



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERIA ELÉCTRICA
REPORTE TECNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

NOMBRE DEL PROYECTO:

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION DE 115 KV
CON TRAYECTORIA DE INDEPENDENCIA A VILLAFLORES”

PRESENTA:

MIGUEL ANGEL HERNANDEZ DIAZ

ASESOR INTERNO:

ING. GILBERTO HERNANDEZ CRUZ

ASESOR EXTERNO:

ING. ANGEL GABRIEL BUSTILLOS NUCAMENDI

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS

JUNIO DEL 2018

AGRADECIMIENTOS

A Dios. Por Darme un Día Más de Vida, Salud, Amor, Trabajo y Sabiduría. Y Permitirme Llegar a la Meta de Mi Carrera Profesional.

A Toda mi Familia por sus Apoyos Incondicionales, Consejos y Amor.

A mis Padres Gracias: Porque con su Apoyo Incondicional, Compresión, Amor, y Dedicación ha Llegado Este Día Tan Importante Para mí. Por sus Sabios Consejos que me Orientaron en el Camino de la Vida. Por sus Esfuerzos y Sacrificios, por Velar por mi Futuro, por Ayudarme a Terminar mi Carrera Profesional que Representa la Mejor de las Herencias.

Al SUTERM Sección 30, CFE-UTEC, Por el Apoyo Incondicional en La Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Al Instituto Tecnológico Nacional de México por el Apoyo Recibido en el Desarrollo de Este Proyecto.

A Mis Profesores por el Conocimiento Transmitido Durante mi Formación Profesional.

A mis Asesores Interno y Externo de Este proyecto, M.C. Gilberto Hernández Cruz, ING. Ángel Gabriel Bustillos. Por Todas las Correcciones y Sugerencias que Permitieron un Fortalecimiento de Este Proyecto. Se Han Ganado mi Lealtad y Admiración.

A mis Compañeros y Amigos, por los Mejores Momentos que Pasamos en la Carrera de Ingeniería Eléctrica y Fuera de él.

A Todos Ustedes, Muchas Gracias.

INDICE

1. Introducción.	4
1.1 Antecedentes.	4
1.2 Estado del Arte.	5
1.3 Justificación.....	7
1.4. Objetivo general.	10
1.4.1 Objetivo específico.....	10
1.5 Metodología (diagrama de bloques).....	11
2. Fundamento Teórico.	12
2.1. Inicios de la Energía Eléctrica.....	12
2.1.1 Historia De La Comisión Federal De Electricidad.....	13
2.2 Sistema de Potencia.....	16
2.2.1 Sistema de Transmisión.	18
2.2.2 Transmisión aérea.	20
2.2.2.1 Cimentaciones	21
2.2.2.2 Sistema De Tierra.....	22
2.2.2.3 Estructuras.....	22
2.2.2.4 Herrajes De Líneas De Transmisión.	25
2.2.2.5 Cables.....	26
2.3 Sistema radial.	28
2.3.1 Sistemas radiales aéreos	30
2.3.2 Sistemas radiales subterráneos.	31
2.4 Sistema Anillo.....	33
2.5 Estructuras en subtransmisión con voltaje de 115 KV.....	35
2.5.1 Componentes de una torre de Subtransmisión.	38
2.6 Parámetros Eléctricos De Líneas De Transmisión Aéreas.....	40
2.6.1 Resistencia.....	40
2.6.2 Inductancia	41
2.6.3 Capacitancia.	42
2.6.4 Conductancia.....	43

3. Desarrollo.....	44
3.1 Historia de las subestaciones a interconectarse.....	45
3.1.1 historia de la subestación Villaflores.....	45
3.1.2 historia de la subestación Independencia.	46
3.2 Demanda De Carga (KW) De La Subestación Villaflores. Del Circuito (VFD 4010)	47
3.3 Demanda De Carga (kW) De La Subestación Villaflores. Del Circuito (VFD 4020)	48
3.4 Demanda de Carga (kW) de la Subestación Villa flores. Del Circuito (VFD 4030)	49
3.5 Demanda de Carga (kW) de la Subestación Villaflores del Circuito (VFD 4040)	50
3.6 Demanda de Carga (kW) de la Subestación Villaflores. del circuito (VFD 4050)	51
3.7 Trayectoria Propuesta Para el Nuevo Alimentador en 115 KV, Con origen Desde la S.E. IPD hasta la S.E. VFD.	52
3.7.1 Estudio de antecedentes y selección del trazado.	52
3.8 Reconocimiento visual del lugar a trazar.	54
3.9 Ubicación de las estructuras tipo TAS Y TAR.....	57
3.10 Tipos De Suelos En Chiapas Para El Diseño LST IPD-VFD.	59
3.11 Conductores de fase a utilizar en la LST.....	61
3.12 Aislamiento para la LST.	65
3.12.1 Materiales De Los Aisladores.	70
3.12.2 Forma De Los Aisladores.....	71
3.13 Presiones de viento.....	73
3.14 Normativas de cadenas de aisladores de la LST IPD-LGZ.....	74
3.15 Amortiguador tipo stockbridge para la LST IPD-VFD.	77
Conclusiones.....	79
Abreviaturas.....	81
Índice De Figuras.....	83
Bibliografías.....	85

1. Introducción.

1.1 Antecedentes.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa del gobierno Mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 35.5 millones de clientes, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, está compuesta de 211 Centrales generadora, con una capacidad de 52,862 Mega watts (MW). Para conducir la electricidad desde las Centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de los clientes, la C.F.E.

Se cuenta con más de 760 mil kilómetros de líneas de Transmisión y de distribución, el compromiso de la empresa es ofrecer servicio de excelencia, garantizando altos índices de calidad en todos sus procesos, al nivel de las mejores empresas eléctricas del mundo, dividido en varias áreas, como es una de ellas oficinas de líneas de subtransmisión, encargada de transmitir corriente a una distancia determinada y mantener la continuidad del servicio eléctrico.

Los voltajes inducidos por descargas atmosféricas pueden ser una de las principales causas de sobretensiones y posterior salida de los sistemas eléctricos. Estos voltajes afectan los sistemas de transmisión y subtransmisión incrementando los problemas de perturbaciones en los sistemas de potencia. Este estudio se ha venido desarrollando en los últimos años con el incremento de las redes eléctricas a nivel mundial.

La energía eléctrica se ha vuelto primordial en nuestra sociedad actual, ya que, en las actividades diarias de las personas, estas implican la electricidad para su uso en cualquier aparato o lugar. Por estos motivos si deben tener muy en cuenta que los elementos que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia Nacional (SEP) deben ser cada vez de mayor calidad y veracidad, para de esta forma poder evitar los percances.

Los registros estadísticos de la operación del SEP en la Zona de Distribución Tuxtla, Derivados de supervisiones anteriores se ha observado interrupciones transitorias y francas en la zona Villaflores en media tensión y subtransmisión por las descargas atmosféricas que han presentado en esta zona para la continuidad del servicio.

1.2 Estado del Arte.

Este trabajo puede utilizarse como una guía de actividades y procedimientos necesarios para realizar un mantenimiento y mejoras a las líneas de transmisión con el objetivo de brindar una mayor confiabilidad y así garantizar el suministro de la energía eléctrica de una forma rentable, al mismo tiempo que se pueden prevenir fallas identificando las áreas de oportunidad y deficiencias de las mismas. **[Universidad Nacional Autónoma De México Facultad De Ingeniería, Trabajos De Mantenimiento a Líneas De Transmisión, Raúl Miguel Meza Hernández,].**

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. **[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]**

El objetivo de este trabajo de título, es exponer los criterios y pautas generales para llevar a cabo un proyecto de línea de transmisión de alta tensión y la determinación de los parámetros para el diseño de la misma. Al respecto, en este trabajo de título se ha volcado la experiencia del memorista, obtenida a través de su actividad profesional en empresas de servicios de ingeniería, de reconocido prestigio en el ámbito de sistemas de transmisión de alta tensión. **[Resumen De La Memoria Para Optar Al Título De Ingeniero Civil Electricista Por: Juan Pablo Romero Herrera Prof. Guía: Sr. Nelson Morales Osorio]**

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 Politécnico Nacional, Escuela Superior De ingeniería y Arquitectura, Diseño De Torres Transmisión Eléctrica, Alma Nancy Hernández Rosas, Fabián morales padilla, México DF, 2005].**

El trabajo de tesis estudia el impacto de incluir dispositivos de compensación distribuidos (D-FACTS, Distributed Flexible AC Transmisión), en el diseño electromecánico de líneas de transmisión aéreas. Se presenta una metodología a seguir en el diseño de líneas de transmisión aéreas, los parámetros y variables que intervienen en el proceso, así como la ingeniería básica y de detalle del proyecto electromecánico (caso de estudio de una línea de transmisión real). **[Universidad Autónoma Nacional de México, Programa De Maestría y Doctorado En Ingeniería Eléctrica, Diseño Electromecánico De Líneas De Transmisión Incluyendo Compensación Distribuida (d-facts), Laura Jacqueline Santander Hernández, México; DF. Diciembre 2015].**

1.3 Justificación.

Teniendo como base la nomenclatura en la línea de subtransmisión (LST) OCZ-73490-LGZ cuenta con 123 estructuras las cuales de ellas 18 son de tipo TAR (Torres Auto Soportables De Remate) y 105 del tipo TAS (Torres Auto Soportables de Suspensión.). Con la oficina de líneas de subtransmisión se puede obtener el registro de todas las fallas que se han originado en la línea mediante los sistemas SIMOCE (Sistema de Monitoreo y Control de Energía) y SIAD (Sistema Integral de Administración Distribución) donde se hacen los registros de fallas y continuidad de energía.

Con base a esta información de la LST OCZ-73490-LGZ y LGZ-73L00-VFD se promueven acciones para identificar la zona más vulnerable y las estructuras que han presentado fallas sucesivamente. Se determinó que de la estructura número 76 a la estructura número 87 es la zona más vulnerable ya que se ha presentado descargas atmosféricas en cada una de esas estructuras.

La conexión de la subestación Villaflores, cuenta actualmente con una configuración y operación radial con 313 estructuras que parte de la subestación, OCZ y pasando por la subestación La Garza con una distancia de 69 km, las líneas son: LST OCZ-73490-LGZ y LGZ-73L00-VFD.

Teniendo como desventajas al presentarse una falla franca o transitoria, el tiempo de desconexión a los usuarios de la subestación VFD ocasionado pérdidas en consumo de potencia, a si también la desconexión de servicios importantes conectados en media tensión, caso el que se encuentra un hospital en el municipio de Villaflores el cual cuenta con planta de emergencia, pero no se puede autoabastecer durante periodos largos debido al consumo de combustible, a los equipos y emergencias que se presenten en el hospital.

Este sistema radial contempla el tener que seccionar la falla dejando a otros usuarios sin suministro, debido al manteamiento y maniobra que se tenga que realizar en el tramo afectado a librar por la falla sea franca o transitoria.

Se hace el diseño de la conexión en anillo para subestación Villaflores para el mejoramiento de la continuidad del servicio y minimizar los tiempos de desconexión. Diseñando un nuevo circuito de la subestación Independencia de las LST IPD-73530-VFD que tiene 48.8 kms. Aproximados tomando la conexión de la subestación de Independencia hacia la subestación Villaflores (VFD).

Al implementar este diseño se asegura la continuidad del suministro de energía disminuyendo perdidas económicas a la empresa suministradora de energía, en caso de contingencia se respalda con la conexión con la subestación IPD para realizar las maniobras o mantenimientos por fallas

ocasionadas en la LST LGZ-VFD. Sin tener que desconectar a los usuarios o afectar a terceros por mantenimiento o restablecimiento de la continuidad.

El tramo donde se hace el diseño se encuentra en mayor parte zonas bajas lo que hace mayor eficiente el ordenamiento de las estructuras, la supervisión de la LST cuando se presente alguna contingencia, el poder maniobrar e incorporar al personal al área para trabajos de rutina y/o mantenimiento.

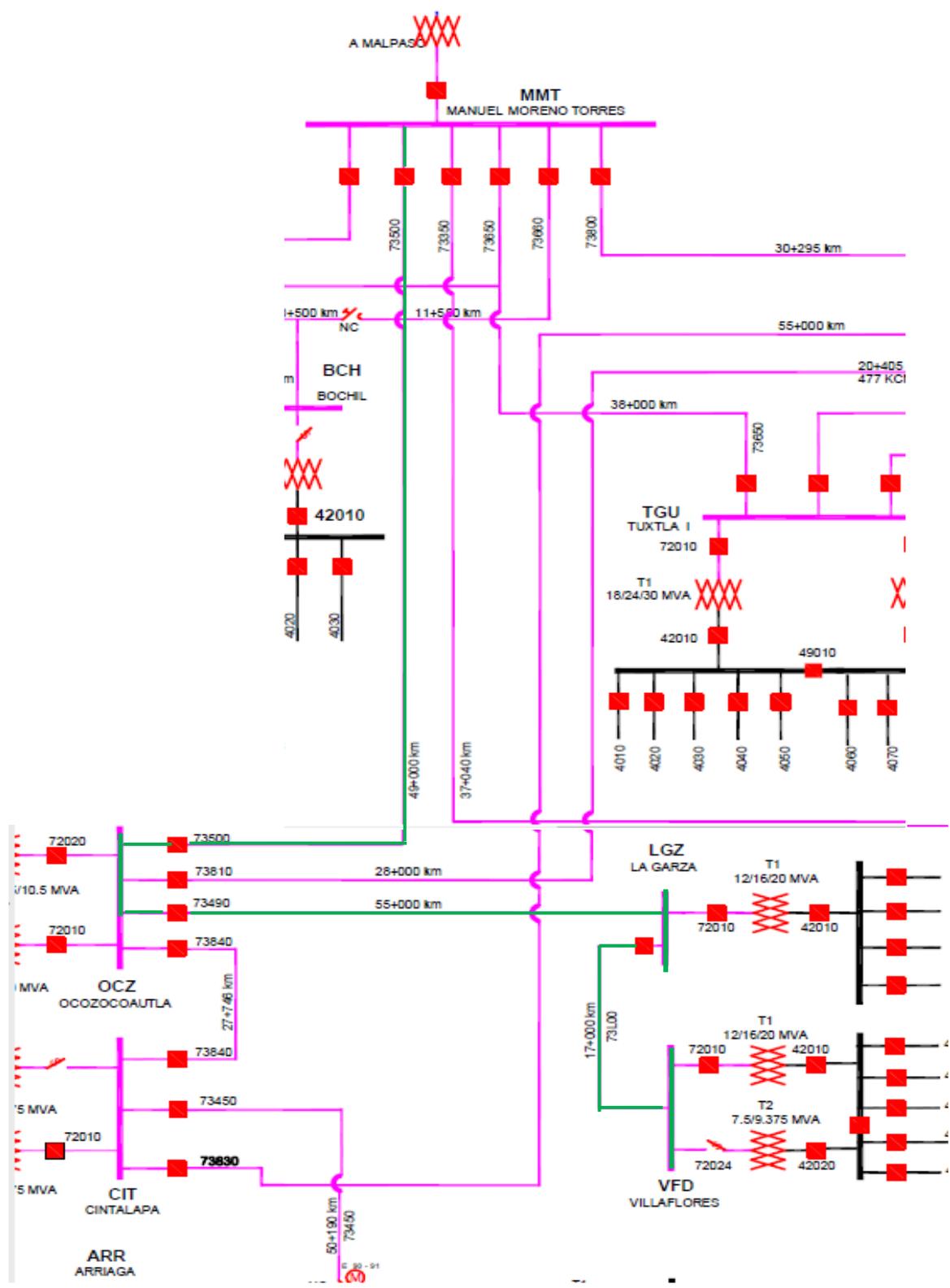


Fig. 1 conexión radial de la subestación Villaflores.

1.4. Objetivo general.

Fortalecer y garantizar la continuidad de servicio de energía eléctrica en la región Frailesca a mediano y largo plazo.

1.4.1 Objetivo específico.

- Mejorar la confiabilidad de la subestaciones Villaflores y la Garza, con una línea de Subtransmisión de 115 KV.
- Hacer un estudio geográfico para las zonas y poblaciones beneficiadas.
- Estudiar el sistema eléctrico de la línea de Subtransmisión de 115 KV. Para resolver las causas que nos originan las fallas.
- Diagnosticar la situación actual del sistema eléctrico de la línea de Subtransmisión de la subestación Independencia a la subestación Villaflores.
- Diseñar para mejorar la confiabilidad de las líneas de Subtransmisión de 115 KV. Para evitar y resolver las demandas de las poblaciones

1.5 Metodología (diagrama de bloques).



En la metodología anterior se muestran los pasos a tomar para llevar a cabo el diseño del circuito en anillo que alimentara a la subestación Villaflores con una conexión de la subestación Independencia con el fin de asegurar la continuidad del servicio de Energía hacia los usuarios de la esa ciudad, teniendo en cuenta los niveles de carga para abastecer en caso de falla o contingencia debido a la demanda que se tiene actualmente y la demanda futura en dicha ciudad.

2. Fundamento Teórico.

2.1. Inicios de la Energía Eléctrica.

Los inicios de la energía eléctrica en México se remontan a finales del siglo XIX cuando comienza el periodo presidencial de Porfirio Díaz (1877-1911). Durante el porfiriato, en 1879 se instala en el estado de Guanajuato, en la ciudad de León, la primera planta termoeléctrica (de calor) generadora de energía eléctrica, utilizada por la fábrica textil La Americana. En esos primeros años, la energía eléctrica se usaba para la incipiente industria textil y minera; y muy poco para el servicio municipal, la iluminación de pocos espacios públicos y algunos pueblos. Dos años después, en 1881 da inicio el alumbrado público en el país cuando la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica se hace cargo del alumbrado público residencial en la capital de la República Mexicana. Para 1885 la cañería que distribuía el gas para el alumbrado público en la capital era de 100 kilómetros, y se contaba con 50 focos de luz eléctrica, 2 mil faroles de gas y 500 de aceite para los barrios alejados del Centro. Diez años después de la aparición de la primera planta termoeléctrica, en 1889 entró en operación la primera planta hidroeléctrica en Bato pilas, en el estado de Chihuahua y frontera con los Estados Unidos. De este modo, las plantas generadoras empezaron a cubrir las necesidades más allá de las fábricas y minas, atendiendo al comercio, al alumbrado público y a las residencias de las familias más ricas.

