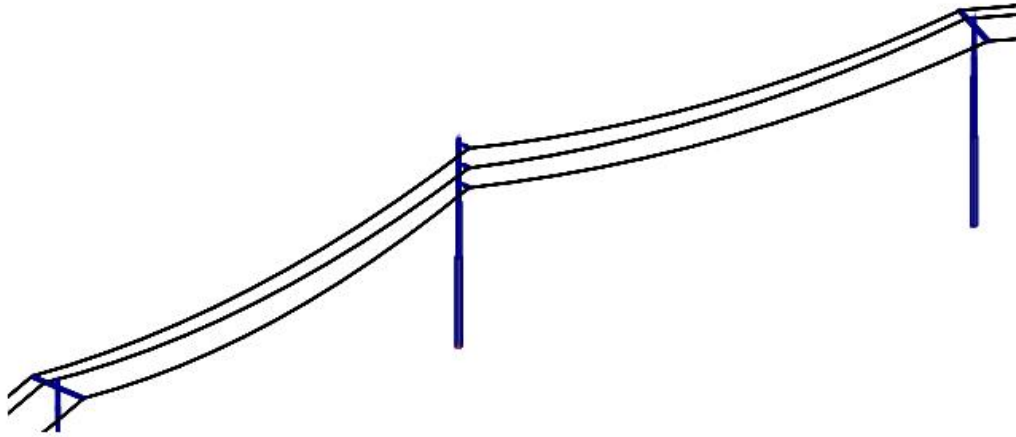


FIG. 16 CLAROS DE UNA RED DE M.T AEREA.

En los proyectos y la construcción de más de un circuito en la misma estructura sólo se hagan cuando los derechos de vía impidan la construcción normal. Si las tensiones de operación de los circuitos son diferentes, el de mayor tensión eléctrica debe ubicarse en la parte superior.

Debe evitarse el cruce de dos circuitos diferentes. Si el cruce es del mismo circuito, debe reconfigurarse de manera tal que se elimine dicho cruce quedando un solo punto de alimentación.

Para identificar las fases debe respetarse la convención establecida de nombrarlas como A, B y C, de izquierda a derecha parado de frente a la fuente. Normalmente en las líneas de distribución no se requiere transposiciones. Cuando sea necesaria la interconexión entre circuitos donde cambie la posición de las fases, debe respetarse la forma de identificarlas.

En áreas urbanas para estructuras tipo T, el conductor de la fase central siempre debe ir en el lado de la calle. Sólo una fase debe quedar al lado de la banqueteta. En todas las estructuras para líneas de media tensión con conductor neutro, que se instalen en donde existan líneas de baja tensión, no se debe considerar la

bajante de tierra ni los herrajes para fijación del conductor neutro, que están anotados en la lista de materiales que integran cada estructura. En todos los sistemas de neutro corrido al entrar en una red debe tomar la posición e interconectarse al neutro de la propia red de baja tensión.

En las estructuras tipo TS, PS, VS, C y HS, la posición de las crucetas se debe alternar en cada lado del poste en líneas rurales. Aplica también para el soporte aislador AP-1. En lugares donde exista vandalismo se recomienda la instalación del aislador tipo poste PD sintético en estructuras de paso. La conexión de los transformadores monofásicos a la línea, se debe hacer proporcionalmente en las tres fases para que el circuito quede balanceado.

En electrificación de colonias o fraccionamientos urbanos, las caídas de voltaje de la línea de media tensión desde el punto de conexión al punto extremo o crítico de esa electrificación, no debe exceder el 1%. El conductor mínimo a utilizar en líneas de media tensión, es el cable de cobre 1/0, ACSR 1/0 y AAC 1/0. Los conductores de cobre no requieren guardalíneas en los apoyos.

La selección de conductores para líneas de media tensión de distribución, se debe basar en un estudio técnico - económico con las variables que el caso presente. Los circuitos de distribución deben diseñarse para operar con enlaces, en condiciones de operación normal, el conductor de líneas de media tensión en disposición radial, no debe exceder el 50% de su capacidad de conducción.

DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
	TS	Te, Sencilla
	TD	Te, Doble
	CT	Cadena en T
	PS	Puntaposte Sencillo
	PD	Puntaposte, Doble
	RD	Remate, Doble cruceta
	AD	Anclaje, Doble
	DP	Deflexión, de Paso

FIG. 17 TIPOS DE ESTRUCTURA EN MEDIA TENSION

DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
	VS	Volada, Sencilla
	VD	Volada, Doble
	VR	Volada, Remate
	VA	Volada, Anclaje
	HS	Hache, de Suspensión
	HA	Hache, de Anclaje
DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
	AP	Anclaje, Poste

FIG. 18 TIPOS DE ESTRUCTURAS EN MEDIA TENSION.

2.7 Tipos de suelos en Chiapas.

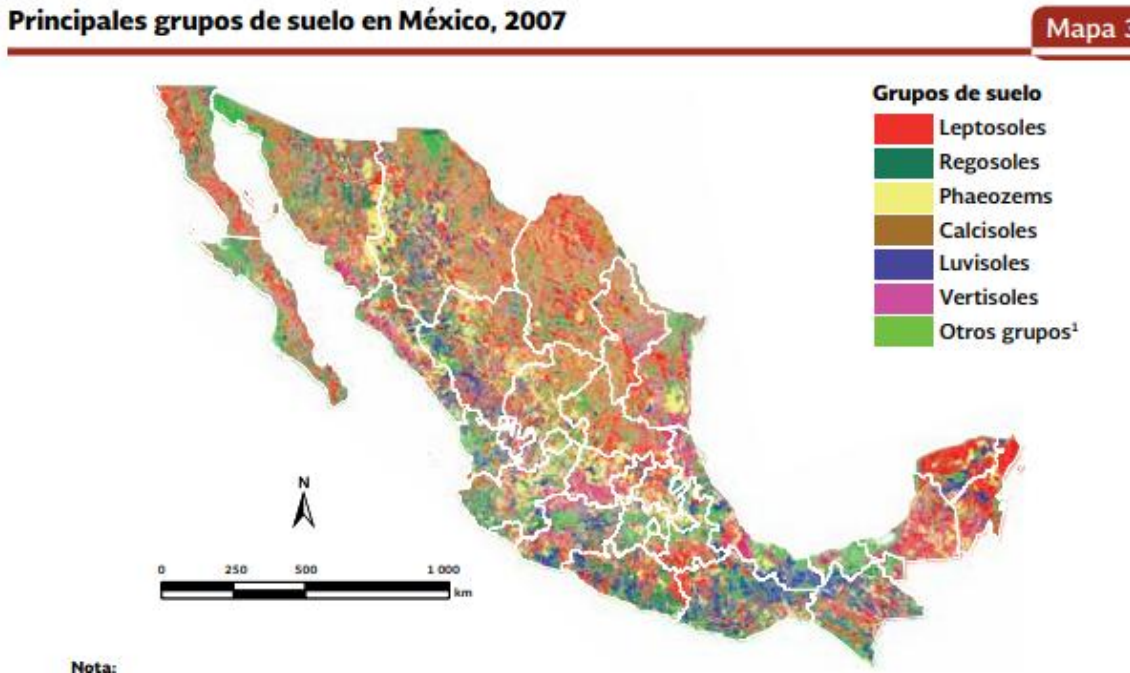


FIG. 19 TIPOS DE SUELO EN EL ESTADO DE CHIAPAS

Los Leptosoles (del griego leptos, delgado), que se conocen en otras clasificaciones como Litosoles y Redzinas, son suelos muy delgados, pedregosos y poco desarrollados que pueden contener una gran cantidad de material calcáreo. Son los suelos de mayor distribución a nivel mundial (1 655 millones de hectáreas; IUSS, 2007) y están asociados a sitios de compleja orografía, lo que explica su amplia distribución en México.

Estos suelos se encuentran en todos los tipos climáticos (secos, templados, húmedos), y son particularmente comunes en las zonas montañosas y en planicies calizas superficiales, como las de la Península de Yucatán. Su potencial agrícola está limitado por su poca profundidad y alta pedregosidad, lo que los hace difíciles de trabajar.

En la categoría de Regosoles (del griego *reghos*, manto) se agrupa a los suelos que no pueden ser clasificados dentro de los grupos reconocidos por el Sistema Internacional Base Referencial Mundial del Recurso Suelo (IUSS, 2007). En otras clasificaciones se reconocen como Entisoles. En general, son suelos muy jóvenes que se desarrollan sobre material no consolidado, de colores claros y pobres en materia orgánica. Se encuentran en todos los climas, con excepción de zonas de permafrost, y en todas las elevaciones, y son particularmente comunes en las regiones áridas, semiáridas (incluyendo los trópicos secos) y montañosas. Muchas veces se asocian con los Leptosoles y con afloramientos de roca o tepetate.

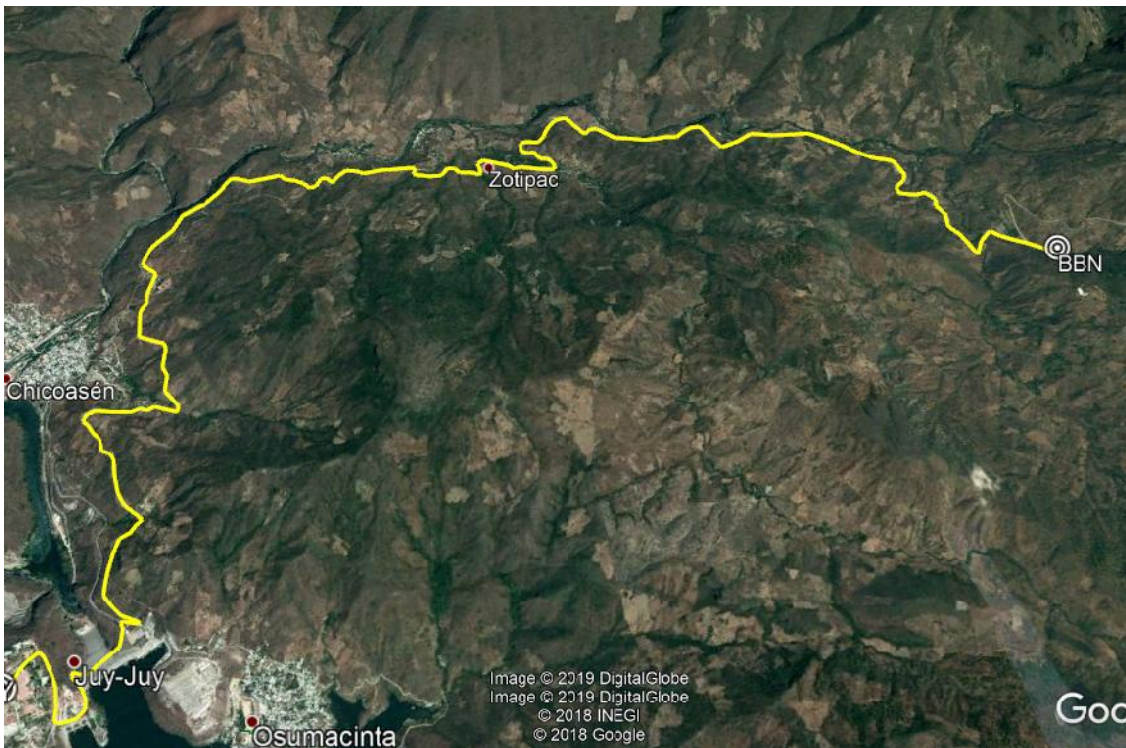


FIG. 20 TIPO DE SUELO EN EL AREA A MODERNIZAR EL CIRCUITO.

2.8 Características de la carga.

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica, presenta parámetros característicos que son necesarios determinar y especificar para el diseño y cálculo de los sistemas eléctricos de distribución. En este contexto, cobra real importancia el pronóstico de la demanda y el cálculo de las pérdidas de potencia y energía en el sistema eléctrico de distribución.

Determinación de la Demanda

La demanda de EE, depende del nivel de vida, lugar geográfico, tipo de consumidor. Para determinar la demanda de potencia, se debe considerar los siguientes parámetros:

Densidad de Carga son los kVAs ó MVAs por unidad de área ó kW por cada 200 m. Es apropiado para estimar la demanda de una región y poder dimensionar los alimentadores y puestos de transformación.

Una parte o sección de una región que tiene características más o menos uniformes, en cuanto a construcciones, nivel económico de los usuarios y tipo de actividad. Solo aplicable en regiones donde existe EE, consiste en seleccionar un área típica de carga para obtener una muestra representativa sobre:

-) Número de consumidores
-) Consumo total en el mes de mayor registro.

Si se representa las cargas concentradas en puntos de consumo, el centro de carga está determinado por el baricentro de los puntos considerados. La adecuada proyección de la demanda y la planificación de la expansión, garantizara el suministro de EE a los usuarios. La proyección de la demanda puede ser realizada mediante un ajuste de una función en base al método de los mínimos cuadrados.

2.9 Salidas del circuito.

Entre las salidas producidas por descargas atmosféricas se deben distinguir dos tipos:

-) Las salidas debidas a fallas de apantallamiento.
-) Flameo inverso.

2.9.1 Salidas por fallas de apantallamiento

Estas salidas se deben a la caída de un rayo directamente sobre el conductor de fase, por falla del cable de guarda, encargado del apantallamiento de la línea.

Un rayo de 30kA, (que es muy probable) produce en una línea con impedancia característica de 400 ohmios, ondas de voltaje de lado y lado del punto de impacto de 6000 kV, que exceden por amplio margen el BIL de una línea de 220kV (aproximadamente de 1050kV).

Por esta razón la probabilidad de que haya flameo entre el conductor y la cruceta o entre dos fases adyacentes y se presente una posterior salida de la línea, es muy cercana al 100% si falla el apantallamiento.

Salidas por flameo inverso

Cuando la descarga cae sobre el cable de guarda, viaja hasta la torre más cercana, (a cada lado del punto de impacto), donde busca su camino a tierra. Parte de la onda de choque se reflejará por el cable de guarda hacia atrás, parte se refractará por el cable hacia delante y la mayor parte, baja por la torre hacia tierra. Debido a la impedancia de la torre y a la resistencia de puesta a tierra, se forman a todo lo largo de aquella, voltajes de un valor bastante alto.

Cuando el voltaje en la cruceta es muy alto con respecto al conductor, tenemos el flameo cuyo punto de mayor voltaje es la cruceta, llamado flameo inverso, (back

flashover). Este flameo puede ocasionar, dependiendo de la calibración del sistema de protección, una salida de la línea.

Para prevenir estos casos las Buenas Prácticas de la Ingeniería de los Sistemas de Puestas a tierra puede ser resumida en:

- J Medición de la Resistividad previamente al diseño del S.P.T
- J Diseño del Sistema de Puesta a Tierra por cada Estructura
- J Selección Especializada de los D.P.S
- J Selección Especializada de Materiales – RETIE
- J Selección Especializada de Herramientas
- J Selección Especializada de Equipos de Medición
- J Talento Humano Certificado (Realización de Pruebas Previas)
- J Medición de la Equipotencialización
- J Medición en Baja Frecuencia del S.P.T.- (Método de la Caída de Potencial)
- J Medición en Alta Frecuencia del S.P.T. – (Método de la Caída de Potencial)
- J Y el Porcentaje permitido del 10 % máximo como diferencia entre el valor del S.P.T. diseñado VS el Construido

Estas prácticas nos permiten construir óptimamente: El Apantallamiento, El Sistema de Puesta a Tierra, y la Instalación de los D.P.S; y de esta forma poder garantizar en un 100% que no ocurran salidas de las Líneas por Sobretensiones causadas por los Rayos.

Las fallas de apantallamiento ocurren cuando el cable de guarda no protege los conductores de fase contra las descargas atmosféricas (debido principalmente a diseño incorrecto del ángulo de apantallamiento), pudiendo incidir rayos en dichos conductores con suficiente corriente como para ocasionar una falla.

La tasa de salida por fallas de apantallamiento (Tsal_{FA}) puede ser calculado por medio de la ecuación.

$$Tsal_{FA} = N_{desc} * [P(I_{min}) - P(I_{max})] \text{ fallas/100km - año}$$

3. Equipos de protección en media tensión (M.T).

Para un funcionamiento adecuado del sistema eléctrico de distribución, es necesario un diseño adecuado de los esquemas de protección empleadas en las redes de distribución, para lo cual es necesario conocer todos los parámetros de la misma, tales como: Niveles de corrientes de cortocircuito, equipos conectados, las impedancias de los alimentadores, distribuidores y transformadores.

Los principales dispositivos y equipos de protección más empleados en redes de distribución, son:

-) Interruptores de potencia.
-) Relés.
-) Reconectadores (Restauradores).
-) Seccionalizadores.
-) Fusibles y seccionador-fusible.
-) Descargadores (Apartarrayos y Pararrayos).

3.1 Interruptores de potencia.

El interruptor de potencia, es un dispositivo de apertura o cierre mecánico, capaz de soportar tanto la corriente de operación normal como altas corrientes durante un tiempo específico, debidas a fallas en el sistema los interruptores pueden cerrar o abrir en forma manual o automático por medio de relés.

Las partes principales de un interruptor, son:

-) Cámara de interrupción.

-) Contactos: fijo y móvil.
-) Medio de interrupción.
-) Accionamiento.

La interrupción del arco se realiza en un medio, como ser:

- Aceite.
- Vacío.
- Hexafluoruro de azufre (SF₆).
- Soplo de aire.
- Soplo de aire – magnético.

Los interruptores tienen un mecanismo de almacenamiento de energía, que le permite cerrar hasta cinco veces, antes de que la energía sea interrumpida totalmente, estos mecanismos tienen un accionamiento:

-) Neumático (aire comprimido).
-) Hidráulico (nitrógeno comprimido).
-) Neumático - hidráulico (combinación).
-) Mecanismo de resorte.

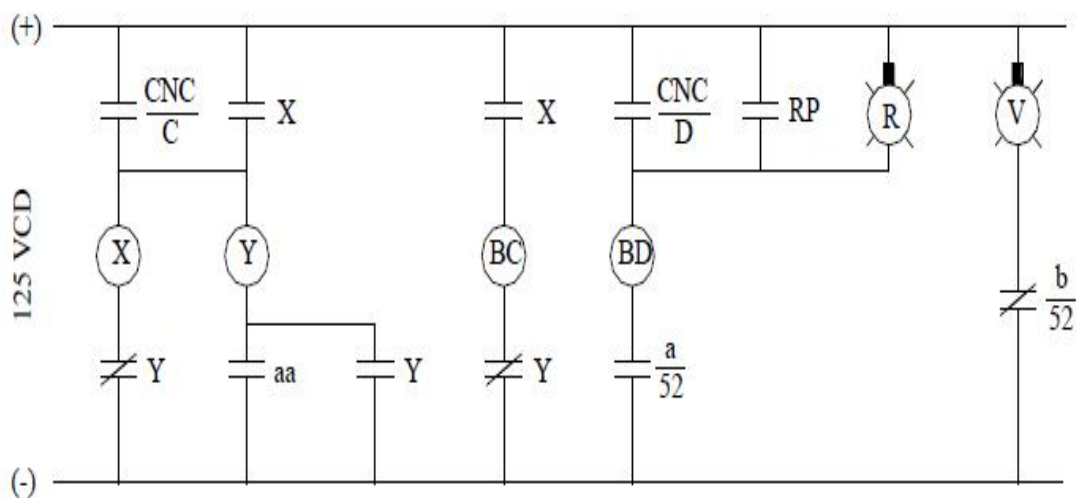


FIG. 21 DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Para cerrar el interruptor:

En las subestaciones de un sistema de potencia se tienen tableros de control, estos tableros disponen de un conmutador de control, si se acciona este conmutador a la posición de cierre, se cerrará el contacto CNC/C (cierre) energizándose el relevador auxiliar de cierre X y cerrando sus dos contactos respectivos en las siguientes dos ramas del circuito (los contactos X), quedando enclavado por el relevador de la segunda rama (de izq. a der.). El segundo contacto auxiliar X energiza la bobina de cierre BC, al terminar el ciclo de cierre (se cerraron los contactos “a” del interruptor de potencia, quedó cerrado el interruptor). El contacto auxiliar de fin de carrera del interruptor(aa) cierra solo por un instante y vuelve a abrir, este instante es suficiente para energizar la bobina del relevador auxiliar Y quedando enclavado cuando cierra su contacto Y normalmente abierto.

