

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

ING. ELÉCTRICA

**INFORME FINAL DE PROYECTO DE RESIDENCIA
PROFESIONAL**

**Sustitución de Estructuras Autoportadas por Modernización y
Rehabilitación en la Línea de Transmisión MMT-A3040/A3140-JUI**

ELABORADO POR

SEGURA GÁLVEZ JOSÉ ALONSO

11270554

ASESOR INTERNO

Ing. Cein Teco López

ASESOR EXTERNO

Ing. Jorge Alvarado Hernández



Tuxtla Gutiérrez Chis. (27 de Julio del 2016).

Contenido

Capítulo I	6
1. Introducción	6
1.1 Antecedentes	6
1.2 Estado del Arte	8
1.3 Justificación	8
1.4 Objetivos	9
1.4.1 Objetivo Especifico	9
1.4.2 Objetivos Particulares	9
1.5 Metodología	10
Capitulo II	12
2. Caracterización del Área	12
2.1 Área en que se Participo	12
2.2 Antecedentes de la Empresa	12
2.3 Misión y Visión	14
2.4 Descripción del área donde se desarrolló el Proyecto	14
Capitulo III	16
3. Fundamento Teórico	16
3.1 Sistema Eléctrico de Potencia	16
3.2 Subestación y Líneas de Transmisión	17
3.3 Componentes de una Subestación - Línea de transmisión	17
3.3.1 Nomenclatura y Simbología	18
3.3.1 Conductores	20

3.3.1 Transformadores	21
3.2.1.1 TP	22
3.2.1.2 TC	23
3.2.2 Interruptores	23
3.2.3 Cuchillas	24
3.2.4 Reactor	25
3.2.5 Estructuras Autoportadas	25
3.2.6 Análisis y diseño.....	26
3.4 Componentes de una Estructura Autoportada.....	26
3.3.1 Aisladores	26
3.3.2 Protecciones	27
3.3.2.1 Sistema de tierra	27
3.3.2.2 Apartarrayos	28
3.3.2.3 Hilo de guarda	28
3.3.3 Amortiguadores	29
3.3.4 Herrajes	29
3.3.4.1 Templadores	29
3.3.4.2 Grilletes	30
3.3.4.3 Eslabones	31
3.3.4.4 Yugos	31
3.3.4.5 Grapas o Clemas	31
3.5 Estructura de Emergencia.....	32
3.6 Línea de Transmisión MMT-A3040/A3140-JUI	33
Capítulo IV.....	35

4. Desarrollo.....	35
4.1 Características y condiciones generales	35
4.1.1 Nomenclatura.....	35
4.2 Dimensiones de distancias Dieléctricas.	36
4.2.1 Dimensiones generales de las torres.....	36
4.2.2 distancias en cruzamientos.	38
4.2.2 Tipo y número de conductores así como la disposición de las fases.	38
4.2.3 Detalle de la sujeción de los cables.	40
4.2.4 Ángulo de posición de los hilos de guarda (ángulo de blindaje)	43
4.3 Requisitos para el Análisis y Diseño de las torres.....	43
4.3.1 Velocidad del viento.	43
4.3.2 Cargas.....	44
4.3.3 Dimensiones mínimas.....	47
4.3.4 Ingeniería de detalle.	47
4.3.5 Coordinación de aislamiento.....	50
4.3.5.1 Determinación del aislamiento.....	51
4.3.5.2 Longitud de la cadena de aisladores.....	51
4.3.5.3 Distancia de fuga.....	53
4.3.6 Distancias mínimas de seguridad	54
4.3.7 Sistema de Tierras	56
4.3.7.1 Resistividad eléctrica del suelo	58
4.3.7.2 Medición de la resistividad del terreno	58
4.3.7.3 Sobretensiones en líneas de transmisión.....	58

4.3.8 Sistema de amortiguamiento.....	59
4.3.9 Separadores.....	60
4.3.10 Flechas y catenarias.....	60
Capítulo V.....	65
5. Construcción de obra electromecánica	65
5.1 Descripción del proyecto	65
5.2 Estructuras.....	67
5.3 Aisladores y herrajes.....	67
5.4 Sistema de puesta a tierra	68
5.5 Construcción.....	70
Capítulo VI.....	75
6. Conclusión.....	75
ANEXOS	76
Bibliografía.....	79

Capítulo I

1. Introducción

La CFE (Comisión Federal de Electricidad) es una empresa productiva del estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio y goza de autonomía técnica, operativa y de gestión, que tiene por objeto prestar el servicio público de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica.

Dada la importancia que reviste para la Comisión Federal de Electricidad mantener la operación de las diferentes líneas de transmisión de energía eléctrica del país, y que por sus condiciones topográficas y trayectorias se ven expuestas a fenómenos naturales o ataques directos.

Conforme una ciudad va creciendo tanto demográficamente como industrialmente, las cargas aumentan con ello y por consiguiente las demandas de energía eléctrica aumentan también considerablemente, por lo tanto crece la responsabilidad de la empresa de mantener el servicio continuo para los consumidores.

La finalidad es abastecer y prestar el servicio público de energía eléctrica a los habitantes de diversos estados de la república mexicana, y para cumplir con el objeto de su creación, utiliza líneas de transmisión de energía eléctrica con estructuras Autosoportadas, que en su trayectoria van de una subestación a otra, a lo largo y ancho del territorio nacional.

En ese mismo tenor de ideas, la Comisión Federal de Electricidad construyó en el año de 1979 la línea de transmisión de energía eléctrica denominada Manuel Moreno Torres-A3040/A3140-Juile 400 kV 2c.; construida sobre torres de acero estructural autosoportadas (tipo Cortén, de manufactura italiana), poniéndola en servicio en el año de 1980.

Esta línea inicia su trayectoria original en la subestación Manuel Moreno Torres, localizada en el municipio de Osumacinta, en el estado de Chiapas, y termina en la subestación Juile, ubicada en el estado de Veracruz. Esta línea de transmisión transporta energía eléctrica en dos circuitos, el circuito A3040 y el circuito A3140.

1.1 Antecedentes

La Comisión Federal de Electricidad tiene por objeto llevar a cabo las actividades relacionadas con la transmisión, distribución y comercialización de energía

eléctrica, en términos de lo establecido en el artículo 5 de la ley de la comisión federal de electricidad.

Son tres los aspectos fundamentalmente necesarios para la Industria Eléctrica. Proporcionar el servicio continuo al consumidor, tratándose de una empresa pública, se tiene la obligación de mantener la continuidad del servicio, ya que de esta forma se reducen las pérdidas por energía eléctrica. Reducir el número de accidentes y aumento de ingresos a la empresa.

El acero corten, con el que están estructuradas las torres de la línea MMT-A3040/A3140-JUI, es una aleación de Acero con níquel, cromo, cobre y fósforo que, tras un proceso de humectación y secado alternativos forma una delgadísima película de óxido de apariencia rojizo-púrpura, con esto hace que su oxidación tenga unas características particulares con las que protegen frente a la corrosión atmosférica sin perder prácticamente sus características.

Esta película de óxido es el punto fuerte del material, ya que actúa como capa protectora frente al avance de la corrosión hacia el interior de la pieza. En su transformación podemos hablar de 3 fases diferenciadas: En una primera etapa la película adquiere su espesor; seguidamente tiene lugar un proceso de oxidación rápido en que la superficie cambia de tonalidad hasta alcanzar un punto de estabilización, en el que presenta un tono marrón (5 a 8 años dependiendo las características atmosféricas). A partir de ese momento el proceso de oxidación continúa indefinidamente.

El acero corten no siempre reacciona químicamente ante la atmósfera como se espera, ya que la película protectora requiere para su adecuada formación una serie de ciclos de mojado y secado frecuentes. Esta condición hace totalmente desaconsejable el uso de acero corten en zonas próximas al mar y zonas expuestas a lluvias muy frecuentes, o con alto nivel de condensación.

Las características de la formación de la película de oxidación y el paso del tiempo han hecho que el material de las estructuras se debilite. Esto pone en riesgo la línea y con ello la continuidad de la energía eléctrica. Al igual que existe un alto riesgo para las personas que transitan la zona, así como a animales semovientes en las estructuras.

La línea de transmisión ha tenido este mismo problema desde años anteriores, y la solución que se le ha dado es la del el cambio de elementos en la estructura como cambiar la cruceta de acero corten por una cruceta de acero galvanizado.

Así mismo dependiendo de la corrosión existente en la estructura se ha sustituido toda la estructura por acero galvanizado.

1.2 Estado del Arte

Juan Romero, Departamento de ingeniería Eléctrica, Facultad de ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, presento un trabajo de investigación en forma de guía práctica para el diseño y proyecto de líneas de transmisión de alta tensión. Hablando también acerca del repotenciamiento de las líneas de transmisión ya existentes [1].

Laura Santander, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, presento el diseño electromecánico de una línea de transmisión incluyendo la compensación distribuida. Presento una metodología para el diseño. Los parámetros y variables que intervienen en el proceso [2].

Jorge Salazar, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Universidad Veracruzana, presenta en su trabajo de tesis los diferentes métodos de diseño de un sistema de tierra al igual que las mediciones y los arreglos que se hacen para conseguir una baja resistencia [3].

Felipe Calles, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Universidad Veracruzana, presenta los diferentes tipos de aisladores y los diferentes factores eléctricos que se debe tomar en cuenta para un aislador y las características mecánicas y eléctricas los aisladores [4].

Comisión Federal de Electricidad, Procedimiento para el Mantenimiento de Líneas de Transmisión, Gerencia Regional de Transmisión Sureste, explican los que se debe realizar en cada mantenimiento posible a las líneas de transmisión sureste, desde un patrullaje de brecha hasta el ajuste de una cruceta [5].

Oscar Marín, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Veracruzana. Hace énfasis en los parámetros importantes eléctricamente hablando que se deben tomar en cuenta para una línea aérea los cuales son fundamentales al diseñar una línea [6].

Celso Muñoz, Hugo Hernández, Alberto López, Sociedad Mexicana de Ingeniería Estructural, presentaron el diseño de una estructura eólica capaz de soportar mayores ráfagas de viento con la finalidad de hacer estructuras más resistentes a los huracanes [7].

1.3 Justificación

La energía eléctrica transmitida por estas líneas tiene una diferencia de potencial de 400 kV. El trabajar con alta tensión significa un trabajo altamente riesgoso, para

poder trabajar en las líneas se debe tener una medida de seguridad, ya que la ionización del aire puede provocar la existencia de un corto circuito. Un corto circuito de tal cantidad de voltaje es extremadamente peligroso.

El colapso de una de las estructuras significaría como mínimo 7 días sin la transmisión de energía en el tiempo que es sustituida por una estructura de emergencia. Tres días sin transmisión eléctrica puede significar grandes pérdidas para la compañía. La colocación de una estructura de emergencia es meramente temporal, lo que significa que si llegase a colapsar tendría que remplazarse por una nueva estructura autosoportada.

La sustitución de las estructuras dañadas no solo previene el peligro. Toda línea de transmisión requiere una distancia de seguridad hacia la copa de los árboles. El tipo de estructuras K8, K9 Y KC son un tipo de estructuras en promedio 40 metros más altas lo que las convierte en estructuras amigables con el medio ambiente al requerir menos el corte de árboles cercanos.

Las estructuras K8, K9 y KC aparte de considerarse amigables con el medio ambiente por su altura, lo son por la posición de los conductores al ocupar menos espacio horizontalmente el claro se reduce hasta 20 metros. Estas estructuras cuentan con un ángulo de blindaje mejor que el de las estructuras existentes. Por lo cual reducen la probabilidad de que una descarga atmosférica interrumpa la continuidad de la línea.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo Especifico

Lleva a cabo la sustitución exitosa de las estructuras 382 a la 387 en la línea de transmisión MMT-A3040/A3140-JUI 400 kV 2C en el municipio de Minatitlan, Veracruz.

1.4.2 Objetivos Particulares

Estudio del trazado definitivo. Verificación del derecho de vía. Estudio de cargas mecánicas. Diseño y medición de puesta a tierra. Seguimiento de montaje y vestido de estructuras.

Estudio del trazado definitivo. Si bien el trazado ya estaba marcado por la existencia de la línea. Se recorrerá la zona para reconocimiento y para mediciones de altura y distancias a las que estarán situadas las nuevas estructuras.

Verificación del derecho de vía. Con ayuda del departamento de Jurídico se levantarán actas con los datos de los propietarios de los predios por donde pasa la línea de transmisión MMT-A3040/A3140-JUI 400 kV 2C.

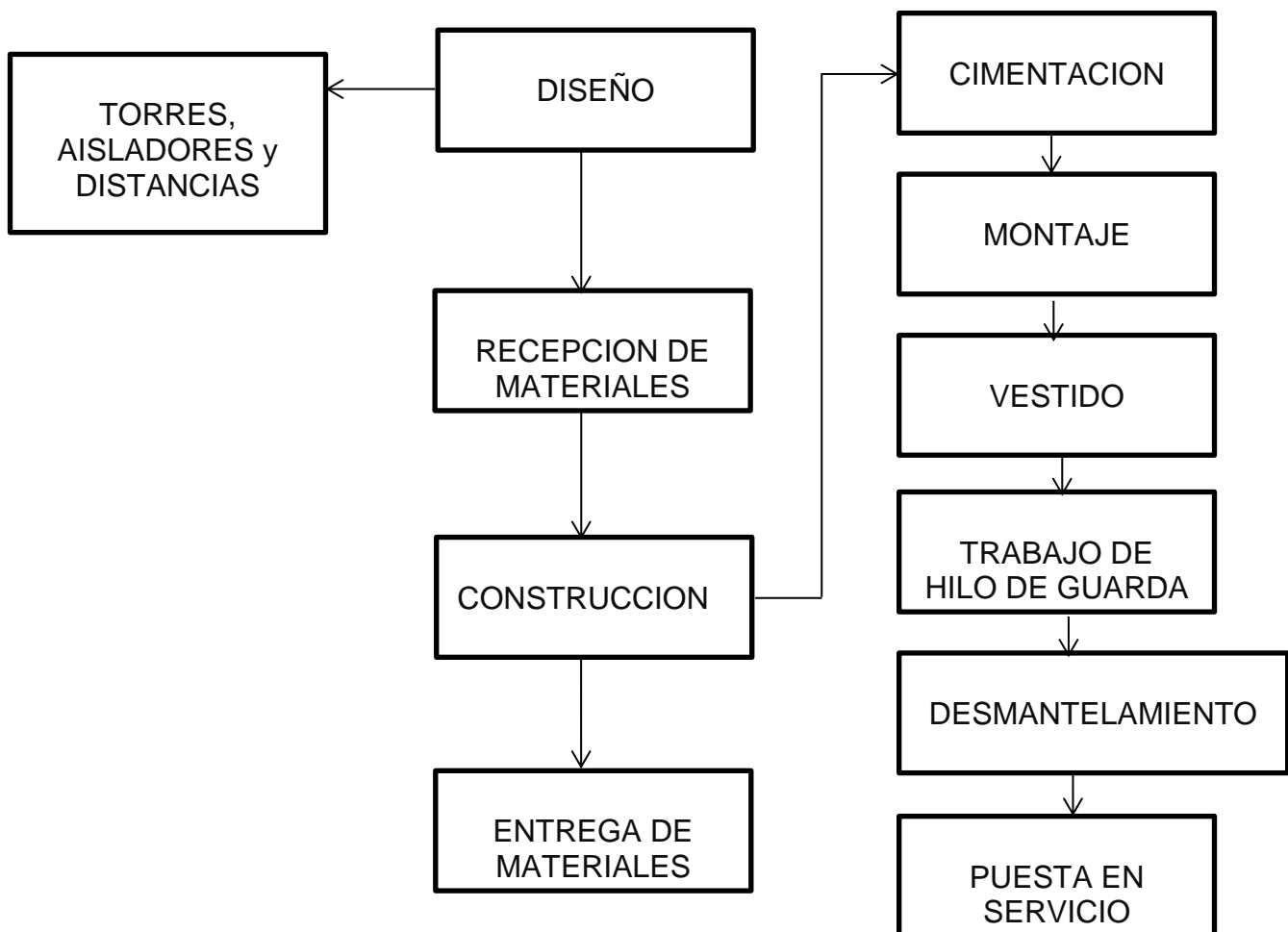
Estudio de cargas mecánicas. Teniendo las cargas mecánicas que soportan las estructuras, se estudiara en combinación de los datos de la zona, tomando en cuenta la carga del viento y lluvia.

Diseño y medición de puesta a tierra. Con apoyo de los expedientes de medición de la resistencia del suelo y el ohmímetro se diseñara el sistema de puesta a tierra para conseguir una resistencia menos a 10 ohms.

Seguimiento de montaje y vestido de estructuras. Se supervisara la obra ejecutada por el contratista en cuanto al montaje de las estructuras, el vestido de estas y el tendido y tensionado del hilo de guarda.

1.5 Metodología

Diagrama a bloques del Hardware



Diseño: Se estudia el diseño electromecánico de las partes que conforman la línea o la estructura que se sustituirá para evitar accidentes y fallos que impidan la continuidad de la línea.

Torre, Aisladores y Distancias: En el diseño de una estructura se toman en cuenta los cálculos necesarios para que esta no colapse, sin dejar pasar los datos como peso de conductores, fuerza de viento, lluvia, aisladores, herrajes. Los aisladores y herrajes se seleccionan dependiendo de las distancias que se requieran y la fuerza que ejerzan.

Construcción: Se verifican las obras de construcción. Dentro de la construcción se integra desde el principio de las obras hasta el final de las obras. Se realizan después de los preliminares, como, la rehabilitación de caminos y helipuertos.

Cimentación: en la cimentación se realiza el trazo y nivelación del área de construcción de estructuras, la excavación, la cimbra del acabado aparente, el suministro y la colocación del acero que se utilizara como refuerzo y la colocación del concreto

Montaje: El montaje de estructuras de acero se basa en el armado de la estructura con la unión de los ángulos y las placas que se requieren con la tornillería específica.

Vestido: El vestido de la torre consta de la colocación de los herrajes, aisladores conductores con ayuda de poleas para poder subir los componentes y de aparejos para disminuir la fuerza necesaria para lograrlo. Esto incluye la alineación vertical de los aisladores que se encuentran en las estructuras contiguas.

Trabajos de hilo de guarda: Los trabajos que se realizan con el hilo de guarda son los del tendido y rematado en las estructuras. El remate se realiza directamente a la estructura es decir sin aislamiento, con ayuda una clema grilletes y conectores.

Desmantelamiento: El desmantelamiento de la torre a sustituir se lleva a cabo en dos tiempos, El primero se realiza en muerto después del vestido de las torres nuevas hasta una distancia segura. El segundo desmantelamiento se realiza en vivo teniendo la torre ya a una distancia segura y fuera de riesgos.

Puesta en servicio: La puesta en servicio se realiza cuando la contratista deja disponible la línea para su uso normal con la seguridad de que los trabajos han concluido satisfactoriamente.

Entrega de material: La entrega del material se realiza al almacén y el material que se entrega es el acero corten con el que estaban constituidas las estructuras que se sustituyeron.

