



Tecnológico Nacional de México
Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez



INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

INGENIERIA ELÉCTRICA

PRESENTA:

JESÚS IGNACIO MARTÍNEZ DÍAZ

NOMBRE DEL PROYECTO:

**“ANÁLISIS Y ESTUDIO DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DE
LA LÍNEA ANG-73970-TGD Y PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN
Y MANTENIMIENTO”**

PERIODO DE REALIZACIÓN:

AGOSTO-DICIEMBRE DEL 2018

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. Introducción	8
1.1 Antecedentes	8
1.2 Estado del Arte	9
1.3 Justificación	10
1.4 Objetivo	11
Objetivo General	11
Objetivos Específicos	11
1.5 Metodología	12
2. Fundamento Teórico	14
2.1 Líneas de Transmisión Aéreas	14
2.1.1 Generalidades	14
2.1.1.1 Elementos de una Línea de Transmisión	14
2.1.1.2 Clasificación de las Líneas de Transmisión Aéreas	15
2.1.1.3 Sistema de Transmisión de Energía en México	16
2.1.2 Conductores	17
2.1.2.1 Características	19
2.1.2.2 Conductores Convencionales	19
2.1.2.3 Conductores de Alta Capacidad de Temperatura	21
2.1.3 Cable de Guarda (Hilo de Guarda)	25
2.1.4 Aisladores	26
2.1.4.1 Cualidades	27
2.1.4.2 Clasificación Respecto al Material	28
2.1.4.3 Clasificación Respecto al Funcionamiento	30
2.1.5 Herrajes	31
2.1.5.1 Herrajes que Forman Arreglos o Conjuntos	31
2.1.5.1.1 Herrajes para la Fijación de Aisladores a las Torres	31
2.1.5.1.2 Herrajes para Unir Cadena de Aisladores y los Conductores	31
2.1.5.2 Amortiguadores	32
2.1.5.2.1 Separaciones con Amortiguamiento	32
2.1.5.3 Herrajes para Cable de Guarda	32
2.1.6 Estructuras	33
2.1.6.1 Clasificación	33

2.1.6.1.1 Torres Autosportadas de Celosía.....	33
2.1.6.1.2 Postes	34
2.1.6.1.3 Torres con Retenidas	36
2.1.7 Cimentaciones.....	39
2.2 Sobretensiones y Efectos en Líneas de Transmisión Aéreas	39
2.2.1 Clasificación de las Sobretensiones.....	39
2.2.2 Sobretensiones por Descargas Atmosféricas.....	40
2.2.3 Efecto Aislador	41
2.2.4 Efecto Corona	43
2.3 Protecciones a Líneas de Transmisión Aéreas.....	44
2.3.1 Resistencia al Pie de la Torre	44
2.3.2 Sistema de Puesta a Tierra	44
2.3.3 Reducción del Ángulo de Blindaje	45
2.3.4 Apartarrayos.....	46
2.3.4.1 Tipos de Apartarrayos	47
2.4 Mantenimiento a Líneas de Transmisión Aéreas	50
2.4.1 Tipos de Mantenimiento	51
2.4.1.1 Inspección Mayor	51
2.4.1.2 Inspección Menor	51
2.4.1.3 Patrullaje o Inspección Aérea	51
2.4.1.4 Inspección de Brechas por Terceros	53
2.4.1.5 Control de Quema de Caña y Maleza.....	53
2.4.1.6 Medición de Resistencia a Tierra.....	53
2.4.1.7 Detección de Puntos Calientes.....	54
2.4.1.8 Cambio de Aislamiento con Línea Energizada.....	54
2.4.1.9 Cambio de Aislamiento con Línea Desenergizada	54
2.4.1.10 Reapriete de HERRAJES	54
2.4.1.11 Sustitución de Empalme de Conductor o Guarda.....	54
2.4.1.12 Sustitución de Conectores de Hilo de Guarda	54
2.4.1.13 Sustitución de Cable de Guarda.....	54
2.4.1.14 Lavado de Aislamiento en Vivo.....	54
2.5 Estudio de Líneas de Transmisión Aéreas	55
2.5.1 Características de Diseño y Operativas que Deben Cumplir	55