Para abrir el interruptor:

En el tablero de control se acciona el conmutador de control hacia la posición de disparo, en ese momento se cierra el contacto CNC/D con el cual se energiza la bobina de disparo BD ya que el contacto auxiliar a/52 se encontraba cerrado. Para lograr la apertura del interruptor también se hace por medio del contacto del relevador de protección RP el cual cerrará en el momento en que se produzca una falla, ya que al cerrar su contacto también se energiza la bobina de disparo BD. Cuando se abre el interruptor de potencia se cierra el contacto auxiliar b/52 con lo cual se enciende la lámpara verde que indica que el interruptor está abierto, simultáneamente se abre el contacto auxiliar a/52 con lo que se desenergiza la bobina de disparo y se apaga la lámpara roja.

3.1.2 Relés (Relevadores).

Los relés son dispositivos, por medio de los cuales un equipo eléctrico es operado cuando se producen variaciones en las condiciones en el equipo o circuito en que están conectados o en otro equipo o circuito asociado. Es el elemento sensor. Es

el que detecta la falla y envía señal de disparo al interruptor. Se alimenta a través de los T. C. y/o T. P.

En las redes de distribución se utilizan básicamente protecciones de sobrecorriente con relevadores instantáneos y con retardo, ya sea de tiempo inverso o de tiempo definido (NOM. ANSI 50 / 51 para las fallas entre fases y 51N para las fallas a tierra). Los relevadores de tiempo inverso son relevadores de tipo de inducción electromagnética, cuyo tiempo de disparo depende del valor de la corriente que hace operar al relevador.

Los relevadores instantáneos normalmente son de atracción magnética, al igual que los de tiempo definido; sin embargo, en estos últimos se tiene un relevador de tiempo que retarda el disparo según se requiera. Actualmente se usan relevadores estáticos, que pueden tener características similares a los de tiempo definido, y de tiempo inverso, aunque sus curvas generalmente son en mayor número y sus tiempos de disparo de mayor precisión. Los relevadores estáticos generalmente incluyen también funciones de medición, con lo que se reducen los equipos en los tableros.

Los relevadores estáticos están finalmente desplazando a los relevadores electromecánicos tanto en los sistemas de distribución como en los de potencia. Los relevadores de tiempo inverso están basados en el principio de operación de inducción magnética. En ellos se tiene un disco en el que dos flujos desfasados inducen corrientes con las que interactúan y dan lugar a un momento de giro, el disco gira en función del valor de la corriente, por lo cual el tiempo de operación del relevador es variable.

La corriente de disparo de los relevadores de inducción se modifica cambiando el número de espiras de la bobina por medio del tap y el retardo por medio del dial. Incrementar el dial significa hacer que el disco tenga que describir un ángulo de giro mayor para poder cerrar los contactos. El ajuste del tap es discreto, tiene

valores en amperes que van desde unos 2 amperes hasta unos 16 para los relevadores 51 y hasta unos 180 A para los relevadores instantáneos (ANSÍ 50). El valor del dial es de ajuste continuo.

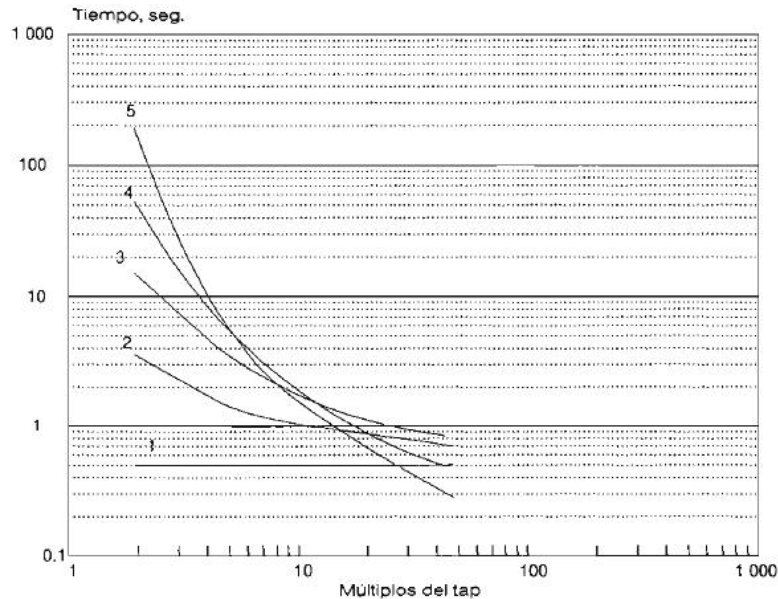


FIG. 22 CURVAS DE DISPARO DEL RELEVADOR DE CORRIENTE.

3.1.3 Reconectores (Restauradores).

El restaurador es un dispositivo de protección de sobrecorriente que dispara y recierre automáticamente un número determinado de veces para eliminar fallas transitorias o para aislar fallas permanentes. También incluye la posibilidad de realizar operaciones de cierre y apertura en forma manual. De acuerdo con las necesidades de coordinación, los restauradores se pueden programar para que operen con un número de secuencias diferentes:

-) Dos operaciones instantáneas (disparo y recierre), seguidas por dos operaciones de disparo con retardo, antes de que se presente la apertura definitiva.
-) Una operación instantánea seguida por tres operaciones con retardo.
-) Tres operaciones instantáneas más una operación con retardo.

-) Cuatro operaciones instantáneas.
-) Cuatro operaciones con retardo.

Las características instantáneas y con retardo dependen de la capacidad del restaurador. Hay rangos de los restauradores de 50 a H 20 amperes con bobinas en serie y de 100 a 2 240 A, con bobinas en paralelo. La corriente de disparo mínima para todas las potencias normalmente se calibra al doble de la corriente nominal. Los restauradores deben tener capacidad para poder interrumpir las corrientes de falla asimétricas relacionadas con su rango de corrientes simétricas.

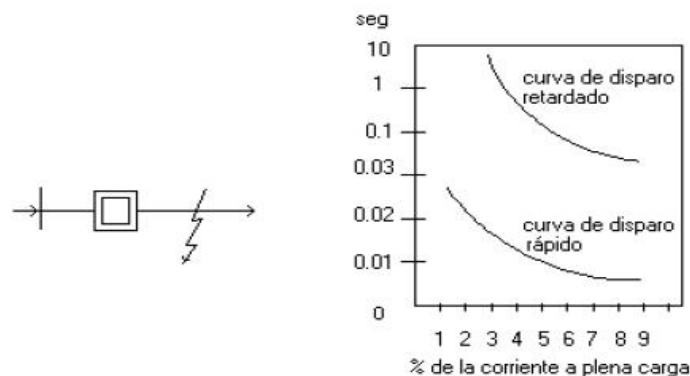


FIG. 23 OPERACIÓN DEL RESTAURADOR.

En cierta forma, un restaurador realiza las funciones de una combinación de interruptor de potencia, un relevador de sobrecorriente y un relevador de recierre automático. El restaurador consta fundamentalmente de una cámara de interrupción y los correspondientes contactos principales que operan en aceite, así como el mecanismo de control del accionamiento del disparo y del recierre, un operador, un integrador y un mecanismo de paro.

-) Ideal para alimentadores rurales.
-) Previene tallas transitorias.
-) El suministro se reanuda rápidamente.

3.1.4 Seccionalizadores.

La incorporación de este tipo de dispositivo de protección en alimentadores, protegidos por interruptores o restauradores, hace posible que la falla pueda ser aislada o seccionada, confirmando la zona de disturbio del alimentador a una mínima parte del circuito.

Los seccionadores automáticos de línea son dispositivos de protección de sobrecorriente que se instalan sólo con respaldo de interruptores o restauradores. Ellos operan sobre la base de contar el número de interrupciones causadas por el dispositivo de protección de respaldo y abren durante el tiempo de circuito muerto, después de un número preestablecido (1 a 3) de operaciones de disparo del dispositivo de respaldo. La corriente que cuenta el restaurador es superior a la nominal en 60% aproximadamente. La operación de los restauradores permite seccionar los alimentadores de distribución en caso de falla, de tal manera que parte de ellos permanezca en servicio, lo que representaría un costo mucho mayor si esto se hiciera con restauradores o interruptores.

Las condiciones de operación de un seccionador pueden ser tres:

-) Si la falla se elimina cuando el restaurador abre, el contador del seccionador volverá a su posición normal después de que el circuito sea reenergizado.
-) Si la falla persiste cuando ocurre el recierre, el contador de fallas-corriente en el seccionador estará preparado para registrar o contar la siguiente apertura del restaurador.
-) Si el restaurador está programado para abrir al cuarto disparo, el seccionador se calibrará para abrir durante el circuito abierto siguiente al tercer disparo del restaurador.

3.1.5 Fusibles.

Los fusibles son los dispositivos de protección más simples, están formados por un elemento conductor fusible, un cartucho que contiene al elemento fusible y un

portafusible que soporta los cartuchos. El fusible se puede definir como un dispositivo de protección con un circuito fusible de interrupción directamente calentado y destruido por el paso de la corriente de corto circuito o de sobrecarga. Existen varios tipos de fusibles, como los de un elemento o de doble elemento, los convencionales y los limitadores de corriente, etcétera.

El principio de operación de los fusibles consiste en que son un conductor de sección transversal pequeña, por lo cual su resistencia eléctrica es mayor que la del elemento protegido y por lo tanto generan más calor. Además, por su menor sección, los fusibles soportan menos calor y se funden con rapidez. La curva de tiempo mínimo de fusión representa el tiempo mínimo en el cual el fusible puede fundirse con las diversas corrientes. El tiempo máximo de eliminación de la falla representa el mayor tiempo en que se funde el fusible y se elimina el arco eléctrico. En otras palabras, la operación del fusible se restringe al área comprendida entre las dos curvas.

Para una determinada corriente el tiempo de operación real se encuentra entre el tiempo mínimo y el máximo que indican las curvas. Los fabricantes proporcionan tablas y curvas en las cuales se especifica la corriente nominal del fusible y las curvas de operación. Las curvas son generalmente de tiempo inverso, es decir, el tiempo de disparo del fusible es inversamente proporcional a la corriente. Cuando se realiza la coordinación de protecciones se debe trabajar con las curvas reales de los fusibles, con lo que se obtienen resultados más precisos que permiten tener tiempos de disparo más pequeños.

Esto redundará en una mayor vida esperada del equipo y por lo tanto en beneficios económicos. En los sistemas de distribución se usan fusibles de alta tensión para proteger los transformadores de distribución y alimentadores aéreos de diversos tipos. Existen fusibles de alta tensión convencionales que operan con cierta lentitud y fusibles limitadores de corriente que operan antes del primer cuarto de ciclo de la corriente de corto circuito.

Los tipos de fusible son:

-) Seccionador fusible.
-) Fusible de potencia.

El dimensionamiento del fusible, la corriente nominal del fusible se determina por la siguiente expresión:

$$IF = 1.3 \cdot IN$$

Según la velocidad, existen dos tipos de fusibles:

-) Tipo K rápido 0.1 a 300 s 6 a 100 A.
-) Tipo T lento 0.1 a 600 s 140 a 200 A.

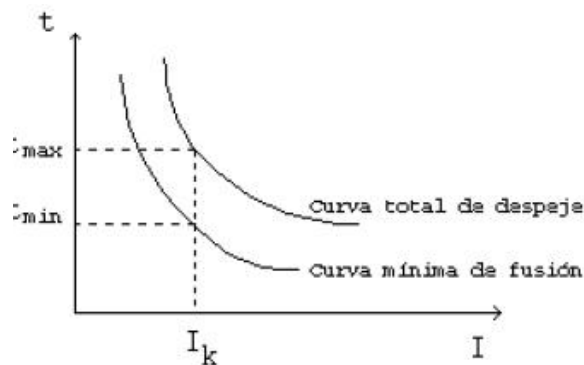


FIG. 24 CURVA DE OPERACIÓN DEL FUSIBLE.

3.2 Coordinación De Protecciones.

La protección es la ciencia, técnica o arte de aplicar y seleccionar relevadores y / o fusibles para proporcionar la máxima sensibilidad para la detección de las fallas o condiciones indeseables, y no obstante, evitar su operación en todas las condiciones permisibles o tolerables. Es importante reconocer que la decisión del "time Window" en el sistema protegido es muy estrecha y cuando ocurre una falla,

deberá verificarse la operación correcta de la coordinación de protecciones de los relevadores y los demás medios de protección en un Sistema Eléctrico de Potencia para comprobar su comportamiento o en su defecto corregir el ajuste tiempo - corriente.

Es vital que la decisión correcta sea hecha por el mecanismo de protección, sí la perturbación es intolerable y de esta manera demande una acción rápida, o si es una perturbación tolerable o situación transitoria que el sistema pueda absorber toman la decisión para que el dispositivo de protección opere si es necesario para aislar el área de perturbación rápidamente como sea posible y con un mínimo de disturbios en el sistema, este tiempo de perturbación es asociado a menudo de señales extrañas e la fuente, los cuales no beben "engañar" al dispositivo de protección que para que origine una incorrecta operación. Ambas, la operación por falla y la operación incorrecta pueden originar al sistema un problema mayor involucrando un aumento del daño al equipo, aumento en el riesgo para el personal, y una posible interrupción del servicio más larga.

Estos requerimientos rigurosos hacen que los ingenieros de protección sean conservadores. Es debido a esto que un ingeniero de protección experimentado a menudo desea continuar usando equipos de protección que tengan un largo historial y confiabilidad.

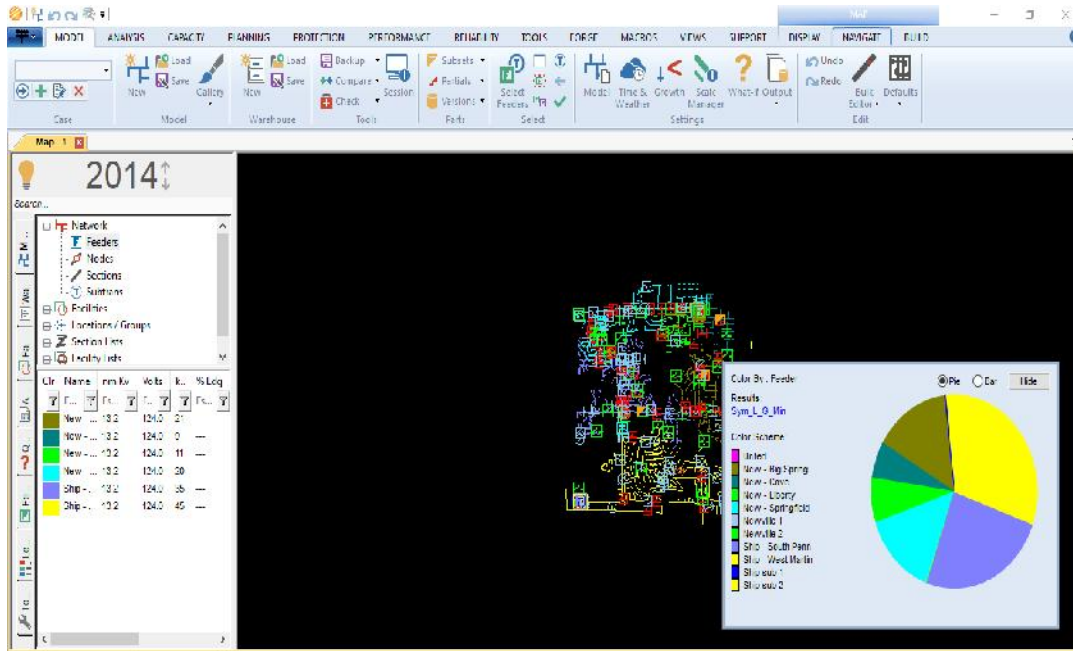


FIG. 25 PROGRAMA PARA COORDINACION DE PROTECCIONES SYNERGEE.

3. DESARROLLO.

Para el desarrollo del proyecto de modernización del circuito JUY-4030 se tendrán todos los datos actuales referente al circuito tales como las salidas que ha tenido en un periodo de años, las principales afectaciones que se tienen al tener un fallo en el circuito todo esto en base a la ubicación, tipo de estructuras y condiciones en las que se encuentra. Con base a datos obtenidos en sistema SIAD sistema que se encarga de la información e índices así como información de equipos y circuitos de la zona de distribución Tuxtla, que nos brindara la información necesaria la proyección del circuito JUY-4030.

3.1 Características del circuito JUY-4030.

<i>CIRCUITO</i>	<i>JUY-4030</i>
<i>SUBESTACION ORIGEN</i>	<i>JUY-JUY</i>
<i>CIUDAD O POBLACION</i>	<i>CHICOASEN</i>
<i>NOMBRE CIRCUITO</i>	<i>CHICOASEN BOMBANA</i>
<i>USUARIOS</i>	5254
<i>DEMANDA MEDIA kW</i>	1755
<i>LONGITUD TOTAL DEL CIRCUITO Km</i>	16.06

FIG. 26 DATOS BASICOS DEL CIRCUITO JUY-4030 SISTEMA SIAD.

Actualmente la subestación el JUY-JUY se encuentra en el municipio de Chicoasen a 40 minutos de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas de fácil acceso a la subestación donde se deriva el circuito JUY-4030 que es un circuito de enlace entre la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres (MMT) y la central hidroeléctrica Bombana(BBN) que beneficia a la central MMT como un iniciador de corriente inicial o de excitación en los generadores eléctricos en caso de algún apagón de suministro de energía o falla franca que pueda incidir en la central, dejando la posibilidad de hacer un arranque de generación en las turbinas que la componen.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD						
DIVISION DE DISTRIBUCION SURESTE						
ZONA TUXTLA						
REPORTE DE RAMALES - USUARIOS/DEMANDA POR TRAMO						
CIRCUITO: JUY - 04030 - CHICOASEN-CH-BOMBANA						
CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	DIRECCIÓN DEL TRAMO	USUARIOS	DEMANDA KW	FASES	TIPO EQUIPO
JUY-04030		INTERRUPTOR 4030	0	0	3	I - INTERRUPTOR DE POTENCIA DE RED
JUY-04030		C0002 N.C. PASANDO CHICOASEN E	0	0	3	G - CUCHILLA NAVAJA MONOPOLAR
JUY-04030	COG NC LLEGADA BOMBANA	BOMBANA	0	0	3	C - CUCHILLAS DE OPERACION EN GRUPO
JUY-04030	CHICOASEN	CHICOASEN	480	200	3	H - CORTACIRCUITO FUSIBLE
JUY-04030			4149	840	3	SIN EQUIPO
JUY-04030		ENTRADA ZAPOTE	0	0	1	SIN EQUIPO
JUY-04030	BOMBEO SAN FERNANDO	ENTRADA ZAPOTE RESTAURANTES EN TRAYECTO	5	500	3	H - CORTACIRCUITO FUSIBLE
JUY-04030	OSUMACINTA	ENTRADA ZAPOTE	450	120	3	H - CORTACIRCUITO FUSIBLE
JUY-04030	RAMAL A SANTANA	CHICOASEN	50	25	3	H - CORTACIRCUITO FUSIBLE
JUY-04030	RAMAL VISTA HERMOSA	COLONIA VICTA HERMOSA CHICOASEN	120	70	3	H - CORTACIRCUITO FUSIBLE
		TOTALES:	5254	1755		

FIG. 27 RAMALES DEL CIRCUITO JUY-4030

Se muestran las características circuito JUY-4030, la cantidad de usuarios, la longitud que distribuye y todos los usuarios que suministra en los ramales, los datos obtenidos parten del sistema SIAD para llevar el análisis de consumo y los ramales que alimenta el circuito, para poder entender los problemas o las situaciones que afronta cuando está en operación y cuando se presenta alguna falla que implique la continuidad del suministro.

Para la modernización del circuito se tomaran las Normas de Distribución - Construcción – Instalaciones Aéreas en Media y Baja Tensión, obedecen a la necesidad de tener una reglamentación a nivel nacional, para uniformizar la calidad y simplificar la construcción en instalaciones de distribución hasta 33 kV para áreas normales y de contaminación, que permita lograr una operación eficiente y segura con un mínimo de mantenimiento, incluyendo los desarrollos tecnológicos en materiales y equipos, para su aplicación por el personal de CFE y externo que proyecta, construye y supervisa.

3.1.1 Antecedentes de fallas del circuito JUY 4030 actual.

En base a los datos obtenidos en SIAD portal interno de la empresa suministradora CFE se accedió a la base de datos que cuenta el circuito JUY 4030 para visualizar las fallas principales que se ha tenido durante un periodo de 4 años atrás el cual nos permite la manera en que se ha comportado de igual manera se obtienen los tiempos de disparo que queda el circuito al presentarse una falla. Los siguientes tiempos se mostraran en la tabla.