Capítulo II

2. Caracterización del Área

2.1 Área en que se Participo

Comisión Federal de Electricidad es una empresa Federal líder responsable encargada de Gestionar, Generar, Transmitir y Distribuir energía eléctrica, contando con separación legal de cada una de estas divisiones y gestión propia. Transmisión es la división encargada de transportar la energía eléctrica de generación a distribución.

Hasta 2014, México contaba con una capacidad efectiva instalada para la generación de energía eléctrica de 65,452 MW y con una red de transmisión y distribución de más de 614,653 kilómetros. Transmisión Sureste se encargan de transportar energía entre las subestaciones elevadoras, reductoras y de maniobra de los estados de Chiapas, Oaxaca, Tabasco y parte de Veracruz.

La Gerencia Regional de Transmisión del Sureste también está dividida en diferentes Zonas. La Zona Tuxtla se encarga de 9 líneas de transmisión de 400 kV y 2 líneas de transmisión de 115 kV. Las cuales interconectan entre si a las subestaciones de Chicoasen, La Angostura, Malpaso, Juile, El Sabino, Tapachula Potencia y Cintalapa.

2.2 Antecedentes de la Empresa

La generación de energía eléctrica inició en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil "La Americana". Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública.

En 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica. No obstante, durante el régimen de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas "de arco" en la Plaza de la Constitución, cien más en la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México.

Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como "The Mexican Light and Power Company", de origen canadiense, en el centro del país; el consorcio "The American and Foreign Power Company", con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la Compañía Eléctrica de Chapala, en el occidente. A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas.

Fue el 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública. 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.

El primer gran proyecto hidroeléctrico de CFE 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. 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%.

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.

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%, ya para 1971 se tenía una capacidad instalada de 7,874 MW.

Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hertz y CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional.

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 Km y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año.

2.3 Misión y Visión

Misión.- Asegurar el acceso a la red nacional de transmisión de la CFE en condiciones de disponibilidad, eficiencia, calidad, confiabilidad y continuidad, mediante su operación, mantenimiento, expansión y modernización además de suministrar otros productos y servicios asociados para crear valor económico al estado Mexicano de manera sustentable.

Visión.- Ser una empresa transportista de energía eléctrica respetuosa del medio ambiente que tiene un desempeño acorde con lo establecido por el ente regulador, que cuenta con autonomía de gestión y separación legal del resto de los procesos sustantivos de la CFE, que cumple con la rentabilidad definida por el Estado y genera ingresos adicionales prestando servicios que permiten obtener un máximo beneficio de su talento e infraestructura física. Nuestro reto: cero fallas con afectaciones al cliente.

2.4 Descripción del área donde se desarrolló el Proyecto

La Zona Tuxtla es una dependencia de la Gerencia Regional de Transmisión del Sureste. Cuenta con diferentes departamentos como lo son: el departamento de civil, protecciones, centro de capacitación, comunicaciones, metrología, perito, servicios generales, seguridad e higiene, control, líneas de transmisión, subestaciones.

El departamento de líneas de transmisión y subestaciones son los encargados del buen funcionamiento de las líneas y las subestaciones llevando a cabo revisiones y mantenimientos adecuados para su correcto funcionamiento. La Zona Tuxtla es la responsable de 9 líneas de transmisión de 400 kV y 2 líneas de transmisión de 115 kV.

La línea de transmisión MMT-A3040/A3140-JUI es una de las 9 líneas de 400 kV. Esta línea transporta energía de la subestación Chicoasen, ubicada en el estado de Chiapas a la subestación El Juile, ubicada en el estado de Veracruz. Esta línea tiene 567 torres contando con doble circuito, el circuito A3040 y el circuito A3140. El cambio de torres se llevó a cabo de la torre 382 a la 387 ubicadas en el municipio de Minatitlán, Veracruz.

Minatitlán está ubicado al sur del estado de Veracruz. Se encuentra a una altura de 20 metros sobre el nivel del mar. Limita con Coatzacoalcos al Norte, Ixhuatlán al Noreste, Moloacán al Este, el estado de Oaxaca al Sur, Hidalgotitlán al Suroeste y Cosoleacaque al Noreste. El 26% de la población activa se dedica a la minería, extracción de petróleo y gas natural e industria manufacturera.

La industria en este y otros municipios aledaños está basada principalmente en la industria petrolera; petroquímica y refinación. Este tipo de industria ha provocado que los niveles de contaminación en el aire sean muy altos rebasando los niveles permitidos en Estados Unidos. Estudios del 2006 demostraron que existen más de 23 productos que envenenan el aire y 3 de ellos en niveles muy altos.

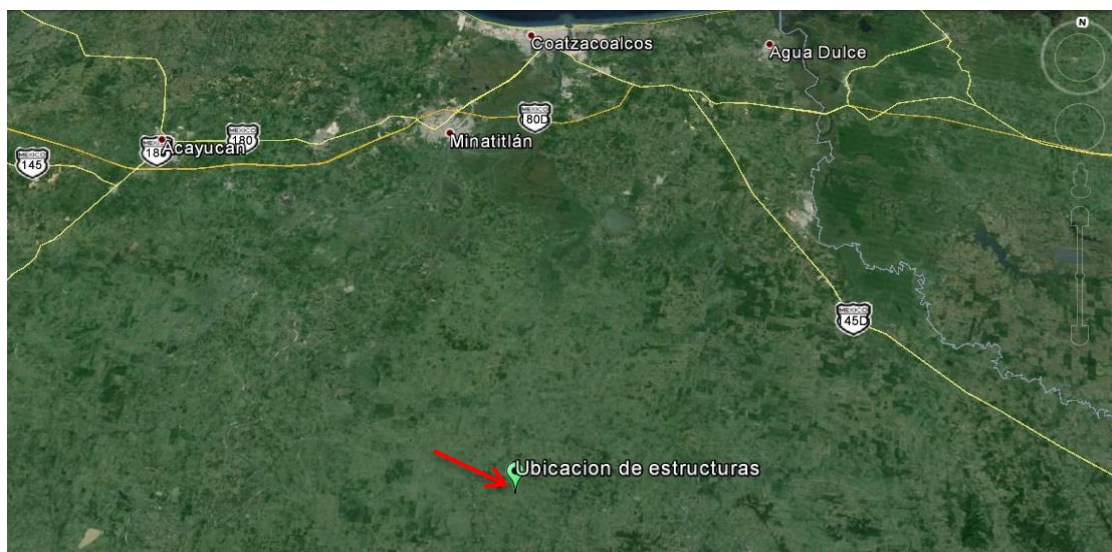


Fig. 2. Mapa tomado de Google Earth. Vista de la ubicación de las estructuras a sustituir.

Las estructuras a sustituir de la línea de transmisión MMT-A3040/A3140- JUI se encuentran ubicadas en la parte sur de minatitlan. Específicamente en el Ejido de Zicatlan.



Fig. 2. Mapap tomado de Google Earth. Ubicación de las estructuras.

ESTRUCTURA	LATITUD	LONGITUD'
382	17° 32' 18.72"	94° 24' 9.24"
383	17° 32' 22.46"	94° 24' 27.42"
384	17° 32' 25.02"	94° 24' 42.37"
385	17° 32' 27.95"	94° 24' 58.81"
386	17° 32' 30.2"	94° 25' 7.45"
387	17° 32' 32.96"	94° 25' 20.65"

Tabla 2. Coordenadas de las estructuras a sustituir.

Capítulo III

3. Fundamento Teórico

3.1 Sistema Eléctrico 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.

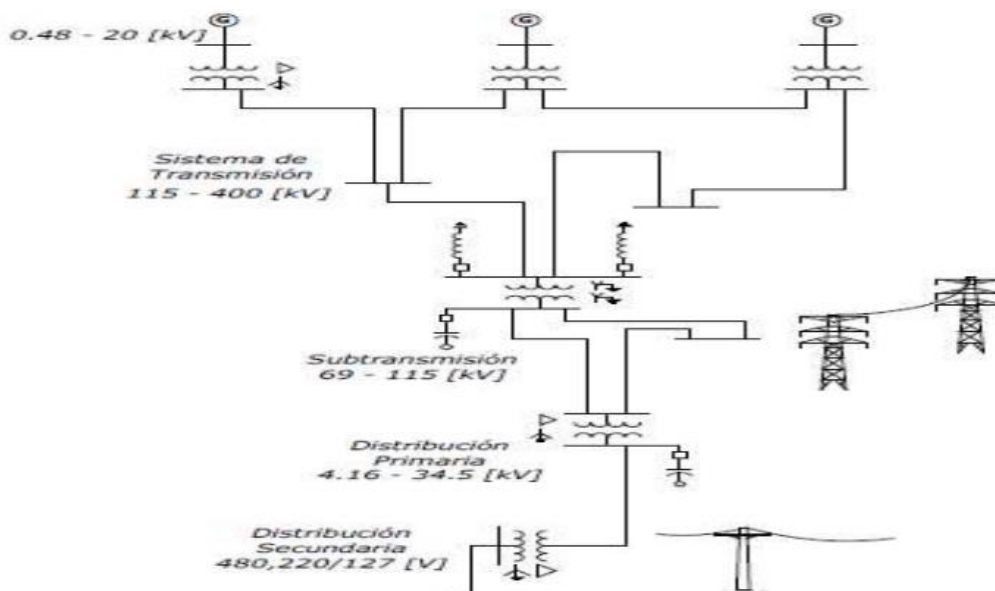


Fig. 3. Diagrama básico de Sistema Eléctrico de Potencia.

3.2 Subestación y Líneas de Transmisión

Las subestaciones son las componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica y pueden clasificarse de acuerdo a su función y construcción. Pueden ser subestaciones elevadoras, reductoras, de maniobra por su función y de tipo intemperie o tipo interior por su construcción.

Las líneas de transmisión son el elemento de potencia conformado por un grupo de conductores dispuestos paralelamente que se encarga de transportar la energía eléctrica a elevados voltajes, del lugar en donde se genera hasta el sitio donde se consume o distribuye. Se ocupan complejas estructuras que soportan y proporcionan el aislamiento requerido entre conductores y entre conductores y tierra.

El transporte de grandes potencias usa los sistemas de corriente alterna. Esto como consecuencia de la simplicidad de los grandes generadores y transformadores de corriente alterna. La tensión de transmisión puede ser adaptada a las necesidades del servicio con mayor sencillez y economía que en caso de sistemas de corriente continua.

El sistema de transmisión puede ser clasificado según el nivel de tensión en el cual transmiten los grandes bloques de potencia, en México, una tensión por debajo de los 600 V se considera como baja tensión. Un voltaje entre 600 V y 69 kV se considera como media tensión. Cuando una línea de transmisión maneja entre 69 kV y 230 kV se denomina alta tensión. Cuando el voltaje de la línea sobrepasa los 230 kV se le conoce como extra alta tensión.

Las líneas de transmisión se interconectan por medio de subestaciones ubicadas tanto en los centros de generación, en los sitios donde se hace la reducción que permite distribuir la energía a los consumidores y en subestaciones de maniobra.

3.3 Componentes de una Subestación - Línea de transmisión.

Una subestación está constituida básicamente por transformadores, reactores, interruptores, cuchillas y conductores. Existen también otros elementos en las subestaciones como estructuras, buses y elementos de control y protecciones, no menos importantes.

Una línea de transmisión está constituida básicamente por tres elementos: conductores, aisladores y soportes. Es posible considerar otra serie de elementos adicionales para una línea de transmisión. Los conductores y aisladores poseen funciones específicas de la que se deriva una serie de características que se relacionan de modo que el análisis de uno de ellos está relacionado con otros.

3.3.1 Nomenclatura y Simbología

Para la operación correcta y segura de las subestaciones, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, es uniforme en toda la República Mexicana. Deberá además, facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

La entidad encargada de normar la nomenclatura obligatoria de las subestaciones y Líneas de Transmisión es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Cada uno de los dispositivos eléctricos con los que cuenta una subestación de potencia se representa por medio de un símbolo simplificado como se muestra en la siguiente figura.

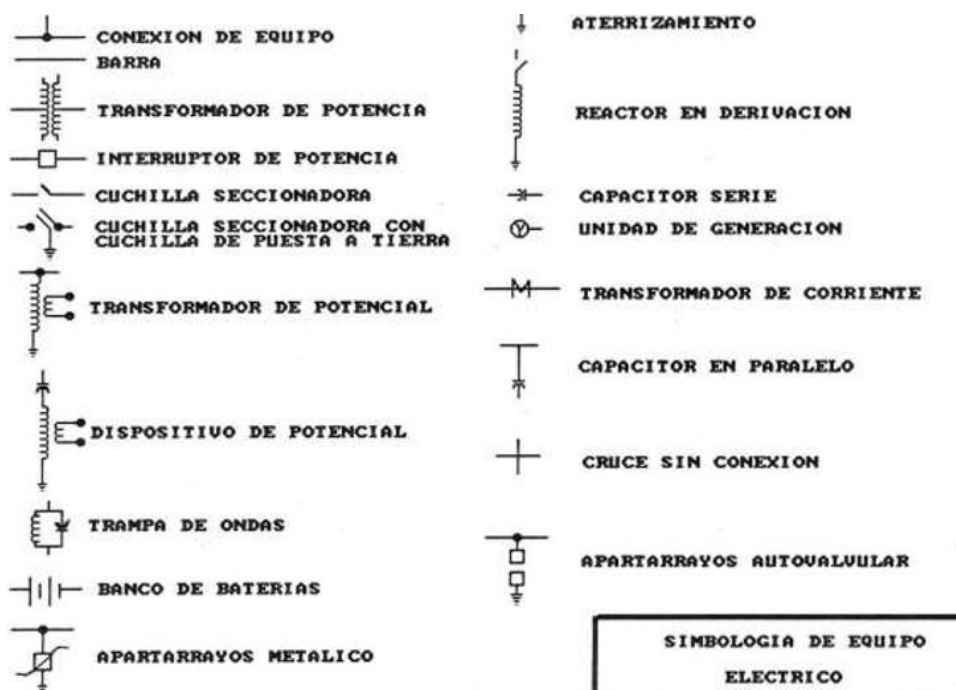


Fig. 3. Simbología del equipo eléctrico.

El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha. Como primer dígito se define la tensión a la que opera el equipo, el segundo es el tipo de equipo, el tercer y cuarto dígito son los números asignados al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando de 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito será reemplazado por letras en orden alfabético. El quinto dígito es el tipo de dispositivo.

La tensión de operación está definida por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a la tabla que se mostrara a continuación, la cual se basa en niveles de tensión de 0.00 V hasta 500.10 KV, los cuales llevan un número asignado de

menor a mayor y en caso de presentar un nivel mayor de tensión al rango del mayor número alcanzado, se procede a la asignación de letras, ya sea la A o la B.

Tension en KV		Numero asignado
Desde	Hasta	
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

Tabla 3. Relación de números asignados a nomenclaturas por su nivel de tensión.

Tipo de equipo

El tipo de equipo está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a la siguiente tabla, la cual esta referencia a numeración del 0 al 9 y define específicamente al equipo ya sean generadores, transformadores, o incluso pueden ser esquema de conexiones de interruptores o esquemas de conexión de barras.

N°	EQUIPO
1	Unidades generadoras
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas de transmisión o alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores
6	Equipo especial
7	Esquema interruptor de transferencia o comodín
8	Esquema interruptor y medio
9	Esquema de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor

Tabla 3. Relacion del tipo de equipo y su clasificación para nomenclatura.

3.3.1 Conductores

Un conductor eléctrico consiste de un cuerpo o medio adecuado, utilizado como portador de corriente eléctrica. El material que forma un conductor eléctrico es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad y las sustancias con mayor conductividad son los metales.

Los materiales comúnmente utilizados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero. La selección de un material conductor determinado es esencialmente un problema económico. El cual no solo se considera las propiedades eléctricas del conductor si no otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, soportes necearías, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión.

Los metales comúnmente utilizados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio. El cobre es un material maleable de color rojizo. El cobre es el principal conductor eléctrico. Este metal tiene la conductividad eléctrica más alta después de la plata con $0.017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$. Entre sus principales ventajas esta su facilidad para ser estañado, es dúctil, tiene una buena resistencia mecánica, no se oxida fácilmente. Tiene buena conductividad térmica.

Los conductores de aluminio son muy utilizados para exteriores en líneas de transmisión y distribución así como para las subestaciones. Entre sus ventajas están que es muy ligero, tiene la mitad del peso que el cobre para la misma capacidad de corriente, es altamente resistente a la corrosión atmosférica, puede ser soldado con equipo especial, se reduce el efecto superficial y el efecto corona debido a que para la misma capacidad de corriente se usan diámetros mayores.

Los conductores de aluminio presentan ciertas desventajas como lo es la película de óxido que se forma en su superficie la cual es altamente resistente al paso de corriente. Esta película de óxido causa problemas en las juntas de contacto. Debido a las características electronegativas del aluminio, al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que siempre se debe usar juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas.

El aluminio puro tiene, frente a todas sus aleaciones, la máxima conductividad, pero en contraparte posee baja carga mecánica de ruptura. Según ensayos realizados por algunos fabricantes de conductores la carga de ruptura viene dada por la siguiente tabla.

COBRE DURO	ALUMINIO DURO	ALUMINIO ALEADO
37/45	16/20	30/40

Tabla 3.1 Carga de ruptura (kg/mm^2) para materiales empleados en la conducción de electricidad

En la actualidad los conductores trenzados son combinaciones de aluminio y elementos. Con esto se logra aportar características mecánicas al conductor. Las combinaciones se pueden dar como un alma de refuerzo o con aleación en todo el conductor.

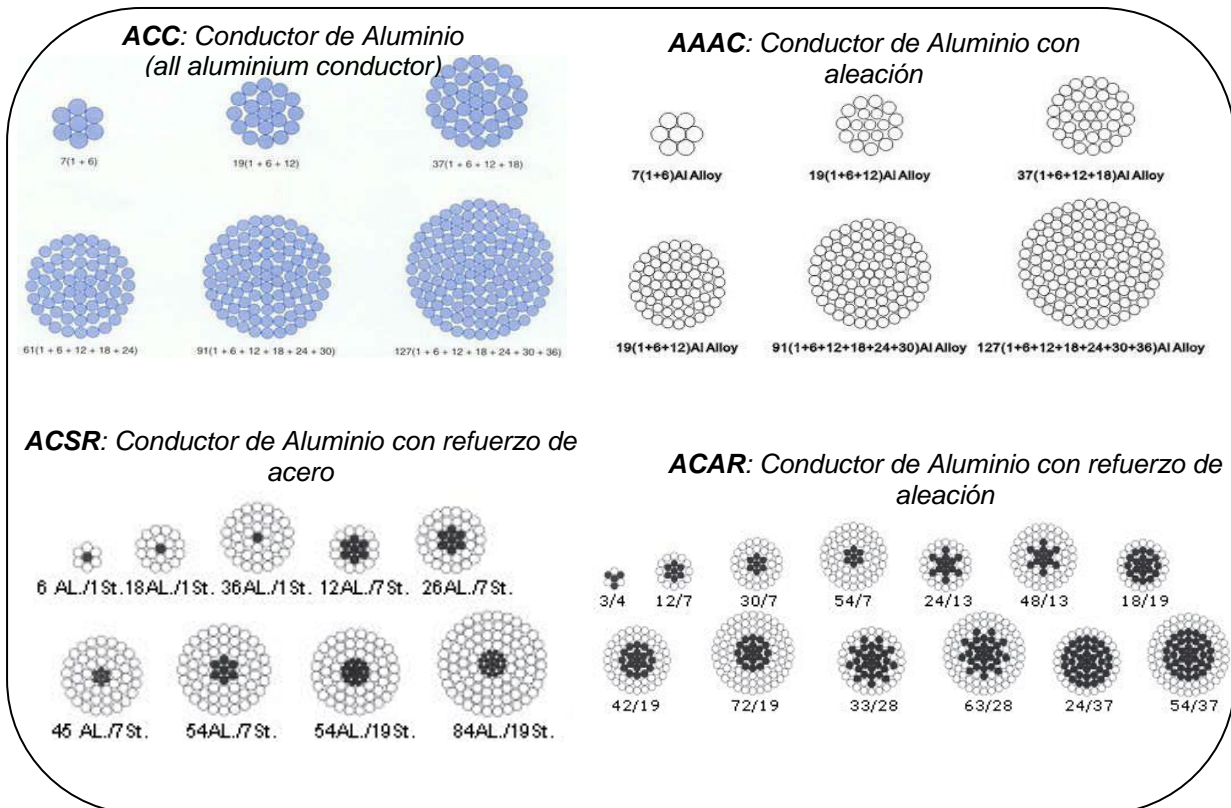


Figura 3.1 Tipos de conductores de aluminio utilizados para la transmisión de energía eléctrica.