2.5.2	Parámetros de Incidencia de Rayos.....	55
2.5.2.1	Densidad de Rayos a Tierra (DRT)	55
2.5.2.2	Nivel Isocerámico	55
2.5.3	Estratigrafía.....	55
2.5.4	Resistividad del Suelo.....	56
2.5.5	Medición de la Resistencia Eléctrica del Sistema de Tierra	56
2.5.5.1	Mejoramiento de la Red de Tierra al Pie de la Torre	57
2.6	Diseño de Líneas de Transmisión	59
2.6.1	Construcción.....	59
2.6.2	Cimentaciones.....	60
2.6.3	Dimensionamiento Dieléctrico.....	61
2.6.3.1	Corrección por Condiciones Climáticas.....	61
2.6.4	Flechas y Tensiones Mecánicas en Cables.....	63
2.6.4.1	Tensiones Mecánicas en Cables.....	64
2.6.5	Condiciones Básicas de Carga.....	64
2.6.6	Coordinación de Aislamiento	64
2.6.6.1	Procedimiento de Coordinación de Aislamiento	65
2.6.6.2	Métodos de Coordinación de Aislamiento.....	66
2.6.6.3	Coordinación de Aislamiento en Líneas de Transmisión	67
2.6.7	Ángulo de Blindaje	67
2.6.8	Diseño de Sistema de Tierras	67
2.7	Normas y Especificaciones.....	69
2.7.1	Diseño de Líneas de Transmisión.....	69
2.7.2	Torres	69
2.7.3	Diseño de Torres para las Líneas de Transmisión y Subtransmisión.....	69
2.7.4	Conductores	69
2.7.4.1	Cable ACSR.....	69
2.7.5	Cables de Guarda	70
2.7.6	Cadena de Aisladores.....	71
2.7.7	Herrajes y Materiales de Instalación Permanente	71
2.7.8	Apartarrayos.....	71
2.7.9	Sistemas de Tierra.....	72
2.7.10	Cimentaciones.....	72

3. Desarrollo	74
3.1 Características Generales de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD	74
3.1.1 Ficha Técnica.....	74
3.1.2 Estructuras.....	75
3.1.3 Ubicación Geográfica de la Línea de Subtransmisión	76
3.1.4 Datos Estadísticos de la Línea de Subtransmisión	76
3.1.5 Condiciones de Aisladores Aleatorias.....	80
3.1.6 Inspección Aérea a la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.....	81
3.2 Estudio de las Condiciones Generales	85
3.2.1 Estudio Geográfico.....	86
3.2.2 Estudio Meteorológico	87
3.2.3 Estratigrafía.....	88
3.2.4 Nivel Isocerámico	90
3.3 Análisis	92
3.3.1 Relación entre las Salidas por Descargas Atmosféricas, Perfil de Elevación (Altura SNM) y Nivel Isocerámico	92
3.3.2 Relación entre las Salidas por Descargas Atmosféricas, Estratigrafía y Sistemas de Tierra.....	93
3.3.3 Apartarrayos.....	94
3.3.4 Aisladores.....	95
3.3.5 Fallas Repetidas en Estructuras.....	96
4. Resultados y Conclusiones	98
4.1 Resultados	98
4.1.1 Diagnóstico de la Línea de Subtransmisión ANG-738970-TGD	98
4.1.2 Hipótesis	99
4.1.3 Propuesta de Mantenimiento para las Estructuras de la Línea de Subtransmisión ANG73970-TGD	99
4.1.4 Propuesta de Modernización de Acuerdo al Estudio de las Estructuras y Línea de Subtransmisión ANG73970-TGD	100
4.2 Conclusiones	102

Índice de Ilustraciones

<i>Ilustración 1 Diagrama a Bloques del Plan de Estudio de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.</i>	12
<i>Ilustración 2 Torre Autosoportada de Celosía, 4 Circuitos, 1 Conductor por Fase, 115kV.</i>	14
<i>Ilustración 3 Torre Autosoportada de Celosía, 2 Circuitos, 1 Conductor por Fase, 115kV.</i>	15
<i>Ilustración 4 Red troncal del Sistema Eléctrico Nacional 2017, Líneas de 115, 230 y 400kV.</i>	17
<i>Ilustración 5 Funcionamiento del Hilo de Guarda.</i>	26