TIEMPOS DE INTERRUPCION DEL JUY 4030					
AÑO	MES	DEMANDA	USUARIOS	CAUSA	TIEMPO DE INTERRUPCION (hrs)
2014	AGOSTO	1500	2500	D-145	01:09
2015	ABRIL	34	2500	D-124S	00:44
2015	ABRIL	34	120	D-125B	00:23
2015	JUNIO	20	30	D-125T	01:04
2015	JULIO	733	3500	D-125E	01:23
2015	JULIO	146	500	D-125E	02:37
2015	JULIO	75	100	D-133	00:48
2015	JULIO	15	8	D-125K	01:16
2015	AGOSTO	150	200	D-125T	00:21
2015	AGOSTO	250	6	D-125T	00:26
2015	AGOSTO	180	25	D-125T	00:21
2015	AGOSTO	180	145	D-125T	00:26
2015	OCTUBRE	50	45	D-144	01:24
2016	MARZO	33	79	D-123	00:01
2016	ABRIL	50	120	D-145	00:21
2016	AGOSTO	16	39	D-125	00:08
2016	DICIEMBRE	8	16	D-133	00:11
2017	MARZO	23	60	D-151	04:40
2017	ABRIL	1865	3465	D-123E	00:34
2017	ABRIL	25	50	D-123E	13:53
2017	ABRIL	230	396	D-136	01:04
2017	ABRIL	25	50	D-136	00:57
2017	ABRIL	70	65	D-123N	04:46
2017	ABRIL	12	45	D-151	02:44
2017	ABRIL	25	33	D-123M	10:14
2017	MAYO	25	50	D-125C	00:45
2017	JUNIO	25	50	D-151	05:16
2017	JUNIO	70	80	D-125T	04:39

2017	AGOSTO	79	297	D-145	05:01
2018	FEBRERO	500	5	D-133	00:53
2018	JULIO	50	70	D-125B	04:33
2018	AGOSTO	25	50	D-151A	06:05
2018	AGOSTO	500	3	D-125B	01:36
2018	AGOSTO	33	46	D-145	02:37
2018	NOVIEMBRE	500	44	D-133	03:02
2018	DICIEMBRE	500	44	D-145	07:02
2018	DICIEMBRE	500	44	D-133	01:24
2018	DICIEMBRE	20	47	D-133	06:59
2018	DICIEMBRE	20	47	D-133	03:19

TABLA 1 TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN DEL JUY 4030, 2014-2018.

En base a los datos obtenidos en sistema se obtuvieron los siguientes resultados donde se nos muestra las principales causas en los principales meses que se dieron las afectaciones al circuito, para poder llegar al planteamiento de que se requiere para hacer la modernización y sea más confiable. Además que es un puto de partida para que el proyecto se lleve a cabo y exponerlo a las áreas involucradas en distribución de la zona Tuxtla el cual le pertenece dicho circuito.

Entre las principales fallas se encuentran por línea rota, por daño de estructura, por descargas atmosféricas y por quema que se originan en el área ocasionando las salidas dando tiempos de 2 a 6 horas de interrupción del suministro de energía como se puede apreciar el promedio en la tabla de los valores obtenidos, no tomando en cuenta la inversión de tiempo-hombre y acceso que se requiere para llegar al punto de restauración o detección de la falla que se complica por el relieve que cuenta dicho circuito actualmente.

En las siguientes gráficas se mostrarán los tiempos de interrupción de 4 años atrás para la valoración de la tendencia que ha generado que repercute en tomar acciones de mejoramiento.



FIG. 28 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2014 AL 2018

Como se puede observar en la gráfica de acorde a la línea de tendencia que se marca los tiempos de interrupciones tiende a aumentar lo que me genera una estadística de mayor número de eventos que se me están ocasionando en el circuito el disparo y la salida de este. En el año 2016 al 2017 se el mayor incremento de interrupciones debido a descargas atmosféricas y daño en las estructuras afectando el suministro.

Cabe mencionar que el circuito cuenta con aprox. 60 años de operación el cual ya cuenta con varios arreglos y adecuaciones que se la han hecho en a través de los años principalmente en la posteria que inicio con postes de maderas troncocónicos los cuales fueron los pioneros al inicio del circuito siendo fundamentalmente para abastecer energía en el área de Chicoasen y auxiliar en arranque de los generadoras de la presa Manuel Moreno Torres



FIG. 29 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2014 AL 2015

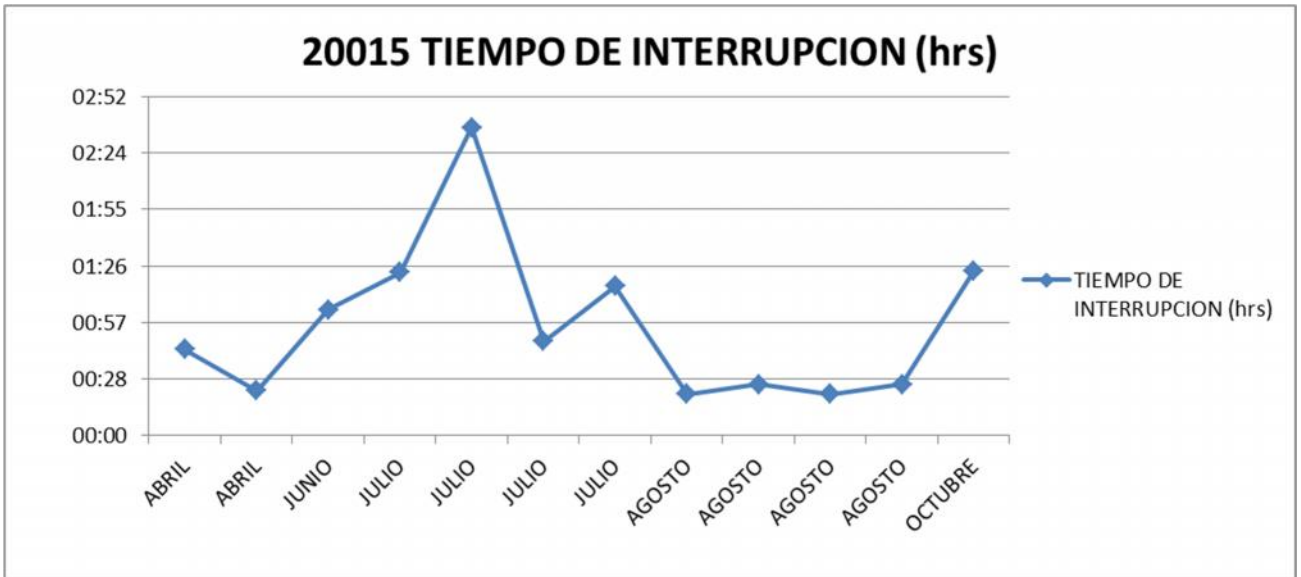


FIG. 30 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2015

Se muestran los tiempos de interrupciones del circuito JUY del año 2015 observándose que en los meses de Julio a Agosto fueron los principales meses de disparo que se comprende que es la temporada en el país de tormentas y ciclones.

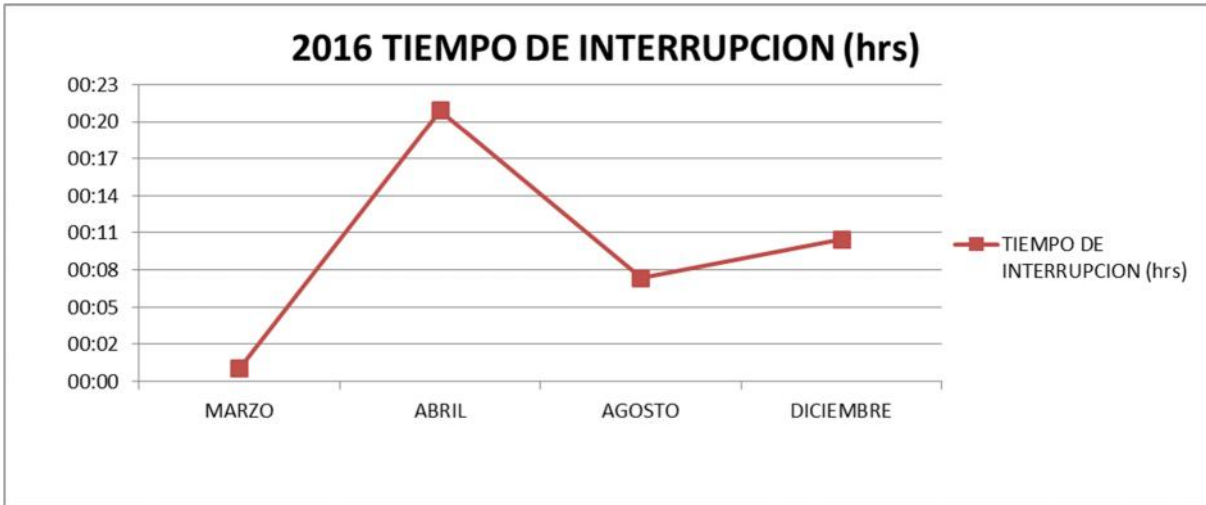


FIG. 31 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2016

Se muestran los tiempos de interrupciones del circuito JUY del año 20156 observándose que en los meses del año fueron menor los disparo e interrupciones de energía.



FIG. 32 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2017

Se muestran los tiempos de interrupciones del circuito JUY del año 2017 observándose que en los meses de Abril-Mayo fueron los principales meses de disparo que se comprende que es la temporada donde se da el verano con altas temperaturas, quemas no controladas afectando en el suministro.

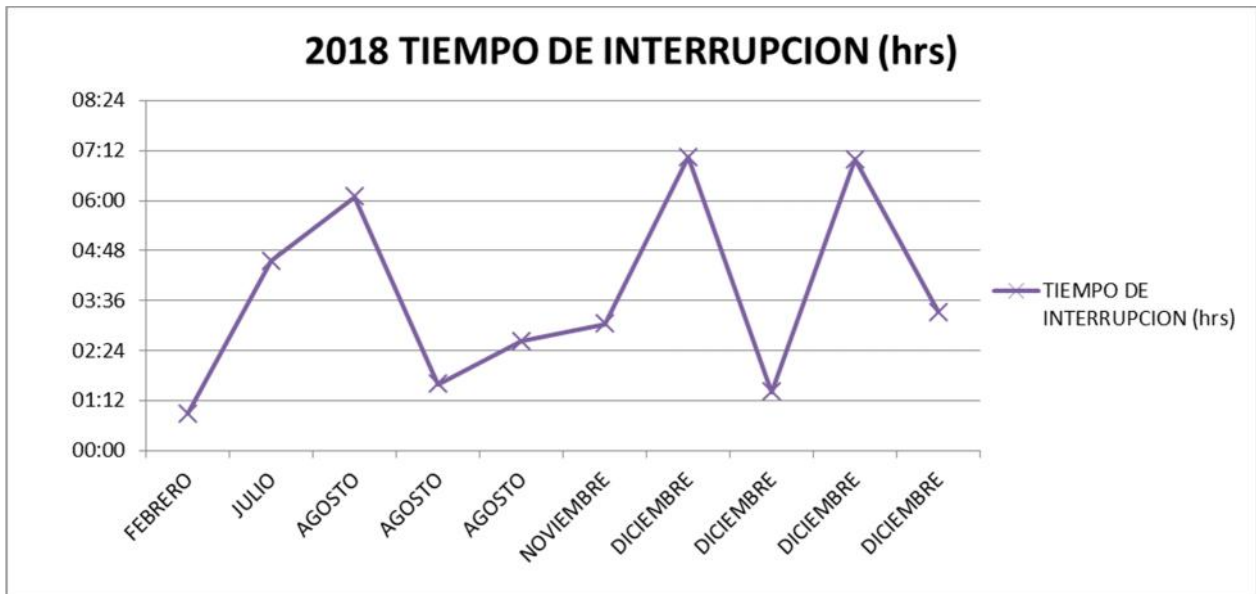


FIG. 33 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2018

Se muestran los tiempos de interrupciones del circuito JUY del año 2018 observándose que en los meses de Agosto-Diciembre fueron los principales meses de disparo que se comprende que es la temporada en el país de tormentas y la entrada del otoño consigo la condiciones del viento cambian en la región ocasionando la caída de puentes, rompimiento de la línea, cabe también se presentan lluvias en esos meses, llegando en el punto de las descargas atmosféricas.

Otro factor importante son los hilos de guarda que se encuentran encargados del blindaje, los cuales me proporcionan una trayectoria física que drena, hacia el sistema de puesta a tierra la corriente eléctrica de las descargas atmosféricas que inciden en las estructuras o en los propios conductores.

Derivado del trazo de la línea de distribución se pueden cruzar zonas con topografía difícil o accidentada y regiones con altos índices de densidad de rayos a tierra, éstas son las líneas que por lo general presentan más fallas por descargas atmosféricas

3.2 Reconocimiento visual del lugar a trazar.

Al analizar los parámetros del circuito y el definido del trazado del circuito JUY-4030 en el programa GOOGLE EARTH, se efectúa un reconocimiento recorriendo la zona que comprende el estudio. Este recorrido normalmente se hace en forma terrestre con vehículos todo terreno por las zonas en las que hay maleza y las dificultades que se tienen para tener acceso es uno de los principales causas es el tiempo que se toma para poder llegar a una estructura o parte del circuito para restablecer o dar mantenimiento lo que implica la pérdida de tiempo hombre a si también la respuesta a la atención de la falla que se presenta.



FIG. 34 VISTA EN GOOGLE EARTH SOBRE EL TRAMO EL CICUITO JUY 4030.

A sí mismo, en esta vista o en una posterior, presente las principales partes a estimar las dificultades para la construcción de la línea, al evaluar las posibilidades de acceso a algunos puntos singulares del trazado, también reconocer algunos tipos de suelo en forma básica, y en general para formarse una idea del tipo de terreno en que se estaría remplazando el proyecto de línea de media tensión (M.T), por ejemplo, en zonas con alta densidad de vegetaciones o zonas con dificultades topográficas y de grandes zonas Montañosas, lo que implica tener un acceso rápido y continuo por esa zona por eso se tiene el planteamiento de modernizar para sacar a orilla de carretera el circuito.



FIG. 35 VISTA ACTUAL DE LA TRAYECTORIA DEL CICUITO JUY-4030 SOBRE LA S.E. BOMBANA

Esta etapa no necesariamente significa la finalización del estudio del trazado, en efecto, muchas veces ocurre que por situaciones legales o de negociación complicada con algunos propietarios no es posible trazar la línea, y por lo tanto el mandante de la línea de transmisión está obligado a estudiar otras alternativas o variantes para salvar estos aspectos. Aquí cobra mucha importancia la incorporación de tecnología GOOGLE EARTH, ya que de haber problemas con

propietarios, se puede levantar topográficamente el trazado con esta tecnología con las ventajas de flexibilizar el estudio de variantes.

El trazado definitivo generalmente se entrega dibujado a escala en uno o varios planos de planta, indicando el propietario de la línea, la lista de coordenadas (casi siempre UTM), el dibujo del trazado con sus vértices y la firma de los responsables del estudio. Asimismo, como resultado del estudio topográfico se obtiene el levantamiento del perfil longitudinal que será fundamental para proyectar las posiciones de las estructuras de la línea.

En esta etapa también es necesaria la participación del personal profesional que evaluará los aspectos ambientales del proyecto del trazado de una línea de transmisión o de distribución, en donde participan botánicos, arqueólogos, paisajistas, ingenieros forestales, entre otros, quienes levantarán la información base para la presentación de los estudios ambientales ante la autoridad, ya sea a través de una “Declaración de Impacto Ambiental” o la presentación de un “Estudio de Impacto Ambiental”.

El reconocimiento en terreno de estos aspectos ambientales muchas veces define la forma que toma del trazado preliminar de una línea de distribución. Comprende los elementos básicos para el trazo de instalaciones en media y baja tensión, tomando en cuenta las condiciones que inciden en su construcción y que básicamente son la seguridad a la población, protección al medio ambiente, urbanización, derechos de vía, niveles del terreno, libramientos y obstáculos naturales o artificiales. El primer factor para construir es el conocimiento detallado del entorno, para lo cual se requiere analizar las condiciones del terreno y definir la alternativa técnico-económica más conveniente.

En cada caso deben investigarse y aplicarse las condiciones meteorológicas que prevalezcan en el área en que se localicen. En aquellas regiones del país donde las líneas aéreas lleguen a estar sometidas a cargas mecánicas más severas que las calculadas sobre las bases señaladas en esta subsección, por hielo, menor

temperatura o mayor velocidad del viento, las instalaciones deben proyectarse tomando en cuenta tales condiciones de carga, conservando los factores de sobrecarga correspondientes.

3.3 Consideraciones para la construcción de la línea de distribución JUY-4030.

El proyecto para la construcción de las instalaciones debe considerar: la menor longitud, menor número de estructuras, operación simple y segura, costo mínimo de mantenimiento, para asegurar el cumplimiento de los compromisos de suministro ofertados a los clientes; debiendo prever y valorar los puntos siguientes:

-) Para salvaguardar la integridad y propiedad de la población, se debe de respetar lo indicado en esta sección.
-) Considerar la protección al medio ambiente: analizar la trayectoria más conveniente para minimizar el impacto del entorno.
-) Respecto a los derechos de particulares: en el área urbana por ningún motivo se debe construir en terreno de particulares. En área rural se debe obtener el consentimiento por escrito del propietario.
-) Falta de urbanización: cuando no exista urbanización definida en el terreno, se deben obtener los planos autorizados por la autoridad competente, para conocer la urbanización definitiva de los sectores por electrificar.
-) Tramos rectos: minimizar el número de deflexiones de la línea.
-) Fácil acceso: para la construcción, operación y mantenimiento de la línea; preferentemente utilizando los derechos de vía pública.
-) Evitar obstáculos: de edificios, árboles, líneas aéreas y subterráneas de comunicación y anuncios.
-) Considerar la topografía: antes del levantamiento analizar el trazo más conveniente.

-) Determinar puntos obligados: para distribuir tramos interpostales, en base a deflexiones y/o desniveles de terreno.
-) Evitar puntos de contaminación: principalmente en la proximidad de zonas costeras e industrias contaminantes.
-) Prever impactos en los postes: con base a la afluencia vehicular y sus características determinar el trazo y tipo de estructura a utilizar.
-) Considerar la instalación de equipo de protección, bancos de capacitores y regulación, conexión y desconexión, para la operación y mantenimiento de las instalaciones.
-) Reducir cruces: con otros derechos de vía, como vías férreas, carreteras y canales navegables.
-) Cruce con vías de comunicación: se debe efectuar el trámite ante la autoridad competente, para obtener el permiso correspondiente.

Con fines de simplificación y de acuerdo a la tensión entre fases, se han agrupado las tensiones eléctricas utilizadas en los diferentes sistemas de distribución en media y baja tensión, de la manera siguiente:

TENSIÓN ENTRE FASES (V)	DENOMINACIÓN (kV)
220 ó 440	0-1
13 200 ó 13 800	13
22 860 ó 23 000	23
33 000 ó 34 500	33

TABLA 2. TABLA DE TENSIONES Y DENOMINACION

En instalaciones eléctricas de distribución aéreas, los conductores de mayor tensión deben quedar por arriba de los de menor tensión. Cuando se instalen conductores de líneas eléctricas y de comunicación en una misma estructura, los

primeros deben estar en los niveles superiores. Se debe evitar, hasta donde sea posible, la existencia de líneas en conflicto.

Las estructuras metálicas, incluyendo postes de alumbrado, canalizaciones metálicas, marcos, tanques y soportes del equipo de líneas, cubiertas metálicas de los cables aislados, manijas o palancas metálicas para operación de equipo, así como los cables mensajeros, deben estar puestos a tierra efectivamente de tal manera que durante su operación no ofrezcan peligro a personas o animales.

Las retenidas deben estar sólidamente aterrizadas a menos que tengan uno o más aisladores a una altura mayor de 2,5 m. Si una retenida no conectada a tierra pasa cerca de conductores o partes energizadas, se deben instalar dos aisladores de tal manera que el tramo de retenida expuesto a contacto quede comprendido entre estos dos aisladores.

El mapa de isodensidades es una referencia importante, pero debe complementarse con las experiencias propias de las áreas, como número de salidas de líneas y aislamiento dañado por descargas atmosféricas. Las líneas aéreas de media tensión deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas propias y las debidas a las condiciones meteorológicas a que estén sometidas, según el lugar en que se ubiquen, con los factores de sobrecarga adecuados.

Con el propósito de establecer las cargas mínimas que deben considerarse en el cálculo mecánico de líneas aéreas, según el lugar de su instalación, el país se ha dividido en seis zonas de carga que se indican en el mapa de la Figura 30. Estas zonas corresponden, en términos generales, a las siguientes regiones del país:

Zona I. Región Norte (Baja California Norte, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y parte de Sonora).

Zona II. Región Centro Norte (Durango, Aguascalientes, parte de Zacatecas y San Luis Potosí).

Zona III. Región Centro Sur (Parte de Oaxaca y Chiapas).