Durante el porfiriato llegaron a México empresas transnacionales de muchos tipos, y fue cuando el sector eléctrico tuvo un carácter de servicio público. Fue entonces cuando se colocaron las primeras 40 lámparas "de arco" en el actual Zócalo de la Ciudad de México, luego 100 lámparas a la plaza de la Alameda Central y posteriormente a la Avenida Reforma y otras principales calles de la ciudad. La demanda de electricidad atrajo a las

empresas extranjeras como a la The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, que se instaló en la capital en 1898 y más tarde se extendió hacia el centro del país. En 1903 Porfirio Díaz le otorga la concesión de la explotación de las caídas de las aguas de los ríos de Tenango, Necaxa y Xaltepuztla. La planta de Necaxa, en el estado de Puebla, fue el primer gran proyecto hidroeléctrico, con seis unidades y una capacidad instalada de 31.500 MW, y comenzó a transmitir el fluido eléctrico desde Necaxa a la Ciudad de México en 1905. Para ese año los canadienses ya controlaban a la Compañía Mexicana de Electricidad, la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica y a la Compañía Explotadora de las Fuerzas Eléctricas de San Idelfonso. Un año después, en 1906, esta empresa canadiense obtiene de Porfirio Díaz y autoridades estatales nuevas concesiones en los estados de Puebla, Hidalgo, México y Michoacán, extendiendo su poder. Adquirió también la planta hidroeléctrica del Río Alameda, la Compañía de Luz y Fuerza de Toluca, la de Temascaltepec y la de Cuernavaca. Comenzó a elevar la capacidad de la planta de Necaxa y a modernizar las de Nonoalco y Tepéxic. De esta manera, la canadiense The Mexican Light and Power Company se convirtió en la principal empresa transnacional que tenía en su poder la mayor parte de la energía eléctrica de México, y su presencia se prolongaría hasta 1960. Cuarenta años después de que haya sido nacionalizada esta empresa por el gobierno mexicano, en enero de 2002, el embajador de Canadá en México, Keith Christie, expresó que la reforma al sector energético es fundamental para el crecimiento de la inversión privada canadiense en México, y estaría anhelando regresar al país con estas palabras: "Las empresas canadienses podrían aumentar inversiones si el Congreso y el Ejecutivo ofrecen un mayor espacio competitivo para la iniciativa privada".

2.1.1 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 publica. 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 posterior mente 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.

2.2 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.

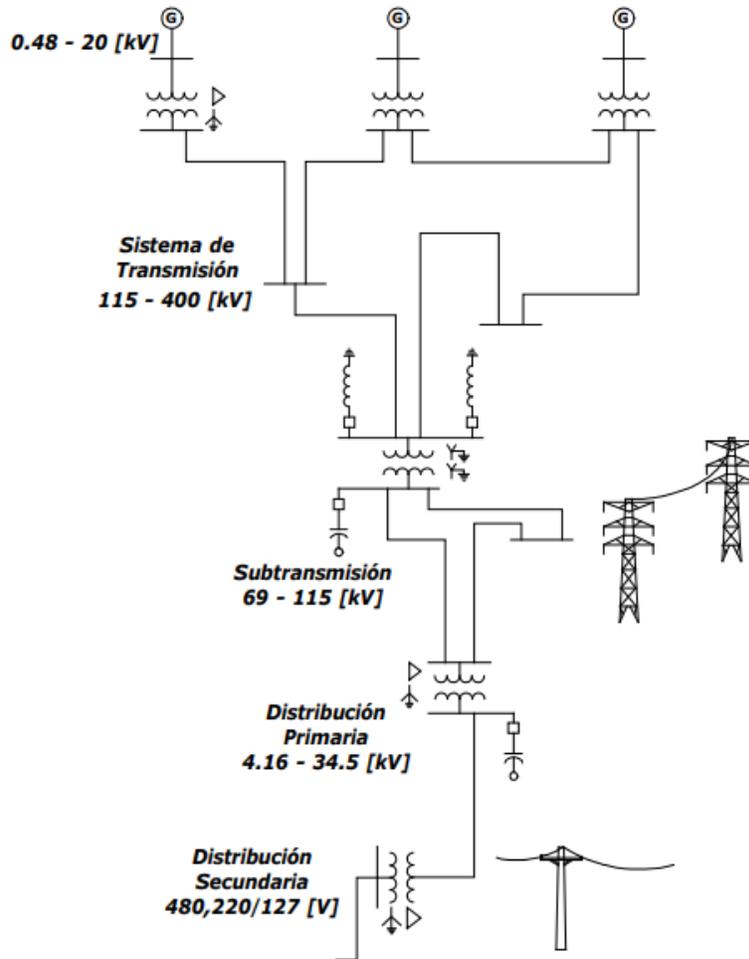


Fig. 2 diagrama unifilar de un sistema de potencia.



Fig. 3 sistema eléctrico nacional. México

2.2.1 Sistema de Transmisión.

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule. Con este fin se remplazan subestaciones elevadoras en las cuales

dicha transformación se efectúa empleando transformadores, o bien autotransformadores. De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 KV y superiores, denominados alta tensión, de 400 KV.

Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión. Generalmente se dice que los conductores “tienen vida propia” debido a que están sujetos a tracciones causadas por la combinación de agentes como el viento, la temperatura del conductor, la temperatura del viento, etc.

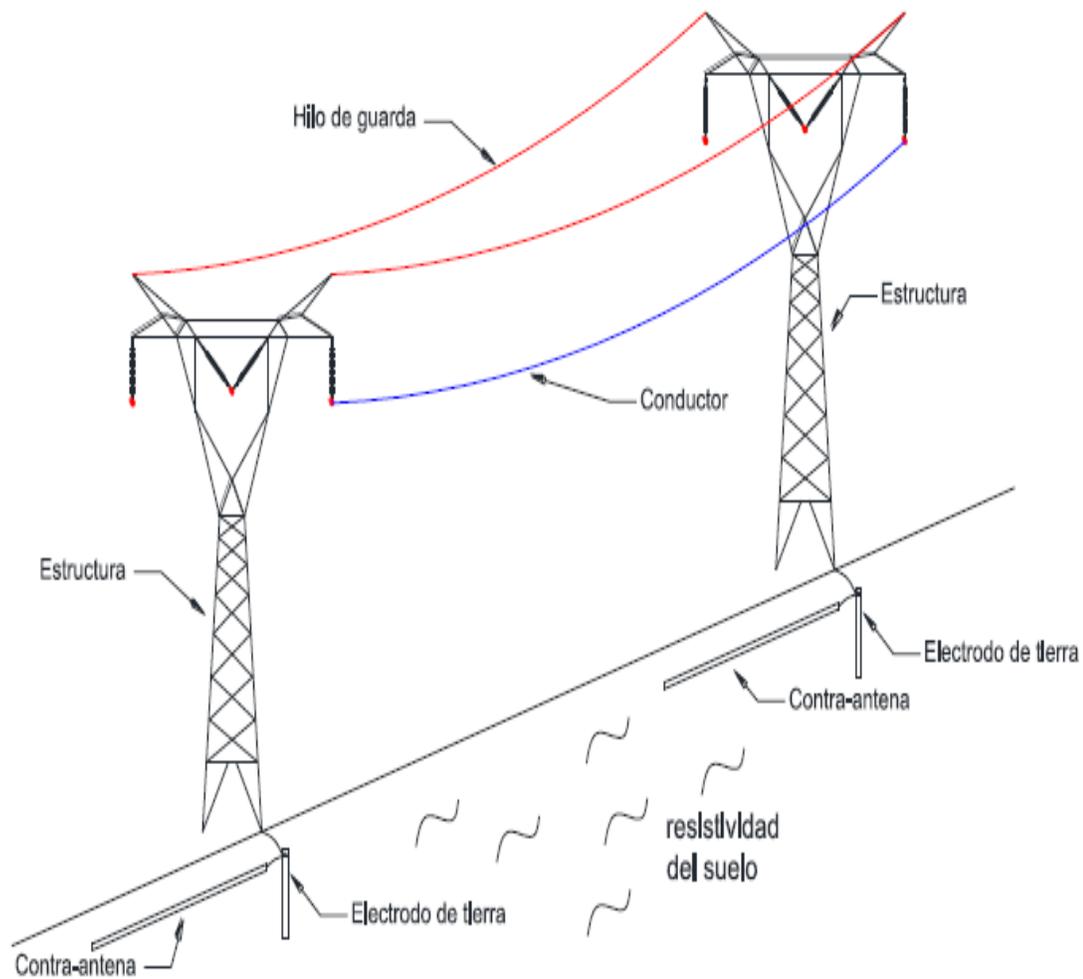


Fig. 4 sistema de transmisión.

Existen una gran variedad de torres de transmisión como son conocidas, entre ellas las más importantes y más usadas son las torres de remates, la cual debe ser mucho más fuertes para soportar las grandes tracciones generadas por los elementos antes mencionados, usadas generalmente cuando es necesario dar un giro con un ángulo determinado para cruzar carreteras, evitar obstáculos, así como también cuando es necesario elevar la línea para subir un cerro o pasar por debajo/encima de una línea existente.

Existen también las llamadas torres de suspensión, las cuales no deben soportar peso alguno más que el del propio conductor. Este tipo de torres son usadas para llevar al conductor de un sitio a otro, tomando en cuenta que sea una línea recta, que no se encuentren cruces de líneas u obstáculos.

La estructura de la torre varía directamente según el voltaje requerido y la capacidad de la línea. Las torres pueden ser postes simples de madera para las líneas de subtransmisión pequeñas hasta 46 kilovoltios (KV). Se emplean estructuras de postes de madera en forma de H, para las líneas de 69 a 231 KV. Se utilizan estructuras de acero independientes, de circuito simple, para las líneas de 161 KV o más. Es posible tener líneas de transmisión de hasta 1.000 KV.

Al estar estas formadas por estructuras hechas de perfiles de acero, como medio de sustentación del conductor se emplean aisladores de disco o aisladores poliméricos y herrajes para soportarlos.

2.2.2 Transmisión aérea.

Las líneas de transmisión aéreas se utilizan comúnmente para el transporte de la energía eléctrica a grandes distancias dado los costos de construcción y mantenimiento y se componen principalmente de los siguientes elementos:

- Cimentaciones.
- Sistema de tierras.
- Estructura o torre.
- Aisladores.
- Herrajes.

- Cable conductor.
- Blindaje (cable de guarda).

2.2.2.1 Cimentaciones

Se denomina cimentación al conjunto de elementos estructurales cuya misión es la de transmitir las cargas de la estructura o torre al suelo distribuyéndolas de forma que no superen su presión admisible ni produzcan cargas zonales. Debido a que la resistencia del suelo es generalmente menor que la de los pilares o muros que soportará, el área de contacto entre el suelo y la cimentación será proporcionalmente más grande que los elementos soportados (excepto en suelos rocosos muy coherentes). La estabilidad de la torre dependerá en gran medida del tipo de terreno. Existen varios tipos de cimentaciones para las estructuras de las líneas de transmisión, que dependen básicamente de las características del diseño y construcción de la línea, así como del tipo de suelo en donde se encuentran las estructuras. Principalmente se encuentran 2 tipos de cimentaciones:

- Superficiales
- Profundas.

Cimentaciones superficiales:

Son todas aquellas cimentaciones que reparten la fuerza que le transmite la estructura a través de sus elementos de apoyo sobre una superficie de terreno bastante grande que admite esas cargas. Este tipo de cimentaciones son principalmente zapatas, losas de cimentación, muertos de anclaje para retenidas o cimentaciones ancladas en roca.

Cimentaciones Profundas:

Las cimentaciones profundas son aquellas cimentaciones por las que debido a las condiciones del terreno, no es posible una cimentación superficial y se recurre a la búsqueda de estratos resistentes a mayor profundidad con el fin de garantizar la estabilidad de las torres. Este tipo de cimentaciones son principalmente muros o pantallas de concreto

verticales, pilas o pilotes semejantes a pilares, y estas se encuentran hincadas a una mayor profundidad del suelo.

El diseño y especificación de las cimentaciones para Líneas de Transmisión se encuentra en la especificación de CFE JA100- 64 “CIMENTACIONES PARA ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.”

2.2.2.2 Sistema De Tierra.

Todas las torres deben de tener un sistema de puesta a tierra, que está conformado por conectores, conductores y electrodos enterrados de manera vertical y horizontal, cuya función es drenar al terreno las corrientes que se originan por inducción eléctrica, por fallas (corto circuitos, descargas atmosféricas), desbalances en los equipos y proporcionar una mejor trayectoria de retorno de la corriente a su lugar de origen, siendo así un punto de conexión seguro para el personal durante maniobras con líneas de transmisión aérea energizadas o desenergizadas. Entre menor sea el valor de resistencia de contacto a tierra, mejor será el sistema de tierra, es decir, la malla de tierra "ideal" sería aquella cuyo valor de resistencia fuera cero Ohm, sin embargo, sabemos que no existen, por no existir tampoco conductores perfectos que no opongan resistencia al paso de la corriente.

2.2.2.3 Estructuras.

Su función básica de las estructuras para líneas de transmisión aéreas, es mantener los conductores a cierta distancia sobre el suelo y de los obstáculos presentes a lo largo de la trayectoria, proporcionando seguridad a persona e instalaciones situadas en las cercanías de la ubicación de las estructuras a lo largo del eje de la trayectoria de la línea de transmisión. Las estructuras de una línea de transmisión son generalmente de acero galvanizado, construidas con perfiles angulares laminados, formados con montantes y celosías arriostradas. Empotradas en el suelo por medio de cimentaciones de concreto. Las torres se utilizan generalmente en campo abierto donde no existen restricciones en cuanto a espacio ocasionado a que son más robustas, mientras que los postes troncocónicos se utilizan predominantemente en zonas urbanas o suburbanas utilizando los espacios mínimos que las

autoridades ceden o autorizan a ocupar. Pueden ser clasificadas de acuerdo a su nivel de tensión, número de circuitos y su función.

Nivel de Tensión:

- 230 000 Volts
- 400 000 Volts

Número de circuitos:

- 1 circuito.
- 2 circuitos.
- 3 circuitos.
- 4 circuitos.

Función de la Torre:

- Tensión
- Suspensión
- Transportación
- Deflexión
- Transición

En algunas ocasiones se pueden combinar los diferentes tipos de tensión en una misma estructura. Una parte fundamental de una estructura es el dimensionamiento eléctrico, cuyo objetivo principal es conservar una distancia fase a tierra y evitar el arqueo en aire entre estructuras y conductores, provocando con ello, la salida de la Línea de Transmisión. La coordinación de aislamiento, es el balance entre los esfuerzos eléctricos y el aislamiento, que en otras palabras se refiere a las sobretensiones por descargas atmosféricas, maniobras, sobre tensiones temporales, inducciones o contactos accidentales entre otras líneas y el propio voltaje que soporta el aislamiento por diseño.

Para determinar la coordinación de aislamiento se requieren de los siguientes datos:

- Altitud sobre el nivel del mar donde se instala o se encuentra la estructura.

- Tensión de operación.
- Tipo de contaminación del ambiente.
- Nivel básico de aislamiento a utilizar.

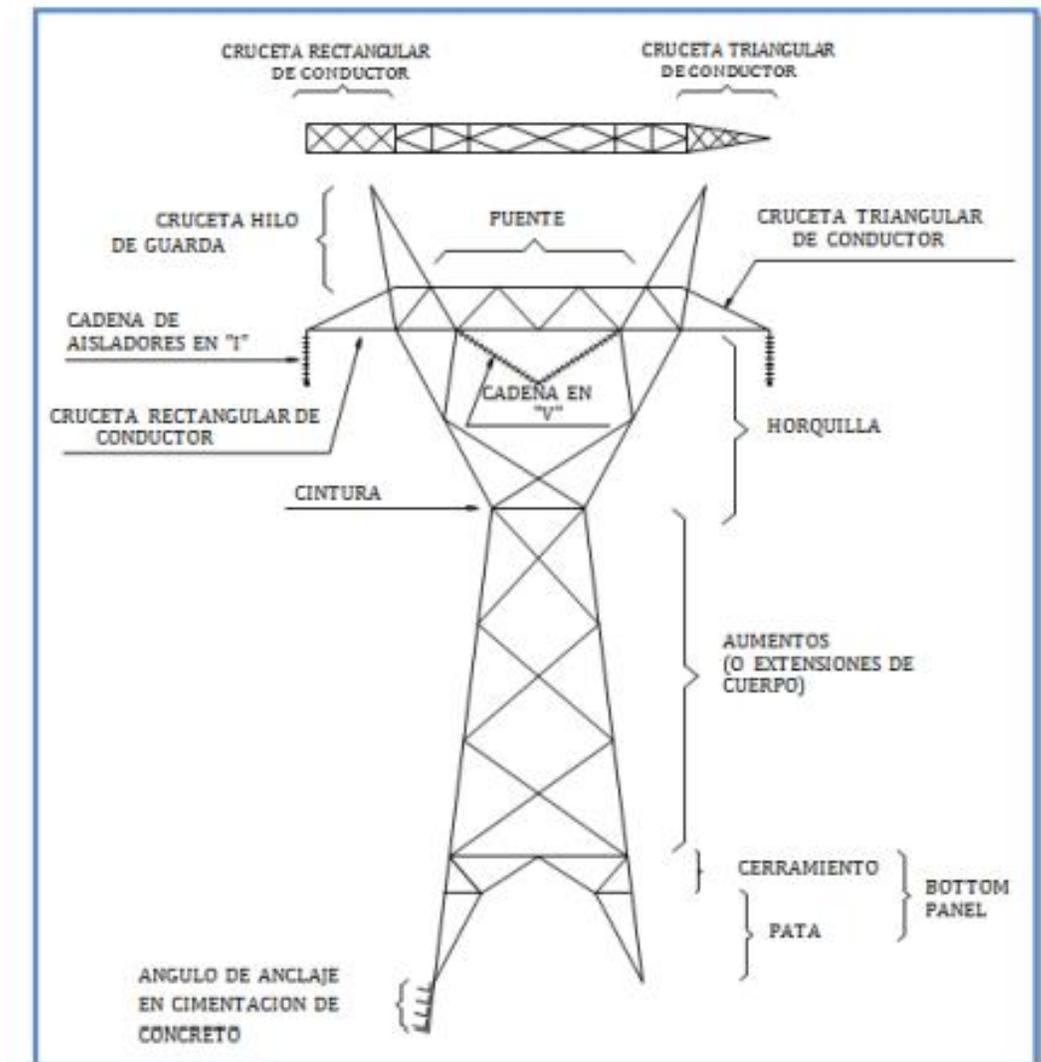


Fig. 5 características de una estructura.