<i>Ilustración 6 Cadena de Aisladores Combinado (Vidrio Templado y Porcelana).</i>	27
<i>Ilustración 7 Cadena de Aisladores de Porcelana.</i>	28
<i>Ilustración 8 Cadena de Aisladores de Vidrio Templado.</i>	28
<i>Ilustración 9 Aislador Polimérico (Epóxico).</i>	29
<i>Ilustración 10 Componentes de Cadena de Aisladores en Suspensión.</i>	30
<i>Ilustración 11 Componentes de Cadena de Aisladores de Tensión o Remate.</i>	30
<i>Ilustración 12 Partes de una Torre Autosoportada.</i>	34
<i>Ilustración 13 Torre Autosoportada 115KV, Un Circuito.</i>	36
<i>Ilustración 14 Torre Autosoportada para 230KV.</i>	36
<i>Ilustración 15 Torre Autosoportada para 400KV.</i>	37
<i>Ilustración 16 Torre de Retenida para 230 KV.</i>	37
<i>Ilustración 17 Torre de Retenida para 400 KV.</i>	38
<i>Ilustración 18 Poste Troncocónico, Dos Circuitos.</i>	38
<i>Ilustración 19 Descarga Atmosférica Sobre una Estructura.</i>	40
<i>Ilustración 20 Incidencia de Rayos a Tierra.</i>	40
<i>Ilustración 21 Flameo Inverso.</i>	41
<i>Ilustración 22 Falla de Blindaje.</i>	41
<i>Ilustración 23 Efecto Aislador. Paso de los Electrones A través y por la Superficie de los Aisladores de una Línea.</i>	42
<i>Ilustración 24 Efecto Corona. Gradiente de Potencial en un Cable Eléctrico.</i>	43
<i>Ilustración 25 Resistencia al Pie de la Torre.</i>	44
<i>Ilustración 26 Ángulo de Blindaje.</i>	45
<i>Ilustración 27 Ángulo de Blindaje Recomendado por YOUNG.</i>	46
<i>Ilustración 28 Apartarrayo Permanente Conectado.</i>	47
<i>Ilustración 29 Característica Típica de un Varistor de Óxido de Zinc.</i>	48
<i>Ilustración 30 Tensión Temporal del Varistor de Óxido de Zinc.</i>	48
<i>Ilustración 31 Apartarrayo con Entrehierro.</i>	49
<i>Ilustración 32 Característica General del Apartarrayo con Gap.</i>	50
<i>Ilustración 33 Dirección para la Medición para las Torres.</i>	57
<i>Ilustración 34 Valores en Grados para Distintos Tipos de Suelo y Construcción de Cimiento.</i>	61
<i>Ilustración 35 Curvas Tensión Tiempo.</i>	66
<i>Ilustración 36 Medición de Resistividad. Arreglo A.</i>	68
<i>Ilustración 37 Medición de Resistividad. Arreglo B.</i>	68
<i>Ilustración 38 Diagrama Unifilar de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.</i>	75
<i>Ilustración 39 Torre Tipo de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.</i>	75
<i>Ilustración 40 Ubicación en Google Earth de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.</i>	76
<i>Ilustración 41 Salidas de la Línea del 2001 al 2018.</i>	77
<i>Ilustración 42 Ubicación de las Estructuras con Problemas con el Sistema de Tierra.</i>	78
<i>Ilustración 43 Ubicación de Estructuras con Apartarrayos.</i>	79
<i>Ilustración 44 Ubicación de las Estructuras con Aisladores Epóxico.</i>	79
<i>Ilustración 45 Aislador Contaminado. Estructura #126.</i>	80
<i>Ilustración 46 Cadena de Aisladores Combinada. Aislamiento Contaminado. Estructura #126.</i>	81
<i>Ilustración 47 Estructura #126. TAS.</i>	81
<i>Ilustración 48 Estructura #121. TAS.</i>	82
<i>Ilustración 49 Estructura #116. TAS.</i>	82
<i>Ilustración 50 Estructura #89. TAS.</i>	83
<i>Ilustración 51 Estructura #90. TAS.</i>	83
<i>Ilustración 52 Estructura #47. TAR.</i>	84
<i>Ilustración 53 Estructura #20. TAS.</i>	84

<i>Ilustración 54 Estructura #15. TAS.....</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 55 Geografía de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.....</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 56 Estudio Meteorológico de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.....</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 57 Estudio de los tipos de Suelo de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.....</i>	<i>88</i>
<i>Ilustración 58 Estudio del Nivel Isocerámico.</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 59 Ubicación de la estructura #120 a la #138. Nivel Isocerámico.</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 60 Perfil de Elevación de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.....</i>	<i>92</i>
<i>Ilustración 61 Salidas y Características del Suelo de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.....</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 62 Análisis de los Apartarrayos de la línea con estructuras que presenta fallas.</i>	<i>94</i>
<i>Ilustración 63 Falla Repetida en Estructura #11.</i>	<i>96</i>
<i>Ilustración 64 Perfil de Elevación de la Estructura #11.....</i>	<i>97</i>
<i>Ilustración 65 Perfil de Elevación de Estructura #139.....</i>	<i>97</i>
<i>Ilustración 66 Vista General Estudio y Estadística de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.....</i>	<i>98</i>
<i>Ilustración 67 Zona en que se Propone Instalar Apartarrayos. De acuerdo a la Estratigrafía.</i>	<i>101</i>