Zona IV. Región Central (Guanajuato, Querétaro, Estado de México, Distrito Federal, Tlaxcala, Morelos, parte de Zacatecas, San Luis Potosí, Jalisco, Michoacán, Hidalgo, Puebla, Veracruz y Guerrero).

Zona V. Región Costera (Baja California Sur, Sinaloa, Nayarit, Colima, Tamaulipas, Tabasco, Campeche, Yucatán, parte de Quintana Roo, Sonora, Jalisco, Michoacán, Guerrero, Oaxaca, Chiapas, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Veracruz).

Zona VI. Región Especial (Parte de Oaxaca, Tamaulipas, Veracruz y Quintana Roo). Si una línea aérea cruza dos o más zonas de carga, debe soportar las cargas correspondientes a dichas zonas.

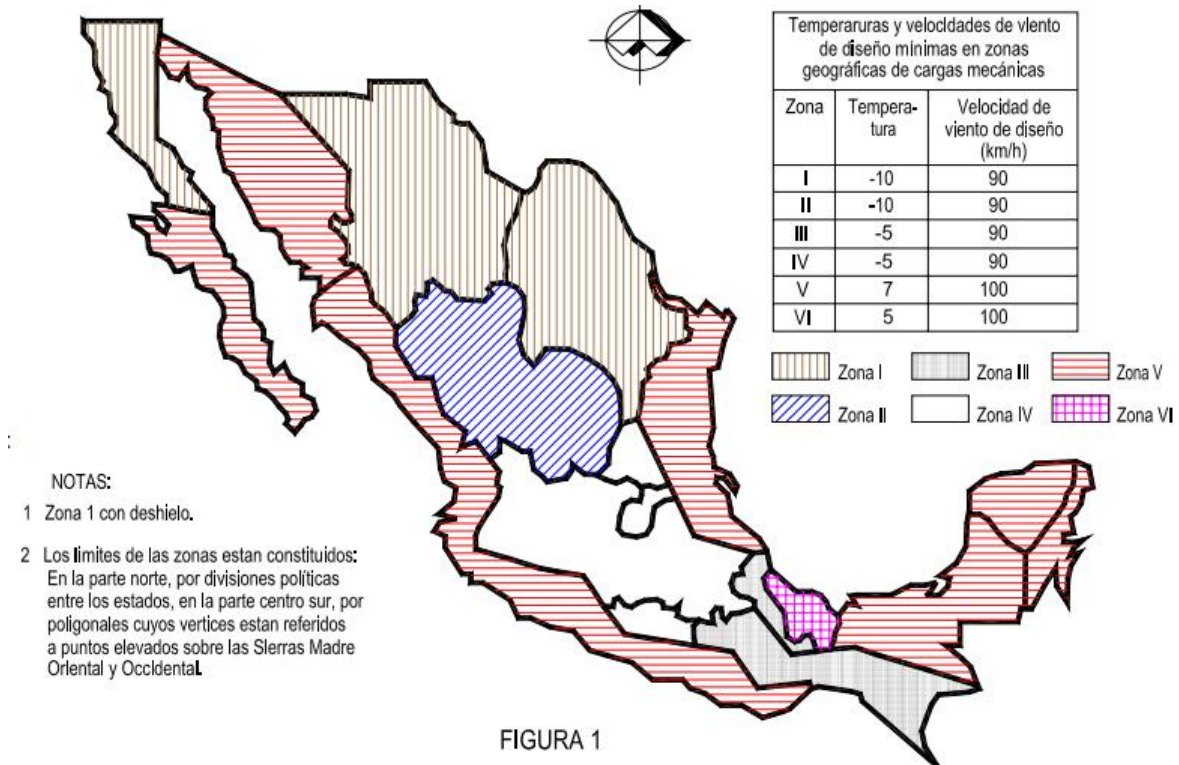


FIGURA 1

ZONAS GEOGRAFICAS DE CARGAS MECANICAS EN LINEAS AEREAS

Hoja 3

FIG. 36 ZONAS DE CARGAS MECÁNICAS.

3.3.1 Espaciamiento entre conductores soportados.

Los conductores pueden instalarse a una menor separación vertical que la indicada cuando estén montados en bastidores verticales o en ménsulas separadas colocadas verticalmente, siempre que no sean de madera, que estén firmemente sujetos a un lado de la estructura y se cumpla con las siguientes condiciones:

-) La tensión eléctrica entre conductores no debe ser mayor a 1 kV, excepto cuando se trate de cables aislados, los cuales pueden ser de cualquier tensión eléctrica.
-) Todos los conductores deben ser del mismo material.
-) El espaciamiento vertical no debe ser menor que el siguiente tabla.

LONGITUD DEL CLARO (m)	SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES DE 0-1 kV EN BASTIDORES VERTICALES
Hasta 60	15
Entre 60 y 80	20
Entre 80 y 90	30

TABLA 3. LONGITUDES DE CLARO DE LOS CONDUCTORES.

-) En ningún caso se deben llevar en un mismo nivel dos tensiones diferentes. La posición que ocupen los circuitos de diferente tensión, en una misma estructura, debe ser tal que los conductores de mayor tensión queden arriba de los de tensión menor.
-) Cuando se instalen conductores de líneas eléctricas y de comunicación en una misma estructura, los primeros deben estar en los niveles superiores.
-) Para fines de aplicación en los cables aislados de uno o varios conductores y los conductores forrados, así como los conductores en grupo, soportados por aisladores o mensajeros, se consideran como un solo conductor, aun

cuando estén formados por conductores individuales de diferente fase o polaridad.

Si un conductor neutro está efectivamente conectado a tierra a lo largo de una línea, puede sujetarse directamente a la estructura. Cuando se usen aisladores de suspensión, la separación no debe ser menor que la especificada, tomando en cuenta que el aislador se puede desplazar 30° de la vertical. Si las retenidas pasan a 30 cm o menos, de conductores eléctricos y de comunicación, deben protegerse por una cubierta aislante en el tramo cercano al conductor eléctrico.

Esto no es necesario si la retenida está efectivamente conectada a tierra, o tiene un aislador tipo retenida debajo del conductor eléctrico más bajo y arriba del de comunicación más alto. Esta separación solamente se aplica a conductores eléctricos soportados abajo de conductores de comunicación, en la misma estructura. Cuando los conductores eléctricos estén arriba de los de comunicación, esta distancia puede reducirse a 7,5 cm, excepto para conductores eléctricos de 0 a 1 KV, cuya separación puede ser reducida a 2,5 cm.

ALTURA MÍNIMA (cm)

Naturaleza de la superficie bajo las partes vivas	Equipo efectivamente puesto a tierra	Partes vivas rígidas no protegidas de 0 a 1 kV y casos de equipos no-puestos a tierra, conectados a circuitos de no más de 1 kV	Partes vivas rígidas no protegidas de más de 1 kV hasta 33 kV y casos de equipos no-puestos a tierra conectados a circuitos de más de 1 kV a 33 kV
Carreteras, calles, callejones y caminos vecinales, terrenos sujetos al paso de vehículos (3)	460	490	550
Espacios no transitados por vehículos	340 (2)	360	430
Caminos en zonas rurales donde es improbable que los vehículos crucen bajo la línea	400	430	490

FIG. 37 ALTURAS MÍNIMAS DE LAS LINEAS DE DISTRIBUCION AEREA.

3.4 Reconocimiento de la trayectoria del circuito juy-4030

Durante el recorrido que se hizo sobre la carretera Chicoasen-Zoitipac se observa el área y el camino donde se tendrá las posteria debido a los cruces se implementara de manera aéreo ya que se encuentra libre desde la salida de la represa Bombana (BBN) donde se distribuirá el circuito JUY-4030 que brindara mayo continuidad de operación y de alimentación de las cargas conectadas, facilitando el acceso y el mantenimiento al sistema de distribución eléctrica por parte de la empresa suministradora de energía CFE.



FIG. 38 SALIDA DE LA REPRESA BOMBANA PARA CIRCUITO JUY-4030.

La salida actual del circuito JUY-4030 sale por la parte inferior de la subestación BNN el cual comienza a subir por la colina recorriendo en medio de la naturaleza bajo su brecha, trayendo consecuencias como afectaciones o interrupciones en diferentes secciones del circuito lo que complica el acceso y la restauración del servicio debido al área donde se está ubicado, aparte se tiene un listado histórico de los eventos más impactantes que ha tenido el circuito actual y tomar la determinación de llevarlo a orilla de carretera, mediante un sistema aéreo, que permitirá el acceso y el mantenimiento preventivo y correctivo, minimizando las horas de mantenimiento y la efectividad de la restauración del servicio.



FIG. 39 CIRCUITO ACTUAL JUY-4030 SALE PARTE POSTERIOR DE LA S.E BBN.

Esta etapa no necesariamente significa la finalización del estudio del trazado, en efecto, muchas veces ocurre que por las situaciones legales o de negociación que me complico con algunos propietarios no es posible trazar la línea, y por lo tanto el mandante de la línea de transmisión está obligado a estudiar otras alternativas o variantes para salvar estos aspectos. Aquí cobra mucha importancia la incorporación de tecnología Google Earth, ya que de haber problemas con propietarios, se puede levantar topográficamente el trazado con esta tecnología con las ventajas de flexibilizar el estudio de variantes.

En el campo de trabajo se verifica el diseño, las abscisas y cotas, con el objetivo de optimizar la ruta y los sitios de cada torre, presentando correctivos de carácter técnico y ambiental al diseño. Se procede a la ubicación topográfica definitiva, su demarcación y al reconocimiento de estabilidad de cada sitio de poste u estructura.

Se pretende hacer el diseño de la conexión en base a la línea de distribución en Media Tensión con la subestación Bombana y la subestación JUY-JUY para fortalecer y garantizar la continuidad del servicio abriendo un nuevo circuito de mayor confiabilidad y acceso a nuevas conexiones a usuarios a la ubicación donde se encontrara que tiene 18.2 km de longitud entre las subestaciones que intervienen.

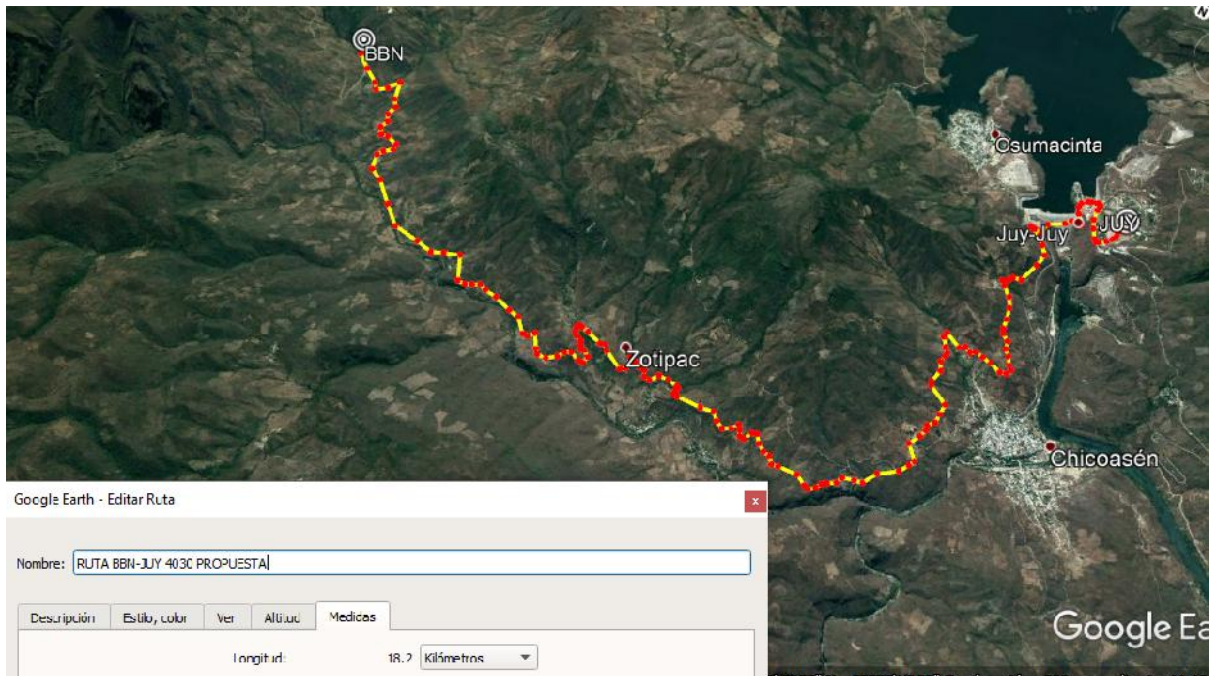


FIG. 40 LONGITUD MEDIDA DE LA TRAYECTORIA PROPUESTA DEL CIRCUITO.

En la realización del trazado de la línea de distribución que se realizó en el programa GOOGLE EARTH para el diseño de la alimentación de carga, esto nos proporcionó el relieve del área vía satélite antes de hacer un recorrido aéreo y terrestre con la finalidad de identificar las dificultades de las zonas como son montañas áreas protegidas y/o cauces de ríos que pasen por la trayectoria de manera de no perjudicar un impacto ambiental, de esta manera lo principal es mediante la cuadrilla de trabajo que el proyecto sea factible.

3.5. Diagrama unifilar del circuito JUY 4030 indicando ramales y subramales bajo estudio.

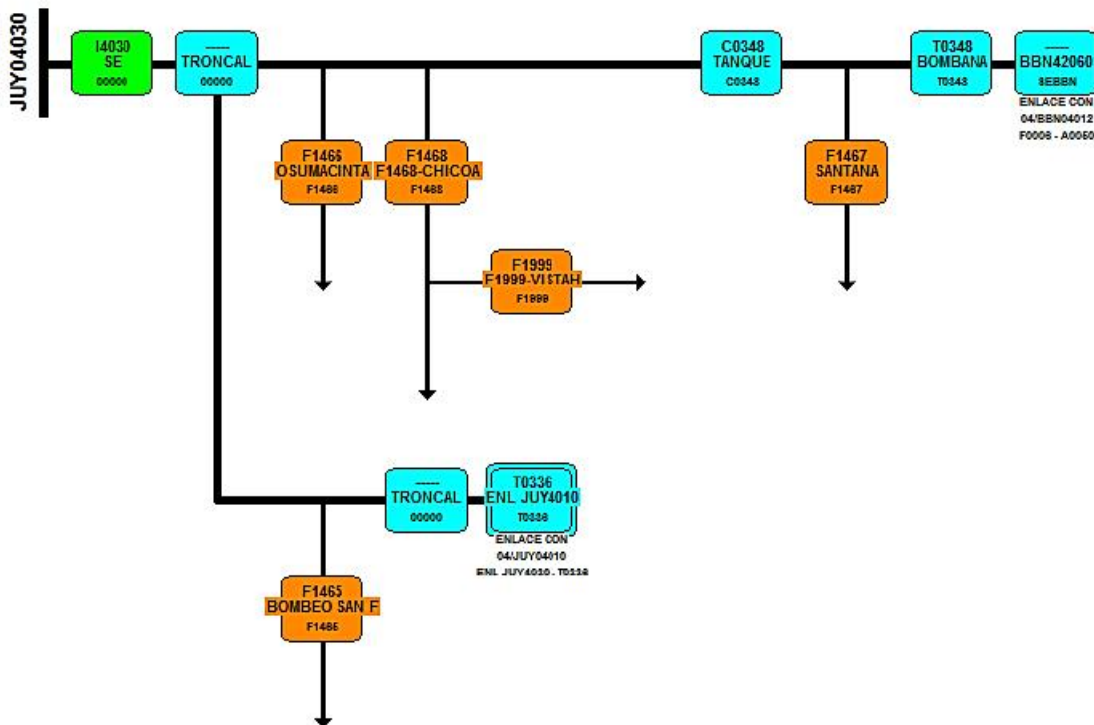


FIG. 41 DIAGRAMA DE LOS RAMALES QUE ALIMENTA EL CIRCUITO JUY-4030

En el diagrama se muestra como está constituido los ramales que alimenta el JUY-4030 actualmente al hacer la modernización del circuito no se modificaría la alimentación a los usuarios conectados en la RED, lo que pretende mejorar es la continuidad y la disponibilidad del circuito a si también la ampliación a futuro de nuevas cargas o usuarios conectados a la RED y proporcionales el servicio. Este diagrama de igual forma nos permite conocer los principales servicios que alimenta y de igual forma ubicar los dispositivos de protección que servirán para mantener el circuito en óptimas condiciones de operación.

Con la obtención de los diagramas unifilares de cada circuito que corresponden a la subestación y poder ver los ramales que alimenta tomando en cuenta las cargas en dicho circuito, se tomaran las bases cargadas en el sistema para poder aplicar el ordenamiento y coordinación de protecciones en el circuito a actualizar.

3.6. Desarrollo del trazo para la modernización del circuito JUY-4030 para la proyección.

En la siguiente imagen se puede apreciar el trazo definitivo a ocupar mediante la tecnología que nos proporciona el programa Google Earth, ya que nos muestra el relieve y los tipos de suelo que se encuentran vía satélite dándonos confiabilidad y medición para la ubicación de los postes y saber qué tipo de estructura se utilizaran de acorde el espacio que se vaya obteniendo, al igual que la validación en campo para tomar las decisiones correctas de los remates y trazos donde se pasara el circuito de distribución.



FIG. 42 TRAYECTORIA QUE TOMARA EL CIRCUITO JUY EN BASE AL PROGRAMA GOOGLE EARTH.

Como se mencionaba la distancia que se tiene proyectada es de 18.2 km ante una distancia actual de 16.2 Km lo cual ayuda al proyecto para que sea más viable en

la cuestión de recurso e impacto ambiental ya que se para a orilla de carretera lo cual no afectara en gran impacto a la naturaleza.

A sí mismo, en esta vista o en una posterior, presente las principales partes a estimar las dificultades para la construcción de la línea, al evaluar las posibilidades de acceso a algunos puntos singulares del trazado.

Para esta etapa estuvo presente el jefe del departamento de líneas para la supervisión y los comentarios correspondientes al trazado preliminar donde se tomara la alimentación del circuito en base a la troncal. Con su experiencia en el departamento nos comentaba las posibles problemáticas podríamos presentar durante la etapa de desarrollo, a si también con las dependencias de protección civil y el área de SEMARNAT que es la que se encarga de cuidar las áreas naturales debido que se realizara poda en la o pie de poste si así llega a requerir, para ello se necesita la aprobación para continuar con los trabajo de investigación, análisis del suelo y el área del recorrido.

Durante las actividades de construcción de líneas en áreas urbanas y rurales, es necesario tomar precauciones adicionales a las del trabajo para proteger a terceros o sus bienes, por lo que invariablemente el área de trabajo se debe acordonar, en especial áreas con intenso tráfico o el paso de peatones. Cuando se tiendan conductores, instalar avisos de precaución para orientar al peatón y extremar las medidas de seguridad con los vehículos para evitar que se enganchen con la línea. Las cepas abiertas se deben cubrir con tarimas o tapas cuando no se instale de inmediato el poste o ancla. Los cables de acero y los remates preformados que se utilicen para sujeción al perno ancla, deben estar bien enrollados sobre el cable de retenida sin dejar puntas sueltas que puedan rasgar o enganchar a los peatones. Se debe cortar todo perno ancla que no tenga uso para que no sobresalga del nivel del piso. Una vez terminado el trabajo, el lugar debe quedar limpio de los materiales producto de la construcción de la línea.

El empotramiento de los postes de acero siempre está determinado por la distancia de la base al centro del refuerzo del poste. En caso de empotrarlo en terreno rocoso, se puede cortar en la base para empotrarlo a la profundidad indicada en la norma. El centro del refuerzo debe quedar a nivel de piso. En caso de que el terreno sea muy húmedo o salitroso, cubra la parte del poste que queda empotrada con impermeabilizante y envuelva toda esa sección con mantas previamente impregnadas con el mismo impermeabilizante. Cuando el terreno no sea rocoso o no exista una base firme, coloque el poste sobre un ancla de concreto como se muestra en el dibujo. No use este tipo de poste cuando el nivel freático sea menor a 2 m.

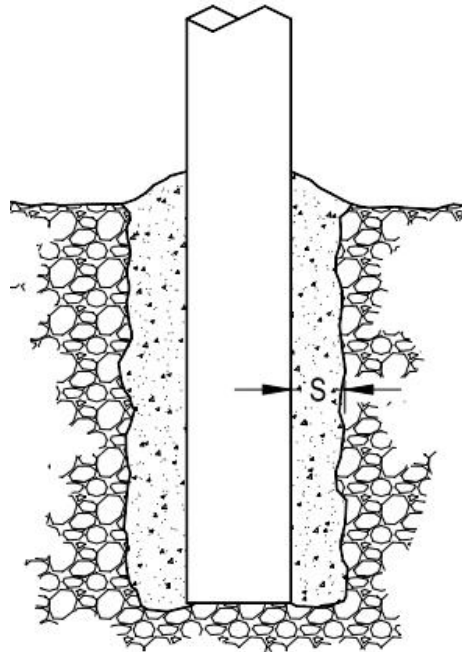


FIG. 43 CENTRADO DE POSTE EN LA CEPA PARA SU EMPOTRADO.