3.3.1 Transformadores

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro al silicio. Las bobinas o devanados

se denominan “primario y secundario” según correspondan a la tensión alta o baja, respectivamente. También existen transformadores con más devanados.

Un Transformador es una maquina estática electromagnética, diseñada para la transferencia de energía de un circuito primario de corriente alterna, a un circuito secundario con la misma frecuencia, cambiando algunos parámetros como corriente, tensiones y ángulo de desfase. Esta conversión se realiza prácticamente sin pérdidas de potencia.

En las subestaciones de alta tensión se utilizan transformadores monofásicos por fase. La selección de un transformador es conforme a las características que se necesitan como: Tensión nominal, relación de transformación, corriente nominal, potencia nominal, frecuencia nominal, circuito magnético, devanados, tanque del transformador, tanque conservador, tipo de enfriamiento, cambiador de derivaciones e impedancia nominal. Dos o más tensiones nominales. Alta tensión, media Tensión y baja tensión cuando es de tres devanados.

La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de realizar el transporte de energía eléctrica a larga distancia a voltajes elevados para reducir las pérdidas resistivas ($P = I^2R$), que dependen de la intensidad de corriente. El Transformador es un dispositivo primario que, de acuerdo con su relación modifica los parámetros eléctricos, (tensión y corriente) operando como elevadores o reductores.

3.2.1.1 TP

Un transformador de potencial tiene como función principal el transformar los valores de tensión sin tomar en cuenta la corriente. Este tipo de transformadores sirven para alimentar los instrumentos de medición, control o protección que se requieran.

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

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

3.2.1.2 TC

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función; transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieran mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección. Por lo tanto, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conectan a transformadores independientes.

3.2.2 Interruptores

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad del circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, y esta es su función principal, bajo condiciones de corto circuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación, su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. El interruptor debe ser capaz de interrumpir corriente eléctrica de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde la corriente capacitiva de varios cientos de amperes y las inductivas de varias decenas de kilo amperes.

Los interruptores de potencia se clasifican por su método de aislamiento, puede ser por aceite dieléctrico, hexafluoruro de azufre, aire comprimido y al vacío. Se pueden clasificar también por su mecanismo de operación en cuanto al cierre y apertura de sus contactos: hidroneumáticos, neumáticos y energía almacenada.

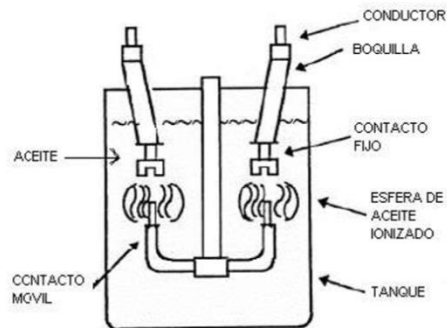


Fig. 3.2 diseño básico de un interruptor de potencia.

3.2.3 Cuchillas

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando está fluyendo corriente a través de ellas, antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito. Hay algunos fabricantes de cuchillas que añaden a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo de sf_6 que la permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

Las cuchillas, de acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser: Horizontal, Horizontal invertida, Vertical y Pantógrafo.

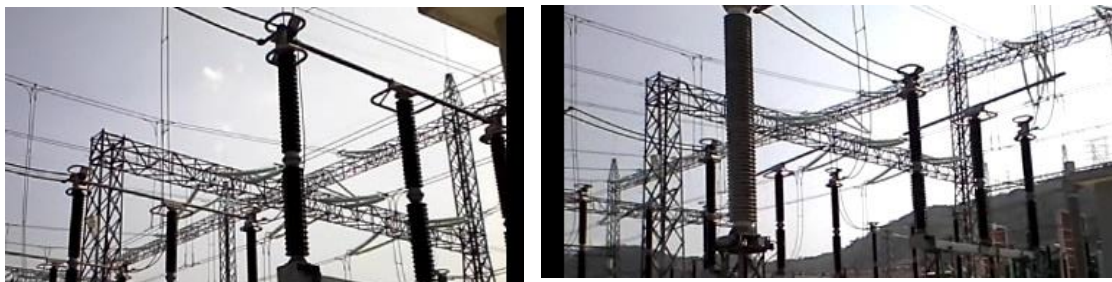


Fig. 3.3 Cuchillas Horizontales cerradas y abiertas.

3.2.4 Reactor

El Reactor, absorbe los reactivos regulando el voltaje, además de compensar las líneas de transmisión que por su longitud generan reactivos capacitivos. Estos se construyen tanto en unidades monofásicas como en unidades trifásicos; su apariencia física es muy parecida a la de los transformadores de potencia, su capacidad se determina en MVAR's. (Megavolts-Amperes reactivos).

Básicamente consisten en una bobina arrollada sobre un núcleo de acero, pudiendo ser este núcleo seccionado o sólido. La aplicación de los reactores monofásicos son la de actuar como reactancia de puesta a tierra del neutro. Consiste en aumentar la impedancia en el neutro de un transformador o de una reactancia en paralelo. Durante las fallas monofásicas a tierra, la reactancia limita la intensidad de falla en el neutro, mejorando la restauración del servicio en la línea eléctrica, mediante un esquema de disparo y cierre monopolar.

Los reactores, según su capacidad, pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas, o del tipo sumergido en aceite para potencias elevadas, en cuyo caso tienen núcleo y necesitan estar encerrados en un tanque de lámina; sus terminales salen a través de boquillas de porcelana y necesitan a veces sistemas de eliminación del calor generado por las pérdidas internas del aparato.



Fig. 3.4 Reactor.

3.2.5 Estructuras Autoportadas

Un sistema de transmisión eléctrica está compuesto básicamente por torres que a su vez están compuestas por ángulos, con características mecánicas adecuadas para soportarse a sí mismas de acuerdo a solicitaciones establecidas en las memorias de cálculo, de acuerdo a la topografía del terreno y de las condiciones

climáticas del sector. Utilizando una serie de elementos que son los responsables de mantener unidos los conductores a las estructuras, que se denomina herraje.

3.2.6 Análisis y diseño

La forma de una estructura y la cantidad de refuerzos por los que esté compuesta dependerá de la función de la torre. Estas variaciones se dan por la cantidad de circuitos que transmitan por la estructura. Los refuerzos dependen de la topografía, altura, vientos y del uso de torre en cuanto a los conductores, de remate, anclaje, suspensión y especiales para transposición.

Para el diseño de una línea de transmisión se toma en cuenta la distancia mínima que debe existir entre conductores y estructura, la separación mínima entre conductores, distancia mínima entre el conductor y el suelo, distancia a edificaciones existentes, dirección de la línea, planeación del paso de la línea, topografía.

3.4 Componentes de una Estructura Autosoportada.

Una estructura autosoportada está compuesta en su soporte por ángulos de acero galvanizado estructural, aisladores, herrajes, conductores, sistema de tierra, apartarayo, hilo de guarda, amortiguadores, anillos equipotenciales, y equipos de protección e información como relevadores que indican el lugar de falla en caso de existir.

3.3.1 Aisladores

Los aisladores en las líneas de transmisión de alta tensión sirven fundamentalmente para sujetar a los conductores, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o transversal. Como su nombre lo indica, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia el aumento del gasto de explotación comercial del sistema

Los aislantes cumplen la función de sujetar mecánicamente los conductores a las estructuras que los soportan, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos. En sus inicios fueron construidos de vidrio recocido rígidamente ligados al soporte, a los cuales estaban sujetos los conductores por medio de una ligadura.

Hasta ahora solo los vidrios y las cerámicas han recibido la sanción favorable de la experiencia. A medida que los niveles de tensión eléctrica han aumentado en los sistemas de transmisión, las formas y los materiales de construcción de los aislantes ha sido especialmente estudiado, debido a los grandes esfuerzos eléctricos a que se ven sometido.

El material que hasta el momento parece haber dado mejores resultados para uso a la intemperie es la porcelana. Con tal finalidad se usa la porcelana dura vidriada, la cual consiste de mezcla de feldespato, cuarzo y caolín.

En la línea MMT-A3040/A3140-JUI se ha utilizado desde su inicio aisladores de suspensión NGK de porcelana, que poco a poco se ha venido sustituyendo conforme se va requiriendo por aislamiento de vidrio facilitando las revisiones de corrosión de masa que tienen por el ambiente al que están sometidos.

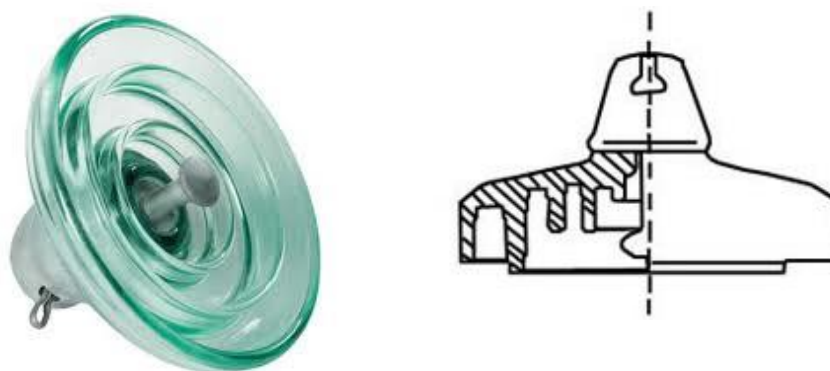


Fig. 3.5 Aislador de vidrio y corte transversal.

3.3.2 Protecciones

Los equipos de protección serán los encargados de mantener una línea de transmisión sin fallas y si las hay se encargaran de componerlas lo más rápido posible. Teniendo en cuenta la importancia que tiene en la actualidad la continuidad del flujo eléctrico.

3.3.2.1 Sistema de tierra

Las funciones básicas de un sistema de conexión a tierra se pueden resumir en:

Proveer de una baja resistencia de dispersión de la corriente a tierra para: Evitar daños por sobretensiones que se presenten por descargas atmosféricas o maniobras, La descarga a tierra de dispositivos de protección contra sobretensiones atmosféricas o internas, Camino a tierra de corrientes de falla, Conectar los sistemas que usen neutro común aterrizado. Asegurar que las partes metálicas de los sistemas o equipos se encuentren al mismo potencial de tierra. Esto para la protección personal.

Disipar y resistir repetidamente las corrientes de falla y de las descargas atmosféricas. Las características de los movimientos de los sistemas de conexión a tierra deben ser: Tener una resistencia a la corrosión en suelos de variada

composición química, de manera que asegure un comportamiento continuo durante la operación del equipo a proteger. Tener buenas propiedades de resistencia mecánica. El diseño de la red de tierras debe ser económico.

En la puesta a tierra para protección es necesario conectar eléctricamente al suelo todas aquellas partes de las instalaciones eléctricas que en condiciones normales no se encuentren sujetas a tensión pero que pueden tener diferencias de potencial a causa de una falla, como por ejemplo: tanques de transformadores o interruptores, carcasas de máquinas en operación, tableros eléctricos, soportes metálicos de aparatos y equipos.

3.3.2.2 Apartarrayos

Son dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que en otro caso, se descargarían sobre aisladores o perforarían el aislamiento. Ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico.

Para su correcto funcionamiento, los Apartarrayos siempre se encuentran conectados entre la línea y la tierra, y son elegidos con características tales que sean capaces de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión del aislamiento de los elementos a proteger.

Entre las características más importantes de un Apartarrayos están: Tensión nominal: valor máximo de la tensión en condiciones normales. Frecuencia nominal: es la frecuencia nominal de la red. Corriente de descarga nominal: es la corriente de descarga utilizada para la selección de un Apartarrayos. Relación de protección: es la relación entre el nivel de aislamiento del material protegido y el nivel de protección del Apartarrayos.

3.3.2.3 Hilo de guarda

Cable para proteger la línea contra descargas atmosféricas, este puede estar compuesto de acero puro de alta resistencia o compuesto en su interior por fibra óptica, el uso de cable de guardia con fibra óptica será necesario cuando se requiera transmitir información en una sub-estación y otra.

Los cables de guarda instalados en las líneas de alta tensión, son cables sin tensión que se colocan en la parte más alta en las redes de alta tensión, se conectan a la misma estructura metálica en cada torre y sirven para varios motivos.

Uno es el generar un equipotencial de tierra en todo el trazado de la línea, rebajando al mínimo la resistencia de tierra ya que con el cable se unen todas las torres y por defecto todas las tomas de tierra del trazado. Otro motivo es para intentar captar el rayo durante las tormentas y conducirlo a tierra

3.3.3 Amortiguadores

Las vibraciones causan problemas en las líneas de transmisión, los amortiguadores tienen por objetivo evitar que al presentarse vibraciones estas sucedan ininterrumpidamente. El principio de casi todos los tipos de amortiguadores es el de introducir un elemento diferente en un a curda homogénea, con lo cual el movimiento armónico simplemente se rompe.

Es posible utilizar el golpe directo en la onda vibratoria como lo hace el utilizado en las líneas de transmisión de la zona sureste de México. Este elemento está constituido por dos elementos cilíndricos unidos por un cable de acero el cual a su vez está dotado de un conector para unirlo al conductor.



Fig. 3.6 Amortiguador para líneas de transmisión.

3.3.4 Herrajes

Son dispositivos que se utilizan para en las líneas de transmisión para sujetar los conductores a las estructuras, para unir dos conductores o bien para protegerlos de daños causados por factores externos

3.3.4.1 Templadores

Los templadores o extensiones son dispositivos que se instalan en las cadenas de amarre cuando se emplean grapas del tipo pistola, con el fin de asegurar que el tramo del conductor que sale de la parte trasera de la grapas. Los templadores se fijan por un lado a la rótula y por el otro a la grapas. Los templadores deben cumplir con las especificaciones de la cadena, en cuanto a las tensiones mecánicas a que están sometidos los distintos elementos de las mismas.

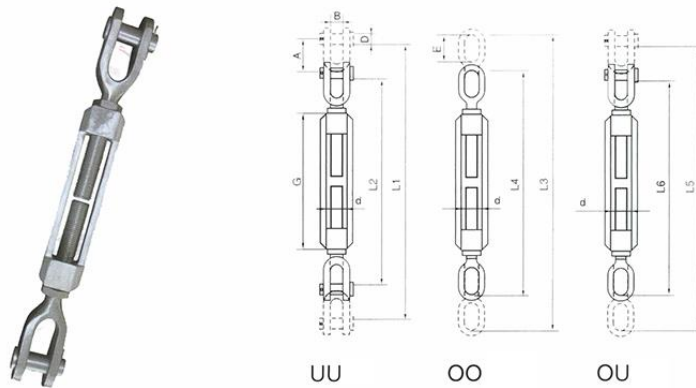


Fig. 3.7 *Templador y sus diferentes extremos.*

3.3.4.2 Grilletes

El grillete es un herraje que tiene como función fijar mecánicamente la cadena de aisladores a la ménsula de la torre de transmisión. El grillete consta de dos partes: el cuerpo, formado por una barra de acero cilíndrica doblada en forma de “U” con dos agujeros en sus extremos, donde se introduce un pasador que lo sujeta a la torre.

El pasador puede colocarse con distintos grados de seguridad: con chaveta, con tornillo y tuerca y con tornillo, tuerca y chaveta al mismo tiempo. Se pueden distinguir en ocasiones los grilletes de herraje y los grilletes de maniobra dependiendo del trabajo que se esté realizando.



Fig. 3.8 *Grilletes.*

3.3.4.3 Eslabones

El eslabón está formado por una sola pieza forjada de forma ovalada, que permite articular el grillete de herraje a la torre con el yugo. Los eslabones se fabrican en acero forjado y galvanizado en caliente.



Fig. 3.9 Eslabón.

3.3.4.4 Yugos

En las cadenas de aisladores dobles de amarre y de suspensión, para uno o dos conductores por fase o en las cadenas simples con dos conductores por fase, el yugo tiene como función proporcionar un elemento de fijación común para las cadenas de aisladores y para el o los conductores de cada fase. El yugo puede tener muchas formas, (triangular, trapezoide, rectangular, de tipo hueso) dependiendo del uso que se les dé.



Fig. 3.10 Yugo triangular.

3.3.4.5 Grapas o Clemas

Las clemas son elementos de unión del conductor a los yugos y por lo tanto responden a las funciones de las cadenas de aisladores. Hay dos tipos de clemas: de suspensión y de remate. Las clemas de suspensión constituyen un soporte que cuelga de un balancín; para lo cual tienen un cuerpo anclado unitario con un



pasador. En este canal se aloja el conductor.

Fig. 3.11 *Clema de suspensión.*

La clema de amarre es el dispositivo que permite fijar o amarrar mecánicamente el conductor a la cadena de aisladores fijada a la torre. Estas pueden ser de dos tipos, en las que se corta el conductor, de tipo compresión, y las clemas de remate



donde no se corta el conductor, tipo pistola.

Fig. 3.12 *Clema tipo pistola.*

3.5 Estructura de Emergencia.

Las estructuras de emergencia no requieren cimentación especial, pueden ser utilizadas en cualquier nivel de voltaje y como estructuras de suspensión, deflexión o de remate. Ya que sus componentes están estandarizados, pueden usarse entre

si con diferentes arreglos. Su verticalidad depende de las retenidas tanto en el levantamiento como durante su operación.

El uso de estas estructuras de rápido ensamble, es un recurso utilizado por CFE en la reparación del daño en forma provisional, dando tiempo para reparar las estructuras Autosoportadas dañadas y dejar las líneas de transmisión en condiciones definitivas de funcionamiento.



Fig. 3.13 *Curso de estructuras de emergencia.*

3.6 Línea de Transmisión MMT-A3040/A3140-JUI

La línea de transmisión MMT-A3040/A3140-JUI comienza en la subestación Manuel Moreno torres “Chicoasen” en el municipio de Osumacinta, Chiapas. Y finaliza en la subestación “El Juile” en el municipio de Acayucan, Veracruz. Se puso en servicio en 1980 contando con dos circuitos el circuito A3040 y el circuito A3140.