Índice de Tablas

<i>TABLA 1 CLASIFICACIÓN DE NIVELES DE VOLTAJE.....</i>	<i>15</i>
<i>TABLA 2 SUBGERENCIAS REGIONALES DE TRANSMISIÓN.</i>	<i>16</i>
<i>TABLA 3 CLASIFICACIÓN DE CALIBRE DEL CONDUCTOR ACSR.....</i>	<i>18</i>
<i>TABLA 4 CARACTERISTICAS DE CONDUCTORES ACSR.....</i>	<i>18</i>
<i>TABLA 5 DISTANCIAS DEL ENTREHIERRO DEL APARTARRAYOS DE ACUERDO A LA TENSIÓN.</i>	<i>50</i>
<i>TABLA 6 RESISTIVIDAD DE LOS TIPOS DE SUELO.</i>	<i>56</i>
<i>TABLA 7 CONFIGURACION DE CONTRA-ANTENAS PARA DIFERENTES RESISTIVIDADES DE TERRENO.</i>	<i>58</i>
<i>TABLA 8 RESISTIVIDAD TÍPICA DE DIFERENTES TIPOS DE SUELO.....</i>	<i>58</i>
<i>TABLA 9 NIVELES DE TENSIONES NORMALIZADOS.....</i>	<i>62</i>
<i>TABLA 10 NIVELES DE CONTAMINACIÓN.</i>	<i>63</i>
<i>TABLA 11 TENSIONES NOMINALES.....</i>	<i>70</i>
<i>TABLA 12 FICHA TÉCNICA DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN ANG-73970-TGD.</i>	<i>74</i>
<i>TABLA 13 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE LA LINEA DE SUBTRANSMISIÓN.</i>	<i>74</i>
<i>TABLA 14 SALIDAS DE LAS LÍNEAS DESDE 2001 HASTA 2018.</i>	<i>77</i>
<i>TABLA 15 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN.</i>	<i>86</i>
<i>TABLA 16 ESTUDIO METEOROLÓGICO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN.</i>	<i>87</i>
<i>TABLA 17 CLASIFICACION DE LOS SUELOS DE ACUERDO A L TRAYECTORA DE LA LÍNEA.</i>	<i>88</i>
<i>TABLA 18 NIVEL ISOCERÁUNICO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN ANG-73970-TGD.....</i>	<i>91</i>
<i>TABLA 19 FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 20 FALLAS CON RESPECTO AL SUELO.....</i>	<i>94</i>
<i>TABLA 21 ESTRUCTURAS CON APARTARRAYO.</i>	<i>95</i>
<i>TABLA 22 ESTRUCTURAS QUE PRESENTARON FLAMEO INVERSO.....</i>	<i>96</i>
<i>TABLA 23 ESTRUCTURAS QUE SE PROPONEN INSTALAR APARTARRAYOS DE ACUERDO A LA ALTURA.</i>	<i>100</i>

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Las líneas de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica en México y en el mundo son indispensables en el sector de la energía eléctrica, ya que son la manera de transportar la energía eléctrica a toda una nación. En México existe una red nacional que transporta la energía eléctrica a grandes distancias en toda la república, desde su generación hasta llegar a la distribución industrial y doméstica. Comisión Federal de Electricidad es la que se encarga de generar, transmitir y distribuir esta energía.

En la etapa de transmisión, se encuentran las líneas de subtransmisión que son el medio de transporte de la energía eléctrica a distancias no más de 80 Km, donde estas vienen y van de una subestación de transmisión a otra subestación de recepción. Durante el recorrido de una línea, existen muchos factores que afectan al desempeño eficaz de esta, y su vez presentan diversas fallas. En el estado de Chiapas, las líneas subtransmisión tienden a presentar fallas con más frecuencia debido a que es un estado con diversas características.

La línea de subtransmisión de la S.E. Angostura a la S.E. Tuxtla Dos 73970 de la Comisión Federal de Electricidad, presenta distintos problemas a través de toda la trayectoria. Esto se debe a que la línea atraviesa en regiones con diversos factores, donde se encuentran flora, fauna, terreno y temperaturas diferentes y que afectan la parte física de una torre, las propiedades electromecánicas y conductivas de los cables, herrajes y el sistema de tierra.

La línea entró en operación en el año de 1976, siendo una de las primeras líneas que se construyeron en Chiapas, y único medio de transporte que viene de la S.E. Angostura hacia la capital Tuxtla Gutiérrez. La línea es fue construida con un diseño de torres Alpinas, el cual es un diseño que no cumple con la seguridad suficiente en comparación a los nuevos diseños de torres. La línea requiere atención crítica, ya que es una de las líneas que le demandan más uso e importancia, ya que abastece a gran parte de la capital del estado.

Las fallas que se tienen desde el año 2001 hacia la actualidad son comúnmente por descargas atmosféricas y por anidación de las aves sobre las cadenas de aisladores de las torres. Aunque se presentan fallas por los nidos de las aves, las fallas por descargas atmosféricas son las que más daño causa a la línea. Estadísticamente se presentan 3 fallas al año.

1.2 Estado del Arte

[1] Comisión Federal de Electricidad en 2014, plantea el proyecto de construcción de subestaciones y líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional que se desarrolla en abril de 2016 en varios puntos de las entidades federativas Baja California, San Luis Potosí, Querétaro, Hidalgo y Campeche con el fin de cumplir con las demandas requeridas debido al incremento de usuarios en la zona.

Ellos aplican un criterio de planificación “n-1” que consiste en representar la salida forzada de un elemento del sistema, es decir, toman en cuenta un análisis de contingencias y por esto los ingenieros analistas proponen alternativas de solución para resolverlas. Se toman en cuenta las demandas de operación y se determina en que debe entrar en operación el nuevo proyecto, realizando una evaluación se obtienen las demandas de saturación de la zona.

El proyecto se clasifica como de infraestructura económica, ya que se trata de un proyecto de infraestructura productiva de largo plazo. Se basa en un análisis económico costo-beneficio, esto para estimar que el sistema de precios utilizado sea el ideal para asegurar un equilibrio en el mercado y reflejar la utilidad de los bienes y servicios. Siempre tomando en cuenta desde los costos de inversión, operación y mantenimiento.