Se debe efectuar una compactación uniforme alrededor del poste en cada capa de 20 cm de material de relleno en la cepa. Cuando se usen piedras, los huecos que se forman deben quedar bien rellenos de tierra o arena.

Después de hacer la perforación neumática o mecánicamente, inserte el perno ancla previamente doblado con su tuerca y rellene con mortero, dejando un pequeño montículo en la superficie. Empleando las alternativas que se muestran en los dibujos según sea el caso, que la roca se encuentre superficial o a cierta profundidad.

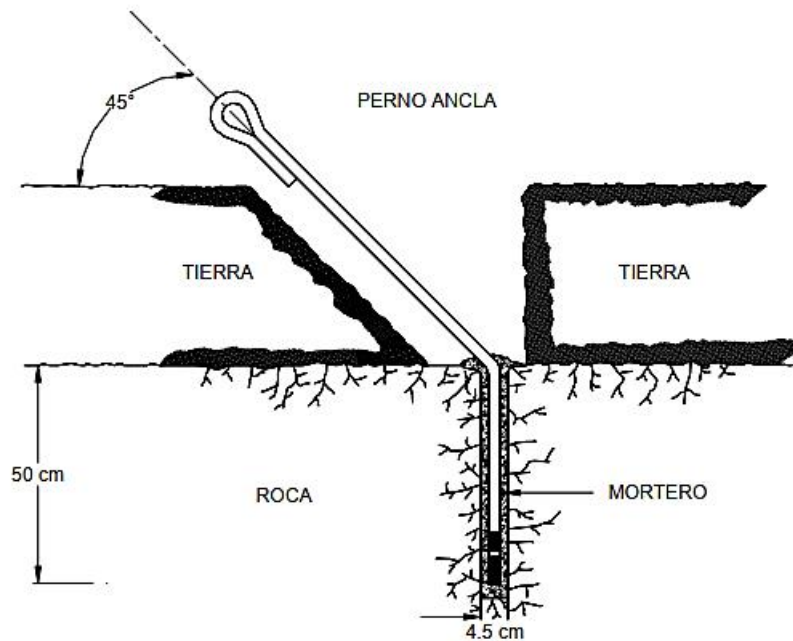


FIG. 44 USO DEL ANCLA PARA SUJETAR LAS ESTRUCTURAS DE REMATE.

En el campo de trabajo se verifica el diseño, las abscisas y cotas, con el objetivo de optimizar la ruta y los sitios de cada torre, presentando correctivos de carácter técnico y ambiental al diseño. Se procede a la ubicación topográfica definitiva, su demarcación y al reconocimiento de estabilidad de cada sitio de cada poste. Para el diseño de líneas de media tensión se deben considerar cada uno de los elementos que componen la línea y su relación mecánica, eléctrica y física. Los conductores que se utiliza son los encargados de transmitir la energía eléctrica, su capacidad de conducción depende de los materiales involucrados en su fabricación. Otro factor importante son las protecciones que se encuentran encargados de la continuidad del circuito los cuales me proporcionan una

trayectoria física que drena, hacia el sistema de puesta a tierra la corriente eléctrica de las descargas atmosféricas que inciden en las estructuras o en los propios conductores.

En el proceso de diseño y licenciamiento ambiental de la línea de distribución de media tensión a 13.2 kV, se han analizado varios trazados con el objeto de obtener aquel que demuestre la viabilidad ambiental para el desarrollo del proyecto. Ya que se considera la construcción del circuito a orilla de carretera que comunica a la subestación y el pueblo de Bombana.

En atención a lo anterior se realizó una optimización del trazado aplicando dos tipos de solución, la primera es el planteamiento de estrategias técnicas que permiten por medio de sistemas constructivos o por diseño, reducir, mitigar o evitar los impactos identificados y la segunda, consistió en hacer variantes al trazado inicial con el objeto de evitar la intervención de coberturas boscosas y de esa manera reducir el impactos sobre ecosistemas terrestres de importancia de la zona.

El proceso que se realiza en este proyecto está basado en las experiencias obtenidas en ampo, manuales y procedimientos de CFE, como antecedente se hace mención que actualmente la alimentación de la subestación JUY-JUY, cuenta con una conexión de 12 km con estructuras que pasan por encima de las llanuras y la elevación del camino Chicoasen-Bombana, el llevar el diseño de la modernización del circuito JUY-4030 se lleva una distancia de 18.2 km con 280 estructuras con postes centrifugados de 12 mts PCR12-750 para la distribución del circuito de acuerdo que lo marca en el catálogo de generalidades que solicita la CFE para construcción de las líneas de distribución de acorde al voltaje a utilizar la cual se presenta en la siguiente imagen a lo que solicita por norma la empresa suministradora de energía.

EMPOTRAMIENTO POR TIPO DE SUELO (cm)			
Altura (m) y resistencia (kg) del poste	Blando	Normal	Duro
	Arena, arcilla suelta y arcilla con arena	Tierra común	Tepetate, grava y roca
7 - 600	140	120	100
9 - 450	160	140	120
12 - 750	190	170	150
13 - 600	200	180	160
14 - 700	210	190	170
15 - 800	220	200	180

FIG. 45 NIVEL DE EMPOTRAMIENTO DEL POSTE DE ACORDE AL SELECCIONADO.

Se tomaron las siguientes consideraciones para la selección del poste de acorde al tipo de suelo que se cuenta en la trayectoria de la modernización del circuito.

-) Un terreno normal que se anega como tierra de cultivo se debe considerar como un terreno blando.
-) Un terreno blando es posible considerarlo como terreno normal si se compacta con piedras 30 cm en la base y 60 cm en la parte superior del empotramiento.
-) En áreas urbanas en que el poste está en banquetta terminada se considera como terreno normal.
-) Un terreno normal es posible considerarlo como terreno duro si se compacta con piedras de 30 cm en la base y 60 cm en la parte superior del empotramiento.
-) En zonas con actividad sísmica adicione 10 cm al empotramiento de la tabla anterior y si el terreno es blando proceda como se indica en el punto 2.
-) En líneas rurales con terreno blando o normal se debe agregar una capa de 30 cm de piedra en la parte superior de la cepa.

-) En caso de que no se tenga la tabla, se puede utilizar la fórmula siguiente para terreno normal: Profundidad del empotramiento = Altura del poste en cm/10 + 50 cm.

3.7. Selección de postes y estructuras del circuito JUY-4030

Para la localización de las estructuras en áreas rurales, se deben utilizar los derechos vía públicos como son canales, caminos, carreteras, vías férreas, etc., en los casos que no sea posible y sea necesario cruzar propiedades, se debe obtener el consentimiento por escrito de los propietarios. Entre los linderos de propiedades en el área rural existen espacios para caminos de uso público, siendo la costumbre que cada propietario ceda la mitad del terreno para el camino, tal como se muestra a continuación:

El llevar el diseño de las modernización del circuito JUY-4030 se lleva una distancia de 18.2 km con 280 estructuras con postes centrifugados de 12 mts PCR12-750 para la distribución del circuito de acuerdo que lo marca en el catálogo de generalidades que solicita la CFE para construcción de las líneas de distribución de acorde al voltaje a utilizar la cual se presenta en la siguiente imagen a lo que solicita por norma la empresa suministradora de energía.

Las instalaciones de media y baja tensión se deben construir preferentemente por los caminos, entre éstos y los linderos de propiedades y sólo cruzar los linderos para el servicio de la propiedad. Cuando en la trayectoria de las líneas de media tensión sea inevitable cruzar por huertas con árboles que por su altura puedan tener contacto con los conductores, se debe considerar la instalación de cable semiaislado y postería de 12 mts o mayor, para no poner en riesgo la integridad física de las personas y la continuidad del suministro.

Como se marcaba en el punto anterior de acuerdo al tipo de terreno que se encuentra el diseño se opta por el diseño del poste la altura y lo que representa para lleva acabo en la cimentación, Una vez que se cuenta con el trazo y estacado

de la línea, la excavación de las cepas es la primera acción propia para el constructor. En la mayoría de los casos quien ejecuta estos trabajos es personal sin conocimientos de construcción de líneas, por lo que se requiere que el supervisor de la obra compruebe las características de las cepas. Se debe tomar en cuenta que la cepa debe de estar al centro de la línea de trazo para que los postes queden alineados, ya que el poste debe quedar al centro de la cepa. Antes de empezar las cepas, se necesitan comprobar las dimensiones de las mismas, así como las características de consistencia del terreno, las del poste a hincar o del ancla a enterrar. En el medio rural se debe tomar en cuenta que el terreno no tenga problemas de erosión por efectos pluviales o eólicos. También verifique que no existan problemas por encharcamiento o inundación.

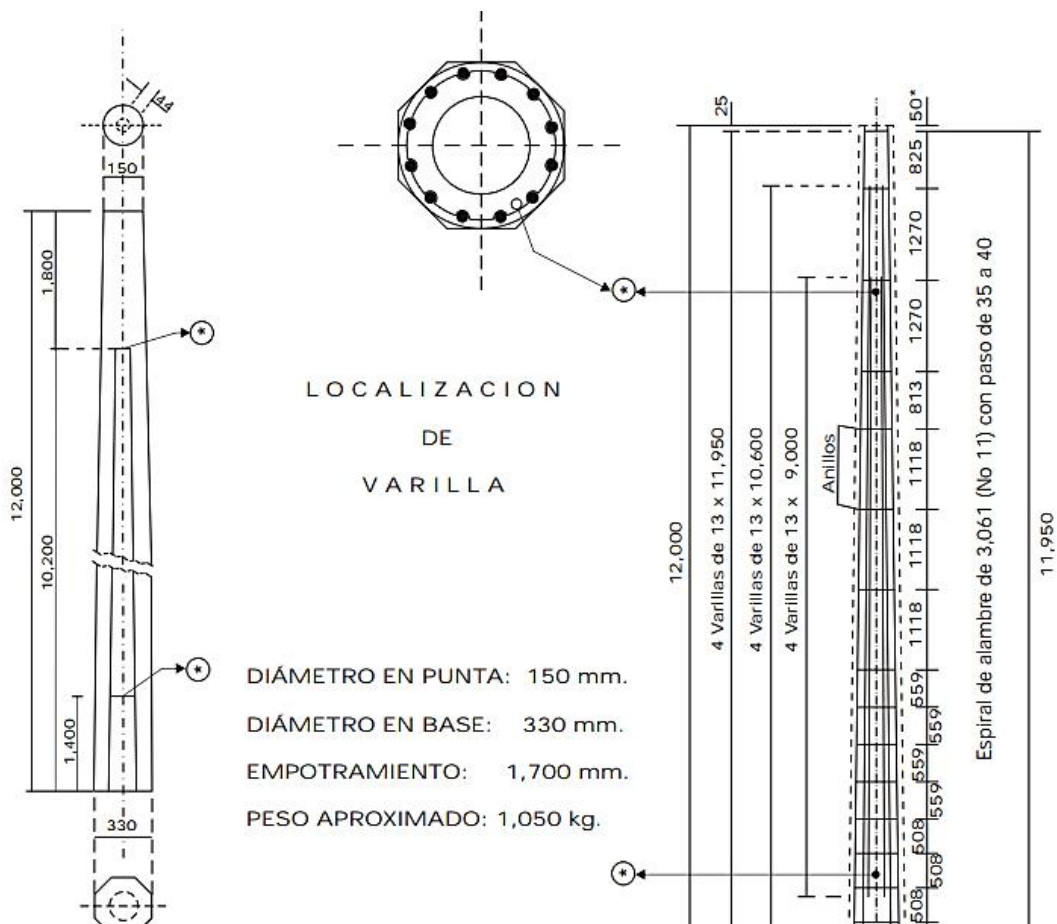


FIG. 46 CARACTERISTICAS TECNICAS DEL POSTE PCR12-750 JULY 4030.

La profundidad de la cepa para empotrar postes está en función del tipo de terreno, de la altura, resistencia del poste y de su diámetro en el empotramiento. El diámetro de la cepa es de 50 cm como mínimo en todos los casos.



Postes De Concreto
Reforzado Cfe Para
Tendido Eléctrico Chih

\$ 3,950

18 meses de \$ 219** sin intereses



Más información

Entrega a acordar con el vendedor
Santa Isabel, Chihuahua

[Ver costos de envío](#)

¡Único disponible!

[Comprar ahora](#)

FIG. 47 PRECIO PREVIO DEL POSTE PCR12-750 CON CERTIFICADO LAPEM

3.7.1 Estructuras PS del circuito JUY-4030.

La sección de estructuras de media tensión está prevista con los lineamientos siguientes:

-) Se consideran estructuras de líneas de media tensión todas aquellas que soporten conductores cuya operación sea de 13 hasta 33 kV. En el caso del JUY-4030 se tiene en cuenta la tensión de 13.2 kV.
-) La identificación de las estructuras está codificada con base al tipo, de la posición de los diferentes niveles y número de conductores en la estructura. Esto facilita su sistematización al momento de presupuestar o requerir materiales.

-) En líneas de media tensión se consideran tramos cortos los menores de 65 m y tramos largos los mayores de 65 m. Los primeros se construyen principalmente en zonas urbanas puesto que están determinados por los tramos en instalaciones de baja tensión, en tanto que los segundos se construyen por lo general en zonas rurales. Un tramo flojo, es un tramo de línea menor de 40 m donde la tensión mecánica de los conductores es menor al 40% de la indicada en las tablas de flechas y tensiones a la temperatura del lugar, al momento de rematar.
-) En las líneas de media tensión aéreas se utilizan conductores desnudos y semiaislados. La selección de crucetas de madera a utilizar con conductores ligeros será del tipo ligera y para conductores pesados será la correspondiente del tipo pesada.
-) El neutro corrido se puede instalar en la posición del cable de guarda. El uso del neutro en la posición del guarda está limitado a líneas rurales 3F-4H, ubicadas en regiones con alta incidencia de descargas atmosféricas o en casos especiales que lo requieran.
-) Antes de iniciar la construcción se debe formular un proyecto con base a las características del terreno, así como comprobar que no se excedan las limitantes de diseño de las estructuras.
-) Los postes deben quedar verticales después de que el conductor haya sido tensado.
-) El cable de guarda y el neutro corrido se instalan del lado del tránsito vehicular.
-) La bajante a tierra debe quedar en la cara del poste del lado del tránsito vehicular.
-) Cuando en una estructura se presente una ligera deflexión y que no requiera la instalación de retenida(s), el poste se debe inclinar ligeramente en sentido contrario a la bisectriz del ángulo de la deflexión.

En las estructuras tipo TS, PS, VS, C y HS, la posición de las crucetas se debe alternar en cada lado del poste en líneas rurales. Aplica también para el soporte aislador AP-1. En lugares donde exista vandalismo se recomienda la instalación del aislador tipo poste PD sintético en estructuras de paso. La conexión de los transformadores monofásicos a la línea, se debe hacer proporcionalmente en las tres fases para que el circuito quede balanceado.

En electrificación de colonias o fraccionamientos urbanos, las caídas de voltaje de la línea de media tensión desde el punto de conexión al punto extremo o crítico de esa electrificación, no debe exceder el 1%. El conductor mínimo a utilizar en líneas de media tensión, es el cable de cobre 1/0, ACSR 1/0 AAC 1/0.

Los conductores de cobre no requieren guarda líneas en los apoyos. La selección de conductores para líneas de media tensión de distribución, se debe basar en un estudio técnico - económico con las variables que el caso presente. Los circuitos de distribución deben diseñarse para operar con enlaces.

En condiciones de operación normal, el conductor de líneas de media tensión en disposición radial, no debe exceder el 50% de su capacidad de conducción. Para condiciones de emergencia, el conductor se puede operar hasta el 75% de su capacidad.

En el caso de que se tenga un punto de enlace entre circuitos, se debe considerar equipo de operación de apertura con carga. La regulación de voltaje permitida en líneas de media tensión partiendo desde la Subestación, debe ser del 5% máxima caída de tensión.

Los postes de concreto trabajan a compresión y flexión, pero no a la torsión. Las características mecánicas de cables para retenida y conductores se presentan en las normas. Las estructuras para líneas de media tensión no están diseñadas para esfuerzos provocados por ruptura de un conductor.

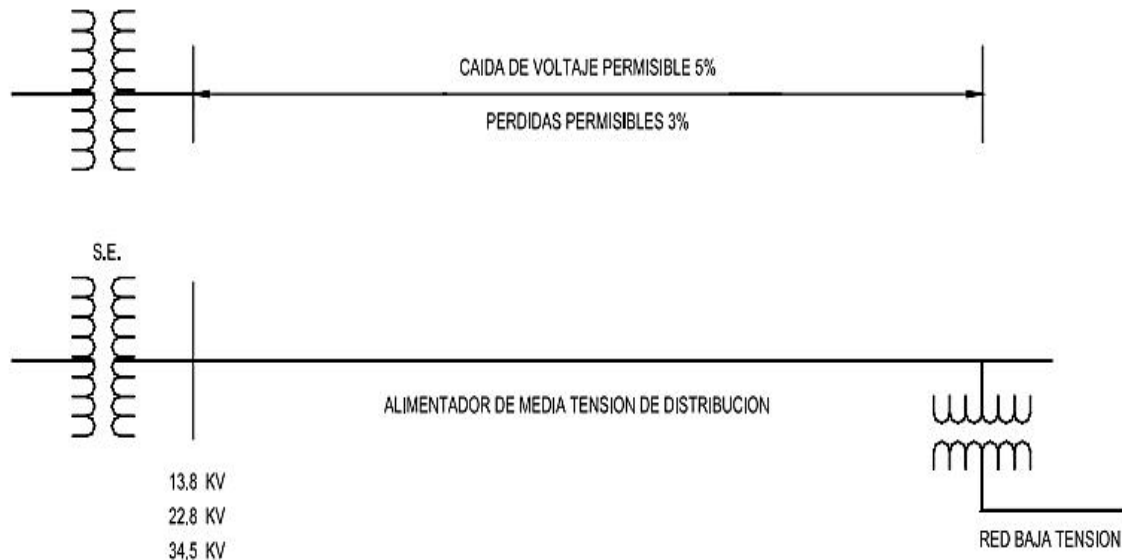


FIG. 48 PERDIDAS PERMISIBLES EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION.

Para el diseño de la estructura se considera a la línea como un sistema formado por estructuras de: paso, deflexión anclaje y remate con tensiones mecánicas de cables iguales, de tal manera que en las estructuras de paso y deflexión las tensiones horizontales se encuentran en equilibrio.

La estructura tipo P se utilizará en la trayectoria del circuito JUY-4030 en líneas de distribución de acuerdo a las características del terreno lo requieran. Por la separación entre fases que presenta esta estructura, puede tener un claro mayor al de la estructura TS, de acuerdo a los cálculos de esta norma este comportamiento se presenta para estructuras en zonas con viento de 120 km/h, no es posible aprovechar la utilización de estas estructuras, debido a que el poste es el que rige el claro máximo.

Desde el punto de vista mecánico ésta estructura es similar a la TS, por lo tanto aplican los criterios de diseño de esas estructuras. La estructura tipo P sólo se utilizará en áreas rurales, en la siguiente figura se observa que la línea está

construida con estructuras tipo TS, pero en éste caso, por limitación de separación entre fases, es necesario utilizar la estructura PS.