2.2.2.4 Herrajes De Líneas De Transmisión.

Los aisladores acoplados requieren de elementos que permitan la sujeción tanto a las crucetas como a los conductores y cable de guarda de la estructura, a estos dispositivos de enlace, se les denomina herrajes, ya sean para cable conductor o de guarda y pueden ser utilizados en cualquier tipo de estructura (suspensión y tensión).

CONJUNTO DE HERRAJES

Es la combinación de herrajes y sus accesorios con diferentes arreglos, cuya función es la de sujetar los cables a la estructura. Se elige el herraje dependiendo del uso de la estructura para la cual fue diseñada, el calibre del conductor y el arreglo del conjunto. Para facilitar la identificación de los herrajes y sus accesorios, estos deben de ser marcados de manera permanente con el logotipo del fabricante, indicando además, el número de lote y el año de fabricación; así como la resistencia mecánica a la tensión de ruptura o lo que se indique en las hojas de características técnicas específicas de cada tipo de herraje, la marca debe de ser fácilmente visible después del galvanizado.

TIPOS DE CONJUNTOS USADOS EN LINEAS DE TRANSMISIÓN.

- Conjunto de tensión.
- Conjunto para conductor.
- Conjunto para cable de guarda.
- Conjunto para fibra óptica OPGW.
- Conjunto de suspensión.
- **HERRAJES UTILIZADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.**
- Calavera horquilla “Y” corta.
- Calavera horquilla “Y” larga.
- Horquilla “Y” bola corta.
- Horquilla “Y” bola larga.
- Horquilla “Y” ojo corta.
- Calavera ojo corta.

- Calavera ojo larga.
- Yugo triangular.
- Yugo trapezoidal.
- Yugo rectangular.
- Yugo de suspensión.
- Yugo de paso.
- Yugo de remate.
- Extensión de horquilla –Horquilla.
- Anillo equipotencial.
- Grillete.
- Grapa de suspensión para conductor.
- Grapa de tensión para conductor.
- Grapa de suspensión de cable de guarda.
- Cable de tensión para cable de guarda.
- Eslabón.
- Conector a compresión cable-cable.
- Conector a compresión cable-solera.
- Separador.
- Manguitos de reparación.

2.2.2.5 Cables.

CABLE CONDUCTOR

Podemos definir al conductor como un medio por el cual se efectúa el transporte de energía eléctrica, la sección, su composición y el número de conductores por fase, debe ser la más adecuada para permitir la transferencia óptima de la potencia eléctrica y además, resistir los esfuerzos mecánicos a los que estarán sometidos durante la construcción y operación de la línea. RMMH 32 Los conductores de uso más común en las líneas de transmisión aérea son, en primera instancia, los conductores de aluminio dispuestos helicoidalmente sobre

una serie de cables de acero dispuestos de forma similar utilizados como refuerzo denominado ACSR.

TIPOS DE CONDUCTORES:

- AAC: All Aluminum Conductor – Todos los conductores de Aluminio
- AAAC: All Aluminum Alloy Conductor – Todos los conductores de aleación de Aluminio.
- ACSR: Aluminum Conductor Steel Reinforced – Conductores de Aluminio con alma de acero.
- ACAR: Aluminum Conductor Alloy Reinforced – Conductores de Aluminio con alma de aleación.
- ACSS: Aluminum Conductor Steel Supported – Conductores de Aluminio soportados con acero.
- EXPANDED ACSR, ACSR/AW (Aluminum Weld, Aluminio soldado).

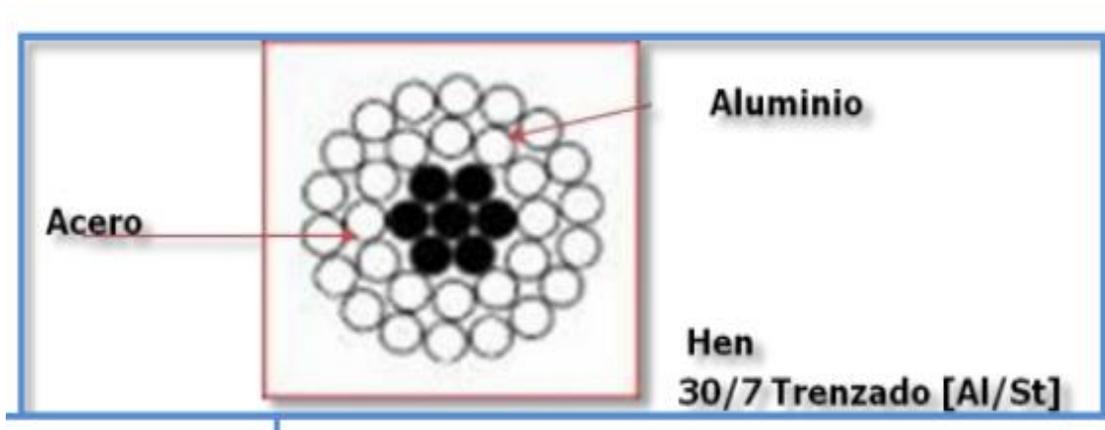


Fig. 6 características de un conductor.

2.2.2.6 Cable De Guarda.

Generalmente los cables de guarda empleados son de acero galvanizado o de acero recubierto de aluminio, los cuales deben ser capaces de resistir los esfuerzos mecánicos y

condiciones climatológicas de las zonas en donde se instale. Actualmente se están instalando sobre líneas de transmisión, cables de guarda de acero recubierto de aluminio que en su núcleo contiene fibra óptica, mediante la cual transmiten señales de telecomunicación para enlazar elementos de protección en las subestaciones eléctricas colaterales asociadas a las líneas de transmisión.



Fig. 7 carretes de cable hilo de guarda.

2.3 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”.

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.

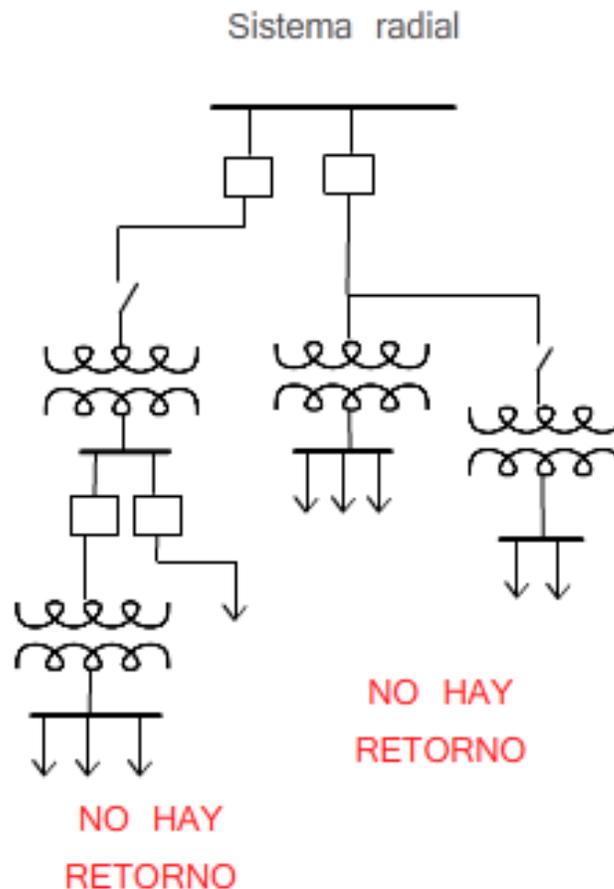


Fig. 8 unifilar de sistema radial.

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.

2.3.1 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.

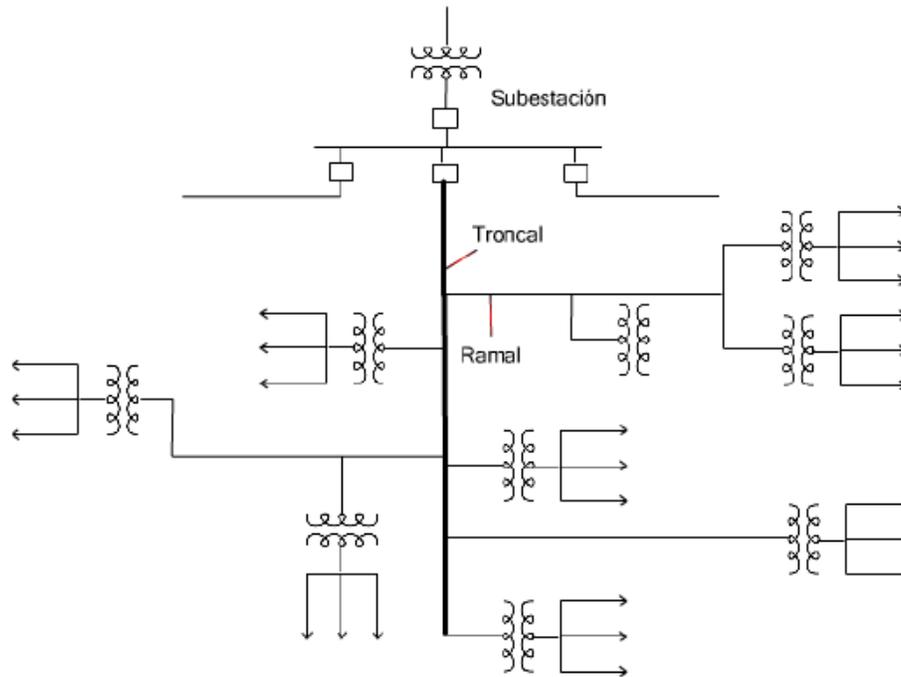


Fig. 9 radial aéreo.

2.3.2 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.

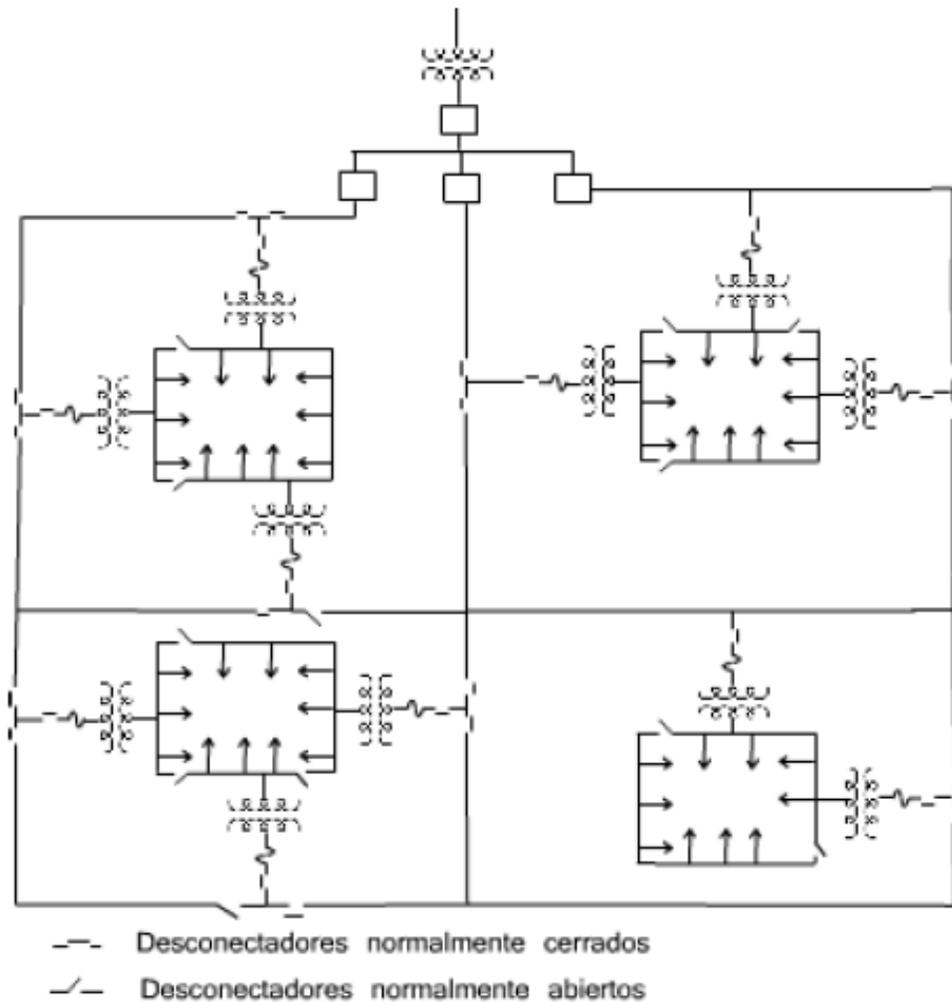


Fig. 10 radial subterráneo.

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.

2.4 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.

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.

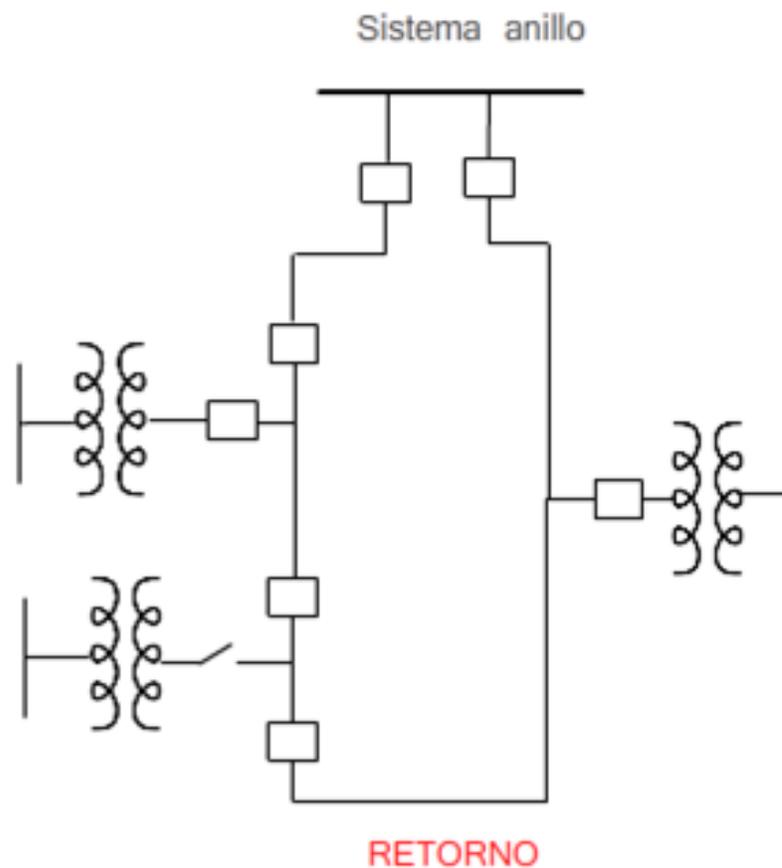


Fig. 11 sistema de conexión anillo.

z

2.5 Estructuras en subtransmisión con voltaje de 115 KV.

Torres metálicas utilizadas en alta tensión.

Como todos sabemos uno de los métodos para transportar y/o distribuir la electricidad es mediante cables aéreos desnudos que son soportados por torres/postes, esta entrada tratará sobre los tipos de torres o postes más utilizados en líneas de baja y alta tensión.

Generalizando los tipos de postes que existen son:

- Postes de madera.
- Postes de hormigón.
- Postes metálicos.

Postes de madera: el campo de aplicación de este tipo de apoyos es casi exclusivamente en baja tensión y están en claro desuso, aunque es posible encontrar algún tipo de poste de madera en alguna línea de media tensión. Como ventajas podemos decir que son fáciles de transportar gracias a su ligereza y bajo precio en comparación con los postes de hormigón y los metálicos.

Como desventajas se puede apuntar su vida media relativamente corta, suele ser de unos 10 años, la putrefacción es la mayor causa de deterioro, sobre todo en la parte inferior del poste, no se permiten grandes vanos y los esfuerzos en la cabeza y altura son limitados.

Postes de hormigón, distinguimos los siguientes tipos:

- **Postes de hormigón armado:** este tipo de poste es el que más se utiliza en redes de baja tensión. La ventaja principal de este tipo de postes es su duración ilimitada además de no necesitar mantenimiento. El mayor inconveniente es el precio con

respecto a los postes de madera y que al ser más pesados se incrementan los gastos en el transporte.

- **Postes de hormigón armado vibrado:** con la finalidad de mejorar las cualidades del hormigón armado se fabrican este tipo de postes. Suelen tener una altura entre los 7 y 18 m y su sección es rectangular o en forma de doble T. La principal ventaja (que hace que sean los más utilizados) de este tipo de postes es que se puede fabricar en el lugar de su implantación y así ahorrarse los gastos en transportes.
- **Postes de hormigón armado centrifugado:** este tipo de postes se emplea desde electrificaciones en ferrocarriles, en líneas rurales en baja tensión y alta tensión incluido líneas de 220 KV, mástiles para alumbrado exterior (en el reglamento antiguo llamado alumbrado público), además en combinación con varios postes se pueden realizar configuraciones de apoyos en ángulo, derivación, anclaje, etc. No son empleados en lugares de difícil acceso precisamente porque su fabricación no puede realizarse en talleres provisionales.
- **Postes de hormigón armado pretensado:** este tipo de postes cada vez es más utilizado ya que su precio resulta mucho más económico que los del hormigón corriente.
- **Postes metálicos:** el metal más utilizado en este tipo de postes es el acero de perfiles laminados en L, U, T, I, etc. Para unir los diferentes perfiles se utilizan remaches, tornillos, pernos e incluso en según qué casos la soldadura.
- **Postes metálicos de presilla:** Básicamente está constituido por dos tramos ensamblados por tornillos. Cada tramo está formado por 4 montantes angulares de ala iguales unidos entre sí por presillas soldadas de ahí el nombre. La cabeza o tramo superior tienen una longitud de 6m y la parte inferior se puede configurar con diferentes tramos para obtener alturas de 10, 12, 14, 18 y 20 más.