[2] Leonardo Chavarro V. elaboró el proyecto que lleva por nombre “Diseño de los Proyectos para el Desarrollo del Sistema Eléctrico de EMSA en la Región del Rio Meta” el cual, plantea las especificaciones técnicas para fabricación, pruebas de fábrica, suministro, obras civiles, montaje, pruebas y puesta en servicio de una línea de transmisión de 115KV para la interconexión a una subestación (Puerto Gaitán – Jaguar).

El proyecto consiste en el diseño detallado de la línea de transmisión: construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de los proyectos para el desarrollo del sistema eléctrico en EMSA, que viene enlazado con la construcción de proyectos independientes con el mismo fin. El objetivo principal es extender la línea a 115KV en un tramo de línea de doble circuito, ya que existe una línea construida con aislamiento en 115KV, pero energizada a 34.5KV.

[3] En la tesis de alma Nancy Hernández Rosas, realiza una investigación sobre “Diseño de Torres de transmisión Eléctrica”. El enfoque de esta investigación se basa en la calidad del diseño y construcción de las torres para las líneas de transmisión, ya que éstas desempeñan un trabajo de suma importancia y requiere un grado de seguridad y eficiencia elevado, tomando en cuenta que se deben de cumplir con los requerimientos de la Comisión Federal de Electricidad.

La tesis desarrolla un análisis detallado de las cargas y factores naturales que afectan a la estructura dependiendo del lugar en el que se sitúa, estas debidas tanto a la masa propia de los componentes y a cargas debidas a eventos climáticos como son el viento, hielo, entre otras condiciones. Para que obtenga un análisis y diseño óptimo para que la estructura trabaje adecuadamente es importante utilizar una metodología para evaluar las cargas que afectan a la estructura.

[4] La empresa Nacional de Electricidad (ENDE) del estado plurinacional de Bolivia, en el 2016 presentó un proyecto de “Diseño Línea de Transmisión 500KV Santa Cruz - Chaco” que consiste en la construcción de la línea de transmisión desde la S.E. de “Las Brechas” hasta la S.E. de “Yaguacua”, con la S.E. “Abapó” intermedia. El objetivo del servicio de consultoría es la elaboración, presentación y categorización de la ficha ambiental del proyecto.

De la misma manera en el proyecto se realiza el modelado de la línea de transmisión a base de un software llamado PLS CADD donde se expongan los criterios utilizados para los datos de ingreso del software, la sección de la estructura y conductores de fase. También se muestran los criterios para el diseño de las fundaciones de las estructuras de soporte de la línea de transmisión.

[5] En el trabajo profesional de Raúl Miguel Mesa Hernández, que lleva por nombre “Trabajos de Mantenimiento a Líneas de Transmisión” realiza una guía de actividades y procedimientos necesarios para realizar un mantenimiento y mejoras a las líneas de transmisión con el objetivo de brindar una mayor confiabilidad y así garantizar el suministro de energía eléctrica de una forma rentable.

El trabajo toma en cuenta tanto mantenimiento preventivo programado y constante, así como el realizar un análisis de falla, repercute en la mejora de los índices y estadísticas. En fallas por descargas atmosféricas y por distancia de aislamiento en aire, se menciona el procedimiento que lleva para el análisis, el estudio y la aplicación de la ingeniería al presentar una solución.

1.3 Justificación

Lo que se desarrolla en este proyecto es un estudio de las condiciones en las que opera la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD, aplicando herramientas necesarias para un análisis con más precisión, y a su vez, presentar un diagnóstico más puntual de las zonas en estado crítico. A diferencia de las investigaciones y manuales mencionados anteriormente, el proyecto adiciona la aplicación de más herramientas de software que mejorar el estudio de la línea.

Al tener la información necesaria de la línea, se determinan los parámetros de los factores externos que interactúan con la línea y condiciones físicas de la línea para determinar las posibles soluciones de la deficiencia que presente, de manera específica en las estructuras involucradas. Cabe mencionar que los ajustes que se pretenden realizar van de la mano con la información estadística de la línea y el análisis con el estudio de las condiciones en las que se encuentran actualmente.

De acuerdo a los resultados del estudio y a los puntos críticos de la línea con respecto al análisis, se concluye con el diagnóstico, donde se plantean los principales problemas de la línea. De acuerdo al diagnóstico presentado, se realiza propuestas para el mantenimiento en las zonas más críticas de la línea y propuestas de modernización que ayuden al mejoramiento de la operación, con la finalidad de mejorar la estadística de las fallas, haciendo que estas disminuyan.

1.4 Objetivo

Objetivo General

- Obtener en sitio la información necesaria de la línea de subtransmisión ANG 73970 a TGD y determinar los parámetros eléctricos y mecánicos para la solución de una propuesta a un modelo de modernización y/o mantenimiento.

Objetivos Específicos

- ✓ Realizar el estudio de las condiciones operativas de la línea de subtransmisión ANG73970-TGD.
- ✓ Realizar el análisis de las condiciones operativas de la línea de subtransmisión ANG 73970-TGD.
- ✓ Realizar la propuesta de modernización y/o mantenimiento para la solución del diagnóstico de la línea de subtransmisión ANG73970-TGD.