Esta línea de transmisión mide en su totalidad 235.6 km. Cada uno de sus circuitos cuenta con tres fases y 2 conductores por fase. En su totalidad cuenta con 567 torres, 3 de estas estructuras son de transposición. La primera es la estructura 92 en el kilómetro 37.98; La segunda es la estructura 286 en el kilómetro 122.88 y la tercera torre de transposición es la estructura 469 en el kilómetro 198.14.



Fig. 3.14 Línea de transmisión MMT-A3040/A3140-JUI.

Las estructuras de esta línea de transmisión fueron construidas con acero de tipo Corten por sus características ante la oxidación. Sus estudios dicen que ante la humedad se forma una capa de oxidación la cual sirve como una capa protectora que no deja que siga pasando humedad y con esto no se sigue corroyendo. Esto le da un color rojizo a las estructuras.

El acero corten por diferentes motivos entre ellos la gran cantidad de contaminación en el aire no ha reaccionado como se esperaba ya que la capa de corrosión continuo y en la actualidad existen estructuras en riesgo por tal corrosión.

En esta línea de transmisión existen locatarios que no permiten el paso del personal de mantenimiento a realizar su trabajo en las líneas y estructuras. Este es un problema serio ya que sin mantenimiento la línea puede presentar graves fallas como consecuencia. Ya que la corrosión no solo daña al acero corten. Si no también al herraje y la parte metálica del aislador.



Fig. 3.15 Estructura en zona problemática.

4. Desarrollo.

4.1 Características y condiciones generales

4.1.1 Nomenclatura

Los diferentes tipos de torres de transmisión y subtransmisión, se clasifican e identifican por su nomenclatura, la cual está constituida por caracteres del alfa numéricos conforme a lo siguiente: El primer dígito de la nomenclatura describe la tensión que pasa por los conductores que soporta dicha torre.

Dígito	Tensión de conductores
4	400 kV
2	230, 161, y 138 kV
1	115 kV
8	85 kV
6	69 kV

Tabla 4.1 Nomenclatura de torre. Primer dígito.

El segundo dígito de la nomenclatura identifica a la torre según el uso de la estructura. Este dígito depende del tamaño del claro, su deflexión, su transposición, el uso (suspensión o remate) y sus combinaciones.

Dígito	Uso de torre
A	Suspensión claros cortos
B	Suspensión claros medios
C	Suspensión claros largos
X	Deflexión hasta 30°
Y	Deflexión hasta 90°
R	Remate hasta 45°
T	Transposición
S	Transición
G	CT (suspensión claros largos y transposición)
W	Deflexión y remate
Z	Deflexiones y remate

Tabla 4.2 Nomenclatura de torre. Segundo dígito.

El tercer dígito indica el número de circuitos de la estructura. El cuarto dígito indica el número de conductores que tiene por fase. El quinto dígito corresponde a la velocidad de viento regional para un periodo de retorno de 50 años.

Digito	Velocidad del viento
E	Velocidad del viento regional de 120 km/h
F	Velocidad del viento regional de 140 km/h
G	Velocidad del viento regional de 160 km/h
H	Velocidad del viento regional de 180 km/h
I	Velocidad del viento regional de 200 km/h

Tabla 4.3 nomenclatura de torre. Quinto digito.

4.2 Dimensiones de distancias Dieléctricas.

La forma y configuración de las torres deben estar de acuerdo con la presente especificación y los planos que la complementan. La información relacionada con las distancias dieléctricas se indican en los planos y estos deben contener la siguiente información.

4.2.1 Dimensiones generales de las torres

La estructuración de torres es la primera etapa del proyecto estructural. En ella se define la geometría de la estructura en planta y elevación en base a los requerimientos eléctricos (distancias eléctricas), flechas y tensiones y árboles de carga, se establecen los materiales a emplear, se determinan los elementos principales, secundarios y redundantes, se proponen las secciones tentativas de los elementos estructurales, se conceptualizan las uniones entre ellos, se definen los elementos no estructurales y sus sistemas de fijación a la estructura.

La estructuración es la parte más subjetiva del proceso de diseño, se basa en gran medida en la experiencia y la creatividad de los ingenieros proyectistas. Sin embargo, ésta etapa del proceso de diseño deberá llevarse a cabo cuidando que se cumpla con las especificaciones vigentes, así como los documentos que integran las bases del contrato.

En ésta etapa del diseño estructural no se requieren llevar a cabo cálculos matemáticos complicados, pues las dimensiones de los elementos estructurales y algunos otros requisitos se definen a partir del estudio eléctrico de la torres, el uso, que se define como Deflexión / Claro Medio Horizontal / Claro Vertical y el tipo de estructura que puede ser de suspensión, deflexión, remate o derivación.

Es aconsejable que al llevar a cabo la estructuración se trate en la medida posible, que la torres sean conceptualizadas de manera tal, que se presenten formas sencillas y simétricas y que éstas características se cumplan también en lo referente a masas, rigideces, tanto en la planta como en la elevación.

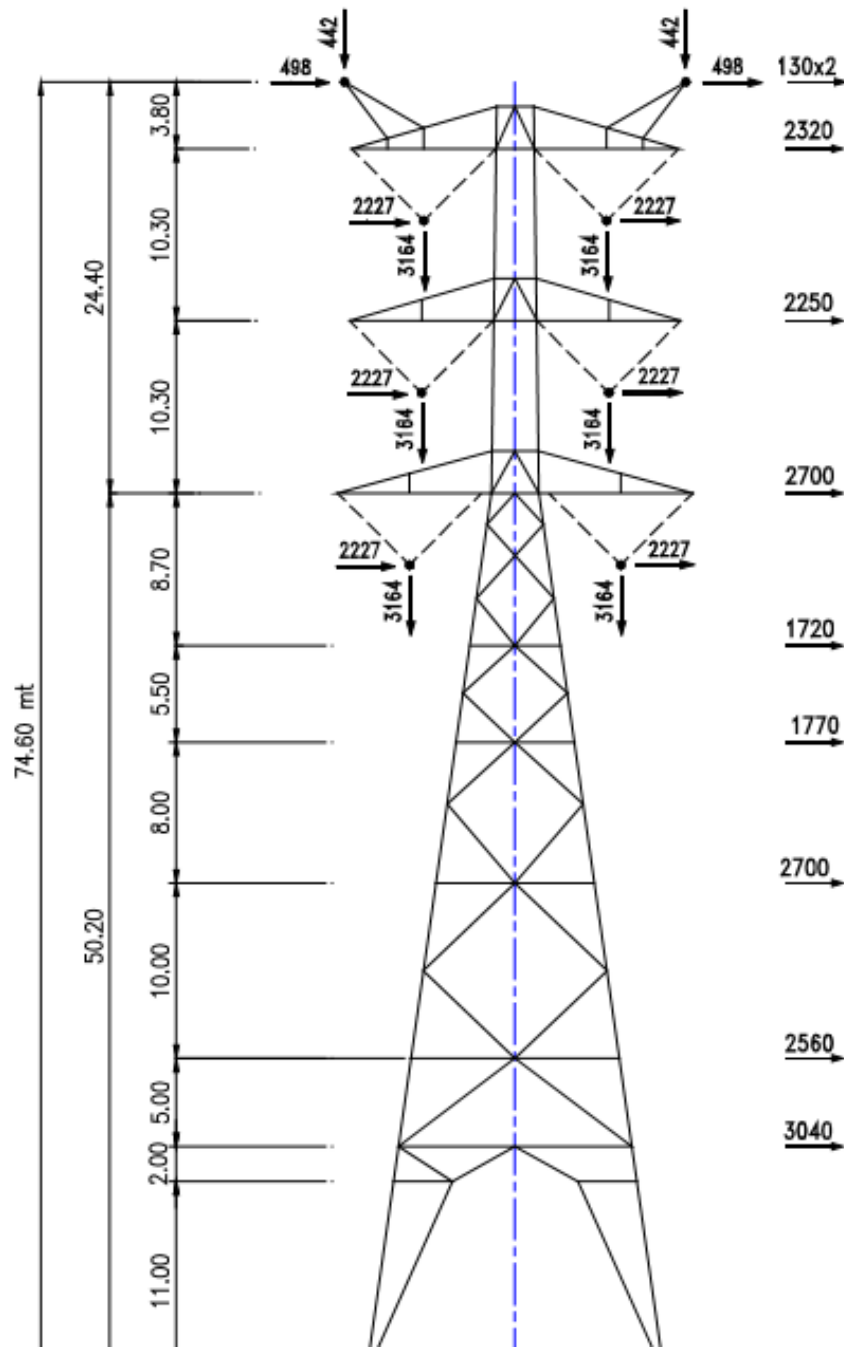


Fig. 4.1 Dimensionamiento general y árbol de cargas para un conductor por fase.

4.2.2 distancias en cruzamientos.

Las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado, con el objeto de evitar accidentes están dadas en relación con la tensión de la línea y contemplada en el reglamento electrotécnico para alta tensión.

Libramientos mínimos (mts.)	115 kV	138 kV	230 kV	400 kV
Áreas de acceso a peatones	7.00	7.50	8.50	10.65
Vías férreas	15.00	15.00	16.00	18.00
Carreteras, calles o caminos	9.00	9.20	10.00	12.20
Campos de cultivo	7.00	7.55	9.00	11.00
Zonda de huertos	11.00	11.50	12.00	15.00
Zonas cafetaleras y cercos vivos	11.00	11.50	12.00	15.00
Cultivo de caña	13.00	13.20	14.00	16.00
Aguas navegables	13.00	13.20	14.00	16.00
Zonas inundables	7.00 + TIME	7.50 + TIME	8.50 + TIME	10.65 + TIME

*TIME: Tirante de Inundación Máximo Esperado

Tabla 4.4 Distancias de libramientos mínimos.

CRUZAMIENTOS CON LÍNEAS ELÉCTRICAS Y DE COMUNICACIÓN (mts)	115 kV	138 kV	230 kV	400 kV
LT HASTA 50 kV	2.74	2.95	3.65	6.10
LT 69 kV	2.93	3.15	3.85	6.29
LT 115 kV	3.39	3.60	4.31	6.75
LT 138 kV	3.62	3.80	4.54	6.98
LT 161 kV	3.85	4.05	4.77	7.21
LT 230 kV			5.46	7.90
LT 400 kV				9.60
Líneas de comunicación, líneas de tranvías, trolebuses o trenes con vía aérea eléctrica	5.00	5.50	7.00	8.00

Tabla 4.5 distancias de cruzamientos con líneas eléctricas y de comunicación.

4.2.2 Tipo y número de conductores así como la disposición de las fases.

Por las **características eléctricas de la línea** MMT-A3040/A3140-JUI. El conductor que se emplea se escoge de acuerdo a las especificaciones señaladas CFE E0000-18, CFE E0000-21 y en la NRF-017-CFE.

Concepto	Valor horario normal	Valor hora pico
Tensión	400 kV	400 kV
Potencia	191 MW	251.5 MW

Corriente	477.5 A	627.5 A
Longitud	235.6 km	235.6 km
Circuitos	2	2
Conductores por fase	2	2

Tabla 4.6 Características de la línea MMT-A3040/A3140-JUI. Valores promedios por cada una de las dos líneas.

El conductor que se utiliza para esta obra es ACSR 1113 kcmil. El cual está constituido por 45 alambres de aluminio y 7 alambres de acero, con las siguientes características.

Descripción corta		ACSR 1113
clave		EV0D00BUK7
Área nominal de la sección transversal (mm²)	Aluminio	564
	Acero	39
	Total	603
Conductor de aluminio	Numero de alambres	45
	Diámetro de los alambres (mm)	4.00
Núcleo de acero	Numero de alambres	7
	Diámetro de los alambres (mm)	2.66
	Diámetro del nucleo de acero (mm)	7.99
Diámetro exterior del cable (mm)		31.98
Masa (kg/km)	Aluminio	1564.3
	Acero	306.7
	Total	1871
Carga de ruptura (kN)		137.7
Resistencia eléctrica en c.d. a 20°C al cable completo		0.0511

Tabla 4.7 Características del conductor utilizado en la línea MMT-A3040/A3140-JUI.

La posición de los conductores en la estructura a sustituir y en la estructura sustituta se muestra en la Fig. 4.2. La colocación de los conductores en la nueva estructura será por circuito. El circuito A3040 sobre el lado izquierdo y el circuito A3140 del lado derecho de la subestación MMT a la subestación JUI.

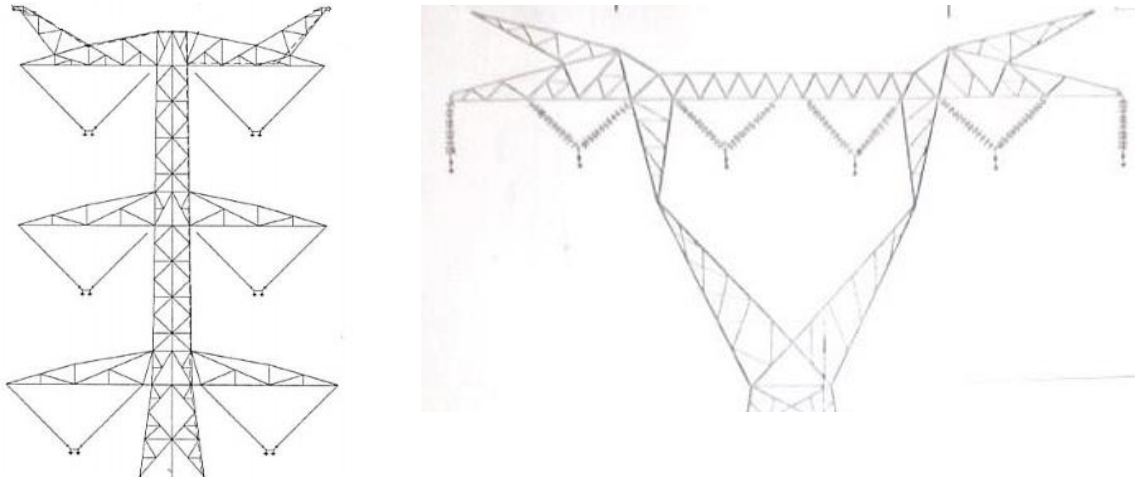


Fig. 4.2 Posición de los conductores en estructura nueva, estructura a sustituir.

4.2.3 Detalle de la sujeción de los cables.

La sujeción de los cables conductores se lleva a cabo mediante el uso de herrajes en caliente, aisladores y herrajes en frío.

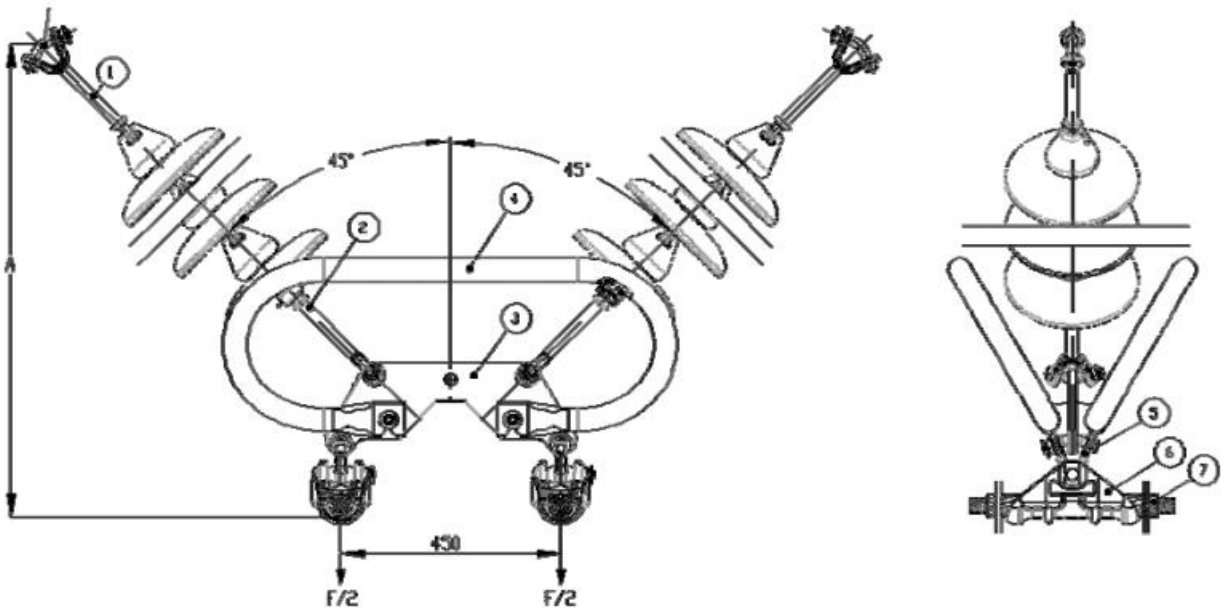


Fig. 4.3 Sujeción de los conductores.

N°	Descripción	Cantidad
1	Horquilla “Y” Bola Larga	2
2	Calavera Horquilla “Y” Larga	2
3	Yugo Trapezoidal V2	1
4	Anillo Equipotencial de 400 kV	2
5	Horquilla “Y” Ojo Corta	2
6	Grapa de Suspensión atornillada con varillas protectoras para conductor.	2
7	Varilla preformada protectora (no aplica en suspensión)	2

Tabla 4.8 Herraje para sujeción de conductores.

La línea de transmisión incluye la instalación de hilo de guarda convencional e hilo de guarda con fibras ópticas integradas el cual se utilizará como medio de comunicación entre subestaciones, en la Tabla 4.8 y Tabla 4.9 se enlistan las características básicas de cada uno de ellos.

DESCRIPCION	VALOR
Diámetro	9.5 mm
Área	51.5 mm ²
Tensión de ruptura	30.9 kN
Módulo de elasticidad	13.1 kg/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal inicial	13.9 10 ⁻⁶ °C ⁻¹

Tabla 4.9 Datos técnicos del hilo de guarda convencional.

DESCRIPCION	VALOR
Diámetro	14.25 mm
Área	98 mm ²
Peso unitario	5.53 N/m
Tensión de ruptura	87 kN
Módulo de elasticidad	12.7 kg/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal inicial	14.55 10 ⁻⁶ °C ⁻¹

Tabla 4.10 Datos técnicos del hilo de guarda con fibra óptica.

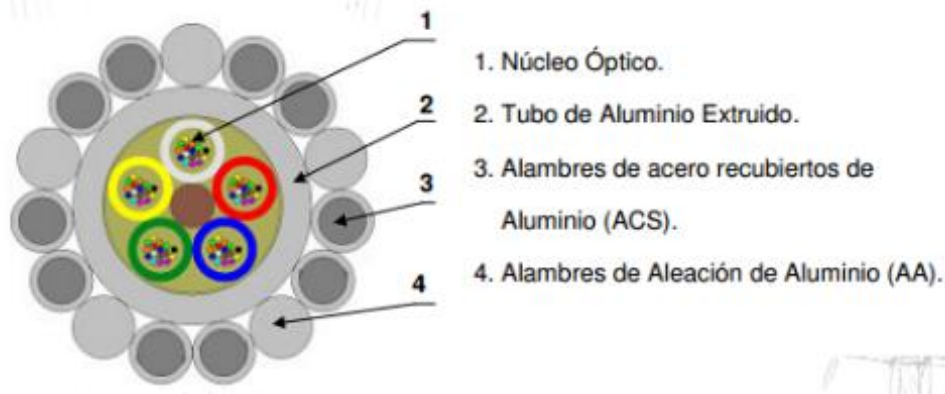


Fig.4.4 corte transversal del hilo de guarda con fibra óptica.