- **Postes metálicos de celosía:** este tipo de poste se emplea prácticamente en las altas tensiones, desde medias tensiones hasta muy altas tensiones, es decir, en líneas de 3ª, 2ª y 1ª categoría. Su forma y dimensiones dependerán de los esfuerzos a los que esté sometido, de la distancia entre postes y la tensión de la línea.

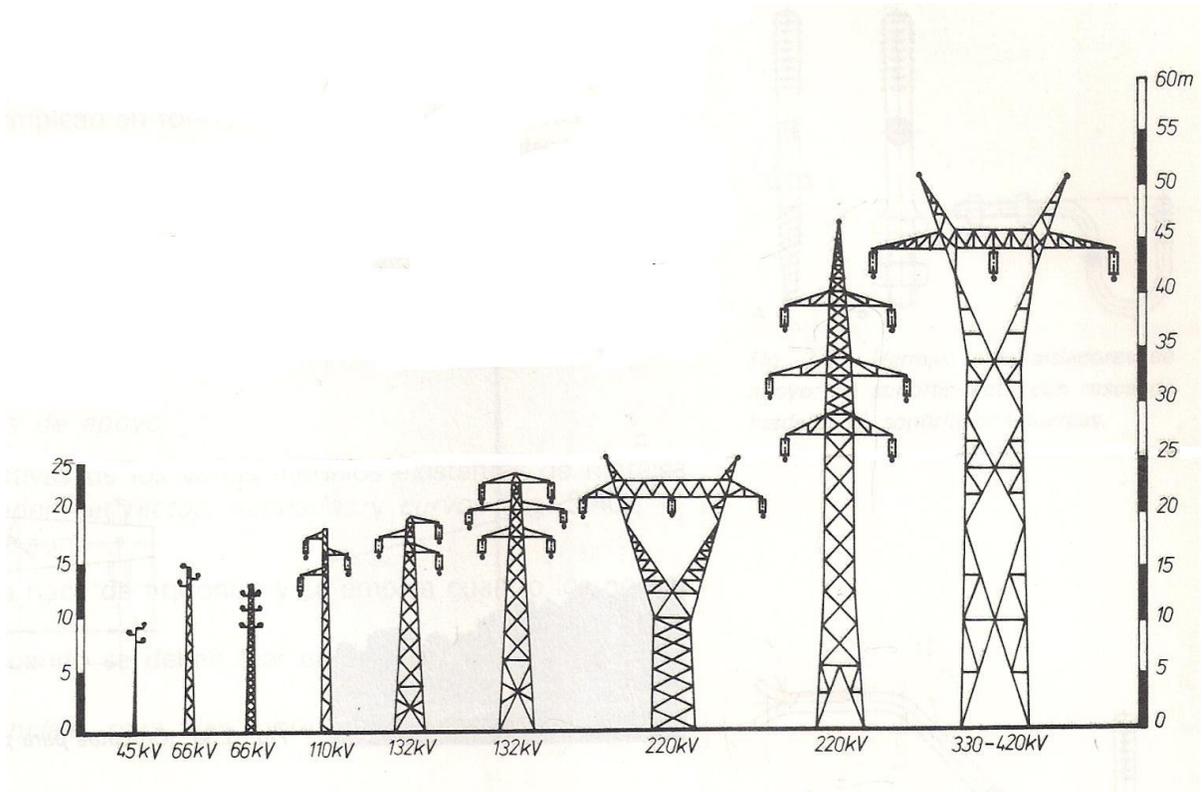


Fig. 12. Estructuras en los diferentes niveles de voltaje.

2.5.1 Componentes de una torre de Subtransmisión.

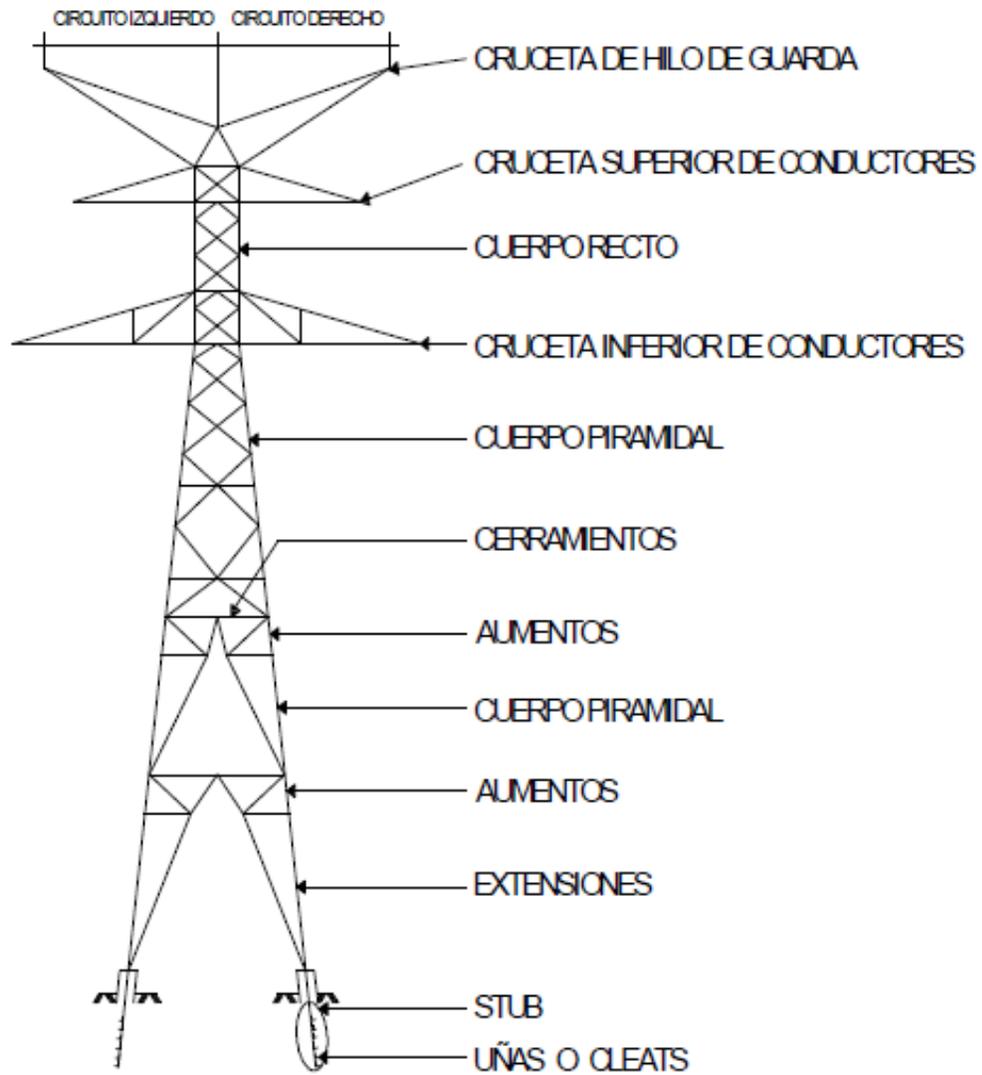


Fig. 13 diseño de estructura de transmision

Herrajes y accesorios.

Los herrajes son elementos metálicos de fijación, empalme, reparación, separación, amortiguamiento y de protección eléctrica o mecánica, para conductores e hilos de guarda. En la Figura 2.8 se muestra la cadena de aisladores con herrajes y la instalación en el poste. La unión entre los herrajes, aisladores y accesorios se hace a través de articulación mecánica.

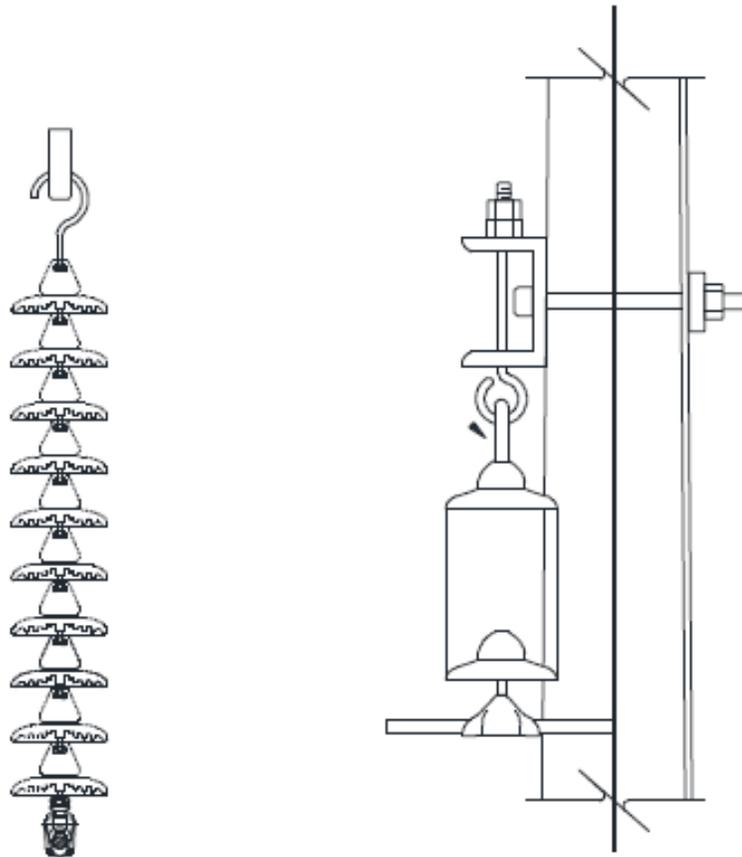


Fig. 14 aislador claro vertical.

La importancia de los herrajes y conjuntos de herrajes estriba en la función mecánica que transmiten a las estructuras, las fuerzas mecánicas producidas por el propio peso del conductor, por la acción del viento y a los esfuerzos de tracción de los conductores debido a su carga mecánica y a los ángulos de deflexión de la línea de transmisión.

Los herrajes son diseñados para el acoplamiento de elementos y para su mantenimiento con la línea energizada (hoy line), sin que exista la posibilidad de sufrir daño en sus capacidades mecánicas. Éstos se diseñan contra deslizamientos y sobre apriete. Las capacidades mecánicas de herrajes para conductor están en función de la tensión eléctrica de la línea de transmisión y de la cantidad de conductores por fase.

2.6 Parámetros Eléctricos De Líneas De Transmisión Aéreas.

Una línea de transmisión posee cuatro parámetros que definen su comportamiento dentro de un sistema de potencia:

- Resistencia.
- Inductancia.
- Capacitancia.
- Conductancia.

Este último parámetro se presenta entre dos conductores o entre conductores y tierra. En una línea aérea, éste se desprecia debido a que es muy pequeña y cambia constantemente. La conductancia es producto de la fuga eléctrica en los aisladores, la cual a su vez varía de acuerdo a las condiciones atmosféricas y a las propiedades conductoras de la contaminación que se deposita sobre los aisladores.

La resistencia y la inductancia ocurren a lo largo de la línea, mientras que entre los conductores ocurren la capacitancia y la conductancia.

2.6.1 Resistencia.

Es la propiedad que poseen los materiales a oponerse al paso de la corriente eléctrica. Todos los materiales conocidos presentan esta propiedad.

Cuatro factores afectan la resistencia eléctrica de los conductores:

- Longitud.
- Área o sección transversal.
- Material del conductor.
- Temperatura.

Resistencia efectiva (R):

$$R = \frac{\text{Pérdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} [\Omega]$$

Resistencia de corriente directa (R_{CD}):

$$R_{CD} = \frac{\rho l}{A} [\Omega]$$

Dónde:

ρ = resistividad del material del conductor [Ωm].

l = longitud [m].

A = área de la sección transversal [m^2].

2.6.2 Inductancia

La inductancia de una línea de transmisión se calcula como enlaces de flujo por ampere. Se considera un conductor suficientemente largo como para eliminar los efectos en los extremos, el conductor es no magnético, no hay efecto piel, la densidad de corriente es simétrica y constante.

Inductancia de un conductor cilíndrico sólido debido al flujo interno

1. Intensidad del campo magnético H , de la ley de Ampere.
2. Densidad del flujo magnético B , $B=\mu H$
3. Enlaces de λ
4. Inductancia de enlace de flujo por ampere, $L= \lambda I$.

Para el cálculo de la inductancia se hacen algunas consideraciones:

- Se considera al conductor lo suficientemente largo como para eliminar los efectos en los extremos.
- El conductor es no magnético.

- No hay efecto piel.
- La densidad de corriente es simétrica y constante.

Reactancia inductiva

Si se conoce la inductancia de la línea, se puede calcular la reactancia inductiva con la ecuación. El uso del radio medio geométrico del conductor D_s , simplifica el cálculo de la inductancia y de la reactancia inductiva. Existen tablas en las cuales se puede encontrar este valor para una gran cantidad de conductores.

$$X_L = \omega \cdot L = 2\pi f L = 0.00754 \ln D_{eq} D_s [\Omega km].$$

Dónde:

ω = frecuencia angular

D_{eq} = distancia entre conductores de una línea monofásica de dos conductores.

= distancia media geométrica mutua entre los lados de una línea monofásica formada de conductores compuestos.

= distancia entre fases de una línea trifásica con espaciamiento equilátero

= espaciamiento equilátero equivalente de fases de una línea trifásica asimétrica o con varios conductores por fase o con circuitos en paralelo.

D_s = radio medio geométrico del conductor para líneas con un conductor por fase.

2.6.3 Capacitancia.

La capacitancia de una línea de transmisión es resultado de la diferencia de potencial entre los conductores, que provoca que se comporten como un capacitor, donde los conductores son las placas y el dieléctrico es el aire. Para líneas largas (mayores de 80 km de longitud), la capacitancia toma una gran importancia en el análisis.

Dicho parámetro eléctrico afecta: la caída de tensión, la eficiencia y el factor de potencia de la línea.

La capacitancia de una línea entre dos conductores se define como la carga sobre los conductores por unidad de la diferencia de potencial entre ellos, en términos de longitud se define como:

$$C = qv \text{ [F/m]}.$$

2.6.4 Conductancia.

La resistencia del aislamiento de una línea aérea con tiempo seco es normalmente muy elevada, pese a ello, siempre existe una corriente de fuga entre conductor y tierra que da lugar a pérdidas de potencia. En caso de tiempo húmedo, la resistencia de aislamiento disminuye dando lugar a corrientes de fuga mayores y consecuentemente a mayores pérdidas.

Aunque la conductancia aumenta significativamente cuando la contaminación y la humedad se incrementan, para efectos de diseño, en lo que respecta a la caída de tensión, el efecto de la conductancia suele despreciarse.

Las características principales son:

- Se presenta debido a las pérdidas de potencia real entre conductores o entre conductores y tierra.
- Para líneas aéreas estas pérdidas de potencia son debido a corrientes de fuga en aisladores y al efecto corona.
- Las corrientes de fuga en aisladores dependen de la cantidad de polvo, sal y otros contaminantes acumulados y en factores meteorológicos.
- Las pérdidas reales de potencia debido al efecto corona dependen principalmente de condiciones meteorológicas y de irregularidades en la superficie del conductor.
- La conductancia es usualmente despreciada en los estudios de sistemas de potencia y en el diseño electromecánico de líneas de transmisión debido a que es una componente muy pequeña de la admitancia en paralelo.

Para optimizar la seguridad del suministro de energía hice el estudio para realizar el diseño de la alimentación en anillo para subestación Villaflores. Haciendo el diagrama unifilar de la conexión entre las dos subestaciones a interconectándose mediante las líneas de Subtransmisión. Con la finalidad de beneficiar a la población de la ciudad y evitar pérdidas económicas por las tasas de salidas que se originaban anteriormente.

3.1 Historia de las subestaciones a interconectarse.

3.1.1 historia de la subestación Villaflores.

En el área distribución villaflores tenemos una subestación tipo urbana, con capacidad de: 12/16/20 MVA T1 7.5/9.375 MVA. Con fecha de entrada en operación en 1983.

- Nivel ceraunico: 40
- Capacidad de Subtransmisión máxima: 105 MVA.
- Amp. Por línea 600 amp.
- Tipo de topografía de terreno donde pasa la línea: plano con áreas de cultivo.
- Demanda máxima del T1 subestaciones villa flores. 9.995 MW. 2017
- Su máxima histórica: 11.36 MW. 2016
- Demanda máxima: T2 subestaciones villa flores: 5.76 MW.



Fig. 16 subestación Villaflores.

3.1.2 historia de la subestación Independencia.

En el área distribución independencia tenemos una subestación tipo rural, con capacidad 12/16/20 MVA T1 IPD.

- Con fecha de entrada de operación en 1983.
- Nivel ceraunico: 40
- Capacidad de subtransmisión: 105 MVA.
- Amp. Por línea: 600 Amp.
- Tipo de topografía de terreno donde pasa la línea: plano con áreas de cultivo.



Fig. 17 subestación independencia.

3.2 Demanda De Carga (KW) De La Subestación Villaflores. Del Circuito (VFD 4010)

En el circuito villaflores 4010. (VFD-4010) analizamos las cargas que mantiene la mayor parte de la carga de los servicios importantes del centro de la ciudad de villa flores. En él se anexa el cuadro de cargas de meses anteriores con respectos alas horas de demandas y consumos.