1.5 Metodología



Ilustración 1 Diagrama a Bloques del Plan de Estudio de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

Obtener las características generales de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD

En la primera etapa del proyecto, se realiza la recolección de datos generales en sitio, obteniendo información técnica de la línea, así como el voltaje en que opera, número de conductores y cable de guarda, tipo de aisladores, longitud de la línea, número de estructuras, tipo de estructuras, ubicación geográfica, entre otros. Así también obtener información histórica, como las salidas de la línea, las inspecciones que se han realizado, tipos de mantenimiento, entre otros.

La información que se obtiene, se concentrarán en fichas técnicas, tablas, imágenes, para poder realizar el análisis de la línea para las etapas posteriores a realizar en el proyecto.

Estudio de las condiciones generales de la línea de subtransmisión

Para realizar el estudio de la línea, se tomarán realiza la investigación de datos que nos ayuden a determinar las condiciones externas a la línea, que son las que interactúan con ella. para el estudio es necesario contar información que nos ayude a determinar los factores externos a través de la trayectoria de la línea, así como la ubicación geográfica, nivel Isocerámico, estratigrafía, entre otras actividades.

Análisis en relación al estudio de las condiciones generales y datos estadísticos de la línea

En la etapa del análisis, se relaciona los datos obtenidos de la línea, datos estadísticos e históricos que se obtuvieron en la primera etapa del proyecto con la etapa del estudio de las condiciones de los factores externos que interactúan a lo largo de la trayectoria. De acuerdo a este análisis, se determinarán los puntos críticos de la línea,

Diagnóstico de la línea de subtransmisión

En esta etapa se plantea los principales puntos críticos de la línea, de acuerdo al análisis realizado en la etapa anterior. Se plantea de la misma manera, cuales son los factores principales que tienen mayor impacto al correcto funcionamiento de la línea.

Plan de mantenimiento

De acuerdo a los resultados obtenidos en el diagnóstico, se realiza una propuesta de un plan de mantenimiento con la finalidad de reducir el número estadístico de fallas al año y mejorar las condiciones operativas con respecto a las conclusiones que se llegarán.

Ubicación y tipo de modernización.

La etapa de la modernización se realiza de acuerdo a los resultados obtenidos al diagnóstico. Si se requiere, se mencionará el tipo de modernización que se llevará a cabo y la ubicación geográfica de donde se realiza.

2. Fundamento Teórico

2.1 Líneas de Transmisión Aéreas

2.1.1 Generalidades

La línea de transmisión es el elemento de un sistema eléctrico de potencia que se encarga de transportar energía eléctrica desde una subestación eléctrica donde se genera, hasta la subestación que la distribuye a los consumidores. Las líneas de subtransmisión como su nombre lo indica, son aquellas compuestas por estructuras que transportan grandes bloques de energía eléctrica dentro de los diferentes puntos de la red que constituye el sistema eléctrico de potencia, son físicamente más simples pero los más extensos.

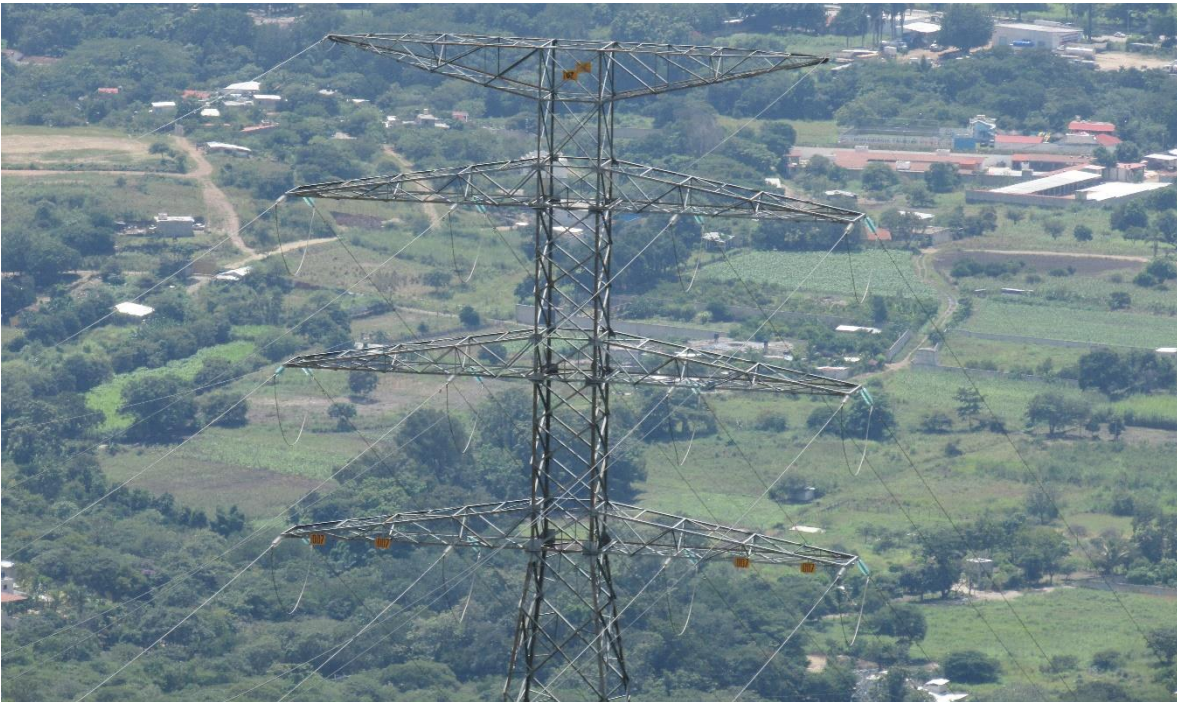


Ilustración 2 Torre Autosoportada de Celosía, 4 Circuitos, 1 Conductor por Fase, 115KV.