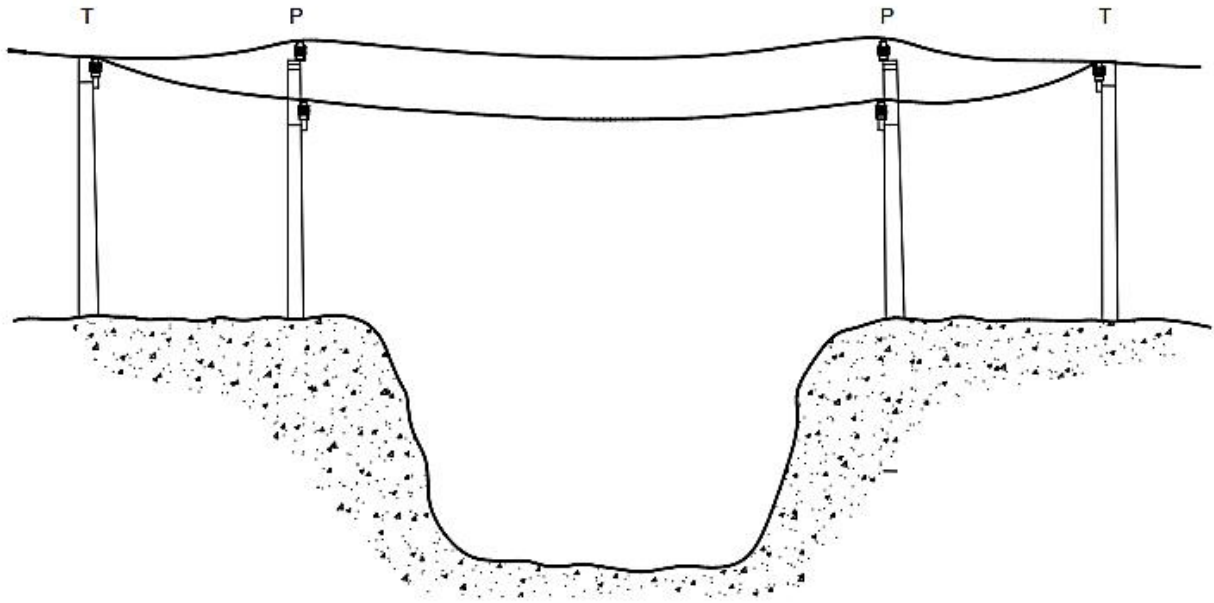


FIG. 49 REPRESENTACION DE LAS ESTRUCTURAS P ANTE UN T.

Para la el diseño se toma en cuenta por la liberación de carga en peso que tiene la estructura P en lo que viene siendo un circuito rural o también de inclinación para mayor confiabilidad del circuito si también se considera que se montaran las 280 estructuras con algunas tipo D de acuerdo en las deflexiones que realiza en los tramos de la carretera Chicoasen- Bombana.

Como punto claro se toma la estructura tipo H solo se utilizará en terrenos abruptos y/o para grandes tramos interpostales, como en el cruce de ríos donde no se pueda utilizar estructura P o C. En los claros horizontales que se proporcionan ya se revisó la separación entre fases de la estructura. Básicamente una línea de distribución construida con estructuras H es similar a una línea de subtransmisión. Debido a esto el diseño de la línea deberá ser especialista en el diseño de líneas de subtransmisión. El uso de estas estructuras

requiere de un estudio topográfico para determinar el perfil del terreno. Una vez determinado el perfil del terreno, se localizaran las estructuras verificando los libramientos a piso.



FIG. 50 SALIDA DE CAUDAL DEL RIO A LA SALIDA DE LA SUBESTACION BBN.

Después de tener en cuenta en base al programa Google Earth se considera que el llevar a la orilla de carretera implicara puro uso de las estructuras de las PS3 al circuito trifásico que se lleva hasta la subestación JUY con un calibre de conductor ACC 3/0 como marca la norma de CFE que el conductor mínimo para un circuito de media tensión es el 1/0.

Para calcular la caída de tensión, utilice los datos de la siguiente tabla para todas las tensiones eléctricas nominales de las líneas de media tensión de distribución en todas las estructuras normales, menos en las estructuras tipo C y H.

Se supone un sistema trifásico balanceado. Se multiplica la caída de tensión correspondiente al calibre y material del conductor por la corriente de fase y por la longitud en kilómetros. La caída de tensión es entre fases. El conductor AAC se considera similar al ACSR en este parámetro.

CAÍDA DE TENSIÓN POR AMPERE POR KILÓMETRO							
Conductor		Factor de potencia en %					
Calibre AWG o kCM	Material	75	80	85	90	95	100
1/0	CU	0,964	0,946	0,920	0,881	0,808	0,595
3/0	CU	0,778	0,753	0,718	0,668	0,590	0,375
250	CU	0,657	0,628	0,588	0,537	0,460	0,252
1/0	ACSR	1,247	1,247	1,237	1,213	1,154	0,953
3/0	ACSR	0,962	0,946	0,922	0,882	0,811	0,6
266,4	ACSR	0,740	0,718	0,687	0,644	0,573	0,375
336,8	ACSR	0,673	0,647	0,614	0,567	0,493	0,297
477	ACSR	0,588	0,56	0,523	0,474	0,401	0,209

FIG. 51 CAIDA DE TENSIÓN DE ACUERDO AL CALIBRE SELECCIONADO 3/0 AWG.

Los datos calculados en base a 25° C y una distancia media geométrica de 1.38 m (de los conductores). Frecuencia de 60 Hz.

$$\Delta V = \sqrt{3} I (R \cos \theta + X \sen \theta)$$

R y X son las resistencia y la reactancia total del conductor, en ohms.

0 es el ángulo del factor de potencia de la carga.

La carga que se tiene en el JUY-4030 es de 1755 kw, factor de potencia de 90%, voltaje 13.2 kV, conductor ACSR 3/0 AWG y distancia de 18.2 Km, tres fases.

CORRIENTE EN AMPERES=	KW	=	1755	85.3914871
	FP*1.73*Kv		0.9*1.73*13.2	

Para calcular la caída de tensión, utilice los datos de la siguiente tabla para todas las tensiones eléctricas nominales de las líneas de media tensión de distribución en todas las estructuras normales, menos en las estructuras tipo C y H.

Se supone un sistema trifásico balanceado. Se multiplica la caída de tensión correspondiente al calibre y material del conductor por la corriente de fase y por la longitud en kilómetros. La caída de tensión es entre fases. El conductor AAC se considera similar al ACSR en este parámetro.

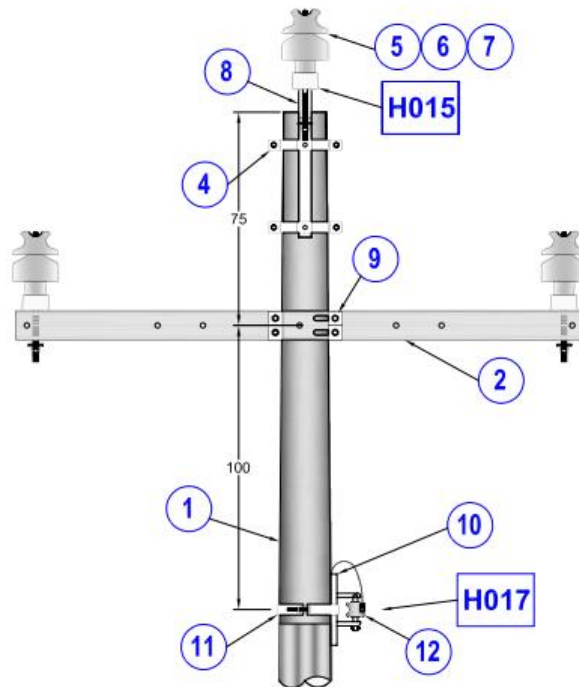


FIG. 52 ESTRUCTURA PS3.

Se comienza tener la lista de los materiales que se utilizaran en las estructuras y la posteria a lo largo de la trayectoria tomando en cuenta que se tiene las protecciones es los restauradores y las seccionadoras de acuerdo al diagrama de protecciones y coordinación para hacer mucho más confiable y continuó el circuito JUY-4030.

MODULO DE MATERIALES						
REF. No.	ESPECIFICACIÓN O NRF CFE	U	DESCRIPCIÓN CORTA	CANTIDAD		
				13 kV	23 kV	33 kV
1	J6200-03	Pz	Poste de concreto PCR-12-750	1	1	1
2	2C900-93	Pz	Cruceta PT200	1	1	1
3	2A100-05	Pz	Abrazadera UC	1	1	1
4	2S300-35	Pz	Soporte SPA	1	1	1
5	2A100-04	Pz	Abrazadera 1BS	2	2	2
6	52000-92	Pz	Aislador 13PD	3	0	0
7	52000-92	Pz	Aislador 22PD	0	3	0
8	52000-92	Pz	Aislador 33PD	0	0	3
9	2B200-12	Pz	Bastidor B1	1	1	1
10	2A100-04	Pz	Abrazadera 2BS	1	1	1
11	2C400-16	Pz	Carrete H	1	1	1
12		Lote	Bajante de tierra, ver 09 00 02	1	1	1
13	Nota 1	Pz	Varilla preformada, ver 07 FC 02	4	4	4
14	E0000-31	Lote	Alambre 4, ver 07 FC 04	3	3	3
15	E0000-31	Lote	Alambre 4, ver 10 00 05	1	1	1
16	55000-86	Pz	Conector, ver 07 CO 02	1	1	1

FIG. 53 LISTA DE HERRAJES QUE SE REQUIEREN PARA LA ESTRUCTURA Y VETSIMENTA DEL POSTE.

3.7.2 Conductor del circuito JUY-4030.

Para seleccionar conductores se deben considerar factores eléctricos, mecánicos, ambientales y económicos. Eléctricamente se calcula el calibre en función de la carga por alimentar y la distancia de la fuente a la carga. (Analizando regulación y perdidas de energía por conducción).

Empleando como mínimo 1/0 ACSR, 3/0 AAC y N° 2 Cu. Las condiciones ambientales pueden ser normales, contaminadas o hielo. Los conductores se normalizan en base a los siguientes criterios: Calibres.- Los incluidos en la Norma **07 00 03**.

Material.- Líneas de media tensión aérea con conductor desnudo: AAC: en áreas urbanas y de contaminación.

ACSR: Líneas y áreas rurales en todos los calibres normalizados.

COBRE: En áreas donde se justifique técnica y económicamente. Líneas de baja tensión aéreas:

Cable múltiple forrado: Es el formado por un conductor desnudo o de soporte y uno o varios conductores de aluminio o de cobre forrados y dispuestos helicoidalmente alrededor del conductor desnudo.

En derivaciones y empalmes de conductores de ACSR o AAC se utilizarán invariablemente conectores de compresión.

Para conductores AAC y ACSR se utilizarán varillas preformadas en los apoyos de aisladores para seleccionarlos consulte Norma **07 FC 02**.

Características para cable múltiple ACSR

Descripción	Conductores de fase de aluminio duro (AAC)							Cable mensajero ACSR					
	Calibre AWG	Número de cables aislados	Área de la sección mm ²	Número de hilos	Resistencia nominal c.d. a 20 °C Ω / km	dc* mm	e* mm	Calibre AWG	Área de la sección mm ²	Número de hilos	dc* mm	Resistencia nominal c.d. a 20 °C Ω / km	Carga de ruptura mínima kN
(2+1)1/02	1/0	2	53,50	19	0,538	9,47	1,52	2	39,20	7	8,01	0,853	12,67
(3+1)1/02	1/0	3	53,50	19	0,538	9,47	1,52	2	39,20	7	8,01	0,853	12,67
(2+1)3/01/0	3/0	2	85,00	19	0,338	11,94	1,52	1/0	62,40	7	10,11	0,535	19,48
(3+1)3/01/0	3/0	3	85,00	19	0,338	11,94	1,52	1/0	62,40	7	10,11	0,535	19,48

FIG. 54 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR ACSR

Para conectar ramales en media tensión se utilizara conector derivador tipo L, T. Cuando se instalen conectores derivador mecánicos para línea viva (pericos)

se deben instalar en un estribo de cobre. Para rematar líneas de baja tensión de ACSR o AAC se utilizarán remates preformados.

El conductor de cobre se podrá empalmar, conectar y rematar entorchando, también se podrán utilizar conectores a compresión. En remates de líneas de media tensión se usará grapa de remate, las líneas de baja tensión se rematarán mediante remates preformados.

Para el tendido eléctrico se utilizará el cable de la marca CONDUMEX que cumple con las normas y características que solicita la CFE para el circuito de distribución para la modernización del circuito JUY-4030 el cual nos sirve para proyectar el costo del conductor al tener la cantidad, ya que se usarán carretes de 500 mts para la distribución del tendido eléctrico, se pondrá en contacto con el fabricante para validar los tiempos de fabricación y de envío.



FIG. 55 CONDUCTOR ACSR MARCA CONDUMEX.

La marca CONDUMEX se considera por que cumple con todas las especificaciones y normatividades que pide la empresa suministradora de energía para cumplir con los requisitos de la modernización del circuito además que el

fabricante cuenta con la disponibilidad de hacer la fabricación en carretes de 500 mts para facilitar el transporte y poder hacer la utilización de cada uno de ellos.

Propósito

- Acometida
- Circuitos de distribución
- Circuitos de subtransmisión
- Circuitos de transmisión

Propiedades:

- Bajo peso
- Excelente resistencia a la tensión mecánica
- Fácil de instalar

Características Especiales:

- Se obtienen claros interpostales mayores respecto a líneas que utilizan cables de cobre o aluminio debido a su refuerzo de acero.

Normas:

- NMX-J-058-ANCE

Temperatura:

- Normal 75°C

Tipo de Instalación:

- Aéreo

Certificado de calidad:

- Sistema de calidad ISO 9001:2008 certificado por Bureau Veritas

Certificado de producto:

- Asociación de Normalización y Certificación A.C. (ANCE)



FIG. 56 CONDUCTOR ACSR 3/0 CONDUMEX.

Durante el proceso de tendido del conductor es importante tener en cuenta las siguientes

consideraciones:

-) El indicada en la bobina por el fabricante.
-) El desbobinado de los conductor siempre debe ser traccionado desde la bobina (carrete de embalaje), en tal sentido que el cable siempre se desenrolle de arriba hacia abajo y en sentido de la flecha conductores se hace evitando todo contacto de éstos con el terreno.
-) El malacate debe hacer los cambios de tracción en forma lenta y sin ninguna brusquedad para evitar oscilaciones en el cable.
-) El freno debe aplicar la tensión de frenado cuidadosamente de tal forma que al asegurar el conductor no sufra tirones, siendo la tensión regulada por este equipo.
-) Todas las poleas de empuje deben estar en perfectas condiciones de rodamiento y cuidadosamente engrasadas.
-) Ante eventuales desperfectos en el conductor, se recomienda el uso de manguitos de reparación cuando máximo dos hilos en la capa externa estén rotos y no exista algún hilo roto en las capas internas.
-) En los casos donde el tendido del conductor se realiza en lugares donde hay

cruces con otras líneas eléctricas, carreteras o cultivos, los trabajos se realizan con la debida seguridad, utilizando implementos que permitan protección del conductor y una adecuada señalización, como carteles de peligro, pórticos de soporte, etc.

-) No deben hacer empalmes en vanos adyacentes ni tampoco se permite más de un empalme por conductor en un mismo vano. De la misma manera, no se hacen empalmes en vanos que cruzan líneas eléctricas.
-) Se debe probar la efectividad de sujeción de las medias punteras y medias dobles (elemento que unen los conductores), antes de empezar la etapa de tendido. Se debe verificar si hay alguna rotura de los hilos del conductor, antes de enviarlos al campo y después de cada tramo de tendido.



FIG. 57 BOBINA DE CABLE ACSR 3/0.

Para el tendido eléctrico que se tiene proyectado que es de 18.2 km se considera la fabricación de 40 carretes de 500 mts de conductor ACSR calibre 3/0 en total se tiene la proyección por 20,000 mts de conductor por la distancia que se tiene y ,los claros que se tiene por cada estructura durante la trayectoria del circuito JUY-4030 que es toda a orilla de carretera que comunican los poblados y la

subestaciones involucradas tales es el JUY-JUY y BOMBANA para darle mayor calidad, continuidad y confiabilidad a los usuarios conectados al suministro.



FIG. 58 ENTRADA A LA S.E JUY-JUY.

Gracias al programa Google Earth se hizo la ubicación de los postes con estructuras el cual nos hace realizar el trazado y la ubicación de cada uno de los postes, la ventaja que nos da el programa es que la puntuación y ubicación de cada uno de los postes manda la geo referencia de cada poste y estructura que se encuentre en el circuito brindando una facilidad para cargar datos en sistemas y poder ubicar fallas existentes que se puedan generar en alguna circunstancia.

Nos ayuda porque se puede generar un historial de los puntos más afectados, se puede ubicar los puntos o lugares de acceso de la parte afectada a si también para la ubicación del personal que atienda la falla en el lugar de manera que se le puede dar la atención mas rápida y seguro para la operatividad del circuito.



FIG. 59 UBICACION DE LOS POSTES Y ESTRUCTURAS DEL JUY-4030.

Durante la ubicación y el recorrido del circuito se realizan las distancias que equivalen a 18.2 Km con 284 PS y remate para las áreas y puntos donde se van hacer deflexiones para mayor seguridad y tensión del conductor. Para ello se procede a hacer la cotización del material que se requiere que incluye el poste y las vestidura de la estructura PS a si mismo se habla con el fabricante para la fabricación del conductor ACSR 3/0 en carretes de 500 mts por lo que se considera la fabricación de 111 carretes son 37 carretes por fase lo que hace que el reto sea mayor.


Metros de conductor por fase	
Distancia:	18.2 km
Conversion a mts:	18,200 mts
Claros:	500 mts
Total	18700 mts

FIG. 60 METROS POR FASE DEL CIRCUITO JUY-4030

Valor del conductor ACSR 3/0		N° de carretes
3 fases:	56,100 mts	113 bobinas
\$ bobina 500 m	\$ 34,742.00	
Total:	\$3,925,846.00	

FIG. 61 VALOR APROX. DEL COSUMO DE CONDUCTOR ACSR3/0.

El fabricante nos hace llegar la cotización del consumo de conductor, el cual nos compromete en un tiempo de entrega de 1 semana de los carretes proyectados para el envío hacia el destino donde se vaya a requerir en este caso nos apoya la empresa Mercantil del Constructor S.A. de C.V con la cotización y el respaldo del precio para validar con lo requerido.



MATERIAL ELECTRICO LA VERACRUZANA S.A. DE C.V.
MEV980225N85
Tuxtla Gutiérrez, Chiapas

Sucursal Bodega
PRIV. MANUEL VELAZCO SUAREZ No 1985
COL. SAN JUAN SABINITO C.P. 29090
TELS: (961) 613-5555, 613-2694

Sucursal Teran
AV. CENTRAL ORIENTE 646
COL. TERAN
TEL: (961) 61 5 50 11

Sucursal Villaflores
CARRETERA VILLAFLORES No 915-A
COL. BENITO JUAREZ C.P. 29080
TEL. (961) 663-7202

Sucursal Libramiento
ESQ. EL PALMAR COL. COLONIAL CP 29098
TEL: (961) 60 4 36 05

Cotización

Fecha 21/ago./2019
Folio E7590

VENTA AL PUBLICO EN GENERAL (BRM)

PRIV. MANUEL VELASCO SUAREZ 1985
COL. SAN JUAN SABINITO
TUXTLA GUTIERREZ, CHIS CP: 29090
RFC:

Condiciones
CONTADO

Vendedor
46 BRAULIO MENDEZ

Artículo	Nombre	U.med.	Unidades	Precio	Desc.to.	Importe
4626	POSTE DE CONCRETO PCR-12C-750	PIEZA	1	5,149.59		5,149.59
4120	CRUCETA PT-200	PIEZA	1	507.13		507.13
7935	ABRAZADERA UC	PIEZA	1	61.02		61.02
7936	SOPORTE PUNTA DE POSTE SPA	PIEZA	1	197.55		197.55
299	ABRAZADERA 1 BS	PIEZA	2	70.41		140.82
4123	AISLADOR DE PORCELANA (13 PD) LINEA POSTE 13.8 KVA	PIEZA	3	231.12		693.36
4581	BASTIDOR B-1	PIEZA	1	67.93		67.93
236	ABRAZADERA 2 BS	PIEZA	1	81.05		81.05
227	AISLADOR CARRETE DTP-1323 (1 R)	PIEZA	1	29.49		29.49

DATOS BANCARIOS PARA DEPOSITO

BANCO BANCOMER
CUENTA DE CHEQUES: 0137416539
CLABE: 012100001374165393

BANCO BANORTE
CUENTA DE CHEQUES: 0152820008
CLABE: 072100001528200086

BANCO SANTANDER
CUENTA: 65505309311
CLABE: 014100655053093114

FIG. 62 COTIZACION DE LAS ESTRUCTURAS Y POSTE PARA LA MODERNIZACION DEL CIRCUITO JUY-4030

Con el apoyo de la empresa Material eléctrico la Veracruzana proveedor local de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. Nos hace la cotización de los herrajes y la estructura PS que se necesita por postes para la modernización del circuito con los postes PCR-12-750 y los aisladores PD. Nos hace cuenta que el envío de los postes corren por parte de nuestra cuenta se cabe mencionar que se requieren 284 postes y la dimensión que se tienen es de difícil maniobra que son los que se registran sobre la trayectoria del JUY-4030.