La sujeción de los hilos de guarda es simple. Esta sujeción no necesita aislamiento al ser específicamente para drenar las descargas atmosféricas que pudiesen caer en este.

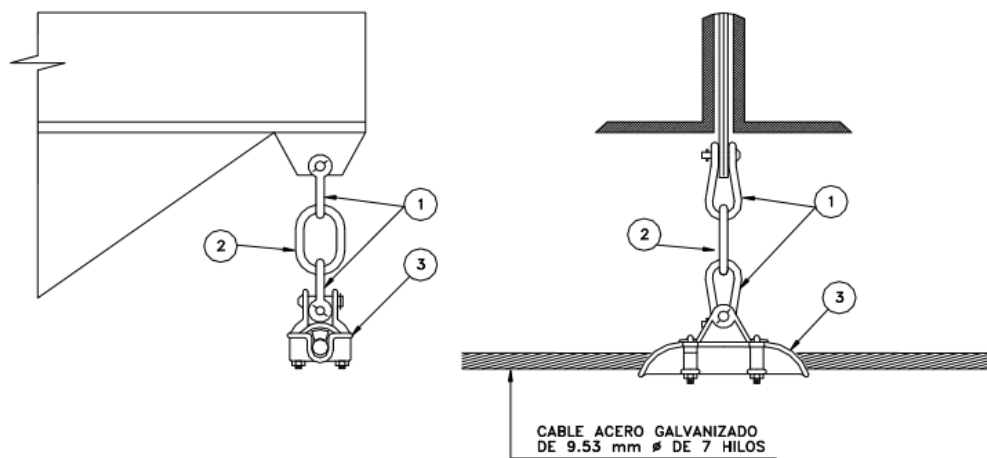


Fig.4.5 Sujeción de hilo de guarda.

N°	Descripción	Cantidad
1	Horquilla Recta	2
2	Eslabon	1
3	Grapa de suspensión	1

Tabla 4.11 herraje para sujeción de hilo de guarda.

4.2.4 Ángulo de posición de los hilos de guarda (ángulo de blindaje)

La función de los cables de guarda en las líneas de transmisión es proporcionar un blindaje o protección contra descargas directas, es decir, un blindaje bien diseñado evita las descargas a los conductores de fase y está determinado por la posición relativa del hilo de guarda con respecto a los conductores de fase. En general, se puede establecer que las líneas con dos cables de guarda proporcionan un blindaje más efectivo.

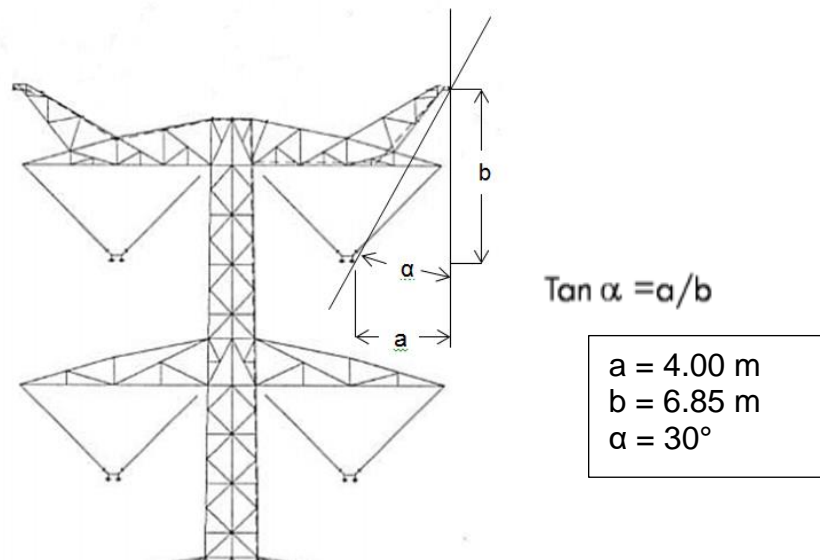


Fig. 4.6 Ángulo entre hilo de guarda y conductor.

4.3 Requisitos para el Análisis y Diseño de las torres.

4.3.1 Velocidad del viento.

En el proceso del diseño electromecánico de una 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 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 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”.

4.3.2 Cargas

En el diseño del diseño de la estructura y en función a su uso se deben considerar los siguientes tipos de carga:

- a) Cargas debidas a la masa propia de los componentes de la línea.
- b) Cargas debidas a los componentes climáticos: Viento, temperaturas extremas y hielo (cuando se indique en las características particulares).
- c) Cargas debidas a maniobras de tendido durante la construcción.
- d) Cargas por mantenimiento.

Condiciones básicas de carga

Son las que deben ser consideradas para el diseño estructural de torres para líneas de transmisión, tales como:

- A. Cargas que actúan directamente en la torre:
 - Masa propia de la torre, de las cadenas de aisladores, herrajes y accesorios.
 - Acción de viento sobre el cuerpo de la torre, cadenas de aisladores y herrajes.
 - Cargas concentradas por tendido (masa de linieros y equipo, entre otros).
- B. Cargas que transmiten los cables a la torre.
 - Por la masa propia de los cables que soporta y en su caso, por la masa de hielo que se acumule en estos.
 - Por la acción de viento actuando sobre los propios cables.
 - Por tensiones mecánicas en los cables (proyectadas en las direcciones que produzcan la carga máxima sobre la torre) en función a su máximo uso.

Las cargas anteriores se denominan mediante las siguientes literales y deben ser expresadas en kN:

Literal	Tipo de carga
PE	Carga vertical debida a la masa de la torre.
PA	Carga vertical debida a la masa de las cadenas de aisladores, herrajes y accesorios.
PC	Carga vertical debida a la masa de los cables conductores y de guarda.
PCH	Carga vertical debida a la masa de los cables conductores e hilo de

	guarda y de hielo acumulado (cuando aplique)
PVM	Carga vertical debidas al personal y su equipo respectivo, aplicadas en las combinaciones de carga donde se hacen maniobras a mantenimiento.
PM	Cargas verticales debidas al mantenimiento.
VA	Carga transversal por viento que actúa sobre las cadenas de aisladores y herrajes.
VC	Carga transversal por viento que actúa sobre los cables conductores y de guarda.
VCH	Carga transversal por viento reducido que actúa sobre los cables conductores y de guarda en los cuales se ha acumulado hielo.
VE	Carga transversal producida por la acción del viento sobre la torre.
VM	Velocidad regional máxima de viento asociada a un periodo de retorno de 50 años, en km/h.
VR	Velocidad reducida de viento, igual al 50% de la velocidad regional máxima de la zona de la línea para un periodo de retorno de 10 años, en km/h.
TC	Carga debida a la tensión mecánica de los cables, proyectada en las direcciones longitudinal y transversal de la torre.
CL	Componente longitudinal debida a la tensión mecánica del conductor o guarda, aplicada en el punto de sujeción de cables en el que se hace la maniobra de tendido.

Tabla 4.12 Literales de condiciones básicas de carga.

En la tabla 4.13 se establecen las combinaciones de carga que deben aplicarse para el diseño estructural de torres para líneas de transmisión.

Hipótesis de carga		Combinación de carga	Viento
Normal con viento regional		$(PE+PA+PC+VE+VA+VC+TC)*FCG$	VM
Tendido	Suspensión	$(PE+VE)*FCG+(PA+PC)*FCV+(VA+VC+TC+CL)*1.18+PVM$	VR
	Deflexión y remate	$(PE+VE+VA+VC+TC+CL)*FCG+(PA+PC)*FCV+PVM$	VR
Mantenimiento		PM	VR
Normal con viento regional reducido y hielo		$(PE+PA+PCH+VE+VA+VCH+TC)*FCG$	VR

Tabla 4.13 combinaciones y factores de carga para condiciones con y sin hielo.

Las consideraciones básicas para el cálculo de las cargas que se presentan en la tabla 4.13 y que se deben aplicar para el diseño estructural de torres para líneas de transmisión son las siguientes:

- a) El factor de carga vertical (FCV) en la hipótesis de carga por tendido debe ser: $FCV=1.5$.
- b) El factor de carga global (FCG), para torres de suspensión $FCG=1.0$; para torres de remate y deflexión $FCG=1.18$.
- c) En las combinaciones de carga en las que incluyen TC, esta se refiere a las tensiones mecánicas de los cables aplicadas en la dirección de estos, es decir en la dirección de la línea de transmisión y se deben siempre proyectar en las direcciones longitudinal y transversal de la torre. Es esta forma TC define a las fuerzas aplicables para torres de suspensión, deflexión y remate.
- d) Para la condición del tendido se debe establecer un margen de seguridad adecuado para el personal durante estas maniobras. Para fines de diseño en los puntos de sujeción de los cables (por fase cada vez) se agrega además las cargas VPM y CL en el punto donde se considere la maniobra de tendido.

Valores PVM a considerar en la maniobra de tendido.

- 7 kN para fases de 230 kV y 400 kV
 - 5 kN para fases de 115 kV
 - 5 kN para cables de guarda.
- e) Con el fin de dar mantenimiento a las cadenas de aisladores en “V” en las torres de suspensión, se debe considerar una carga vertical concentrada PM, la cual se aplica en el eje longitudinal de la cruceta o trabe y al centro de la cadena en “V”.

Las cargas verticales que se deben aplicar son las siguientes:

- 3 conductores por fase: 98.07 kN
 - 2 conductores por fase: 65.38 kN
 - 1 conductor por fase: 32.69 kN
- f) Para la combinación de carga “normal con viento regional y hielo” con fines de diseño, el espesor del hielo es de 5mm, con un peso específico de 8.8 kN/m^3 . En la tabla 4.11 se emplea la notación PCH y VCH para enfatizar la recomendación de considerar el espesor del hielo acumulado.

4.3.3 Dimensiones mínimas.

Para el diseño de los componentes estructurales y tornillos que conforman la estructura, se deben aplicar los lineamientos establecidos en ASCE 52-1990 “Guide for Design of Steel Transmission Towers”

Ángulos en estructura

- Ancho: 38 mm
- Espesor: 4.8 mm para miembros principales incluyendo las crucetas, 4.0 mm para el resto de elementos.

Ángulos de cimentación.

- Espesor: 4.8 mm

Placas en estructuras y cimentación.

- Espesor: 4.8 mm

Tornillos.

- Diámetro: 12.7 mm

4.3.4 Ingeniería de detalle.

- a. Las piezas se deben identificar con una marca en los planos de montaje y taller.
- b. El proveedor es responsable de las dimensiones y detalles en los planos de taller y montaje; con la finalidad de facilitar su montaje.
- c. Las placas de unión y el uso de arriostramiento debe ser funcional para una adecuada distribución de esfuerzos, acorde con la economía de materiales y facilidad de montaje.
- d. Las piezas se deben disponer de tal modo que no acumule agua de lluvia. Si no se puede evitar esta situación, se debe diseñar desagües adecuados.
- e. Las uniones se detallan para evitar excentricidad. Cuando no sea posible, los esfuerzos adicionales se deben considerar en el dimensionamiento de todos los elementos que llegan a las conexiones mecánicas.

- f. Las diagonales cruzadas se deben atornillar en sus intersecciones. Si las superficies de contacto no están en el mismo plano, se debe utilizar placas de relleno.
- g. Se debe limitar la longitud máxima de cualquier pieza aislada para efectuar el galvanizado en un solo baño y evitar que no se deforme permanentemente bajo su propia masa durante el manejo y transporte.
- h. En los extremos de los perfiles se pueden hacer recortes, siempre y cuando la reducción de la sección neta no sea mayor que la reducción en el esfuerzo del perfil a lo largo de la unión.
- i. La sujeción entre elementos principales continuos (montantes), se debe diseñar con un mínimo de cuatro tornillos.
- j. Los tornillos deben llevar roldana de presión y tuerca. En las uniones de elementos principales, se debe colocar la tuerca de seguridad (palnut) o contratuerca como se muestra en la fig. 4.7

Se identifica como elementos principales a los montantes de horquillas, cuerpo recto y piramidal, aumentos, cerramiento y extensiones; cuerdas de traveses, crucetas de conductor y de guarda; diagonales de extensiones, stubs y cuadros de cerramientos.

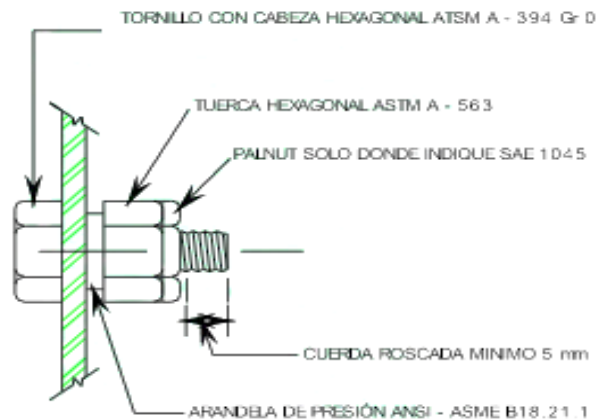


Fig. 4.7 Armado de tornillo.

- k. La longitud de los tornillos tiene que ser tal que después de apretada la tuerca de seguridad p (palnut), quede una longitud libre de 5 mm mínimo.
- l. En cualquiera de las estructuras se permite únicamente dos diámetros de tornillos.
- m. Las diagonales del cuerpo piramidal, aumentos y extensiones, se deben conectar por lo menos con dos tornillos.
- n. Las placas de conexión se deben diseñar de manera que no presenten aristas libres ya colocadas en la estructura.
- o. En el armado de todos los componentes (perfiles) las superficies de contacto deben estar en el mismo plano. No se permiten dobleces en elementos principales y secundarios.
- p. No se admite:
 - Perfiles fabricados con dos tramos unidos con soldadura, tampoco sellos (tapones) con soldadura ni ranuras en barrenos.
 - la existencia de soldadura en perfiles.
 - Despatines: en ningún perfil con esfuerzos calculados ni en la intersección de diagonales cruzadas.
 - Unión de tres o más perfiles cuyos extremos estén unidos con un solo tornillo.
- q. Las placas de sujeción de las cadenas de aisladores deben estar provistas de taladros adicionales para maniobras de tendido y tensionado de conductores, así como de mantenimiento.
- r. Como parte de la ingeniería de detalle el fabricante debe considerar un empalme de a 400 mm en el stub debajo de la corona del dado o pila de cimentación igual al empalme del stub y pata de extensión e incluirlo en las listas de materiales, planos de taller y montaje.
- s. En la parte superior de los Stub, (fig. 4.8) se debe marcar la nomenclatura completa de la estructura.

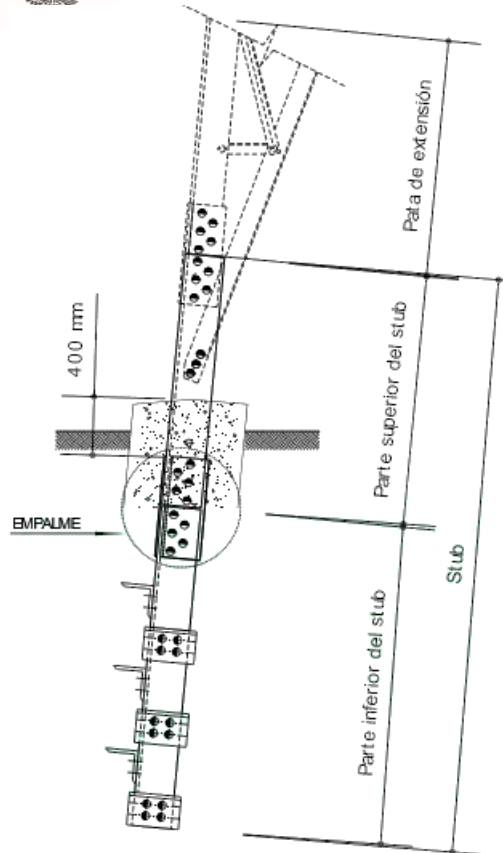


Fig. 4.8 Stub.

4.3.5 Coordinación de aislamiento.

Es el balance entre los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento, que son los sobre voltajes 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 subtransmisión 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.

Para reducir el número de salidas por esta causa, deben ser observados ciertos parámetros y muy particularmente se tienen que controlar los siguientes:

- La longitud de la cadena de aisladores.
- El ángulo de blindaje, verificando el diseño de las estructuras.
- El sistema de conexión a tierra.

La Tensión Crítica de Flameo (TCF) 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:

$$\text{NBAI} = 0,961\text{TCF} \quad \text{ec.4.1}$$

4.3.5.1 Determinación del aislamiento.

La longitud 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.

4.3.5.2 Longitud de la cadena de aisladores.

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:

$$d = \text{TCF}/\text{Kco} \quad \text{ec.4.2}$$

Dónde:

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.

Las características eléctricas del soporte, calculadas a condiciones normalizadas se deterioran con la presión atmosférica y ésta disminuye con el aumento de la altitud y la temperatura, al aumentar la humedad las tensiones de soporte

aumentan hasta antes de que se condense la humedad en la superficie del conductor, por lo tanto, deben considerarse los siguientes factores de corrección:

Factor de corrección por densidad de aire (**Kda**):

$$Kda = (b/b_0) * ((273+T_0)/(273+T)) \quad \text{ec.4.3}$$

Dónde:

- T** Temperatura ambiente en grados centígrados
- b** Presión barométrica en mbar
- T₀** Temperatura ambiente de condiciones estándar (20 °C)
- b₀** Presión barométrica en condiciones estándar (1013 mbar)

Con el valor de la altitud y/o presión atmosférica, se puede obtener el valor del factor de corrección **Kda**

El factor de corrección por humedad (**Kh**), es un factor que depende de la humedad absoluta del sitio en gr/m³. Conocidos la temperatura del bulbo húmedo del lugar y la humedad relativa del aire más críticas de las regiones por donde cruza la línea y teniendo el valor de humedad absoluta obtenemos el valor de **Kh**, considerando los factores de corrección por humedad y por densidad de aire se puede obtener con la relación:

$$Kco = Kr(Kda/Kh) \quad \text{ec.4.4}$$

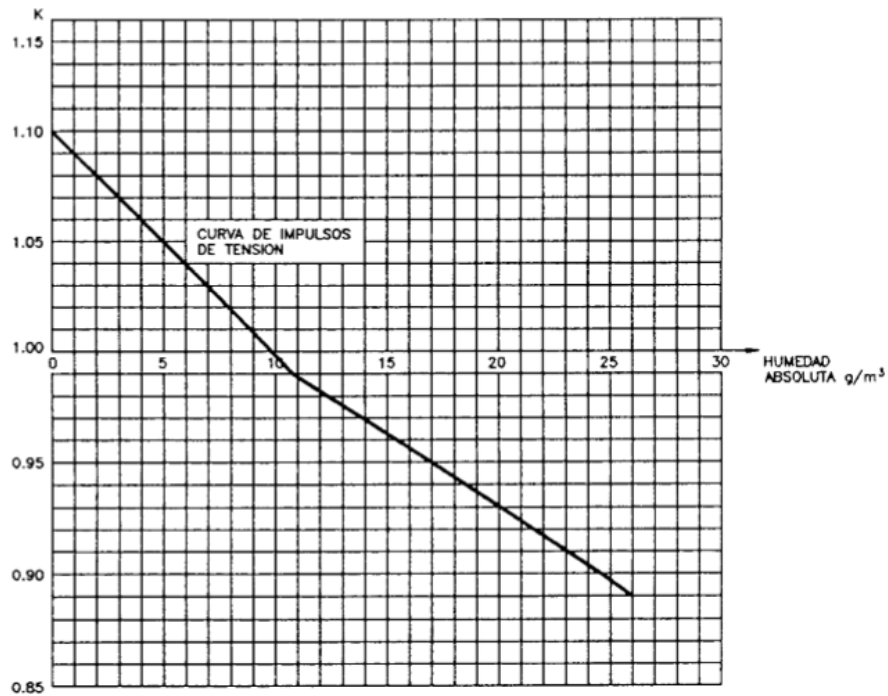


Fig. 4.9 Factor k de corrección por humedad en función de la humedad absoluta.