La razón por la cual se eleva el voltaje al cual trabajan las líneas de transmisión, es la reducción de pérdidas por calentamiento que se lleva a cabo en un conductor al circular por él una corriente eléctrica, la tensión más económica se obtiene aproximadamente en forma proporcional a la longitud de la línea. Las líneas de transmisión se dividen principalmente en dos categorías: las líneas aéreas y las líneas subterráneas. En el presente trabajo se abordará únicamente las líneas de transmisión aéreas.

2.1.1.1 Elementos de una Línea de Transmisión

Las líneas de transmisión aéreas están constituidas por conductores en aire apoyados en estructuras (torres, postes) y sujetos por medio de aisladores. El aislamiento entre conductores lo proporciona el aire y el aislamiento entre conductores y tierra se obtiene por medio de las cadenas de aisladores.

Una línea de transmisión está constituida básicamente por los siguientes elementos:



Ilustración 3 Torre Autosoportada de Celosía, 2 Circuitos, 1 Conductor por Fase, 115KV.

1. Estructuras.
2. Conductores eléctricos y cables (hilos) de guarda.
3. Aisladores.
4. Herrajes.

Es posible considerar otras series de elementos adicionales para una línea de transmisión, pero sólo realizan funciones complementarias.

2.1.1.2 Clasificación de las Líneas de Transmisión Aéreas

La clasificación de las líneas de transmisión se puede considerar por el voltaje de operación y la longitud. Por el nivel de voltaje al que se transmite la potencia eléctrica en México, se clasifican de acuerdo a la siguiente tabla 1. [6]

TABLA 1 CLASIFICACIÓN DE NIVELES DE VOLTAJE.

CLASIFICACIÓN	TENSIÓN	TENSIÓN NOMINAL EN KV		
		PREFERENTE	RESTRINGIDA	CONGELADA
EXTRA ALTA TENSIÓN	≥ 230 KV	400		
		230		
ALTA TENSIÓN	< 230 KV > 35 KV	115	138	
		69	85	
MEDIA TENSIÓN	≤ 35 KV > 1 KV	34.5		20
		23		11.8
		13.8		6.9
				4.4
				2.4
BAJA TENSIÓN	≤ 1 KV	0.240		
		0.220		
		0.127		
		0.120		

La clasificación con respecto a la longitud, las líneas aéreas se dividen en:

Líneas Cortas:

Dentro de esta categoría están las líneas de transmisión de hasta 80 Km.

Líneas Medias:

Se denominan líneas medias aquellas líneas de transmisión que tienen una longitud entre 80 y 240 Km.

Líneas Largas:

Son líneas de transmisión que tienen una longitud superior a los 240 Km. Y operan generalmente con valores altos de voltaje, del orden de 230 y 400 KV.

2.1.1.3 Sistema de Transmisión de Energía en México

Para el proceso de transmisión de energía eléctrica, en nuestro país, la red de transmisión y subtransmisión es atendida por la subdirección de Transmisión y Control de la Comisión Federal de Electricidad en México, en las tensiones de 115 a 400 KV, mediante 9 Subgerencias regionales de transmisión, las que se hacen mención a continuación: [7]

TABLA 2 SUBGERENCIAS REGIONALES DE TRANSMISIÓN.

Subgerencias Regional de Transmisión	Entidades Federativas
Baja California	Baja California Norte, Baja California Sur, Sonora.
Noroeste	Durango, Sinaloa, Sonora.
Norte	Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Zacatecas.
Noreste	Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas.
Occidente	Aguascalientes, Colima, Guerrero, Guanajuato, Jalisco, Edo. De México, Michoacán, Nayarit, San Luis Potosí, Zacatecas.
Central	Guerrero, Guanajuato, Hidalgo, Edo. De México, Morelos, Michoacán, Puebla, Querétaro, Tlaxcala, Veracruz, Distrito Federal.
Oriente	Oaxaca, Puebla, Tamaulipas, Tlaxcala, Veracruz, San Luis Potosí, Estado de México.
Sureste	Campeche, Chiapas, Oaxaca, Tabasco, Veracruz.
Peninsular	Campeche, Quintana Roo, Yucatán.