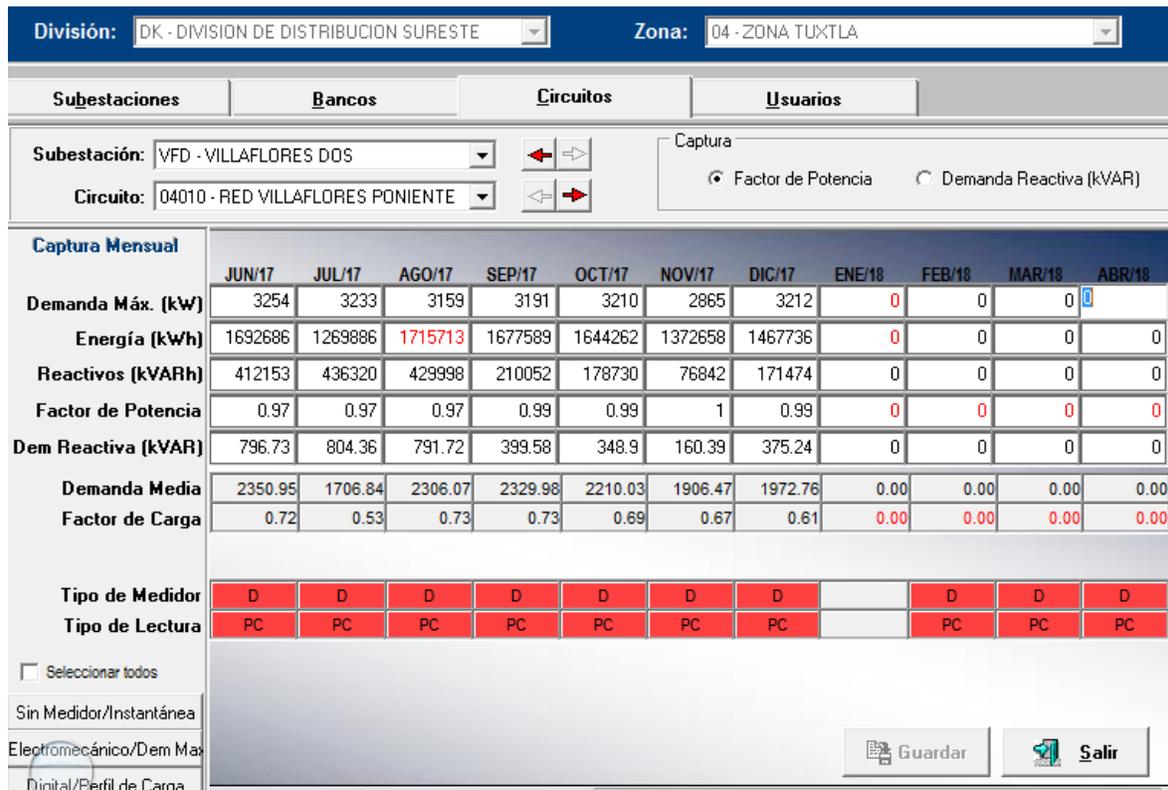


Fig. 18 demanda del circuito VFD 4010.

La información que obtuve es del portal SIAD en donde se encuentran estadísticas y mediciones fíales, el cual nos sirve de referencia para el desarrollo del proyecto.

3.3 Demanda De Carga (kW) De La Subestación Villaflores. Del Circuito (VFD 4020)

Para el circuito Villaflores 4020. (VFD-4020) hice el análisis de las cargas que alimenta, este circuito, se encuentra ubicado al lado oriente de la ciudad de Villaflores con las siguientes ubicaciones que son rancherías, sistemas de riegos, colonias El horizonte, Galeana, 16 septiembre, villa hidalgo, granjas de puercos e incubadoras buenaventuras, y concluyendo con granjas de pollos buenaventura. Parte de la gran carga de los servicios importantes de las orilladas de la ciudad de Villaflores. En él se anexa el cuadro de cargas de meses anteriores con respectos a las horas de demandas máxima y consumos de las cargas importantes.

División:		DK - DIVISION DE DISTRIBUCION SURESTE										
Zona:		04 - ZONA TUXTLA										
Subestaciones		Bancos		Circuitos		Usuarios						
Subestación:		VFD - VILLAFLORES DOS										
Circuito:		04020 - RED VILLAFLORES ORIENTE										
Captura		<input checked="" type="radio"/> Factor de Potencia <input type="radio"/> Demanda Reactiva (kVAR)										
Captura Mensual		NOV/16	DIC/16	ENE/17	FEB/17	MAR/17	ABR/17	MAY/17	JUN/17	JUL/17	AGO/17	SEP/17
Demanda Máx. (kW)		2919	2842	2781	2962	3017	3102	3152	2809	2899	2857	2668
Energía (kWh)		1432277	1557220	1488803	1431459	1707554	1648987	1739146	1504175	1603642	1551705	1499768
Reactivos (kVARh)		0	0	97112	105743	169644	167066	193357	84281	113693	388894	54819
Factor de Potencia		0.98	1	1	1	1	0.99	0.99	1	1	0.97	1
Dem Reactiva (kVAR)		463.81	142.16	181.39	220.2	299.43	314.29	347.68	157.38	205.54	716.04	97.51
Demanda Media		1989.27	2093.04	2001.08	2130.15	2295.10	2290.26	2337.56	2089.13	2155.43	2085.63	2083.01
Factor de Carga		0.68	0.74	0.72	0.72	0.76	0.74	0.74	0.74	0.74	0.73	0.78
Tipo de Medidor		D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Tipo de Lectura		PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC
<input type="checkbox"/> Seleccionar todos Sin Medidor/Instantánea Electromecánico/Dem Máx Digital/Perfil de Carga												
		<input type="button" value="Guardar"/> <input type="button" value="Salir"/>										

Fig. 19 Demanda del Circuito VFD 4020.

3.4 Demanda de Carga (kW) de la Subestación Villa flores. Del Circuito (VFD 4030)

Para el circuito villaflores 4030. (VFD-4030) es el que mantiene se mantiene ubicado al lado poniente norte de la ciudad de villa flores con las siguientes ubicaciones que son, rancherías, sistemas de riegos, colonias fco. Villa, fco. I madero, Heriberto jaras, la sierrita, sierra morena. Las flores 1 y 2, la embajada, la sirena, santa Catarina, ramal televisa, gasolineras Pemex, Hospital regional, en él se anexa el cuadro de cargas de meses anteriores con respectos a las horas de demandas y consumos.

División:		DK - DIVISION DE DISTRIBUCION SURESTE										
Zona:		04 - ZONA TUXTLA										
Subestaciones		Bancos		Circuitos		Usuarios						
Subestación:		VFD - VILLAFLORES DOS										
Circuito:		04030 - CUAUHTEMOC										
Captura		<input checked="" type="radio"/> Factor de Potencia <input type="radio"/> Demanda Reactiva (KVAR)										
Captura Mensual		NOV/16	DIC/16	ENE/17	FEB/17	MAR/17	ABR/17	MAY/17	JUN/17	JUL/17	AGO/17	SEP/17
Demanda Máx. (kW)		3940	3560	3110	3126	3131	3228	3376	3252	3334	3328	3348
Energía (kWh)		1772564	1607526	1539164	1441449	1620594	1599013	1779988	1664817	1745560	1807718	1679065
Reactivos (kVARh)		495410	488031	341574	287897	355075	347536	414949	448540	338098	414544	370375
Factor de Potencia		0.96	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.97	0.98
Dem Reactiva (KVAR)		995.14	721.8	690.22	624.32	685.98	701.56	786.92	635.76	759.16	763.16	738.54
Demanda Media		2461.90	2160.65	2068.77	2145.01	2178.22	2220.85	2392.46	2312.25	2346.18	2429.73	2332.03
Factor de Carga		0.62	0.61	0.67	0.69	0.70	0.69	0.71	0.71	0.70	0.73	0.70
Tipo de Medidor		D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Tipo de Lectura		PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC
<input type="checkbox"/> Seleccionar todos Sin Medidor/Instantánea Electromecánico/Dem Max Digital/Perfil de Carga												
		<input type="button" value="Guardar"/> <input type="button" value="Salir"/>										

Fig. 20 Demanda del Circuito VFD 4030.

3.5 Demanda de Carga (kW) de la Subestación Villaflores del Circuito (VFD 4040)

Para el circuito villaflores 4040. (VFD-4040) es el que mantiene las poblaciones foráneas de la ciudad de villaflores, rancherías, sistemas de riegos, colonias monterrey, la libertad, sierra la frailesca, sierra nuevo tenejapa, Emiliano zapata, san pedro Buenavista, Belisario Domínguez, Ocotal maravillas, Murguía, sierra tomas garrido, plan de Ayala, Zaragoza, gasolineras Pemex, Primero de Mayo, Revolución Mexicana, Hospital regional, Ramal san Julián, el provinciano, el Rubí, En él se anexa el cuadro de cargas de meses anteriores con respectos a las horas de demandas y consumos.

División:		DK - DIVISION DE DISTRIBUCION SURESTE										
Zona:		04 - ZONA TUXTLA										
Subestaciones		Bancos		Circuitos							Usuarios	
Subestación:		VFD - VILLAFLORES DOS										
Circuito:		04040 - REVOLUCION MEXICANA										
Captura		<input checked="" type="radio"/> Factor de Potencia <input type="radio"/> Demanda Reactiva (kVAR)										
Captura Mensual		JUN/17	JUL/17	AGO/17	SEP/17	OCT/17	NOV/17	DIC/17	ENE/18	FEB/18	MAR/18	ABR/18
Demanda Máx. (kW)		4343	4114	4146	4171	4160	4205	4463	0	0	0	0
Energía (kWh)		1953287	1989151	2087396	1972899	2044375	1972851	2050513	0	0	0	0
Reactivos (kVARh)		300836	451410	470166	470971	459785	454669	470786	0	0	0	0
Factor de Potencia		0.99	0.98	0.98	0.97	0.98	0.97	0.97	0	0	0	0
Dem Reactiva (kVAR)		675.06	933.63	933.87	995.79	935.52	969.08	1024.72	0	0	0	0
Demanda Media		2712.90	2673.59	2805.64	2740.14	2747.82	2740.07	2756.07	0.00	0.00	0.00	0.00
Factor de Carga		0.62	0.65	0.68	0.66	0.66	0.65	0.62	0.00	0.00	0.00	0.00
Tipo de Medidor		D	D	D	D	D	D	D		D	D	D
Tipo de Lectura		PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC		PC	PC	PC
<input type="checkbox"/> Seleccionar todos Sin Medidor/Instantánea Electromecánico/Dem Máx Digital/Perfil de Carga												
		Guardar							Salir			

Fig. 21 Demanda del Circuito VFD 4040.

3.6 Demanda de Carga (kW) de la Subestación Villaflores. del circuito (VFD 4050)

Para el circuito villaflores 4050. (VFD-4050) es el que mantiene la población de Villacorzo, rancherías, sistemas de riegos, En él se anexa el cuadro de cargas de meses anteriores con respectos a las horas de demandas y consumos.

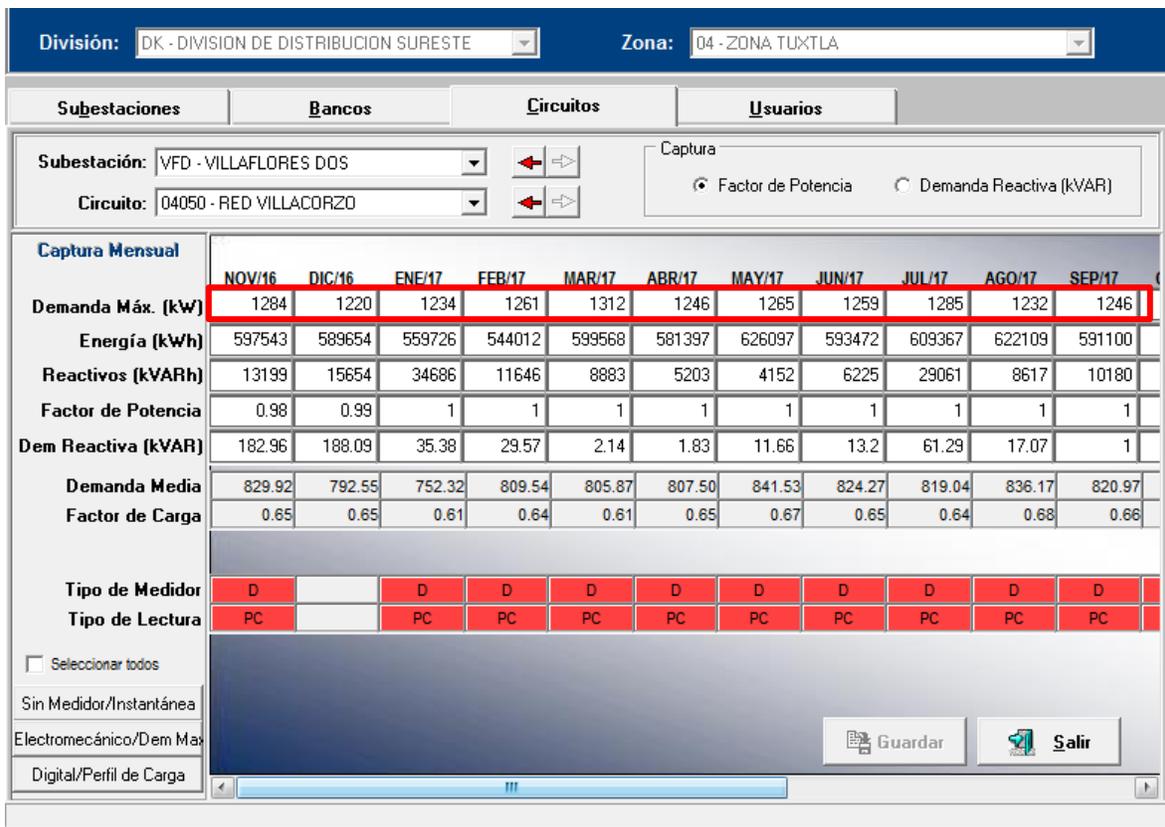


Fig. 22 Demanda del Circuito VFD 4050.

3.7 Trayectoria Propuesta Para el Nuevo Alimentador en 115 KV, Con origen Desde la S.E. IPD hasta la S.E. VFD.

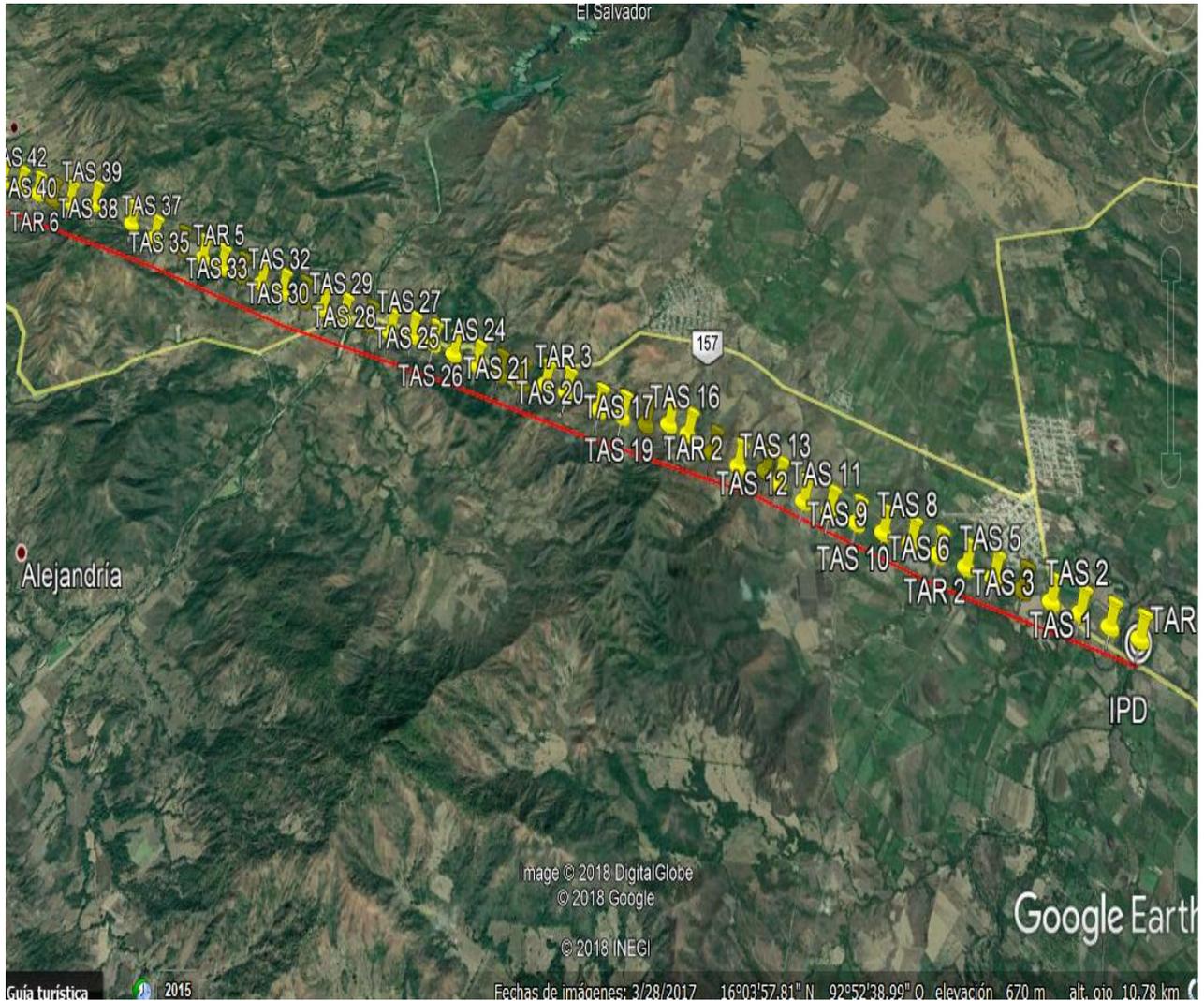


Fig. 23 Trazado De Ruta En Google Earth.

3.7.1 Estudio de antecedentes y selección del trazado.

Tomando en cuenta algunos o varios de los antecedentes mencionados, analice en el trazado los puntos importantes del circuito a formar para la conexión anillo a la S.E.

Villaflores, donde se han señalado los puntos de origen y término de la línea. En dichas Cartas se analiza un trazado preliminar que básicamente debe considerar en lo posible la menor longitud.