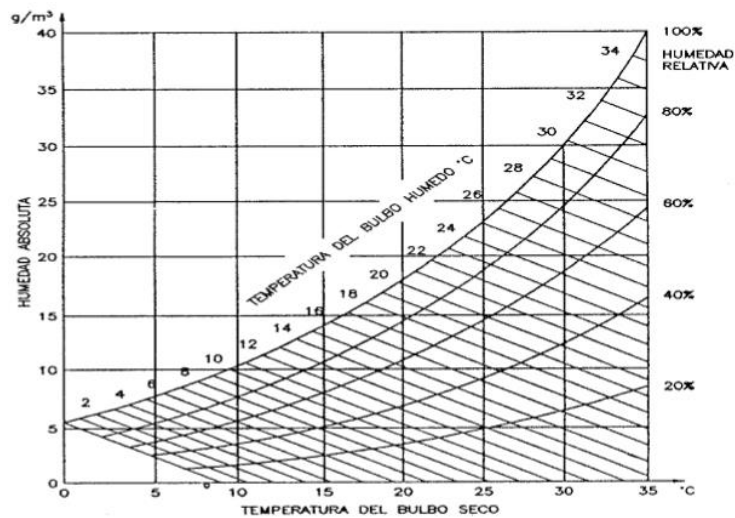


Fig. 4.10 Humedad absoluta del aire en función de las temperaturas de bulbo seco, bulbo húmedo y de la humedad relativa en por ciento.

4.3.5.3 Distancia de fuga

La distancia de fuga de un aislador se define como la distancia más corta, o la suma de distancias más cortas a lo largo del contorno de la superficie externa del

material aislante, la relación entre esta distancia y el voltaje máximo de fase a fase o de fase a tierra determina las distancias específicas de fuga entre fases o fase a tierra, respectivamente. El cálculo del número de aisladores partiendo de la distancia de fuga para un voltaje máximo, está dada por la fórmula:

$$D_{ftc} = D_{fmn} V_m k \quad \text{ec.4.5}$$

donde:

- D_{ftc}** Distancia de fuga total de la cadena de aisladores en mm
- D_{fmn}** Distancia de fuga mínima nominal en mm/kV tomada de la especificación CFE-L0000-06.
- V_m** Voltaje máximo del sistema en KV proporcionado en la especificación CFE-L0000-06
- k** Factor de corrección por diámetro de los aisladores y que puede ser:
 - k** 1,0 para aisladores de suspensión o tipo cadena y para aisladores tipo poste con diámetro menor a 300 mm
 - k** 1,10 para aisladores tipo poste con diámetro mayor que 300 mm y menor o igual que 500 mm
 - k** 1,20 para aisladores tipo poste pero con diámetro mayor que 500 mm

Para el cálculo de estas distancias se toma un factor de 1.05 veces la distancia de fase a tierra, por los herrajes que llevan las cadenas y en su caso los aisladores tipo poste. El número de los aisladores (NA) está determinado por la siguiente expresión:

$$NA = \frac{(1.05)(\text{Distancia de fuga})}{\text{Distancia de fuga del aislador seleccionado}} \quad \text{ec.4.6}$$

4.3.6 Distancias mínimas de seguridad

Distancia entre fases.

De acuerdo a la normativa, la separación mínima entre dos conductores desnudos para secciones superiores a 33 mm² (caso de líneas de alta tensión) es:

$$D = 0.36 * \sqrt{F} + \frac{kV}{130} + 0.5 * C \quad \text{ec.4.7}$$

Dónde:

- D** Distancia entre fases, en metros.
- F** Flecha del conductor sin sobrecarga a 30°C, en metros.
- kV** Voltaje entre fases de la línea, en kilovolt.
- C** Longitud de la cadena de aisladores de suspensión, en metros. Cuando se trate de una cadena de anclaje, C = 0 metros.

Para tomar en cuenta la altitud de la instalación y corregir la distancia eléctrica por la densidad relativa del aire (δ), en la ecuación 4.7 se debe reemplazar el término $kV/130$ por $kV/(130*\delta)$.

Se considera que la cadena se desvía con el viento y cuya expresión es la siguiente:

$$D = K * \sqrt{F + L} + \frac{kV}{150} \quad \text{ec.4.8}$$

Donde,

- D** Distancia entre fases en el centro del vano, en metros.
- K** Constante que depende del ángulo máximo de oscilación por efecto del viento.
- F** Flecha del conductor a 50°C, para la luz máxima, en metros.
- L** Longitud de la cadena de aisladores, en metros.
- kV** Voltaje entre fases de la línea, en kilovoltio.

Se especifican dos series de valores de K en función del ángulo, una para fases de la misma altura y otra, de la cual resultan distancias mayores, para fases ubicadas una sobre otra, que se muestran en la tabla siguiente:

Rango de "α"	Valor de K en (°/1)
α < 40°	0.60
40° < α < 55°	0.62
55° < α < 65°	0.65
α > 65°	0.70

Tabla 4.14 Valores de K en función del ángulo de desviación de la cadena de aisladores "α" para fases ubicadas una sobre otra.

Distancias entre fases en vertical

Esta distancia queda definida por:

$$A = L + D_s + 0.5 \quad \text{ec.4.9}$$

Dónde:

- A** Distancia entre fases vertical, en m.
- L** Longitud de la cadena de aisladores, en m.
- D_s** Distancia fase-tierra, en m.

Se agregan 50 cm para tomar en cuenta las dimensiones de la cruceta inferior más protección contra pájaros (peinetas). Esta distancia se compara con la distancia mínima de la norma, seleccionando la que resulte mayor.

Distancia de la cruceta más baja al suelo.

Esta distancia se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$B = H_0 + F_{mx} + L \quad \text{ec.4.10}$$

$$H_0 = 6 + 0.006 * kV \quad \text{ec.4.11}$$

Dónde:

- B** Altura de la cruceta inferior, en m.
- H₀** Altura mínima al suelo según reglamento chileno, en m.
- F_{mx}** Flecha calculada con la temperatura máxima posible del conductor, en m.
- L** Longitud de la cadena de aisladores, en m.
- kV** Voltaje nominal entre fases de la línea, en kV.

4.3.7 Sistema de Tierras

Los sistemas de puesta a tierra se encargan de reducir o evitar las sobretensiones en las cadenas de aisladores, reduciendo a su vez las posibilidades de interrupción del servicio, daños en las instalaciones y lo más importante, evitar daño físico a las personas o animales en las inmediaciones de las estructuras. Para líneas de transmisión aéreas, el sistema de puesta a tierra incluye:

Hilos de guarda: Es un conductor generalmente de acero que protege a la línea de transmisión de descargas atmosféricas.

Estructura: Es la unidad principal que soporta los aisladores, conductores y accesorios de una línea de transmisión.

Red de puesta a tierra: Conjunto de electrodos verticales y horizontales enterrados, encargados de drenar a tierra las corrientes. Es un punto de conexión seguro de aterrizamiento para el personal durante maniobras con líneas energizadas o desenergizadas.

Tierra natural o relleno: Puede estar constituido de material producto de la excavación o de banco de préstamo de origen orgánico, su función es disminuir la resistividad alrededor de los electrodos para lograr una resistencia baja de puesta a tierra.

Conectores: Elementos utilizados para unir dos partes metálicas de la red de puesta a tierra, de tal manera que se garantice el contacto permanente entre ellas. El aumento del potencial en una estructura de una línea de transmisión que ha sufrido el impacto de una descarga atmosférica, depende de los parámetros de la corriente originada por dicha descarga pero principalmente de la resistencia del sistema de puesta a tierra (o resistencia al pie de la torre). La resistencia al pie de la torre depende del valor de la resistividad del terreno.

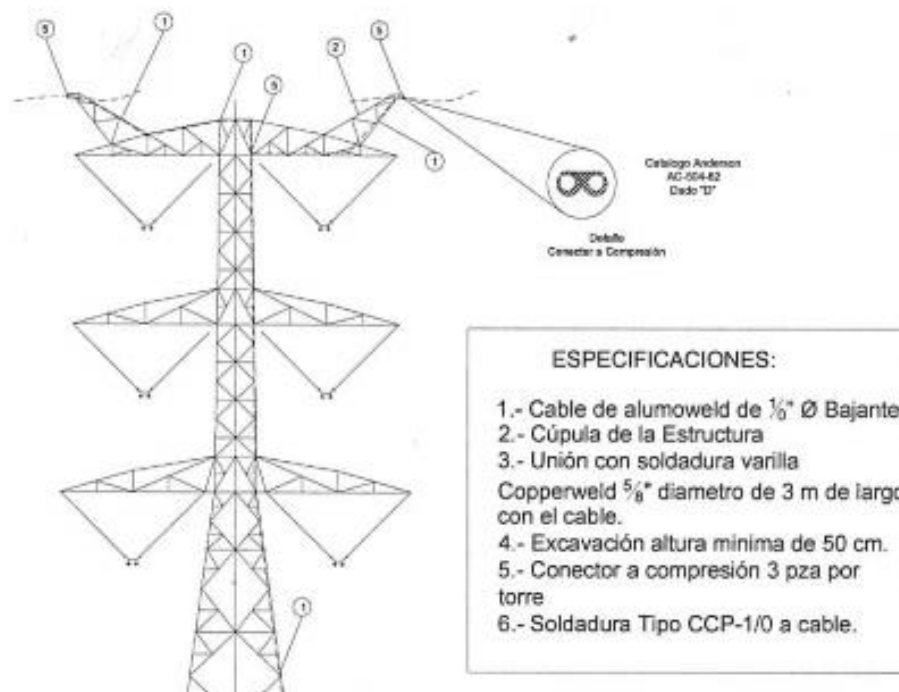


Fig.4.11 Componentes de sistema de tierra en torre EA4A22MB (K8)

4.3.7.1 Resistividad eléctrica del suelo

Es un parámetro utilizado en el diseño de una red de puesta a tierra, su desempeño es influenciado por las características del suelo circundante a los electrodos de tierra. La resistividad eléctrica del suelo influye en el aumento de potencial de torres de líneas de transmisión que reciben la incidencia de descargas atmosféricas. La resistividad eléctrica depende de factores como: tamaño de los granos del material del que está compuesto el suelo, tamaño y forma de los espacios que se encuentran en el suelo, composición química de las sales disueltas en el agua contenida en el suelo, temperatura del suelo y contenido de humedad.

4.3.7.2 Medición de la resistividad del terreno

Para medir la resistividad del terreno se necesita hacer que circule una corriente a través de él. Para esto se requiere de insertar electrodos en el suelo que propicien tal circulación de corriente. El método utilizado es el de los cuatro electrodos

4.3.7.3 Sobretensiones en líneas de transmisión.

Las sobretensiones se identifican como cualquier tensión transitoria entre fase y tierra o entre fases con un valor de cresta mayor que el valor cresta de la tensión máxima del sistema. Es decir:

$$V_{FG} = V_{m_rms} \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \quad \text{ec.4.12}$$

$$V_{FF} = V_{m_rms} \sqrt{2} \quad \text{ec.4.13}$$

Dónde:

V_{m_rms} Tensión rms máxima del sistema kV.

V_{FG} Sobretensión fase a tierra kV.

V_{FF} Sobretensión fase a fase kV.

Las sobretensiones transitorias en los sistemas de transmisión se pueden clasificar de acuerdo con su forma y duración en:

- c) Sobretensión temporal.
- d) Sobretensión transitoria.
- e) Forma de onda de tensión normalizada.
- f) Nivel cerámico y densidad de rayos a tierra. (Anexo 1)

4.3.8 Sistema de amortiguamiento.

Se refiere al amortiguamiento necesario en cada uno de los claros efectivos a lo largo de la línea de transmisión, con el objeto de evitar que se resulten dañados los cables conductores e hilo de guardia con fibras ópticas por efecto de vibraciones eólicas e impedir la transmisión de esfuerzos adicionales a la estructura.

Sistema a base de amortiguadores de vibración.

En el caso de uno o dos conductores por fase, se debe considerar el sistema de amortiguamiento utilizando amortiguadores de vibración que cumplan con lo indicado en la norma de referencia NRF-058-CFE.

Claro efectivo	N° de amortiguadores por conductor
Hasta 450 m	2 piezas (1 por extremo)
451 – 650 m	4 piezas (1 por extremo)
651 m y mayores	6 piezas (1 por extremo)

Tabla 4.15 Amortiguamiento por conductor en cada claro efectivo.

Respecto al procedimiento de instalación y la ubicación de los amortiguadores, se deben cumplir con las recomendaciones del fabricante de los amortiguadores tomando en cuenta la información del catálogo, ficha técnica del producto, método de instalación, y la distribución de los amortiguadores para diferentes claros del proyecto.

La conexión mecánica del amortiguador al cable conductor debe cumplir con las recomendaciones del fabricante entre otros en lo que se refiere al par de apriete y el aseguramiento del tornillo de sujeción, de tal forma que se eviten daños al cable o deslizamiento sobre el mismo.

Sistema a base de separadores-amortiguadores.

En el caso de tres o más conductores por fase, se debe considerar el sistema de amortiguamiento utilizando separadores-amortiguadores que cumplan con la doble función. Se debe desarrollar un estudio de amortiguamiento con el objeto de determinar la cantidad y ubicación de estos dispositivos necesarios para cumplir con su doble función.

La conexión mecánica del separador- amortiguador al cable conductor debe cumplir con las recomendaciones del fabricante en lo que se refiere al par de apriete y el aseguramiento del tornillo de sujeción, de tal forma que eviten daños al cable o deslizamiento sobre el mismo.

4.3.9 Separadores.

Para dos conductores por fase los separadores deben ser del tipo flexible para mantener los conductores de la misma fase a una distancia de 450 mm. Se debe realizar un estudio de distribución de separadores para los diferentes claros del proyecto. Toda la información referente a la distribución de separadores se debe incluir como parte de la memoria técnica del proyecto.

Para dos o más conductores por fase no se aceptan separadores rígidos.

Para dos conductores por fase no se aceptan separadores-amortiguadores.

4.3.10 Flechas y catenarias.

Las líneas de transmisión están constituidas por conductores, los cuales estarán sometidos a una serie de cargas cuando están instalados en las estructuras. Las influencias atmosféricas determinan el comportamiento mecánico de los conductores, modificando la tensión mecánica que se les dio cuando se tensaron.

Estás son principalmente: Las variaciones de la temperatura ambiente, que por efecto de contracción o dilatación alteran la longitud de éstos, haciéndola mayor o menor. Si la temperatura aumenta, la longitud del conductor se incrementa, aumentando su flecha, y su tensión mecánica disminuye. Si la temperatura disminuye, la longitud del conductor sufre un decremento, disminuyendo su flecha, y su tensión mecánica aumenta.

La fuerza que ejerce el viento sobre los conductores actúa como una sobrecarga, ya que al sumarse con el propio peso del conductor, hace que el efecto sea el de un aumento aparente de dicho peso. La fuerza que ejerce el hielo sobre los conductores, supone otra sobrecarga, de acción vertical, que se superpone al peso propio del conductor, esta condición solo se aplica a zonas geográficas de baja temperatura.

El cálculo de flechas y tensiones es el procedimiento para calcular las tensiones sobre el conductor bajo las diferentes hipótesis de carga que modelan el funcionamiento de la línea de transmisión.

Flecha

En el caso de que la línea se ubique en terreno plano, y con la información de altura de las estructuras se puede calcular el valor de la flecha. La cual contempla el libramiento mínimo requerido a tierra. La flecha de la catenaria se calcula con la ecuación 4.3 En la Figura 4.7 se pueden observar éstos parámetros.

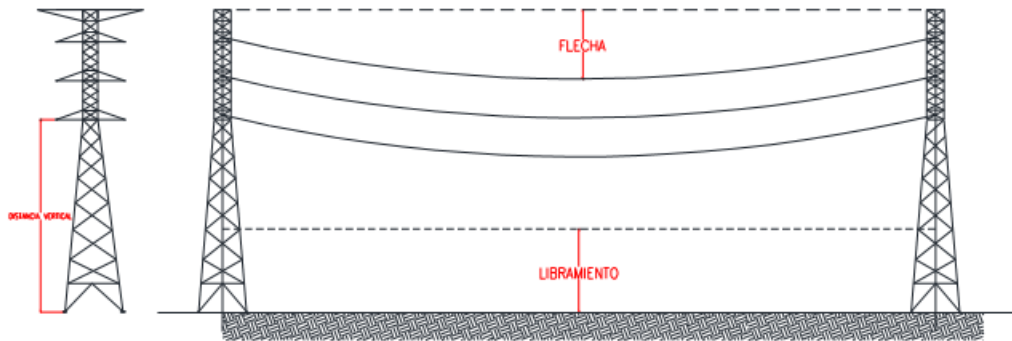


Fig.4.7 estructura de transmisión usada en proyecto.

$$f = h - I_s$$

4.14

Dónde:

f Flecha m.

h Distancia vertical del punto de sujeción del conductor más bajo a tierra m.

I_s Libramiento mínimo m.

Planteamiento de la ecuación de la flecha para el cálculo de catenaria

Un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos por los puntos A y B situados a la misma altura, forma una curva llamada catenaria. La distancia f entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta AB, que une los apoyos, recibe el nombre de flecha. Se llama claro a la distancia "a" entre los dos puntos de amarre A y B.

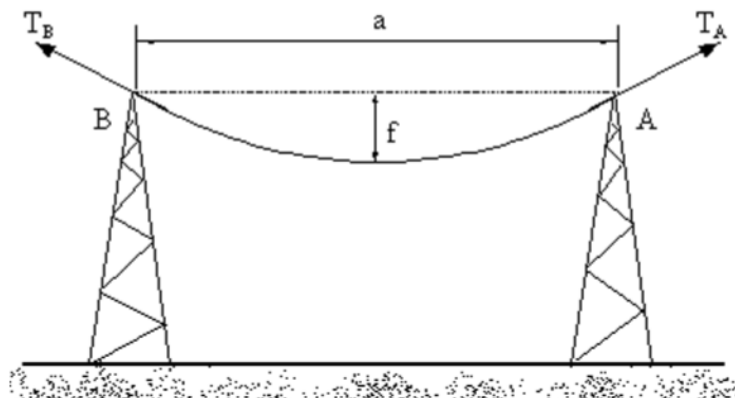


Fig. 4.12 Esquema de la flecha formada por el conductor.