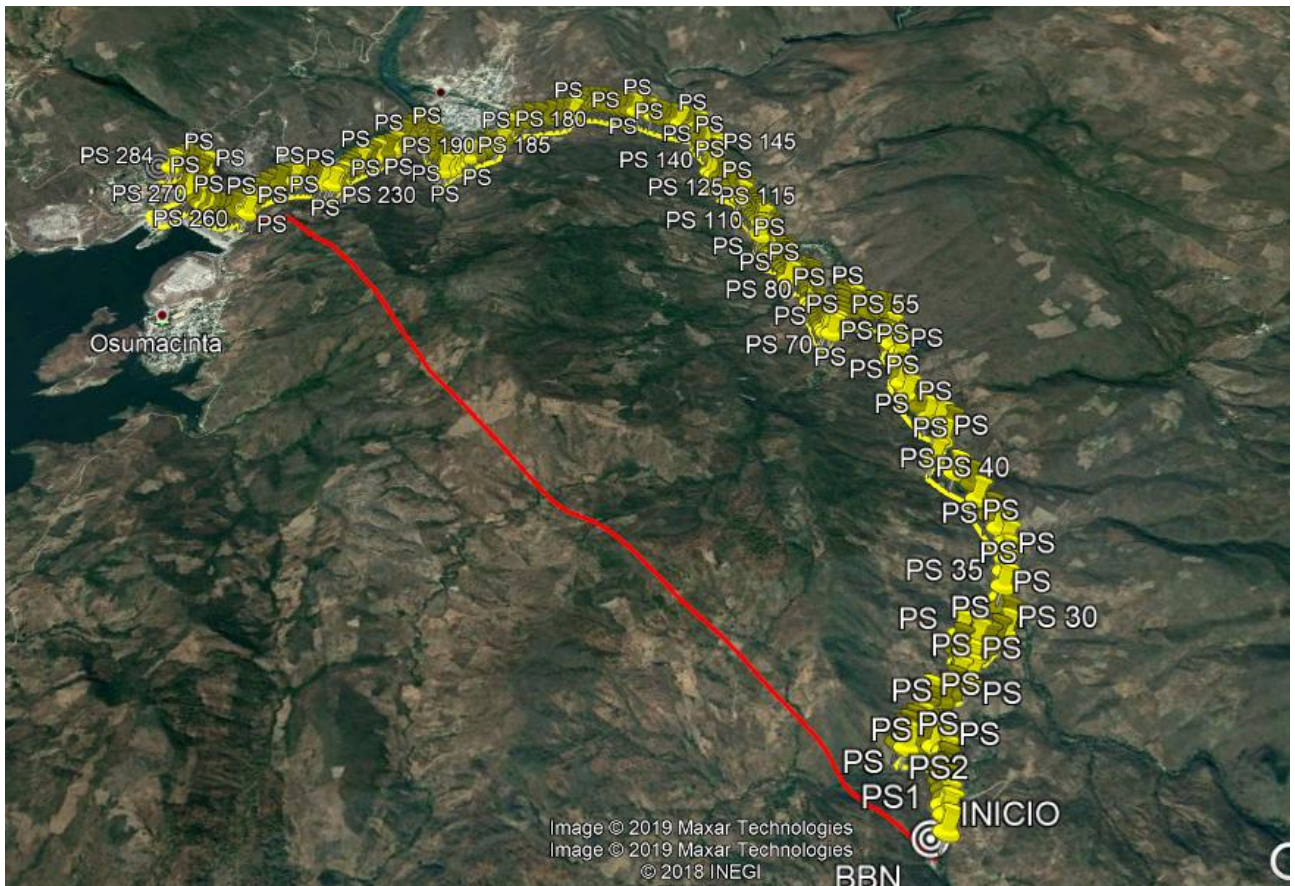


FIG. 63 LOCALIZACION DE LAS ESTRUCUTURAS DEL CIRCUITO.

Para la realización de la ubicación el programa nos calita porque nos manda la georeferencia de cada ubicación así como la altitud y latitud de cada estructura nuestra en la proyección del circuito para la empresa CFE le facilita para cargar los datos en el sistema y validar para los cálculos de caídas de tensión y corto circuito de la línea.

(Ocho mil treinta y seis pesos 41/100 m.n.)	Subtotal	6,927.94
	IVA 16	1,108.47
NOTA: DISPONIBILIDAD, PRECIOS Y DESCUENTOS SUJETOS A CAMBIO SIN PREVIO AVISO. INDICAR EL USO DEL CFDI Y FORMA DE PAGO	Total	8,036.41

FIG. 64 VALOR DE CADA ESTRUCTURA CON EL POSTE PCR-12750.

Con este dato se saca el valor aproximado por 284 estructuras lo cual servirá para proyectar la viabilidad de la modernización para poder brindar mayor continuidad y respaldo al suministro del JUY-4030. En acorde con el departamento de distribución foránea y el área de planeación para la revisión y la valoración del proyecto en base al estudio que se está realizando.

Material Electrico La Veracruzana		Numero de estructuras
Valor de estructura cotizada		
\$	8,036.41	284
Total		\$ 2,282,340.44

FIG. 65 VALOR DE PORYECCION DE ESTRUCTURAS PARA LA MODERNIZACION

3.7.3 Aisladores para las estructuras y el tendido eléctrico JUY-4030.

En las líneas de Distribución el aislamiento entre conductores lo proporciona el aire y el aislamiento entre conductores y tierra se obtiene por medio de las cadenas de aisladores. La función de los aisladores seleccionado es aislar eléctricamente al conductor de la estructura manteniendo el espaciamento mínimo línea-estructura. Los aisladores que se montan sobre las estructuras se fabrican principalmente de vidrio y porcelana, como el que se muestra en la Figura,

actualmente también se fabrican aisladores de resinas poliméricas, los cuales consisten en una sola pieza.



FIG. 66 CADENA DE AISLADORES EN M.T CAP, 13.8 kV

Para la coordinación de aislamiento es la selección de la tensión soportada normalizada de los equipos teniendo en cuenta las sobretensiones que pueden aparecer, así como los medios de protección que se pueden instalar y las condiciones ambientales de la zona, para obtener un riesgo de fallo aceptable La rigidez dieléctrica de un aislamiento depende de:

-) La forma de onda de tensión aplicada (pendiente del frente, valor de cresta, pendiente de cola.
-) La polaridad
-) Las condiciones ambientales, en el caso del aislamiento externo.
-) La descarga disruptiva de un aislamiento es un fenómeno de naturaleza estadística.
-) Un mismo aislamiento que se selecciono puede aguantar unas cuantas veces y fallar otras veces cuando es sometido de forma repetitiva a la

misma onda de tensión, manteniendo constantes la polaridad y las condiciones ambientales.

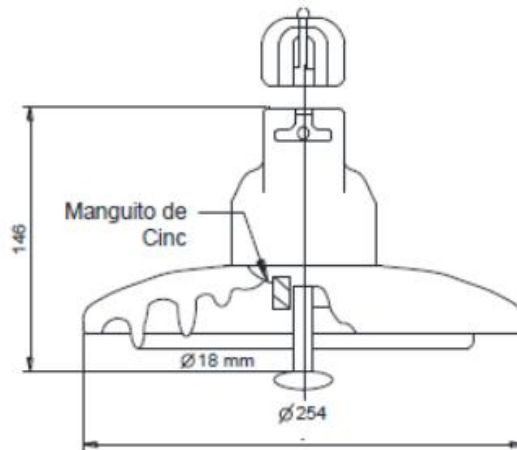


FIG. 67 DISEÑO DE AISLADOR.

Se cabe mencionar que el modernizar las estructuras de un nuevo circuito o el realizar mejoras aun implica tener la protección del conductor, de las estructuras, el cual se considera ya que en cada estructura remate de la línea que se vaya a realizar se tiene que usar unos discos de aislamiento que como se comentaba pueden ser de vidrio o de porcelana dependiendo la zona en la que se encuentre y cuál es el grado de contaminación que se tiene ahí para seleccionar el aislador correcto.

Catálogo USA	Descripción corta CFE	Tensión Nominal del sistema (kV)	Tensión de Flarec en seco 60Hz (kV)	Tensión de Flareo en húmedo 60Hz (kV)	Tensión crítica de flarec al impulso de rayo (kV)	Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz (µV)	Resistencia mecánica a la flexión (kN)	Distancia mínima de fuga (mm)
P-2025	13PDPG1	13,8	70	40	120	<100	12,5	300
P-2035	22PDPG1	23,0	95	55	160	<100	12,5	515
P-2045	33PDPG1	34,5	125	95	200	<200	12,5	760
P-2115	13PCPG3	13,8	70	40	120	<100	12,5	465
P-2122	22PCPG2	23,0	95	55	160	<100	12,5	645
P-2130	33PCPG2	34,5	125	95	200	<200	12,5	950
P-2125	13PCPG4*	13,8	70	40	120	<100	12,5	465
P-2135	22PCPG4*	23,0	95	55	160	<100	12,5	800

* con Distancia de Fuga Protegida

FIG. 68 CARACTERISTICAS DEL AISLADOR DE PASO QUE SE UTILIZARA.

Para la sujeción de los conductores sobre las estructuras PS se utilizarán los aisladores tipo poste PD que van a cumplir la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores bajo las normas que solicita CFE. Deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la torre a través de ellos. Deben aislar eléctricamente el conductor de la torre, soportando la tensión en condiciones normales y anormales, y sobretensiones hasta las máximas previstas que los estudios de coordinación del aislamiento definen con cierta probabilidad de ocurrencia.



FIG. 69 AISLADOR PD DE 13.8 kV.

3.8 Coordinación de protección del circuito JUY-4030.

Usar fusibles tipo “T” en ramales y, subramales del tipo “T” o “K” en donde sea aplicable siempre y cuando este coordine con el fusible tipo K del Transformador de Distribución.

Considerar un estándar de capacidad de fusible tipo “T” para ramales en base al nivel de corto circuito.

Filosofía salvar fusible – (Coordinación Relevador del alimentador - Fusible)

Ajustar la unidad instantánea (50) para detectar fallas en la zona de protección de los fusibles, para la primera operación de la protección; y después bloquear su operación por medio de contactos auxiliares del relevador de recierre con el fin de que si la falla no es librada durante esta primera ocasión, opere la unidad temporizada (51) dando tiempo a que el fusible se quemé.

Ajustar la unidad instantánea (50) de manera que no detecte fallas en la localización del fusible y ajustar la unidad temporizada de forma tal que permita que se funda el fusible.

Con referencia al criterio que puede aplicarse para el ajuste de las unidades 50 a efecto de asegurar que no sobre alcancen a las protecciones delanteras, se estima que ajustes que cubran máximo el 80 % de la longitud existente entre la subestación y el dispositivo de protección más cercano sobre la línea.

Filosofía salvar fusible – (Coordinación Restaurador -Fusible)

Para hacer posible la coordinación entre ambos dispositivos, el restaurador debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida por el fusible.

Un restaurador tiene amplias posibilidades de ajuste en función de su secuencia de operación, sin embargo únicamente algunas secuencias son las apropiadas para utilizarse en arreglos restaurador-fusible.

Las recomendadas son aquellas que incluyen, dependiendo de la importancia de la zona protegida por el fusible, a una o dos operaciones rápidas seguidas de las complementarias operaciones lentas.

Para restauradores con control digital se recomienda configurar su operación con curvas rápidas y lentas tal cual se aplica en los restauradores hidráulicos. En su

defecto si se configura como un relevador para la aplicación de la filosofía de salvado de fusible aplicar la función 50SF.

Determinar el cegado de ramales donde sea factible por eliminación de fusibles en cascada o no exista una correcta coordinación de los tiempos entre los dispositivos de protección.

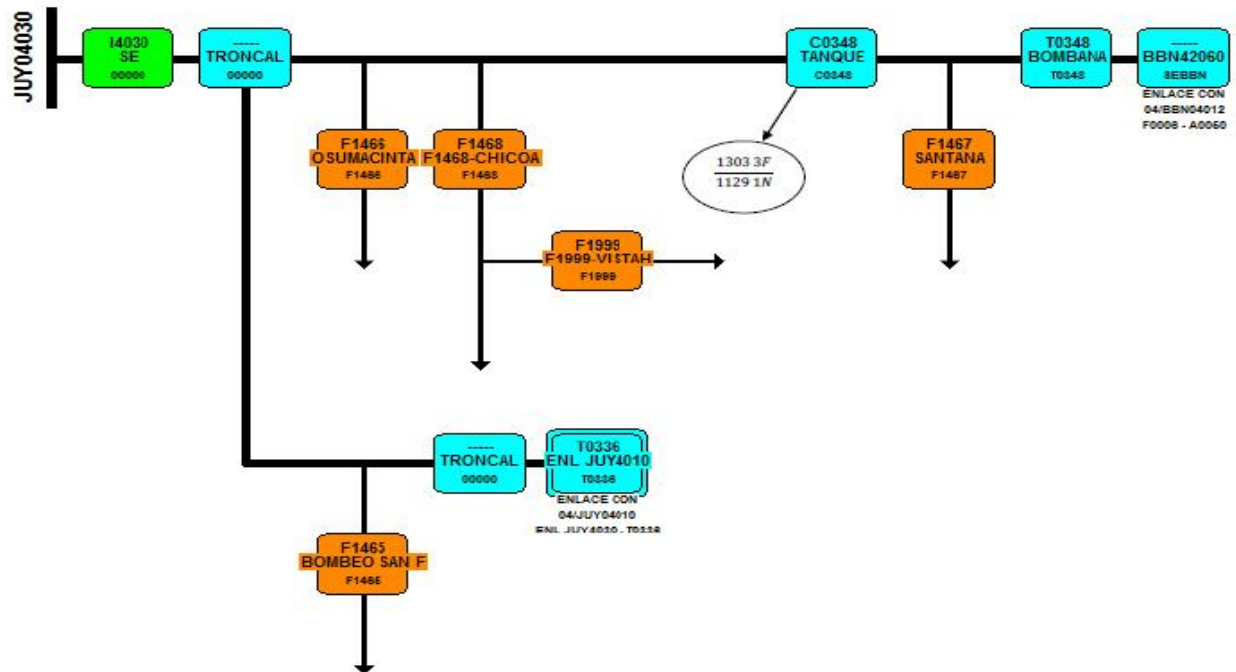
Determinar la ubicación de los equipos fusibles 3d para los ramales y la capacidad de los fusibles a utilizar. Se deberá cuidar que por ningún motivo queden instaladas cuchillas CCF-3D en zona de operación de un 50F/N o donde se aplique filosofía de salvar fusible.

Definir el alcance, los criterios, las reglas, los requerimientos y procesos a considerar, para la localización e instalación del equipo de protección y seccionamiento tele controlado en los circuitos urbanos y rurales de la RGD de la División Sureste

Para circuitos rurales radiales:

-) EPROSEC telecontrolados (ET) a la salida de poblaciones con 750 CENTROS DE CARGA o más, o poblaciones menores de 750 CENTROS DE CARGA que por su problemática así lo requieran.
-) Restauradores telecontrolados (R) cada 10 km de la protección anterior, ubicándolos a la salida de una población con 750 CENTROS DE CARGA o más, o bien en ramales con más de 10 km de longitud o menores que por su problemática así lo requieran.
-) EPROSEC (E) de operación local a cada 5 km, cuando no se tengan poblaciones con 750 CENTROS DE CARGA o más.

1. DIAGRAMA UNFILAR DEL CIRCUITO JUY 4030 NIVELES DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO Y MONOFÁSICO.



Para la elaboración del ordenamiento de los ramales se requiere la obtención de los diagramas unifilares de cada circuito que corresponden a la subestación y poder ver los ramales que alimenta tomando en cuenta las cargas en dicho circuito, se tomaran las bases cargadas en el sistema para poder aplicar el ordenamiento y coordinación de protecciones en el circuito a actualizar.

2. DIAGRAMA UNIFILAR GEOGRAFICO INDICANDO EN ESCALAS DE COLORES LOS RANGOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA FALLA TRIFASICA EN AMPERES.

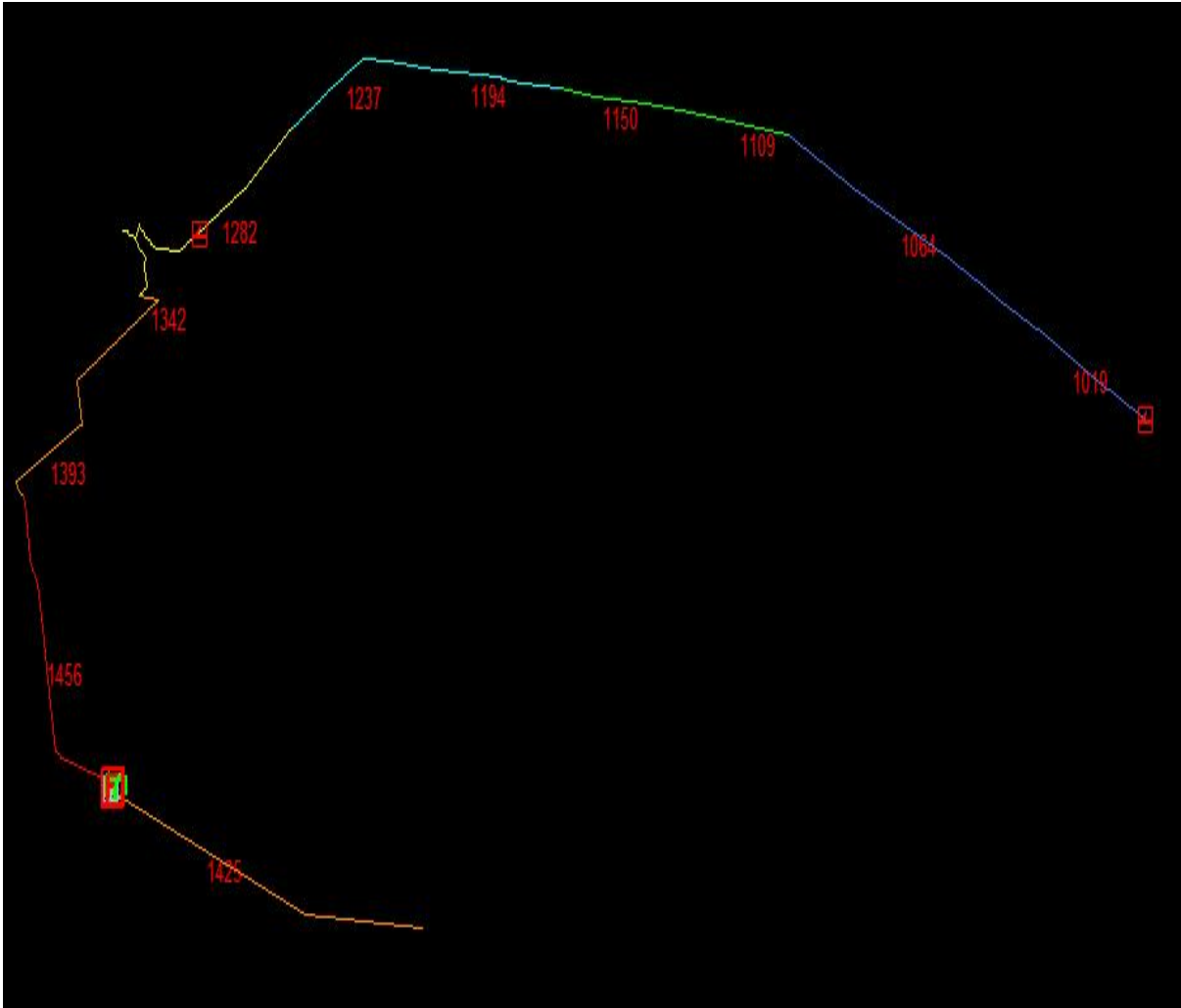


FIG. 70 FUENTES JULY 4030.

En esta imagen se muestran los niveles de corto circuito trifásicos sobre el alimentador JULY 4030 los cuales se representaron en el diagrama unifilar donde se especificaron ciertos niveles de corto sobre los equipos de operación y seccionamiento para la protección del circuito, y evitar la afectación hacia los usuarios.