En la realización del trazado de la LST que se realizó en el programa GOOGLE EARTH para el diseño de la alimentación de carga en anillo a la ciudad de Villaflores, esto nos proporcionó el relieve del área via 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 para su realización con evidencia y toma de tipo de suelo donde estarán las torres que conducirán la energía a la S.E Villaflores

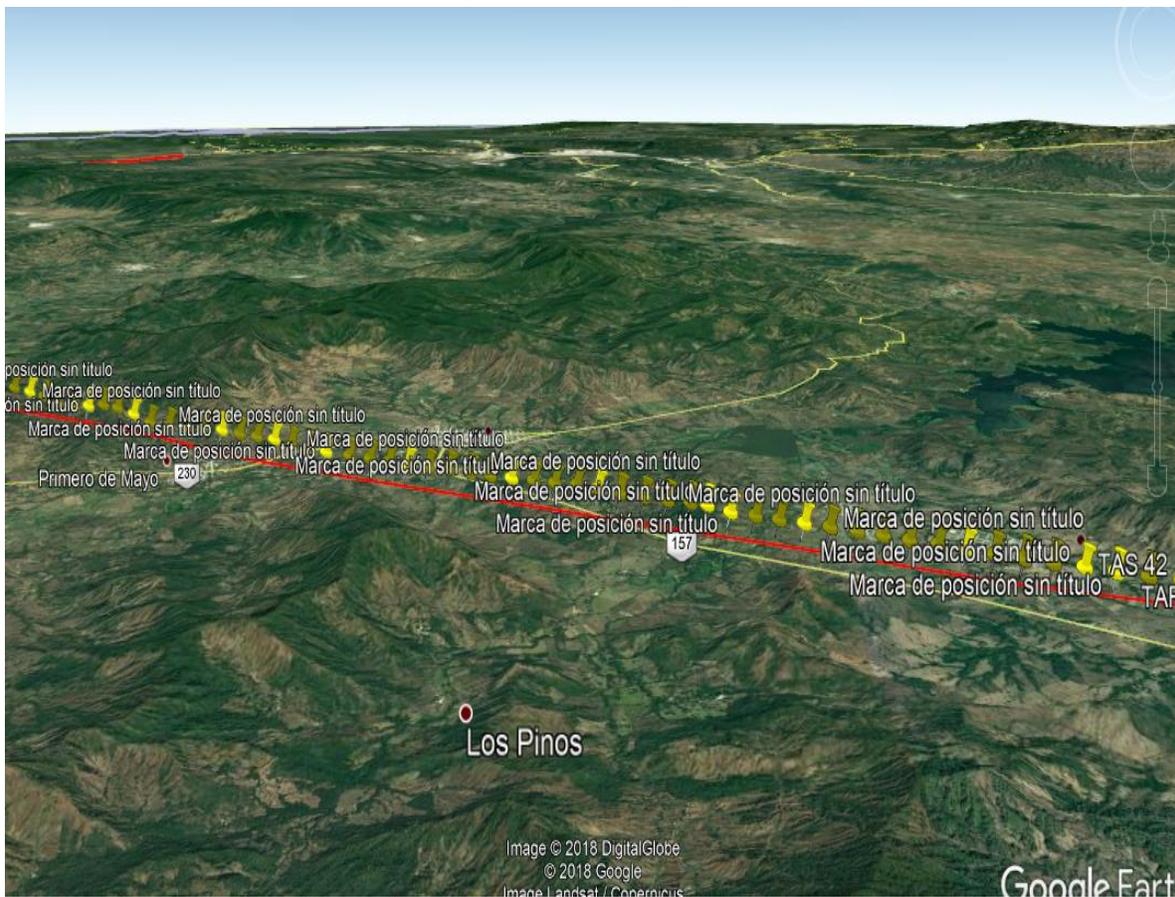


Fig. 24 Vista De Angulo De La Ruta Independencia –Villaflores.

3.8 Reconocimiento visual del lugar a trazar.

Al analizar los parámetros del circuito y el definido del trazado de la LST 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 muy alta, Sin embargo con el departamento de líneas, acordando al objetivo del proyecto y a las dificultades de acceso terrestre, éste puede incluir un recorrido aéreo, principalmente en helicóptero como segunda opción para análisis de la trayectoria. El objetivo es confirmar los puntos singulares encontrados en los antecedentes del circuito radial definir en terreno la posición aproximada de algunos de los vértices siempre en terreno es posible ver las ventajas y desventajas de alguna zona del trazado, lo cual no siempre entregan en la documentaciones y en general tomar conocimiento de las características de la morfología por donde pasará posteriormente la línea de transmisión.

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 alta tensión, por ejemplo, en zonas con alta densidad de vegetaciones (Bosques nativos o de explotación) o zonas con dificultades topográficas y de grandes zonas Montañas.

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 LST IPD-VFD. 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 brecha de la LST, para ello se necesita la aprobación para continuar con los trabajo de investigación, análisis del suelo y el área del recorrido.

En el reconocimiento físico en el terreno de estos aspectos ambientales muchas veces define la forma que tome del trazado preliminar de una línea de transmisión y subtransmision.

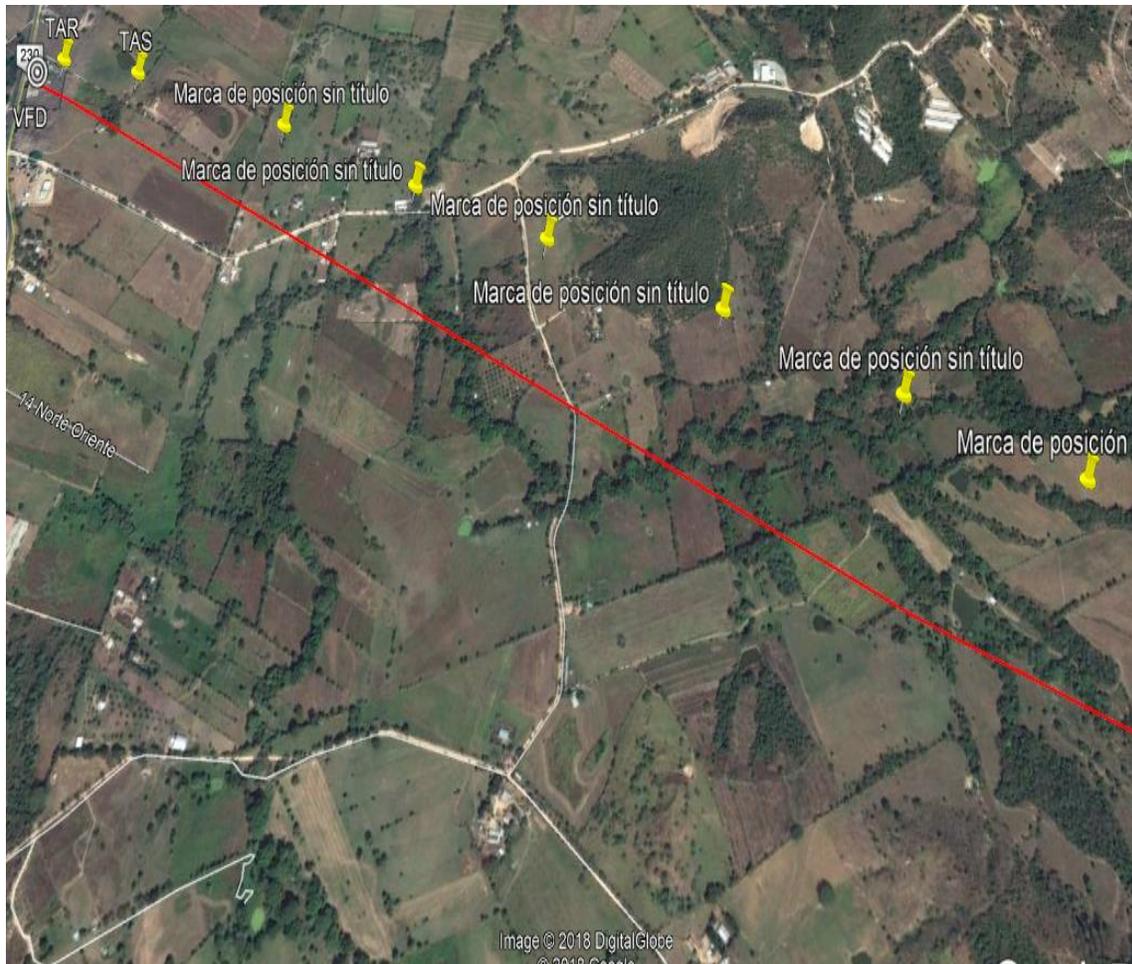


Fig. 25 Llegada Del Trazo a la Subestación Villaflores.

2.1.5 Trazado definitivo.

Para esta etapa, teniendo como base el trazado preliminar que realice y con la participación de personal de Topografía y el departamento de líneas, se materializo en el terreno, mediante la puesta de estacas o construcción de monolitos, los vértices definitivos de la

línea Se debe tener presente, que se requerirá la autorización de los propietarios de los predios a atravesar para tener acceso a los lugares que se elegirán para posicionar los vértices, para posteriormente realizar el estudio topográfico completo con el objeto de determinar el perfil longitudinal y planimetría de la franja de servidumbre.

Cuando se vio que es imposible obtener permisos de acceso con los propietarios prediales para la colocación de vértices, al proyectar el diseño de la línea se considera la utilización de levantamientos topográficos con tecnología Google Earth, que me proporciona la ventaja de levantar la topografía del trazado con gran precisión, en poco tiempo, sin necesidad de tener permisos de acceso (terrestres), pero muchas veces a un costo mayor que para un levantamiento con topografía tradicional, sobre todo cuando los Trazados de líneas son de longitudes menores a 10 km.

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.

El trazado definitivo generalmente hice la entrega del 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.

3.9 Ubicación de las estructuras tipo TAS Y TAR.

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 torre.

Para el diseño de líneas de transmisión mayores a 115 kV 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 transmisión depende de los materiales involucrados en su fabricación.

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.

De acuerdo a la función las estructuras son divididas en los siguientes tipos para su seleccion:

Suspensión: Estructuras cuya característica es soportar las cargas verticales y la presión del viento, actuando perpendicularmente con respecto a la dirección de la trayectoria de la línea.

Remate: Estructuras que soportan permanentemente de un solo lado el jalado de todos los conductores.

Se pretende hacer el diseño de la conexión en anillo para subestación Villaflores para fortalecer y garantizar la continuidad del servicio abriendo un nuevo circuito de la subestación Independencia de la LST IPD-73530 a VFD-73L00 que tiene 48.8 km. Aproximados tomando la conexión de la subestación de Independencia y dirigirme hacia la subestación de Villaflores. Con la razón de tener bien el suministro de energía eléctrica a los usuarios, que cuando se presente algún disturbio o eventos, se aislé la falla y se corrija,

y posteriormente se realicen swicheos de enlaces para cerrar en anillo el circuito-IPD 73530, al circuito –VFD 73L00, para tener en menor tiempo las afectaciones de cargas, de igual manera se haría las mismas maniobras si se presentara algún disturbio o evento del lado del circuito – IPD 73530, se enlazaría del lado del circuito –VFD 73L00 al circuito – IPD 73530.

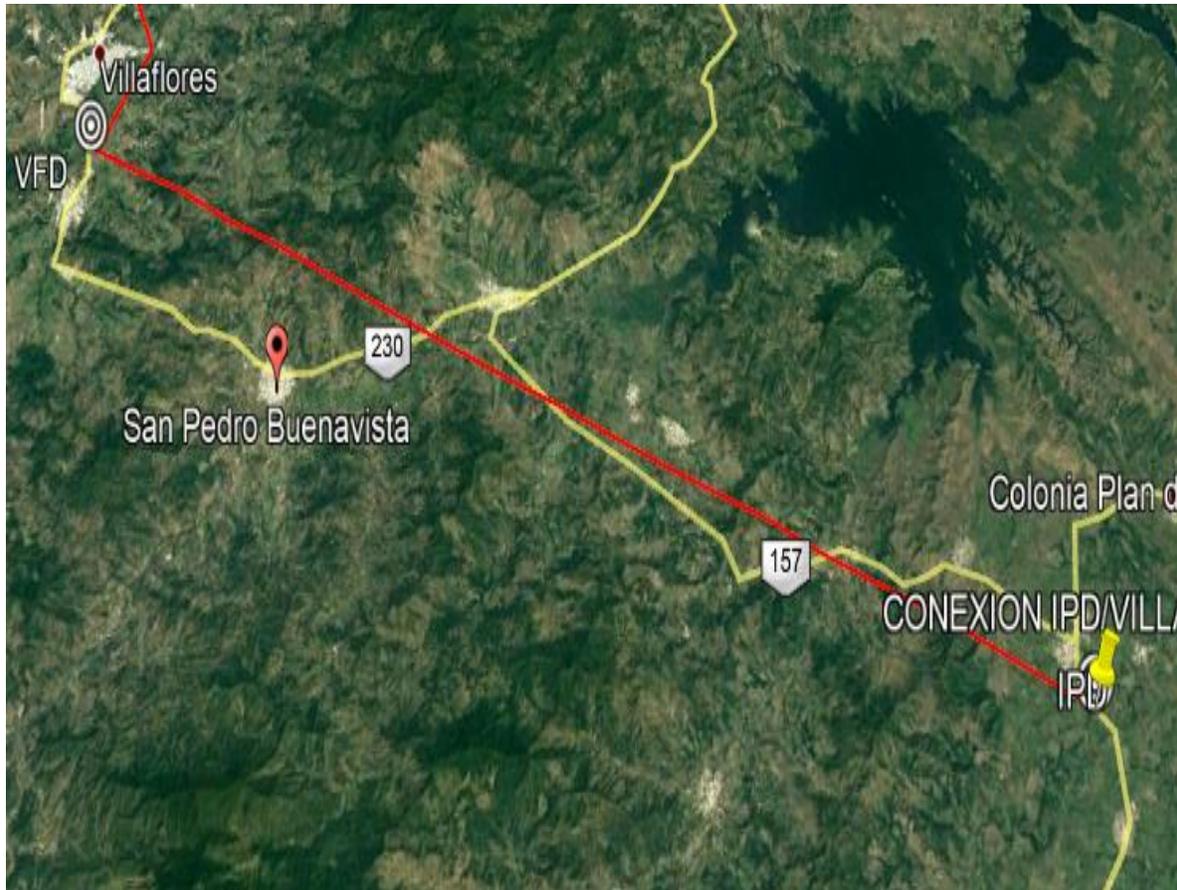


Fig.24 Diseño Para La Conexión En Anillo Para La Subestación Villaflores.

3.10 Tipos De Suelos En Chiapas Para El Diseño LST IPD-VFD.

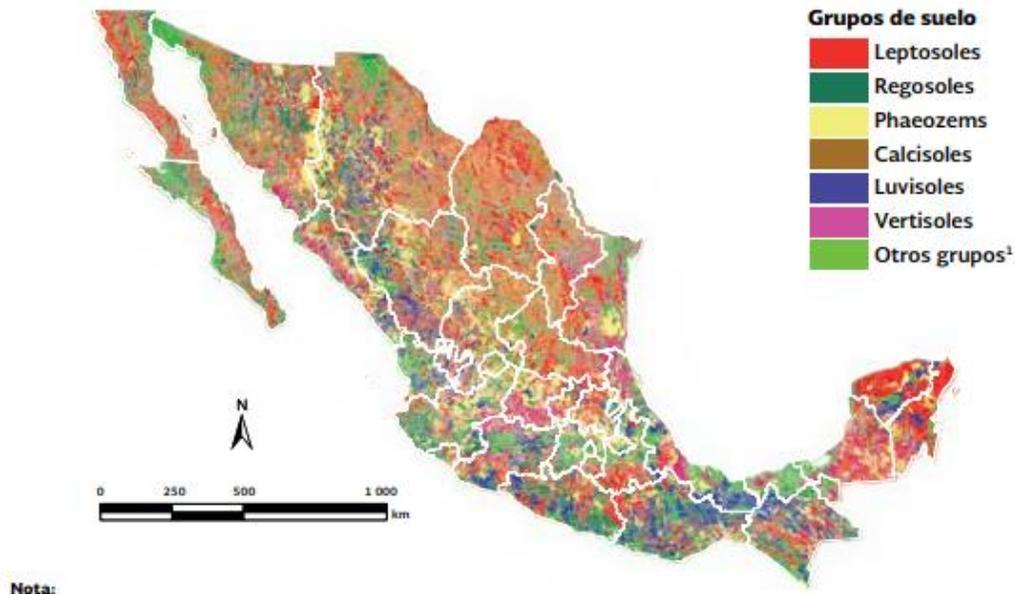


Fig. 26 Tipos De Suelo En El Estado De Chiapas.

Con el análisis de los suelos en el estado de Chiapas llegamos que contamos con el tipo de suelo en la región fraylesca que corresponde a Villaflores e Independencia:

Este se realiza en los puntos de ubicación de torres, pues se trata de los lugares en los que se llevará a cabo remoción de suelo. El objetivo es generar un diagnóstico y evaluación de las áreas afectadas mediante la investigación de los suelos en la entidad.

Los Leptosoles, 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. Su potencial agrícola está limitado por su poca profundidad y alta pedregosidad, lo que los hace difíciles de trabajar.

En la categoría de Regosoles 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.

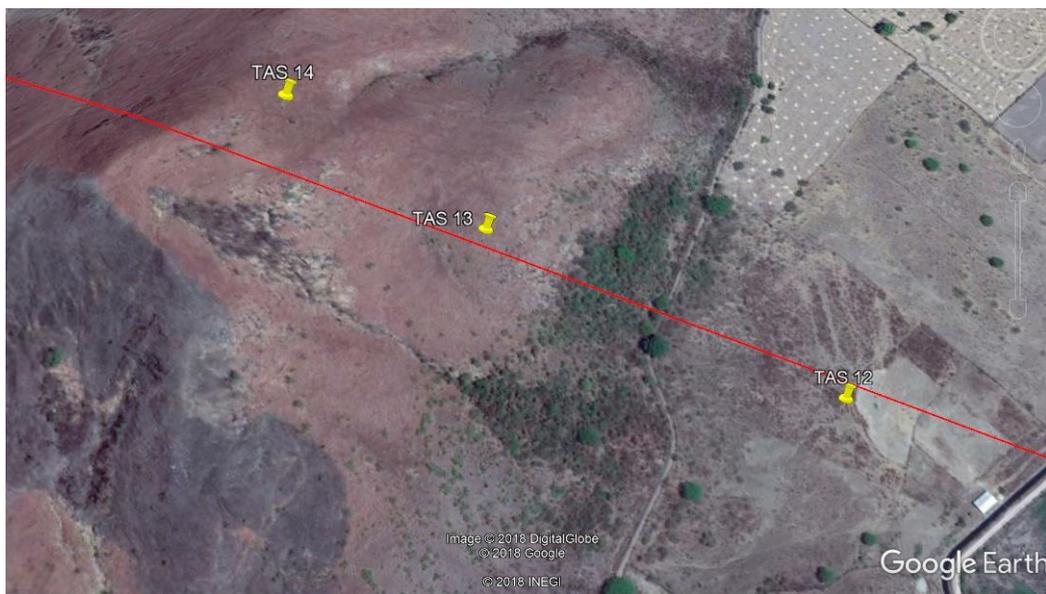


Fig. 27 Representación Del Suelo Ubicado a 4 KM Después De La Subestación IPD.