Las crucetas deberán soportar las tensiones T_A y T_B que ejerce el conductor en los puntos de amarre. La tensión $T = T_A = T_B$ dependerá de la longitud del claro, del peso del conductor, de la temperatura y de las condiciones atmosféricas.

Para claros de hasta 500 metros podemos equiparar la forma de la catenaria a la de una parábola, lo cual ahorra unos complejos cálculos matemáticos, obteniendo, sin embargo, una exactitud más que suficiente.

La catenaria deberá emplearse necesariamente en claros superiores a los 1000 metros de longitud, ya que cuanto mayor es el claro menor es la similitud entre la catenaria y la parábola. Se calcula la relación que existe entre la flecha y la tensión. Para ello representamos el conductor de un claro centrado en unos ejes de coordenadas:

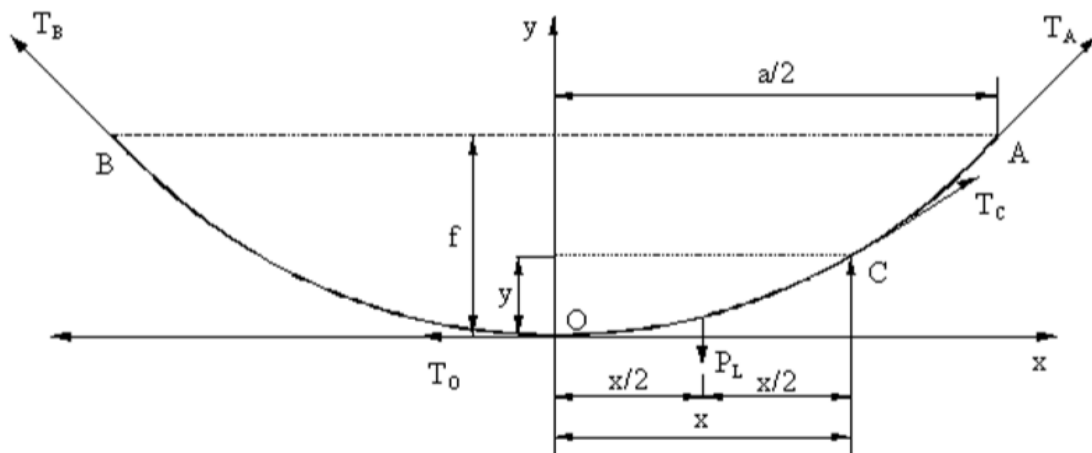


Fig.4.13 Representación del conductor en un claro centrado en ejes de coordenadas.

Se considera un trozo de cable OC que tendrá un peso propio P_L aplicado en el punto medio y estará sometido a las tensiones T_O y T_C aplicadas en sus extremos. Tomando momentos respecto al punto C tendremos:

$$P_L \frac{x}{2} = T_0 y \quad \text{ec.4.15}$$

Por lo tanto el valor de "y" será:

$$y = \frac{x P_L}{2 T_0} \quad \text{ec.4.16}$$

Si llamamos P al peso unitario del conductor, el peso total del conductor en el tramo OC, que hemos llamado P_L , será igual al peso unitario por la longitud del conductor, que cometiendo un pequeño error denominaremos x .

Por lo tanto admitiendo que:

$$P_L = P * x \quad \text{ec.4.17}$$

Sustituyendo esta expresión en la fórmula anterior del valor de y resulta:

$$y = \frac{x^2 P}{2T_0} \quad \text{ec.4.18}$$

Si ahora consideramos el punto A correspondiente al amarre del cable en vez del punto C, tendremos que:

$$y = f ; x = \frac{a}{2} \quad \text{ec.4.19}$$

Por lo tanto al sustituir queda:

$$f = \frac{P a^2}{8T_0} \quad \text{ec.4.20}$$

Podemos despejar el valor de la tensión T_0 y tendremos que :

$$T_0 = \frac{P a^2}{8f} \quad \text{ec.4.21}$$

La ecuación 4.20 nos relaciona la flecha f en función de la tensión T_0 , del peso unitario del conductor P y de la longitud del vano a .

Si comparamos esta ecuación de la parábola con la de la catenaria:

$$f = \frac{T_0}{P} \left(\cosh \frac{aP}{2T_0} - 1 \right) \quad \text{ec.4.22}$$

Podremos observar la complejidad de ésta, y como demostraremos más adelante, los resultados serán prácticamente iguales.

Nos interesa trabajar con la tensión T_A en lugar de la empleada hasta ahora T_0 . Observamos el triángulo de fuerzas compuesto por T_0 , T_A y PL :

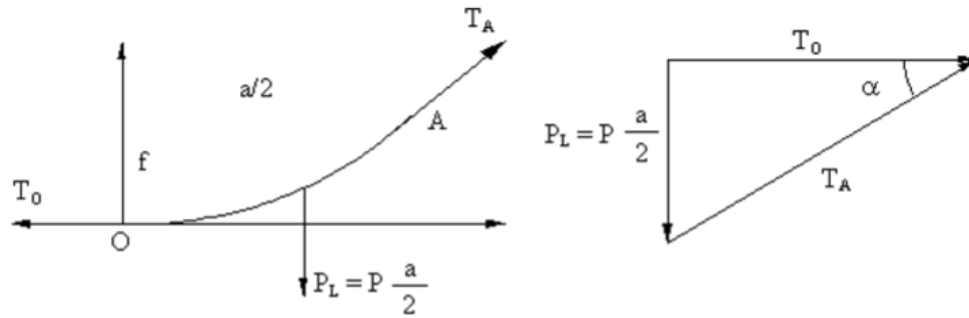


Fig. 4.14 Triangulo de fuerzas.

Aplicando el teorema de Pitágoras tenemos que:

$$T_A^2 = T_0^2 + \left(P \frac{a}{2}\right)^2 \quad \text{ec.4.23}$$

En los casos prácticos que se nos presentan en las líneas aéreas de alta tensión, el valor del ángulo α formado por T_0 y T_A es muy pequeño, por lo que podemos asegurar que $T_0 \approx T_A$, aproximación que emplearemos en cálculos posteriores. Esto equivale a afirmar que la tensión a lo largo del conductor es constante.

Referente a T_A , podemos decir que esta tensión no debe sobrepasar nunca el valor de la carga de rotura del conductor Q , pues de lo contrario se rompería:

$$Q = s S \quad \text{ec.4.24}$$

Siendo s el coeficiente de resistencia a la tracción del conductor utilizado y S la sección del mismo. Puesto que un conductor no debe trabajar nunca en condiciones próximas a las de rotura, se deberá admitir un cierto coeficiente de seguridad n tal que:

$$T_{A \max} = \frac{s S}{n} = \frac{Q}{n} \quad \text{ec.4.25}$$

El Reglamento de Líneas de Alta Tensión admite coeficientes de seguridad mínimos de 2,5 y en algunos casos obliga que sea del orden de 5 o 6.

Capítulo V

5. Construcción de obra electromecánica

5.1 Descripción del proyecto

El proyecto describe la sustitución de 6 estructuras de una línea de transmisión aérea que va de la subestación de la Central Chicoasen (Planta Generadora Hidroeléctrica) y la subestación El Juile. Es una línea de transmisión eléctrica de 400 kV, lo cual de acuerdo al estudio realizado de corrosión en las estructura se necesita para prevenir el colapso de estas y no interrumpir la demanda energética del país.

La línea posee una longitud total de 235.6 km; con una tensión nominal de 400 kV, a una frecuencia de 60 Hz, la cual se ubica en la Región sureste del país y va del estado de Chiapas al estado de Veracruz. El cambio de estructura realizado contemplo 3.03 kilómetros de línea. En la Tabla 4.2 se enlistan los parámetros mencionados y la configuración física de los conductores.

CARACTERISTICAS	VALOR
Tensión de transmisión entre fases	400 kv
Frecuencia nominal	60 Hz
Disposición de fases en el espacio	Horizontal
Cantidad de circuitos	2
Longitud de la línea	235.6 km
Conductores por fase	2
Tensión de aguante nominal de impulso por rayo de fase a tierra	1050 kv

Tabla 5.1 *Parámetros eléctricos y configuración física.*

Se sustituirán 6 estructuras con dos circuitos, con conductor ACSR 1113 kcmil, dos conductores por fase; con estructuras tipo cara de gato y se sustituirán por estructuras de cuerpo recto, como las que se muestran en la Figura 4.2 y 4.3; la disposición de fases en el espacio es horizontal y en las 6 nuevas estructuras pasara a ser vertical por circuito. En la Tabla 2.6 se muestran las características básicas del conductor tipo 1113 kcmil.

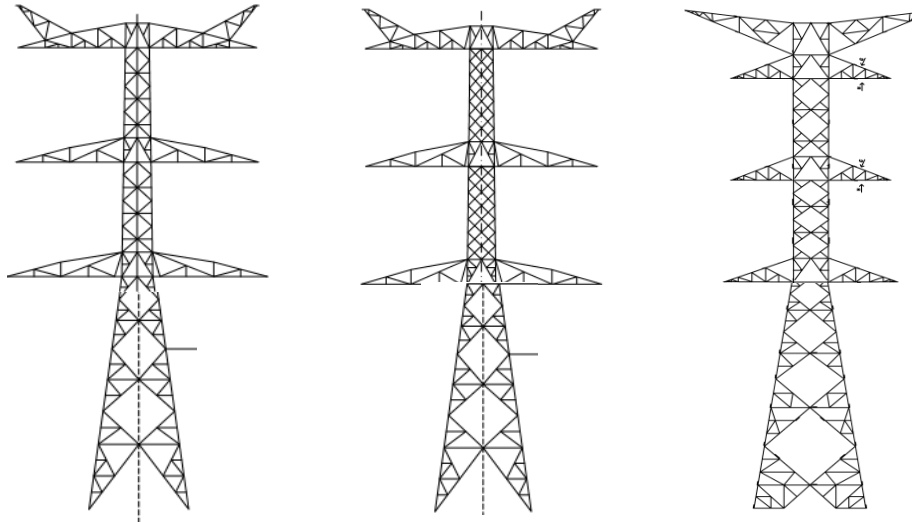


Fig. 5.1 Estructuras de cuerpo recto EA4W22MB K8, K9 Y KC

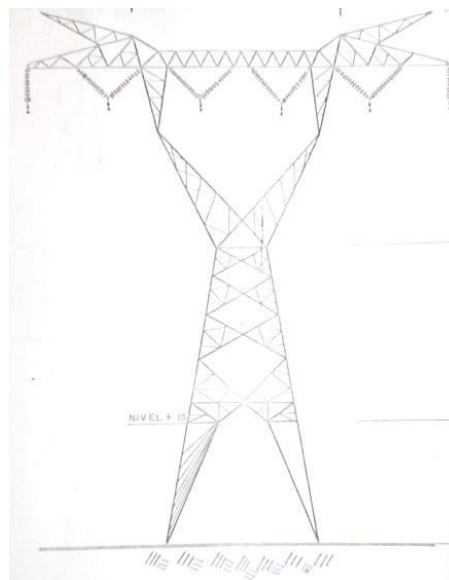


Fig. 5.2 Estructura de acero corten 400kv chicoasen-juile doble circuito.

Para la selección del tipo y calibre del conductor se analizaron las condiciones en que operará la línea, tales como condiciones climatológicas (en la Tabla 4.3 se enlistan estas condiciones) al ser solo la sustitución de estructuras no es necesario realizar el cambio de tipo de conductor ya que los cálculos y estudios ya han sido realizados.

CARACTERÍSTICAS	VALOR
Altitud máxima	24 m.s.n.m
Altitud mínima	19 m.s.n.m

Temperatura máxima	44°C
temperatura media	28°C
Temperatura minima	14°C
Presión del viento máxima	12.6 nudos
Presión del viento reducida	6 nudos
Zona sísmica	B
Coeficiente sísmico del terreno	1.0
Nivel de contaminación	Alta
Tipo de contaminación	Industrial
Densidad de descarga atmosférica	1/2.9 Rayo/km ² /año

Tabla 5.2 Datos geográficos y meteorológicos.

5.2 Estructuras

Las estructuras a utilizar en el proyecto son estructuras (EA4W22MB) 2 estructuras tipo K9; 3 estructuras tipo K8 y 1 estructura tipo KC de acero galvanizado Autosoportadas. En el plano general de trayectoria se hace la distribución de estructuras de acuerdo a la posición de las estructuras cara de gato a remplazar. En la Tabla 4.4 se enlistan las características de estas estructuras.

DESCRIPCION	VALOR		
	K8	K9	KC
Tipo de estructura	K8	K9	KC
Uso	suspensión	suspensión	remate
Cantidad de circuitos	2	2	2
Deflexion	0	0	0
Claro horizontal	40m	40m	40m
Altitud	75m	75m	75m

Tabla 5.3 Estructura a utilizar en el proyecto

5.3 Aisladores y herrajes

La línea de transmisión MMT-A3040/A3140-JUI requiere de aislamiento en tensión y en suspensión, como se indica:

Cálculo basado en el estudio CFE-LAPEM, “Distancias de aislamiento en aires y selección del número de aisladores para estructuras de líneas de transmisión.

Aislamiento en tensión: 2 cadenas con 25 aisladores de vidrio templado de 160 kN De acuerdo con la Norma de Referencia NRF-018 “Aisladores tipo suspensión de porcelana o vidrio templado”.

Aislamiento en suspensión: cadena doble en “V” con 25 aisladores de vidrio templado de 111 kN por cadena. De acuerdo con la Norma de Referencia NRF-018 “Aisladores tipo suspensión de porcelana o vidrio templado”.

Herrajes para conductor: Los herrajes cumplen con la capacidad mínima de 160 kN para las cadenas de tensión y suspensión. De acuerdo a lo indicado en la Norma de Referencia NRF-043 “Herrajes y conjuntos de herrajes para líneas de transmisión aéreas con tensión de 115 kV a 400 kV”.

Herrajes para hilo de guarda 9/16: Los herrajes cumplen con la capacidad mínima de 111 kN para conjuntos de suspensión; 95% de la tensión de ruptura del hilo de guarda tipo AAS 9/16, para los conjuntos de tensión. De acuerdo a lo indicado en la Norma de Referencia NRF-043 “Herrajes y conjuntos de herrajes para líneas de transmisión aéreas con tensión de 115 kV a 400 kV”.

5.4 Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra que se implementó en la sustitución de estructuras en la línea de transmisión, consiste de 2 electrodos de tierra tipo coperweld 5/8 por 3m de largo unidos entre sí por cable alumoweld 1/0 soldado en una de las 4 patas de la estructura. En la Figura 4.5 se puede observar a detalle los electrodos de tierra y las uniones.

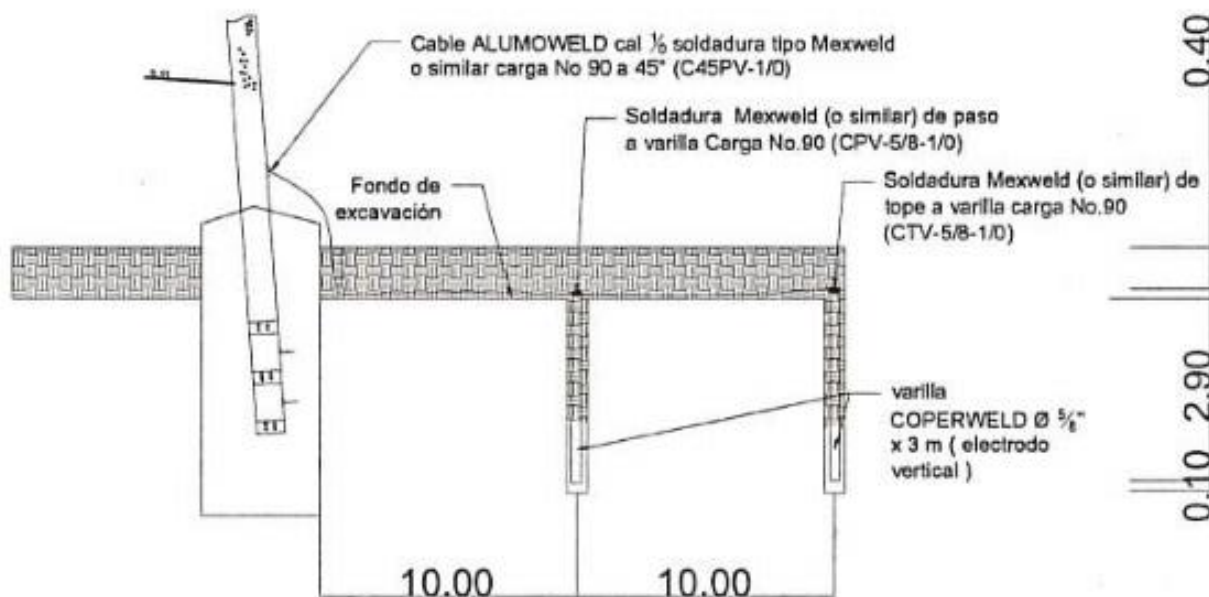


Fig. 5.3 Sistema de puesta a tierra, corte del diseño contra antenas.

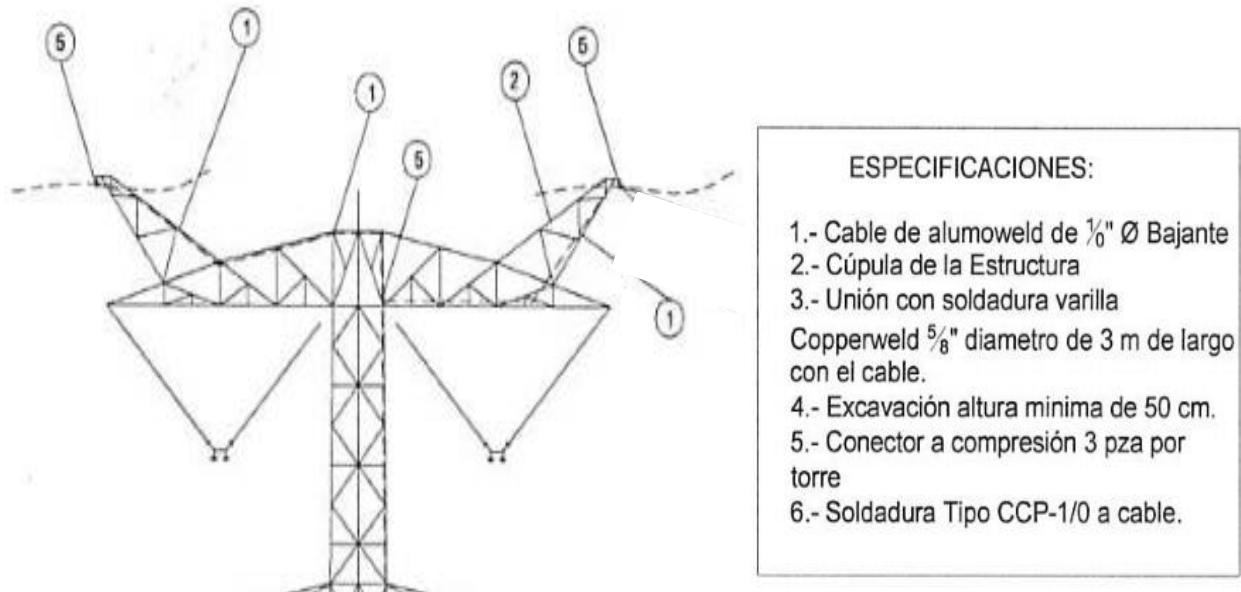


Fig. 5.4 Sistema de puesta a tierra, partes de bajante.