3. DIAGRAMA UNIFILAR GEOGRAFICO INDICANDO EN ESCALAS DE COLORES LOS RANGOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA FALLA MONOFASICA MAXIMA EN AMPERES

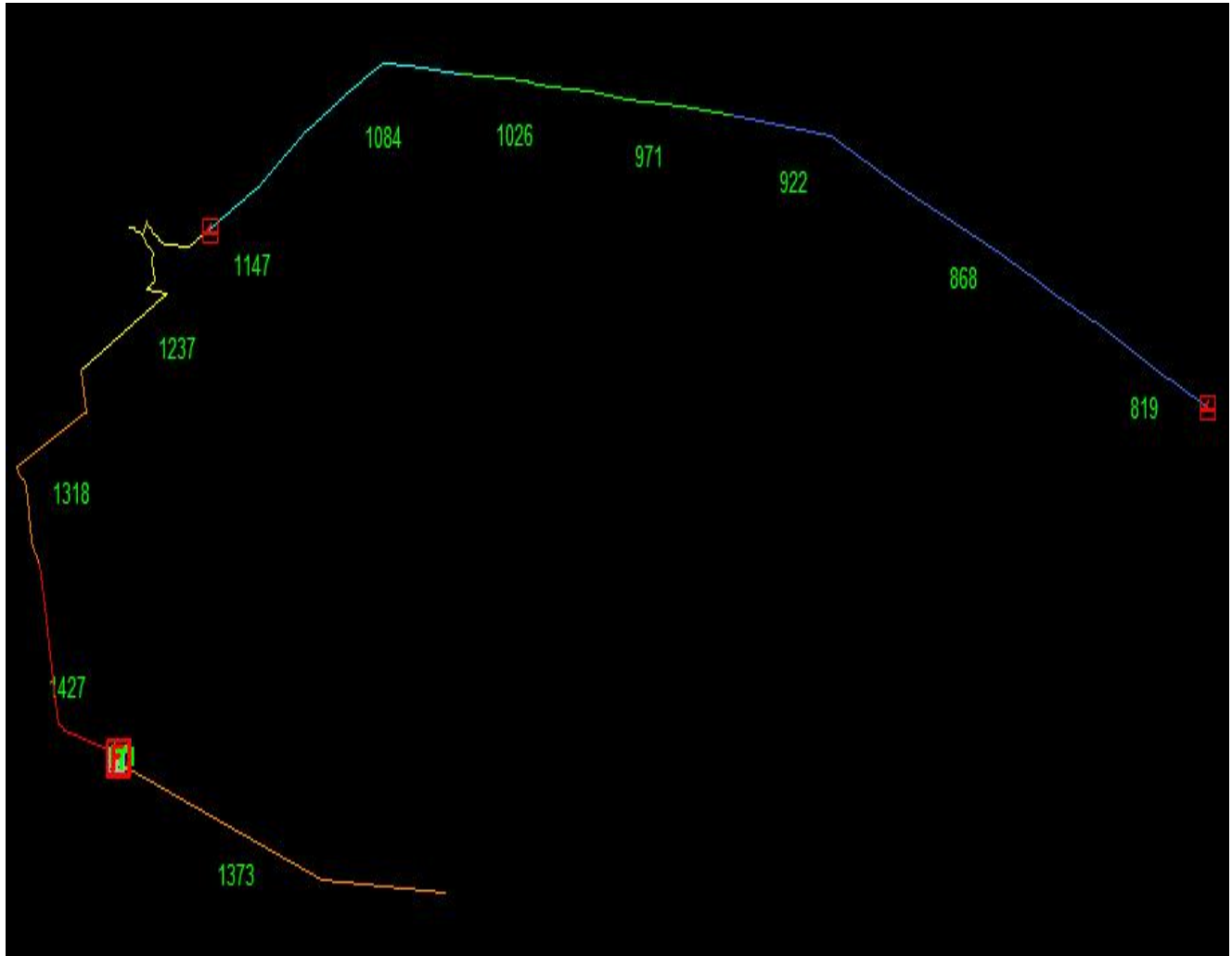


FIG. 71 CORRIENTES MONOFASICAS LINEA LINEA.

En la imagen se aprecian los niveles de corto circuito de fase a tierra máximos con respecto al JUY 4030. El cual se considera para simulación de la coordinación de protecciones en el programa SynerGEE Electric, para verificación de las curvas de protección de los equipos implementados y a implementar sobre el circuito.

4. DIAGRAMA UNIFILAR GEOGRAFICO INDICANDO EN ESCALAS DE COLORES LOS RANGOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA FALLA MONOFASICA MINIMA EN AMPERES.

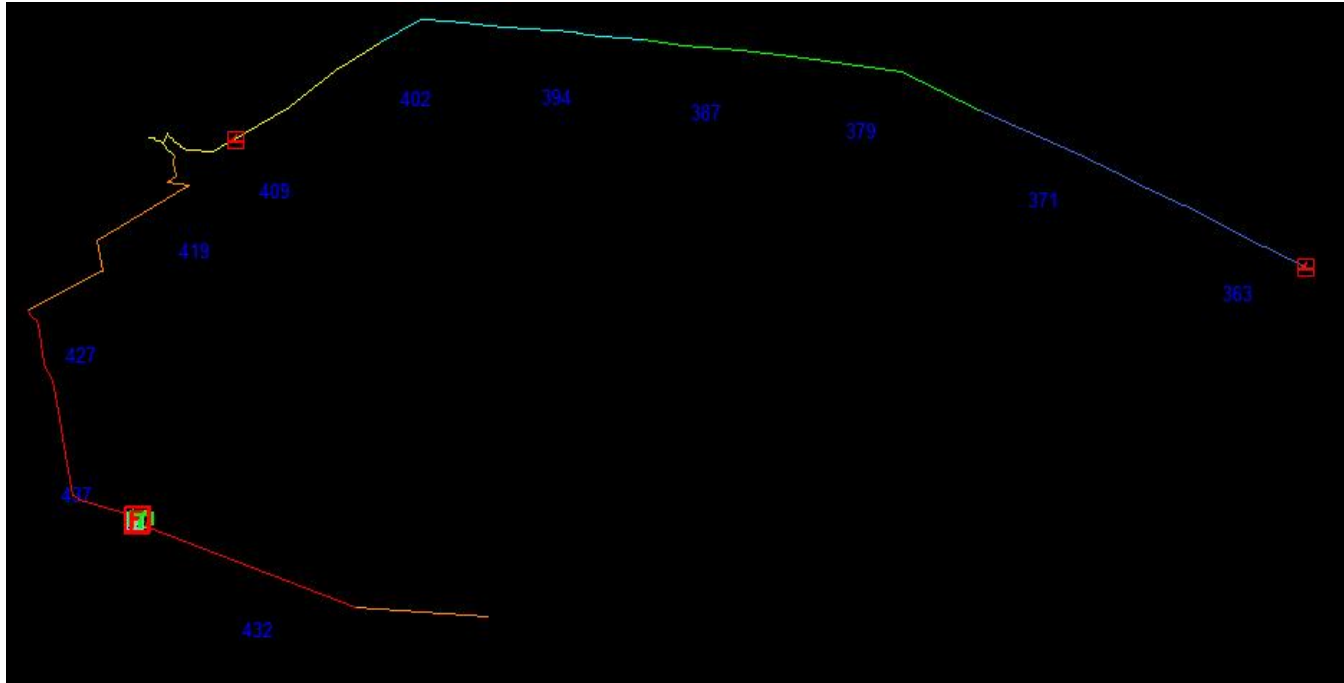


FIG. 72 CORRIENTES MONOFASICAS LINEA - TIERRA.

En la imagen se aprecian los niveles de corto circuito de fase a tierra mínimos con respecto al JUY 4030. El cual se considera para simulación de la coordinación de protecciones en el programa SynerGEE Electric que es una herramienta de utilidad para también saber los valores de fusibles a utilizar para seccionar los ramales de los usuarios que suministra energía, para verificación de las curvas de protección de los equipos implementados y a implementar sobre el circuito.

Estos valores que se representaron las siguientes imágenes de los cálculos obtenidos mediante el programa de SynerGEE nos sirvieron para validar los consumos que se tienen en los diferentes puntos que se dieron de alta del circuito JUY-4030 para poder hacer la coordinación con los equipos de protección en conjunto y para la relación del calibre a utilizar en el tendido eléctrico.

Conclusión.

Teniendo como base los antecedentes operativos del circuito JUY-4030, las causas de las fallas transitorias y permanentes en los últimos diez años, obtenidas de la base estadística de los indicadores internacionales de CFE, el análisis y diagnóstico de la situación que prevalece actualmente en el alimentador, las condiciones de demanda máxima, media y mínima, el enlace vital hacia la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, como respaldo en el momento de presentarse un colapso general del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), así como la conveniencia de operar la línea con un sistema en anillo, la propuesta de modernizar con una nueva trayectoria sobre caminos vecinales que permitan un mantenimiento preventivo eficaz, se concluye que el proyecto de modernización del circuito de media tensión JUY-4030 de la Zona de Distribución Tuxtla, es completamente viable, para incrementar la confiabilidad, estabilidad del sistema de media tensión y su correspondiente flexibilidad operativa en estado estable y de emergencia.

Abreviaturas

SE: Subestación

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

CFE: Comisión Federal de Electricidad

NMX: Norma Mexicana

M.T.: Media Tensión

A.T.: Alta Tensión

LST: Líneas de Subtransmisión

BBN: Bombana

JUY: JUY-JUY

MVA: Mega Volts Ampere

RGD: Red General de Distribución

CRE: Comisión Reguladora de Energía

3Ø máx: Falla trifásica simétrica

1Ø máx: Falla monofásica simétrica

1Ø mín: Falla monofásica asimétrica

ET: EPROSEC telecontrolados

ACSR: Alambre de Acero Galvanizado

TIU: Tiempo de Interrupción de Usuarios.

KV: Kilovoltios.

Índice de figuras.

FIG. 1 INTEGRACIÓN DE LA ZONA DE DISTRIBUCIÓN TUXTLA 2018.....	9
FIG. 2 INTEGRACIÓN DE LA ZONA DE DISTRIBUCIÓN TUXTLA 2019.....	17
FIG. 3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	18
FIG. 4 SISTEMA DE CONEXIÓN RADIAL	20
FIG. 5 SISTEMA RADIAL AEREO.....	21
FIG. 6 SISTEMA RADIAL SUBTERRANEO.....	23
FIG. 7 SISTEMA DE CONEXION ANILLO.	25
FIG. 8 SISTEMA TIPO MALLA.	26
FIG. 9 SUBESTACION TIPO PATIO.	26
FIG. 10 CONEXIÓN DE BARRA PRINCIPAL.....	29
FIG. 11 JUEGO DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA.....	31
FIG. 122 DIAGRAMA DE POTENCIA.....	33
FIG. 13 FORMULA DE INDICE DE FALLAS.	35
FIG. 14 ESTRUCTURAS UTILIZADAS POR REDES AÉREAS.....	36
FIG. 15 SISTEMA DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA.	37
FIG. 16 CLAROS DE UNA RED DE M.T AEREA.	39
FIG. 17 TIPOS DE ESTRUCTURA EN MEDIA TENSION.....	41
FIG. 18 TIPOS DE ESTRUCTURAS EN MEDIA TENSION.	42
FIG. 19 TIPOS DE SUELO EN EL ESTADO DE CHIAPAS.....	43
FIG. 20 TIPO DE SUELO EN EL AREA A MODERNIZAR EL CIRCUITO.....	44
FIG. 21 DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE INTERRUPTOR DE POTENCIA.....	49
FIG. 22 CURVAS DE DISPARO DEL RELEVADOR DE CORRIENTE.	52
FIG. 23 OPERACIÓN DEL RESTAURADOR.....	53
FIG. 24 CURVA DE OPERACIÓN DEL FUSIBLE.	56
FIG. 25 PROGRAMA PARA COODINACION DE PROTECCIONES SYNERGEE.....	58
FIG. 26 DATOS BASICOS DEL CIRCUITO JUY-4030 SISTEMA SIAD.....	59
FIG. 27 RAMALES DEL CIRCUITO JUY-4030.....	60
FIG. 28 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2014 AL 2018	63
FIG. 29 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2014 AL 2015	64
FIG. 30 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2015	64
FIG. 31 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2016	65
FIG. 32 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2017	65
FIG. 33 GRAFICA DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL CIRCUITO DEL 2018	66
FIG. 34 VISTA EN GOOGLE EARTH SOBRE EL TRAMO EL CICUITO JUY 4030.....	67
FIG. 35 VISTA ACTUAL DE LA TRAYECTORIA DEL CICUITO JUY-4030 SOBRE LA S.E. BOMBANA	68

FIG. 36 ZONAS DE CARGAS MECÁNICAS.	73
FIG. 37 ALTURAS MINIMAS DE LAS LINEAS DE DISTRIBUCION AEREA.	76
FIG. 38 SALIDA DE LA REPRESA BOMBANA PARA CICUITO JUY-4030.....	77
FIG. 39 CIRCUITO ACTUAL JUY-4030 SALE PARTE POSTERIOR DE LA S.E BBN.	78
FIG. 40 LONGITUD MEDIDA DE LA TRAYECTORIA PROPUESTA DEL CIRCUITO.	79
FIG. 41 DIAGRAMA DE LOS RAMALES QUE ALIMENTA EL CIRCUITO JUY-4030.....	80
FIG. 42 TRAYECTORIA QUE TOMARA EL CIRCUITO JUY EN BASE AL PROGRAMA GOOGLE EARTH.	81
FIG. 43 CENTRADO DE POSTE EN LA CEPA PARA SU EMPOTRADO.	83
FIG. 44 USO DEL ANCLA PARA SUJETAR LAS ESTRUCTURAS DE REMATE.	84
FIG. 45 NIVEL DE EMPOTRAMIENTO DEL POSTE DE ACORDE AL SELECCIONADO.	86
FIG. 46 CARACTERISTICAS TECNICAS DEL POSTE PCR12-750 JUY 4030.....	88
FIG. 47 PRECIO PREVIO DEL POSTE PCR12-750 CON CERTIFICADO LAPEM.....	89
FIG. 48 PERDIDAS PERMISIBLES EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION.	92
FIG. 49 REPRESENTACION DE LAS ESTRUCTURAS P ANTE UN T.	93
FIG. 50 SALIDA DE CAUDAL DEL RIO A LA SALIDA DE LA SUBESTACION BBN.	94
FIG. 51 CAIDA DE TENSIÓN DE ACUERDO AL CALIBRE SELECCIONADO 3/0 AWG.....	95
FIG. 52 ESTRUCTURA PS3.....	96
FIG. 53 LISTA DE HERRAJES QUE SE REQUIEREN PARA LA ESTRUCTURA Y VETSIMENTA DEL POSTE.	97
FIG. 54 CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR ACSR.....	98
FIG. 55 CONDUCTOR ACSR MARCA CONDUMEX.....	99
FIG. 56 CONDUCTOR ACSR 3/0 CONDUMEX.....	101
FIG. 57 BOBINA DE CABLE ACSR 3/0.	102
FIG. 58 ENTRADA A LA S.E JUY-JUY.....	103
FIG. 59 UBICACION DE LOS POSTES Y ESTRUCTURAS DEL JUY-4030.	104
FIG. 60 METROS POR FASE DEL CIRCUITO JUY-4030	104
FIG. 61 VALOR APROX. DEL COSUMO DE CONDUCTOR ACSR3/0.	105
FIG. 62 COTIZACION DE LAS ESTRUCTURAS Y POSTE PARA LA MODERNIZACION DEL CIRCUITO JUY-4030	105
FIG. 63 LOCALIZACION DE LAS ESTRCUTURAS DEL CIRCUITO.....	106
FIG. 64 VALOR DE CADA ESTRUCTURA CON EL POSTE PCR-12750.....	107
FIG. 65 VALOR DE PORYECCCION DE ESTRUCTURAS PARA LA MODERNIZACION.....	107
FIG. 66 CADENA DE AISLADORES EN M.T CAP, 13.8 kV	108
FIG. 67 DISEÑO DE AISLADOR.	109
FIG. 68 CARACTERISTICAS DEL AILADOR DE PASO QUE SE UTILIZARA.	109
FIG. 69 AISLADOR PD DE 13.8 kV.....	110

FIG. 70 FUENTES JUY 4030.....	114
FIG. 71 CORRIENTES MONOFASICAS LINEA LINEA.....	115
FIG. 72 CORRIENTES MONOFASICAS LINEA - TIERRA.....	116

Referencias Bibliográficas.

-) Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, vol. 25 N° 2, 2017, pp. 196-204
Reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria de energía. Recibido 4 de diciembre de 2015, aceptado 22 de junio de 2016.

-) L. López y R.A. Hincapié. “Planteamiento multiobjetivo de sistemas de distribución usando un algoritmo evolutivo NSGA-II”. Revista EIA. N° 15, pp. 141-151. Julio 2011.

-) PLANEAMIENTO DE SUBESTACIONES Y ALIMENTADORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN USANDO PROGRAMACIÓN ENTERA
Scientia et Technica Año XI, No 27, Abril 2005. UTP. ISSN 0122-1701.

-) Paul Marcelo Vásquez Granda /2013, Cuenca-Ecuador 2013, “Parametrización, Control, Determinación, Y Reducción De Pérdidas De Energía En Base A La Optimización En El Montaje De Estaciones De Transformación En La Provincia De Morona Santiago”

-) Reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria de energía, Irina Salazar Fonseca¹, Sergio Pablo de la Fé Dotres, Gustavo Torres Guerrero, Recibido 4 de diciembre de 2015, aceptado 22 de junio de 2016.

-) “Convergencia de Criterios de Diseños de Redes de Media Tensión”. Cerj, Coelce S.A., Codensa E.S.P.S.A, Chilectra S.A., Edelnor S.A.A. y Edesur S.A. 11-Enero-2002

-) MENDOZA, William, “Smart Grids tecnología y tendencias: Integración con Sistemas SCADA/EMS/DMS”, Revista Afinidad Eléctrica, Argentina, Marzo 2008.

-) REPOTENCIACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS Scientia et Technica Año XII, No 30, Mayo de 2006 UTP. ISSN 0122-170.

-) AARTS Emile, KORST Jan. Simulated Annealing and Boltzman Machines, 1989.

-) WANG, Zhuding et al. A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 15, No. 1, January 2000.

-) T. Gonen, Electric Power Distribution System Engineering. McGraw-Hill, New York, 1986.

-) E. Harper, Líneas de Transmisión. Vol II. Limusa, Mexico, 1980.

-) J. Viqueira, Redes Eléctricas, Vol I. Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A., Mexico, 1973.

-) Elementos de protección de sistemas eléctricos, Teoría y Practica, Gilberto Enríquez Harper . EDITORIAL Limusa.

-) Elementos de diseño de subestaciones eléctricas Harper Enríquez (2005). Limusa ISBN-10: 9681811501. 626 pp.

- J VELASCO SOLÍS JESUS FUSIBLES Análisis de operación y selección LIMUSA Primera edición 1988.
- J PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CENACE C F E EDICIÓN 1994.
- J Idem y NRF-041-CFE-2005, “Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión”, p. 1.
- J Electrical distribution, system protection, third edition by cooper power systems.
- J LIBRO Análisis de sistemas de potencia, AUTOR Grainger Power, EDITORIAL McGraw-Hill, ISBN- 10:0070612935. 784 pp.
- J Diseño de estructuras para líneas de transmisión y sus cimentaciones, colegio de ingenieros civiles.
- J Los Sistemas de Potencia – Walter Brockering Christie, Rodrigo Palma Behnke, Luis Vargas Díaz) – Ed. Prentice Hall.
- J IEEE 998 (2010) - Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations. (4) (4) Grzybowski, Stan, “Effectiveness of Dissipators Used for Lightning Protection on 115 KV Transmission and 13 KV Distribution Lines” (Rev. 1). Reporte final fechado Enero 1992.
- J (6) (6) Lightning Protection Manual for Rural Electric Systems, NRECA Proyecto de Investigación 82-5, 1983, REA Washington DC.

-) SCHELMER, T, Manual de baja tensión, Indicadores para la selección de aparatos de maniobra, instalaciones y distribuciones: Siemens, 1984.

-) Alta tensión y sistemas de transmisión.-luis A. Siegert C.- Edición 1988.

-) <http://www.sectorelectricidad.com/12673/proteccion-ofrecida-por-dos-cables-de-tierra/>.

-) http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5030324&fecha=22/02/2008&print=true.

-) LIBRO Líneas de transmisión de energía AUTOR Luis María Checa. (2008) Análisis del comportamiento de líneas aéreas frente al rayo (Apunte de cátedra) – UTN F. R. Los Sistemas de Potencia – Walter Brockerling Christie, Rodrigo Palma Behnke, Luis Vargas Díaz) – Ed. Prentice Hall.

-) [1] Espinosa y Lara, Roberto, (1990) *Sistemas de Distribución*. Editorial Limusa, S.A de C.V

-) [2] Enríquez Harper, Gilberto, (1992) *Análisis Moderno de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Editorial Limusa, S.A de C.V

-) [3] Seshu, Sundaram, (1993) *Teoría de Redes Eléctricas*. Editorial Reverte, S.A

-) [4] Comisión Federal de Electricidad, (2014) *Construcción de Instalaciones Aéreas en Media y Baja Tensión*