Fig. 28 Vista Del Suelo Por Llanuras de Villaflores.

En el proceso de diseño y licenciamiento ambiental de la línea de transmisión a 115 kV se han analizado varios trazados con el objeto de obtener aquel que demuestre la viabilidad ambiental para el desarrollo del proyecto.

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.

3.11 Conductores de fase a utilizar en la LST.

Para el izado de los cables, será necesaria la adecuación de los patios de tendido y sus accesos para la instalación de la maquinaria requerida para tal fin; esta actividad está restringida espacialmente por la longitud máxima del conductor, la cual es de aproximadamente 6,0 km, por lo tanto esta es la distancia máxima entre patios de tendido de manera que en un extremo se encuentra el equipo que se encarga de jalar la guía unida al

conductor malacate, mientras que en el otro extremo está el equipo que se encarga de ceder el conductor desde su carrete

Seleccione el Conductor AAC 477, se utilizara para llevar la energía a las subestaciones involucradas en el trazado diseñado ya que por norma de CFE como mínimo calibre requiere el 477 cumpliendo con las especificaciones del fabricante, de acuerdo a las normas de procedimiento para las líneas de subtransmision CFE E1000-30, el calibre mínimo que se requiere el 477, por eso se hace el trazo con él con siguiente conductor, cumpliendo con la resistencia a la cargabilidad y potencia de la LST.

El AAAC para mi tiene mayor resistencia a la tensión que los conductores de aluminio de tipo ordinario. Los ACSR consisten de un núcleo central de alambre de acero rodeado por capas de alambre de aluminio. ACAR tiene un núcleo de aluminio de alta resistencia rodeado por capas de conductores eléctricos de aluminio tipo especial.

Características específicas del conductor por norma y especificaciones que nos proporciona la CFE para la ampliación de redes de subtransmision AAC 477:

Aislado: Conductor rodeado por aislamiento para evitar la fuga de corriente o que el conductor energizado entre en contacto con tierra ocasionando un cortocircuito.

Anular: Consiste en varios hilos cableados en tres capas concéntricas invertidas alrededor de un núcleo de cáñamo saturado.

Apantallado: Conductor aislado cubierto con un blindaje metálico, generalmente constituido por una funda de cobre trenzado.

Axial: Conductor de alambre que emerge del extremo del eje de una resistencia, condensador u otro componente.



Fig. 29 Conductor AAC 477 A Utilizar En El Trazo.

Características del conductor de fase a utilizar en las líneas de Subtransmisión.

Número de producto	Calibre (AWG-4cmil)	Área de la sección transversal (mm ²)	Número de alambres del conductor	Diámetro exterior nominal (mm)	Peso nominal del cable (kg/km)	Empaque	Tramo	Carga de ruptura (kN)
2504010XJA	1/0	53.50	7	9.31	148	CARRETE	'	8.47
2504011ABB	1/0	53.50	7	9.31	148	CARRETE	800 kg	8.47
2504011ACB	3/0	85.00	7	11.74	232	CARRETE	800 kg	13.00
2504010XKA	3/0	85.00	7	11.74	232	CARRETE	'	13.00
2504010XLA	266.8	135.19	19	14.08	371	CARRETE	'	20.80
2504010XMA	336.4	170.48	19	16.84	470	CARRETE	'	26.20
2504010XNA	477	241.70	19	20.03	664	CARRETE	'	36.00
2504011ADB	477	241.70	19	20.03	664	CARRETE	2000 kg	36.00
2504010XQA	715.5	382.55	37	24.82	998	CARRETE	'	52.80
2504010XPA	900	458.00	37	27.59	1 254	CARRETE	'	66.40
2504010XQA	1113	583.98	61	30.72	1 548	CARRETE	'	87.30

Fig. 30 Datos Del Conductor AAC 477 A Utilizar.

Propósito:

- Acometida
- Circuitos de distribución
- Circuitos de Subtransmisión
- Circuitos de transmisión

Propiedades:

- Bajo peso
- Buena resistencia mecánica
- Fácil de instalar

Características Especiales:

Normas:

- CFE E1000-30

Temperatura:

- Normal 75°C

Tipo de Instalación:

- Aéreo

Certificado de calidad:

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

Certificado de producto:

- Constancia de Aceptación de Prototipos.

LAPEM-CFE

- Constancia de Calificación de Proveedor.

LAPEM-CFE

Otros datos para pedido:

- Cable de aluminio desnudo, temple duro, calibre o área de la sección transversal, número de alambres, peso de cada tramo en kilogramos, peso total de la orden y número de producto.



Fig. 31 Tendido de conductores de fase.

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.

3.12 Aislamiento para la LST.

Antes de iniciar el transporte de materiales se realizará una programación con base en los accesos y modalidad de transporte requeridos en cada sitio de torre.

Se transportarán desde el patio de acopio hasta el sitio de montaje todos los elementos constructivos requeridos para el montaje de la torre: superestructuras, extensiones de cuerpo, patas, ángulos de espera, parrillas, pernos, tuercas normales y de seguridad, arandelas, escalera de pernos, señales, etc. y demás elementos necesarios para la instalación de las suspensiones, amarres de los conductores de fase y los cables de guarda.

En las líneas de transmisión y subtransmision 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 espaciamiento 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.

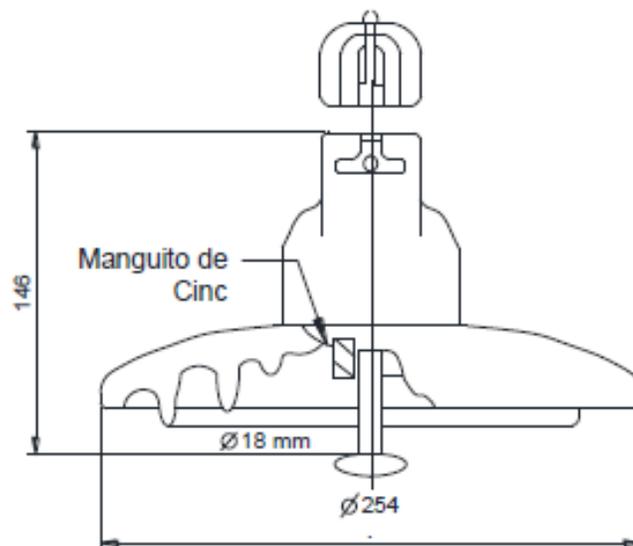


Fig. 32 Diseño De Aislador.

Para el diseño realizado de líneas de transmisión y subtransmisión se usan dos tipos de aisladores: el de tipo estándar y el tipo niebla considerando las condiciones de la región donde se realiza el diseño. El aislador tipo niebla se usa en zonas con niveles altos de contaminación; este tipo de aislador es más grande que el aislador estándar. En conjunto con los hilos de guarda, también protege a las líneas de transmisión soportando las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas o por maniobra⁷ sin que se forme una trayectoria conductora.

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.

La coordinación de aislamiento en una línea de transmisión tiene me cumplía con los siguientes objetivos:

- Diseñar el apantallamiento (número y ubicación de los hilos de guarda) adecuado frente a descargas atmosféricas, que minimice las fallas por ángulo de blindaje.
- Diseñar el sistema de puesta a tierra de manera que minimice las fallas por flameo inverso.

- Seleccionar las dimensiones de las cadenas de aisladores para soportar las sobretensiones que se puedan originar por maniobras y por descargas atmosféricas.
- Dimensionar las distancias en el aire entre conductores, entre conductores y tierra y apoyos.
- Decidir si será necesario instalar pararrayos, y en caso afirmativo determinar su ubicación y sus valores nominales.

Para los herrajes son elementos metálicos de fijación, empalme, reparación, separación, amortiguamiento y de protección eléctrica o mecánica, para conductores e hilos de guarda. En la Figura se muestra la cadena de aisladores con herrajes y la instalación en el poste. La unión entre los herrajes, aisladores y accesorios se hace a través de articulación mecánica.

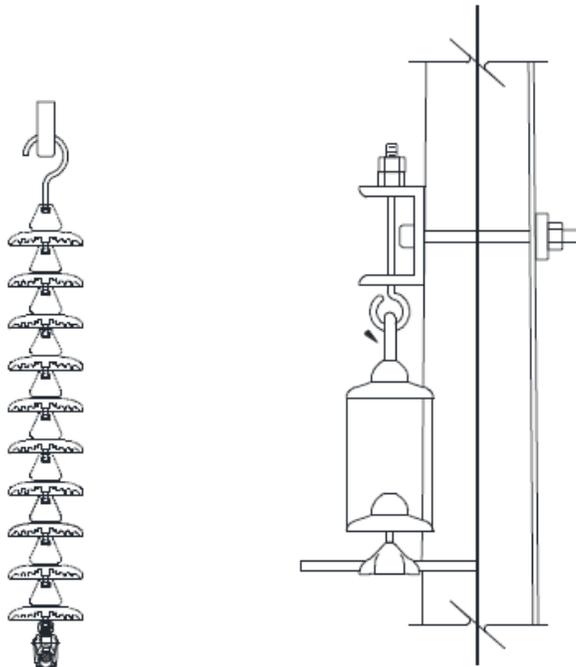


Fig. 33 Aislador De Suspensión Para Estructuras Tipo TAS De La LST 115KV.

Las ventajas que me proporciono del vidrio en comparación con la porcelana son: su constante dieléctrica de 7.3 a de la porcelana es 6 y su elevado coeficiente de expansión térmica mayor a la del vidrio. El aislador de vidrio en consecuencia, soporta los cambios

bruscos de temperatura. Denota, además una elevada resistencia a los impactos, así sean provocados por proyectiles. La aparición de cualquier fisura provoca la inmediata destrucción de la falda, quedando, sin embargo, las piezas metálicas unidas entre sí, en vista de lo cual no hay caída del conductor. Para proteger a los aisladores de vidrio contra disparos accidentales o voluntarios algunos fabricantes han diseñados aisladores de vidrio, lisos en su interior y con superficies curvas para desviar fácilmente los proyectiles.

Los aisladores de plástico se han venido encontrando una aplicación cada vez mayor de las instalaciones de alta tensión bajo techo, debido fundamentalmente a las ventajas que presentan frente a los aisladores de cerámica y vidrio, entre las cuales resaltan:

- Mayor libertad y facilidad en el acabado final del aislador, permitiendo además el vaciado simultáneo de piezas metálicas.
- Mejor comportamiento elástico y mayor resistencia contra impactos mecánicos
- Peso reducido y elevada resistencia dieléctrica.

En las instalaciones que se diseñaron a la intemperie se aprecia también una fuerte tendencia en la aplicación creciente de aisladores de plástico, si bien los estudios e investigaciones no pueden contemplarse como finalizados.

Los herrajes son diseñados para el acoplamiento de elementos y para su mantenimiento con la línea energizada (hotline), sin que exista la posibilidad de sufrir daño en sus capacidades mecánicas. Éstos se diseñan contra deslizamientos y sobre apriete. Las capacidades mecánicas de herrajes para conductor están en función de la tensión eléctrica de la línea de transmisión y de la cantidad de conductores por fase.

Los sistemas de aislamiento en líneas de transmisión comprenden principalmente dos elementos: el aire y los elementos aisladores. Al ubicarse las líneas de transmisión al aire libre y cubrir, en muchos casos, cientos de kilómetros se hace necesario considerar diversos

factores para un buen desempeño del aislamiento. Estos factores deben tomar en cuenta los espaciamientos mínimos línea-estructura, línea-tierra y entre fases, el grado de contaminación del entorno, la cantidad de elementos aisladores a considerar y la correcta selección de estos.

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores. Deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la torre a través de ellos. Para aislar eléctricamente el conductor de la torre, soportando la tensión en condiciones normales y anormales, y sobretensiones hasta las máximas. La tensión debe ser soportada tanto por el material aislante propiamente dicho, como por su superficie y el aire que rodea al aislador. La falla eléctrica del aire se llama contorneo, y el aislador se proyecta para que esta falla sea mucho más probable que la perforación del aislante sólido. Surge la importancia del diseño, de la geometría para que en particular no se presenten en el cuerpo del aislador campos intensos que inicien una crisis del sólido aislante.

3.12.1 Materiales De Los Aisladores.

El funcionamiento de una línea de transmisión depende en gran escala de su aislamiento. Para ello se pone práctica que la tensión de arco en seco de los aisladores completos sea de tres a cinco veces mayor que la tensión nominal de funcionamiento, y que la longitud de la línea de fugas sea aproximadamente el doble de la menor distancia entre puntos con tensiones el aire. En la actualidad moderna las orientaciones tienden hacia los límites superiores, especialmente cuando se trata de tensiones muy elevadas. Los casos especiales de nieblas, salinas, polvos, o aire químicamente cargado deben ser estudiados aparte.

- Porcelana: Es una pasta de arcilla, caolín, cuarzo o alúmina se le da forma, y por horneado se obtiene una cerámica de uso eléctrico. Este material es particularmente

resistente a compresión por lo que se han desarrollado especialmente diseños que tienden a solicitarlo de esa manera.

- Vidrio: Cristal templado que cumple la misma función de la porcelana, se trabaja por moldeado colándolo, debiendo ser en general de menos costo.
- Se puede afirmar que en general la calidad de la porcelana puede ser más controlada que la del vidrio, esta situación es evidenciada por una menor dispersión de los resultados de los ensayos de rotura.
- Materiales Compuestos: Fibras de vidrio y resina en el núcleo, y distintas "gomas" en la parte externa, con formas adecuadas, han introducido en los años más recientes la tecnología del aislador compuesto.



Fig. 34 Puesta de la cadena de aisladores en la LST.

3.12.2 Forma De Los Aisladores.

Utilizando los aisladores De Campana: (también llamados de disco) generalmente varios forman una cadena, se hacen de vidrio o porcelana con insertos metálicos que los articulan

con un grado de libertad (horquilla) o dos (caperuza y badajo, cap and pin). Las normas fijan con detalle geometría, tamaños, resistencia electromecánica, ensayos.

Aisladores De Barra. Hay de porcelana, permiten realizar cadenas de menor cantidad de elementos (más cortas), la porcelana trabaja a tracción y existen pocos fabricantes que ofrecen esta solución, especialmente si se requieren elevadas prestaciones, ya que no es una solución natural para este material, en cambio es la solución natural de los aisladores de suspensión compuestos. Mientras que para la porcelana se limita la longitud de la barra y en consecuencia para tensiones elevadas se forma una cadena de algunos elementos, para el aislador compuesto siempre se realiza un único elemento capaz de soportar la tensión total.

Aisladores Rígidos, en tensiones bajas y medias tienen forma de campana, montados sobre un perno (pin type) y se realizan de porcelana o vidrio. A medida que la tensión crece, tamaño y esfuerzos también, y se transforman en aisladores de columna aptos para soportar esfuerzos de compresión y de flexión (post type) y pueden asumir la función de cruceta en líneas de diseño compacto.



Fig. 35 Aisladores De Vidrio.

En estos casos pueden ser de porcelana y modernamente de materiales compuestos, cuando el esfuerzo vertical a que se somete la "viga" aislante es muy elevado se agrega un tensor del mismo material (inclinado 45 grados generalmente) dando origen a una forma de V horizontal.

Una característica interesante de los materiales compuestos siliconados es un cierto rechazo a la adherencia de los contaminantes, y/o al agua. La resistencia a la contaminación exige aumentar la línea de fuga superficial del aislador, esta se mide en mm/kV (fase tierra), y se recomiendan valores que pasan de 20, 30 a 60, 70 mm/kv según la clasificación de la posible contaminación ambiente.

3.13 Presiones de viento.

En el proceso del diseño electromecánico para el diseñamiento de la línea de transmisión intervienen varios factores, entre los que se encuentran las presiones de viento así como las tensiones a las que estará sometido el conductor a diferentes condiciones de temperatura, viento, presencia de hielo o la combinación de ellas.

En el cálculo realizado de presiones de viento intervienen factores tales como la localización geográfica de la línea de transmisión y la velocidad regional del viento. En México el cálculo de presiones de viento está basado en los conceptos y criterios definidos por las normas IEC 60826 y ASCE-74, pero acondicionados al país.

Sin embargo cumplí bajo las especificaciones CFE J1000-50 "Torres para líneas de Subtransmisión y transmisión", presentan la metodología vigente para el cálculo de presiones de viento a partir de la velocidad regional, las cuales están contenidas en el "Manual de diseño de obras civiles: diseño por viento".

El aire es sin lugar a dudas el más usado de los aislantes para líneas de transmisión de energía. Los factores que pueden influir a la rigidez dieléctrica del aire son:

- Densidad del aire.

- Altura sobre el nivel del mar.
- Humedad y presencia de partículas contaminantes.

Este último factor adquiere gran importancia en el diseño y manutención de los elementos aisladores.

3.14 Normativas de cadenas de aisladores de la LST IPD-LGZ.

El procedimiento de coordinación de aislamiento de una línea debe efectuarse considerando los voltajes que pueden aparecer como son los transitorios en el sistema eléctrico al que está conectada.

El concepto coordinación de aislamiento, es el balance entre los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento, que son el sobre-voltaje por descargas o maniobras así como otras sobretensiones temporales como inducciones o contactos accidentales con otras líneas y el propio voltaje que soporta el aislamiento por su diseño. Para los propósitos de coordinación de aislamiento la especificación CFEL0000-06, clasifica las líneas de sub-transmisión por sus voltajes máximos de diseño en la categoría B y de acuerdo a la experiencia propia de C.F.E, se define que las sobretensiones que más afectan a éstos voltajes son las de origen por descargas atmosféricas, despreciando los de maniobras.