Como residente profesional y aun estudiante me permito expresar que se han cumplido correctamente los objetivos planteados en el proyecto al sustituir exitosamente las estructuras antes mencionadas en la LT CHI-A3040/A3140-JUI. Contando con las medidas de seguridad necesarias.

Me complace haber realizado mi residencia profesional en esta empresa ya que el conocimiento adquirido es muy gratificante. La teoría puede llegar a ser tediosa y complicada pero cuando es llevada a la práctica puede tornarse muy entendible y llamar aún más tu atención ayudando así al entendimiento de esta.

He participado en actividades que me han enseñado muchas cosas tanto en el ámbito eléctrico que me ayudan a fortalecer mi estudio como en diferentes ámbitos lo que me ha ayudado a fortalecer también esa parte humana y de ingenio, para dar solución a problemas para poder tener el ingenio suficiente y resolver problemas o situaciones.

Curso de estructuras de emergencia: Tuve una participación en este curso al apoyar en las instalaciones del almacén con el prearmado de los aisladores y herrajes para el izaje de una torre tipo chainette en la subestación El Sabino. Lo cual ayudo después en la emergencia que hubo en la LT A3T90 cerca de la subestación de la Angostura al instalar 2 torres tipo chainette tras el colapso de las antes existentes.

Trámite y documentación: Fui participe en estas actividades con el papeleo correspondiente para obtener derecho de vía y problemática de acceso en la zona de la sustitución de estructuras, así como en otras partes de la línea con problemática. Tramites de traslado del material a utilizar en la obra.

Ingeniería de detalle: Una vez establecido el contrato con la empresa contratista con CFE realizamos la revisión electromecánica y de las medidas de las estructuras tomando en cuenta las medidas mínimas establecidas por las normas en las distancias de conductores a tierra, entre conductores, hilos de guarda, flechas, cadenas de aisladores, ángulo de blindaje.

Reportes y ordenes de trabajo: Se recibía y capturaba los reportes de trabajo por parte de los linieros y se emitían órdenes de trabajo según las actividades que se debían realizar con mayor prioridad. Semanalmente se subían las actividades relevantes a una plataforma en internet.

Seguimiento de la obra: Fui participe de la supervisión de obra observando detalles como número de piezas, ubicación, cantidades de herraje, aisladores, su colocación y sujeción.

Patrullaje aéreo: Colabore en patrullaje aéreo sobre las estructuras ya sustituidas para revisar con ayuda de una cámara termografía una vez terminada la obra. Y otras para la revisión de brecha en toda la línea.

Mediciones: Apoyo en las mediciones de tierra en las estructuras.

5 Construcción

La sustitución de las estructuras Autosoportadas número 382 a la 387 de la línea MMT-A3040/A3140-JUI 400kv de doble circuito y doble conductor por fase, se dividió por tiempos en cuanto a la disposición de la línea. Fueron tres libranzas disponibles donde la línea estuvo desenergizada en ambos circuitos y se concluyeron dos estructuras por libranza.

La obra electromecánica comienza con el armado de las patas de las estructuras y parte del cuerpo piramidal hasta llegar a una distancia considerable donde no se rompan las distancias mínimas de seguridad establecidas. Ya que esto se realiza antes de la primer libranza, esto se realiza con la línea energizada por ellos se requiere su construcción solamente hasta cierta altura.

El armado de las estructuras se realiza con la ayuda de las listas tope las cuales indican cada una de las piezas ya que estos ángulos que conforman la estructura vienen ya con la medida exacta tanto en el corte como en su perforación para la tornillería.

Se comienza con el armado de las patas a ras de suelo para después con ayuda de una grúa levantarlas y unir las a la cimentación y a las otras patas ya armadas. Cuando las cuatro patas quedan unidas a la cimentación y entre si se procede a unir pieza por pieza al igual que las patas y toda la estructura unidas con placas y



tornillería especial y certificada.

Fig. 5.5 Armado de patas con placas y tornillería.

La distancia de seguridad en el armado de la nueva estructura juega un papel muy importante y con lo que hay que tener mucha precaución ya que si se excede se corre el riesgo de que la línea con el aire ionizado afectado por los campos electromagnéticos y la estática que provoca sobre los metales que se manejan,



provoquen un cortocircuito. Poniendo en riesgo a los trabajadores.

Fig. 5.6 Armado de patas y parte de cuerpo piramidal antes de libranza.

Una vez armada la estructura hasta una altura prudente, se espera la libranza para poder continuar con el montaje de la estructura.

Una vez recibida la libranza con una duración de 4 días en licencia en muerto, se realiza el aterrizamiento de los conductores, en las torres contiguas al tramo de torres en el que se realiza maniobras, en los circuitos A3040 Y A3140. Una vez asegurada la zona de trabajo se suben poleas a las torres y se precede a continuar con el montaje y vestido de las estructuras.

Cuando el armado alcanza una altura en la cual la grúa ya no puede apoyar, se colocan poleas para continuar con el montaje. Cuando el montaje de la estructura este completo en la parte de la cruceta alta se procede a instalar el herraje y los aisladores necesarios como preparación para la reubicación de los conductores.



Fig. 5.7 Aterrizamiento y montaje de las torres.

Se continúa con la reubicación de los cables conductores en las torres nuevas, dejándolos sobre poleas previamente instaladas. Posteriormente se realizan maniobras para continuar y concluir con el montaje y vestido de las nuevas estructuras, así como desmantelamiento de las antiguas torres hasta una altura en la que permita realizar las maniobras de desmantelamiento con licencia en vivo.



Fig. 5.8 Montaje y vestido de estructura (K9)

Se continúa con la obra al recuperar la verticalidad de las cadenas de aislamiento en las torres ambiguas, es decir que las cadenas de aislamiento y herrajes tomen nuevamente su posición normal, de tal manera que se asegure la correcta operación de la línea de transmisión.

La verticalidad de las cadenas de aisladores y herrajes se consigue llegando hasta el yugo que sostiene la clema, aflojar las tuercas de la clema para poder recorrer el conductor y que con esto se muevan las cadenas, regresándolas a su lugar correcto para mantener las distancias de seguridad entre conductor y estructura.

Se procede a retirar los cables de tierras provisionales que previamente se instalaron por seguridad. Y se verifica que no quede ningún cable de acero, gazas, poleas o equipos de trabajo arriba de las nuevas torres, para poder devolver la licencia en muerto.



Fig. 5.9 Estructura completamente montada y vestida

Una vez teniendo 2 de las 6 torres nuevas y se procede a concluir el desmantelamiento total de las estructuras que se sustituyeron. Durante la libranza en muerto, se debe colocar a los hilos de guarda una madrina de 40 m aproximadamente, precediendo a rematar dichos cables en ambos lados de las torres. Al termino de devuelve la libranza con licencia en muerto y se energiza nuevamente.

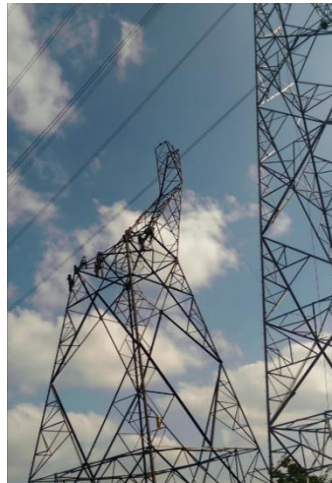


Fig. 5.10 Desmantelamiento de estructuras.

Para la segunda y tercer libranza se realiza el mismo procedimiento en las estructuras 385 y 384 para la segunda libranza y 383 y 382 para la tercer libranza. Concluyendo así con las 6 estructuras a sustituir. Al finalizar se traslada el acero corten de las estructuras hacia el almacén de Acayucan.



Fig. 5.11 *Sustitución de estructura concluida (KC).*

Para la puesta en servicio se llevaran a cabo las pruebas de puesta a tierra y se llevara a cabo una inspección visual para asegurar que todo marche bien y en orden.

Capítulo VI

6. Conclusión.

Realizar la sustitución de las estructuras Autosoportadas en esta zona y conocer los mantenimientos que se necesitan para poder mantener la continuidad de la energía eléctrica es muy importante no solamente para la Comisión Federal de Electricidad, sino también para las industrias que dependen de la energía que se transmite por esta línea.

La falla de esta línea ya sea por falta de mantenimiento o por la corrosión de su estructura, provocaría grandes pérdidas para las industrias a las que se transmite la energía y grandes gastos para la CFE ya que el objetivo es reparar lo más rápido posible la falla y cuando una estructura colapsa se mueve personal, material y equipo de forma imprevista para la colocación de estructuras de emergencia, sustituyéndolas después con estructuras Autosoportadas.

ANEXOS

Anexo 1 Nivel Ceráunico

Cuantifica la frecuencia de la densidad de descargas en el sitio, representada por el índice N_g , que expresa descargas/km²/año. Existen parámetros que modifican el valor de este parámetro, sobre todo la distribución de las lluvias en la región, la latitud y el relieve del sitio, por lo cual otra forma de expresar la intensidad de la actividad atmosférica, es por medio de los mapas isoceráunicos que representan las zonas geográficas con un número promedio de días con tormenta anual.

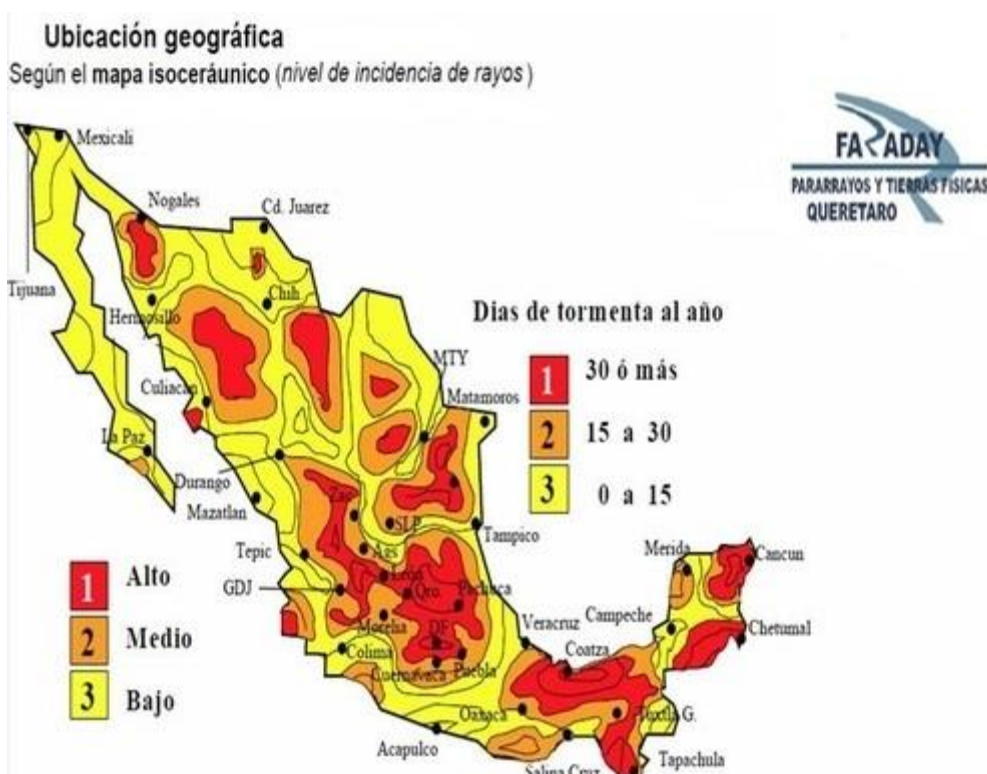


Fig. A1.1 Mapa isoceráunico de México.

Anexo 2 Velocidad del diseño

Es la velocidad con la cual se calculan los efectos del viento sobre estructuras de soporte, cables y aisladores. La velocidad de diseño en km/h, se obtiene con la siguiente expresión

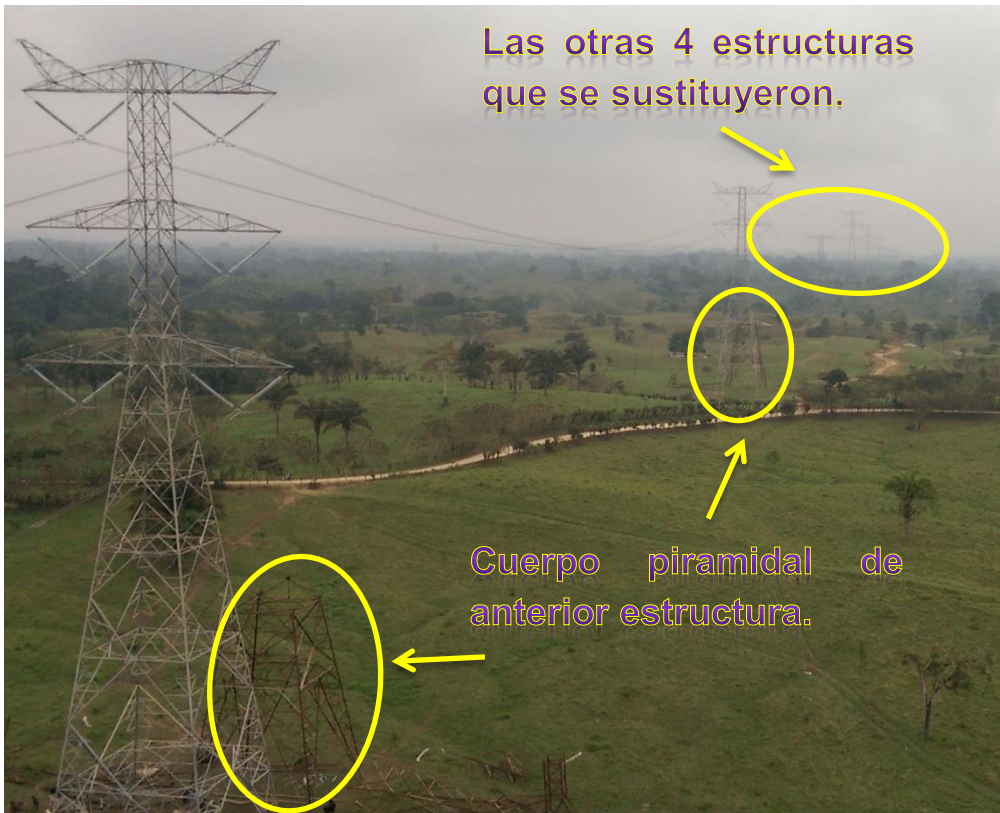
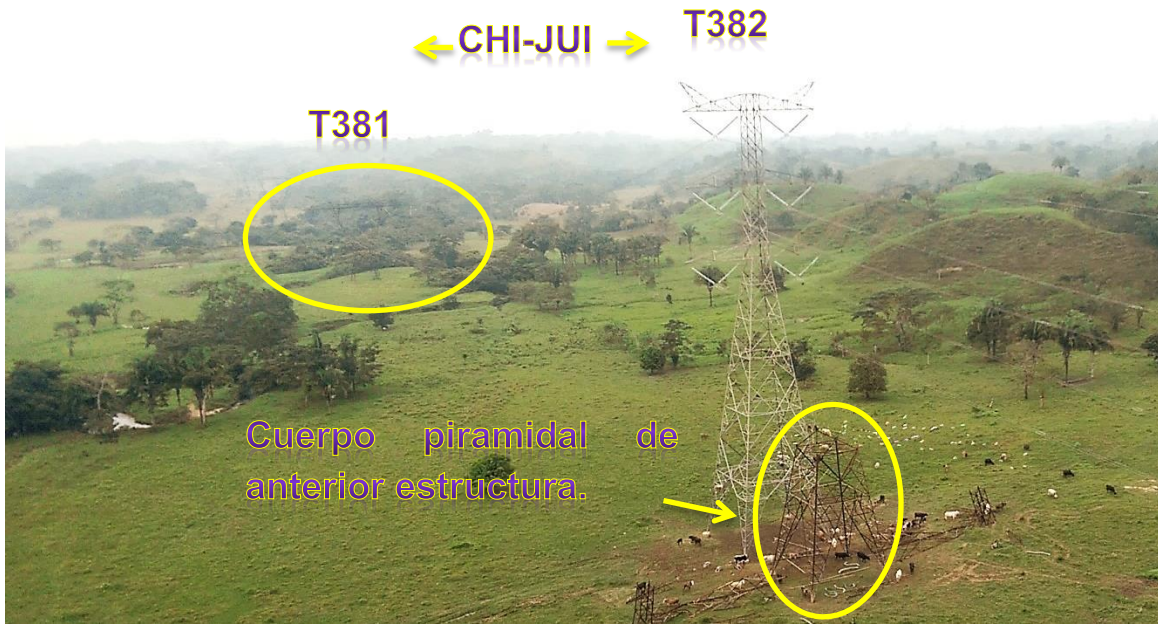
$$V_D = F_r F_a V_R$$

Donde:

- F_r Factor que depende de la topografía del tramo de la línea de transmisión en estudios, adimensional.
- F_α Factor que toma en cuenta el efecto combinado de las características de exposición locales y de la variación de la velocidad con la altura, adimensional.
- V_R Velocidad regional que le corresponde el tramo de la línea en estudio, en km/h. (velocidad media probable que puede presentarse con un cierto periodo de recurrencia).

Anexo fotográfico.





Bibliografía.

- [1] Juan P. Romero, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, “Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión”. 2010.
- [2] Laura J. Santander, Universidad Nacional Autónoma de México, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, “Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión Incluyendo Compensación Distribuida (D-FACTS)”. 2015.
- [3] Jorge R. Salazar, Universidad Veracruzana, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, “Sistema de Tierras en Líneas de Transmisión”. 2010.
- [4] Felipe I. Calles, Universidad Veracruzana, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, “Diseño de Aislamiento de Líneas de Transmisión”. 2009.
- [5] Víctor M. Ornelas, Comisión Federal de Electricidad, Gerencia Regional de Transmisión Sureste. “Procedimiento para el Mantenimiento de Líneas de Transmisión”. CFE, 2010.
- [6] Oscar Marín, Universidad Veracruzana, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, “Instalaciones Aéreas de Media Tensión”. 2013.
- [7] Celso J. Muños, Hugo Hernández, Alberto López, Sociedad Mexicana de Ingeniería Estructural, “Diseño Eólico de Torres-Soportadas y Postes de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica”. 2008.
- [8] Obed Jiménez, Vicente Cantú, Arturo Conde, Universidad Autónoma de Nuevo León, Departamento de Iluminación y Alta Tensión, “Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica”. 2006.
- [9] Comisión Federal de Electricidad, Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación, Especificación CFE J1000-50, “Torres para Líneas de Transmisión y Subtransmisión”. 2011.
- [10] Comisión Federal de Electricidad, Dirección General de Distribución y Abastecimiento de Energía Eléctrica y Recursos Nucleares, Especificación CFE DCDL TA01, “Diseño de Líneas de Transmisión Aéreas. 2014.
- [11] José R. Duarte, Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, “Blindaje en Líneas de Transmisión”. 2010.