Derivado de su trazo, las líneas de sub-transmisión 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.

Para entender la coordinación de aislamiento, es necesario establecer el concepto de Tensión Crítica de Flameo (TCF), el cual se obtiene de la curva de probabilidades de flameo, la *TCF* se determina con pruebas de aplicación de voltajes y corresponde a aquel voltaje con el cual el aislamiento soporta con un 50 % de probabilidad, el producir rompimiento de su dieléctrico. A partir de este concepto se define el Nivel Básico de

Aislamiento al Impulso por Rayo (NBAI), como el voltaje en que se espera un 10% de probabilidad de flameo, considerando una desviación estándar del 3%, con lo que resulta la expresión:

$$\text{NBAI} = 0,961\text{TCF}$$

Los aisladores no sólo deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar con amplio margen las cargas debidas al hielo y al viento que puedan esperarse razonablemente, sino que deben ser construidos de manera que puedan resistir condiciones mecánicas muy severas, descargas atmosféricas y arcos alimentados por la corriente de servicio, sin dejar caer el conductor. La producción de arcos por contorno del aislador debe ser evitada en todos los casos, con la sola excepción del rayo, cualquiera que sean las condiciones de humedad, temperatura, lluvia o nieve, y con la cantidad de polvo que habitualmente se acumula hasta ser limpiada por las lluvias.

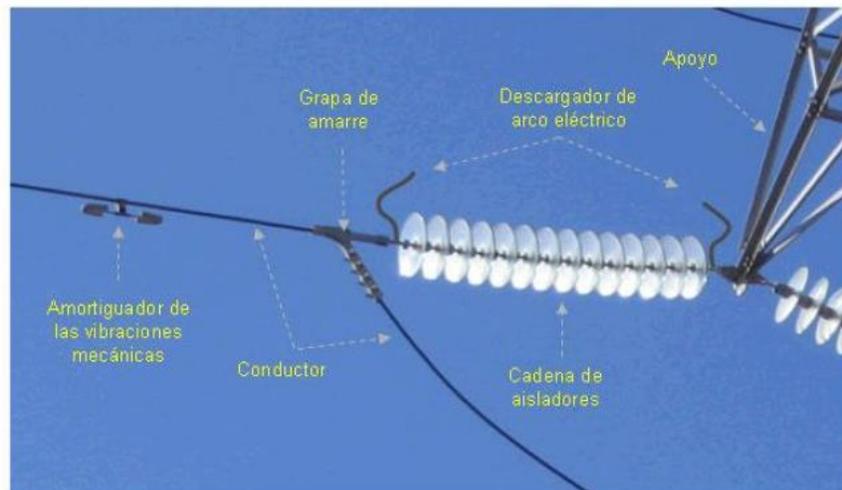


Fig. 36 Cadenas De Aisladores Para Estructuras Tipo TAR de La LST 115KV

DETERMINACIÓN DEL AISLAMIENTO.

La longitud estudiada de una cadena de aisladores se debe diseñar para soportar los voltajes a los que es sometida, para ello es necesario observar dos conceptos: Distancia de Fuga de los aisladores en función de los niveles y tipo de contaminación, y la longitud de la

cadena de aisladores que está dada por el voltaje de arqueo en aire entre conductores y estructura.

Esta longitud se calcula con base al voltaje de arqueo en aire entre el conductor y la estructura, el cual depende de la geometría de las puntas en donde se presente dicho arqueo, de forma empírica se ha obtenido el voltaje de arqueo en aire de algunos cuerpos geométricos utilizados como electrodos de referencia.

Con este criterio, de la tensión crítica de flameo para impulsos por rayo, se tiene:

$$d = TCF/Kco$$

Donde:

TCF Es la tensión crítica de flameo a las condiciones del lugar donde se localiza la línea.

Kco Es el factor de electrodo en aire kr corregido por la densidad de aire y humedad.

El factor Kr es un voltaje de arqueo entre conductores y estructura que depende de la geometría de los electrodos o elementos que intervienen y su distancia en aire tomada de la especificación CFE-L0000-06. En ella, se proporciona el voltaje máximo de diseño, así como el NBAI para las líneas de sub-transmisión dependiendo de su voltaje de operación. Debido a las diferentes altitudes en las que operan las líneas de sub-transmisión se hace necesaria la corrección del Kr proporcionado en la tabla de la especificación, ya que éste es calculado a partir de los siguientes valores:

Temperatura (T0): 20 °C

Presión (b0): 1013 mbar (760 mm de Hg)

Humedad Absoluta (h0): 11 gramos de agua por metro cúbico.

3.15 Amortiguador tipo stockbridge para la LST IPD-VFD.

Los amortiguadores de vibración se van a instalar tan pronto como sea posible, para prevenir daños ocasionados por las vibraciones del viento sobre los conductores. Estos amortiguadores se deberán asegurar firmemente de forma que cuelguen en un plano vertical y deberán colocarse de acuerdo con los planos. Se deberá comprobar que los orificios de drenaje queden abiertos después de haberse instalado los amortiguadores, por esta razón utilizo los amortiguadores stockbridge que cuanta con las especificaciones y normatividades.

Características De Diseño

Los amortiguadores de vibración eólica diseñados por Dynalab son de última generación y son fabricados en cumplimiento de la norma internacional IEC 61897.

Esta entrada es una introducción a los amortiguadores tipo Stockbridge diseñados por la empresa argentina Dynalab. Todo el material fue obtenido de sus catálogos para la aplicación en el diseño de la línea de subtransmisión.



Fig. 37 Amortiguadores Para Conductor 477.

Los amortiguadores Dynalab están constituidos por los siguientes materiales:

Contrapesos: aleación de cinc (zamak), que ofrece inercia adecuada y alta resistencia a la corrosión

Morseto (cuerpo y apretador): aleación de aluminio de uso generalizado en la fabricación de morsetería Cable mensajero, elemento de alambres de acero trenzado de extra alta resistencia, cincado en caliente Bulonería, de acero resistente cincado en caliente, apto para cada aplicación.

El diseño de los amortiguadores Dynalab es de tipo asimétrico, o sea con contrapesos distintos, lo que permite obtener cuatro frecuencias resonantes y modos de vibrar. Esto los hace más eficientes dando lugar a una capacidad amortiguante extendida sobre un mayor rango de frecuencias eólicas de las líneas.

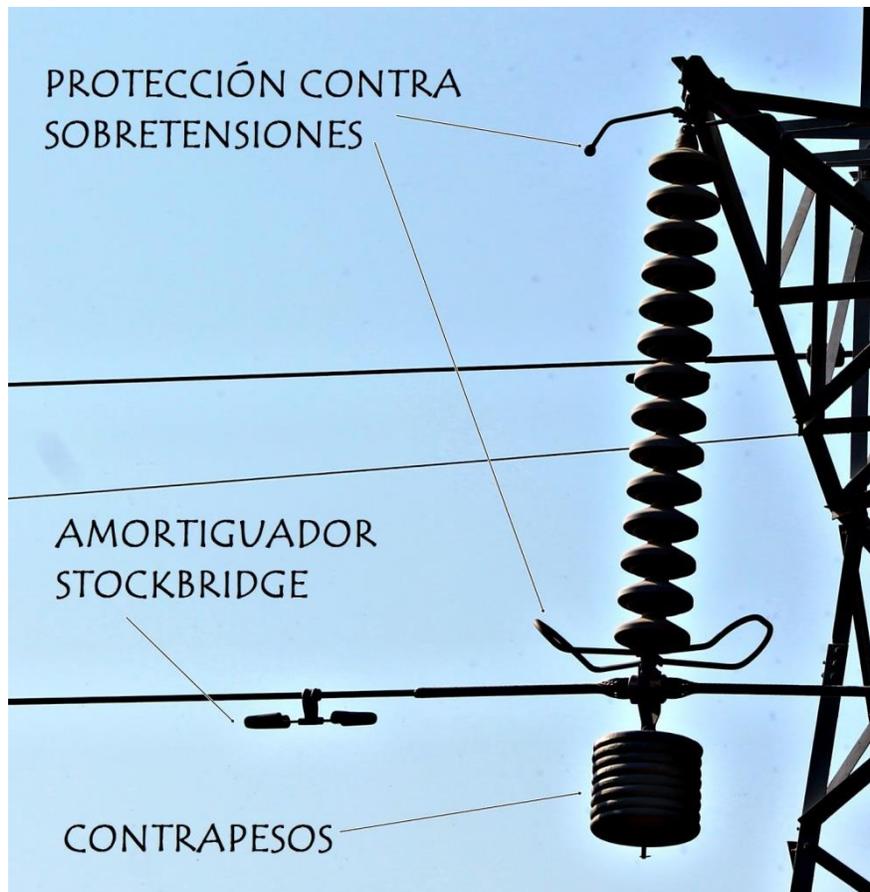


Fig. 38 Posicionamiento De Los Amortiguadores.

Conclusiones.

El proceso que se realiza en este proyecto está basado en las experiencias obtenidas en campo, manuales y procedimientos de CFE, como antecedente se hace mención que actualmente la alimentación de la subestación Villaflores, cuenta con una conexión radial con 313 estructuras que parte de la subestación, OCZ y pasando por la subestación La Garza con una distancia de 69 km, las líneas son: LST OCZ-73490-LGZ y LGZ-73L00-VFD.

Por lo que se pretende hacer el diseño de la conexión en anillo para subestación Villaflores para el mejoramiento de la continuidad del servicio abriendo un nuevo circuito de la subestación Independencia de las LST IPD-73530 VFD-73L00 que tiene 48.8 kms. Aproximados tomando la conexión de la subestación de Independencia y dirigirse hacia la subestación de Villaflores, se instalaran 139 estructuras a 350 mts, cada una, las estructuras de remate se construirán a 3 kms. 0 3 mil Mts.

Se registra en sistemas meteorológicos que en este tramo son áreas donde en los meses de mayo a octubre, existen constantes descargas atmosféricas, y por ello se requiere implementar un sistema de anillo, para un mejor servicio a usuarios, por lo que los resultados que se espera implementando los equipos de protección apartarrayos tipo ALEA y doble hilo de guarda de la línea de Subtransmisión de 115 kv., se utilizara un esquema de protección con apartarrayos y doble hilo de guarda que cubrirán la línea subestación Independencia a Villaflores, en conexión tipo anillo, contra descargas atmosféricas transitorios que se presenten una afectación hacia el circuito de manera que se pueda tener mayor confiabilidad y continuidad del suministro ya que en la subestación de Villaflores se encuentran cargas importantes como el Hospital General, el cual tiene equipos y salas de cirugía, haciendo más importante la protección del circuito y evitar afectaciones al lugar, debido al tiempo de interrupción que se pueda presentar. Para la protección de la línea de anillo que alimentara la subestación Villaflores se utilizara el Apartarrayo de Línea con Entrehierro en Aire (ALEA) permite evitar el flameo del aislamiento por descargas directas o inducidas y por su diseño se reduce la probabilidad de flameo en fases adyacentes de la misma estructura (protegidas también con ALEA) o el regreso del sobrevoltaje (generación del flameo inverso) desde la propia estructura a otras fases, como podría suceder con los del

tipo permanente. De manera que se pueda proteger contra incidencias o descargas atmosféricas a la línea de la alimentación evitando fallas y la afectación al suministro de la demanda de dicha subestación. Esta mejora es a futuro se pondrá como un proyecto para análisis de los superiores, ya que con esto se tendrá una productividad de un 99.9 % en continuidad del servicio de energía eléctrica, dándole un servicio de calidad a los usuarios finales, teniendo un ahorro Horas-Hombre, uso de vehículos y consumo de combustibles, es por ello que se está implementando esta mejora a la línea de enlace Ocozocoautla a la Garza que actualmente funciona como Radial, se pretende hacer circuito de la subestación independenciamiento a la Subestación en sistema anillo, trabajar en la mejora continua de un servicio es la calidad que los usuarios finales requieren para la venta eficiente del producto que se ofrece.

Abreviaturas.

CFE: Comisión Federal de Electricidad

SE”S: Subestaciones

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

T1: Transformador de Potencia 1

T2: Transformador de Potencia 2

MMT: Manuel Moreno Torres

OCZ: Ocozocoautla

LGZ: La Garza

VFD: Villaflores Dos

IPD: Independencia

LST: Líneas de Subtransmisión

TAS: Torre Auto soportable de suspensión

TAR: Torre Auto soportable de remate

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SIN: Sistema Interconectado Nacional

CC: Claros Cortos

CL: Claros Largos

CMH: Claro Medio Horizontal

CV: Claro Vertical

KM-C: Kilometro Circuito

KM-L: Kilometro Línea

HZ: Hertz

AMP: Amperes

VOLT: Volts

KV: Kilovolts

KW: Kilowatts

MW: Megawattss

MVA: Mega volts Amperes

MVAr: Mega Volts Amper Reactivos

HG: Hilo de Guarda

1C: Un Circuito

2C: Dos Circuitos

AAS: Conductor de Acero Recubierto de Aluminio Soldado

ACSR: Conductor de Aluminio con Cableado Concéntrico y Núcleo de Alambres de Acero

ACSR/AS: Conductor de Aluminio con Cableado Concéntrico y Núcleo de Alambres de Acero con Recubrimiento de Aluminio Soldado.

IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica Y Electrónica

MSNM: Metros Sobre el Nivel del Mar

R: resistencia

Índice De Figuras.

<i>Fig. 1 conexión radial de la subestación Villaflores.</i>	9
<i>Fig. 2 diagrama unifilar de un sistema de potencia.</i>	17
<i>Fig. 3 sistema eléctrico nacional. México</i>	18
<i>Fig. 4 sistema de transmisión.</i>	19
<i>Fig. 5 características de una estructura.</i>	24
<i>Fig. 6 características de un conductor.</i>	27
<i>Fig. 7 carretes de cable hilo de guarda.</i>	28
<i>Fig. 8 unifilar de sistema radial.</i>	29
<i>Fig. 9 radial aéreo.</i>	31
<i>Fig. 10 radial subterráneo.</i>	32
<i>Fig. 11 sistema de conexión anillo.</i>	34
<i>Fig. 12. Estructuras en los diferentes niveles de voltaje.</i>	37
<i>Fig. 13 diseño de estructura de transmision</i>	38
<i>Fig. 14 aislador claro vertical.</i>	39
<i>Fig. 15 Diagrama Unifilar De Conexión Anillo De La S.E Villaflores Con La S.E Independencia.</i>	44
<i>Fig. 16 subestación Villaflores.</i>	45
<i>Fig. 17 subestación independencia.</i>	46
<i>Fig. 18 demanda del circuito VFD 4010.</i>	47
<i>Fig. 19 Demanda del Circuito VFD 4020.</i>	48
<i>Fig. 20 Demanda del Circuito VFD 4030.</i>	49
<i>Fig. 21 Demanda del Circuito VFD 4040.</i>	50
<i>Fig. 22 Demanda del Circuito VFD 4050.</i>	51
<i>Fig. 23 Trazado De Ruta En Google Earth.</i>	52
<i>Fig. 24 Vista De Angulo De La Ruta Independencia –Villaflores.</i>	53
<i>Fig. 25 Llegada Del Trazo a la Subestación Villaflores.</i>	55
<i>Fig. 26 Tipos De Suelo En El Estado De Chiapas.</i>	59
<i>Fig. 27 Representación Del Suelo Ubicado a 4 KM Después De La Subestación IPD.</i>	60
<i>Fig. 28 Vista Del Suelo Por Llanuras de Villaflores.</i>	61
<i>Fig. 29 Conductor AAC 477 A Utilizar En El Trazo.</i>	63
<i>Fig. 30 Datos Del Conductor AAC 477 A Utilizar.</i>	63
<i>Fig. 31 Tendido de conductores de fase.</i>	64

<i>Fig. 32</i>	<i>Diseño De Aislador.</i>	66
<i>Fig. 33</i>	<i>Aislador De Suspensión Para Estructuras Tipo TAS De La LST 115KV.</i>	68
<i>Fig. 34</i>	<i>Puesta de la cadena de aisladores en la LST.</i>	71
<i>Fig. 35</i>	<i>Aisladores De Vidrio.</i>	72
<i>Fig. 36</i>	<i>Cadenas De Aisladores Para Estructuras Tipo TAR de La LST 115KV</i>	75
<i>Fig. 37</i>	<i>Amortiguadores Para Conductor 477.</i>	77
<i>Fig. 38</i>	<i>Posicionamiento De Los Amortiguadores.</i>	78

Bibliografías.

<http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.mx/2010/04/amortiguador-tipo-stockbridge.html>

<https://www.google.com.mx/search?q=amortiguadores+para+lineas+de+subtransmision&oq=amor&aqs=chrome.0.69i59j69i57j69i60l3j0.11969j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8>

<https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/ESTUDIOS-4.pdf>

https://www.dirind.com/die/monografia.php?cla_id=5

<https://www.structuralia.com/blog/aisladores-en-lineas-electricas-materiales-tipos-y-caracteristicas-principales>

<https://www.google.com.mx/search?q=tipos+de+aisladores+de+alta+tension&sa=X&ved=0ahUKEwjssIbS0Y7bAhVKbKwKHfrEDC4Q1QIikgEoBQ&biw=1517&bih=735>

<https://cursostesla.com/tipos-de-aisladores-en-lineas-de-transmision/>

<https://listado.mercadolibre.com.ve/aisladores-electricos-para-alta-tension>

Universidad de Chile facultad de ciencias físicas y matemáticas departamento de ingeniería eléctrica Santiago de Chile Abril 2010.

Universidad nacional autónoma de México programa de maestría y doctorado en ingeniería eléctrica México; D.F. diciembre 2015

Alta Tensión y Sistemas de Transmisión Luis A. siegert C. 1988, EDITORIAL LIMUSA, S.A. de C.V. México, D.F.

Universidad nacional autónoma de México facultad de ingeniería, trabajos de mantenimiento a líneas de transmisión, Raúl Miguel Meza Hernández.

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.

Escuela politécnico nacional, Escuela superior de ingeniería y arquitectura, Diseño de torres transmisión eléctrica, Alma Nancy Hernández Rosas, Fabián morales padilla, México DF, 2005.