Líneas de Transmisión y Subtransmisión

La red de transmisión considera los niveles de tensión de 400, 230 y 161 KV. Mientras que la red de distribución está integrada por las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 KV. A continuación, se muestra en el siguiente mapa en donde se puede observar la red troncal del Sistema Eléctrico Nacional 2017 y la localización de las líneas de 400, 230 y 115 KV. [8]

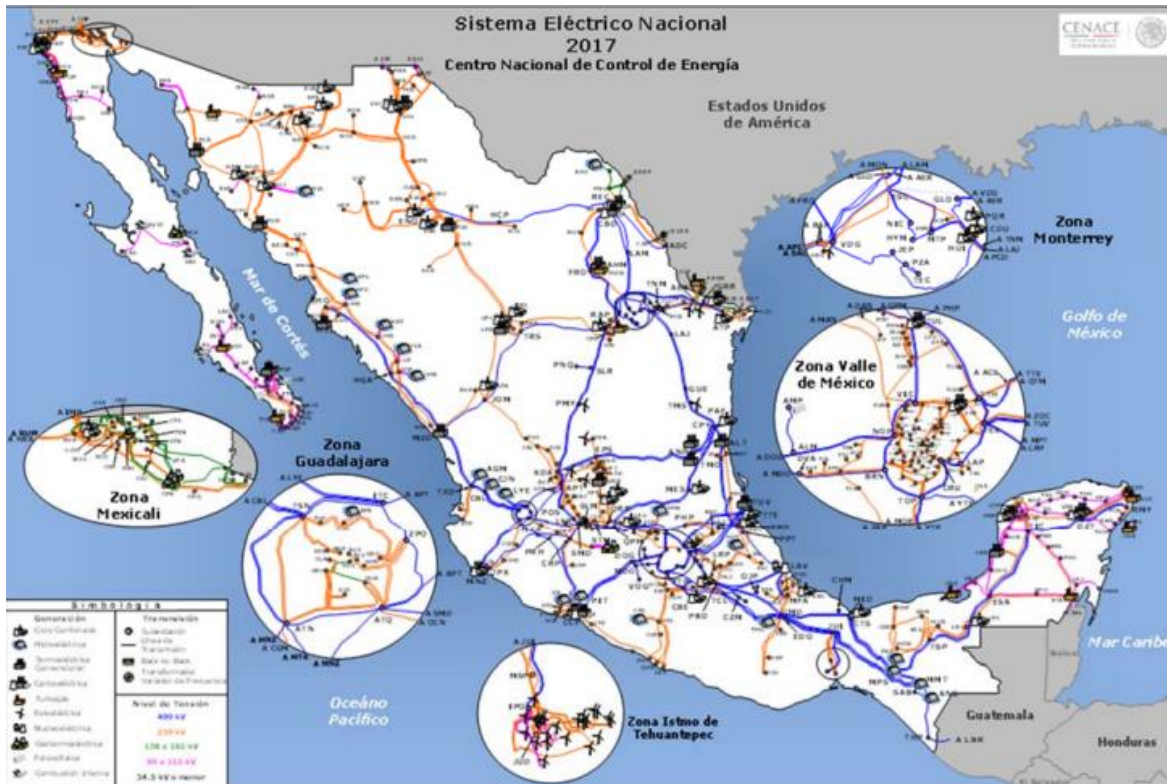


Ilustración 4 Red troncal del Sistema Eléctrico Nacional 2017, Líneas de 115, 230 y 400kV.

2.1.2 Conductores

Un conductor eléctrico consiste de un cuerpo o un medio adecuado, que sirve como transporte de la energía eléctrica. El material que forma un conductor eléctrico es aquel que pueda conducir una corriente eléctrica cuando este conductor se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad es llamada “Conductividad”. Los materiales comúnmente ocupados para conductores son en orden de importancia: Cobre, Aluminio, aleaciones de cobre, hierro, acero.

Para poder elegir un material conductor se determina, principalmente, al más accesible económicamente, el cual no solo se considera las propiedades eléctricas del conductor, sino también otras como son, propiedades mecánicas, facilidad de realizar conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material, entre otros.

En la CFE se usan normalmente conductores de ACSR que están compuestos de un alma de acero que tiene funciones mecánicas principalmente y externamente una o más capas de hilos de aluminio devanadas en forma de espiral. En las líneas de 400 KV, se usan dos conductores por fase con el objeto de reducir la inductancia y el efecto corona.

Los calibres conductores normalmente usados en las líneas de transmisión de la CFE son los siguientes:

En 400 KV 2x 1113 KCM.

En 230 KV 1x 900KCM, 1x 795 KCM, 1x 1113KCM

En 115 KV 1x 477 KCM, 1 795KCM.

Las principales características para estos conductores se dan en la siguiente tabla 3. Desde el punto de vista eléctrico, los factores que se consideran para la selección de un determinado tipo de conductor son:

Capacidad de conducción de corriente del conductor. Máxima caída de tensión permisible. Limite económico de pérdidas. Límite de pérdidas por efecto corona. Nivel máximo permisible de ruido.

TABLA 3 CLASIFICACIÓN DE CALIBRE DEL CONDUCTOR ACSR.

Descripción corta	Designación corta	Área de la sección total mm ²	Área de la sección Al mm ²	N° de alambres		Dimensiones			Resistencia a la ruptura KN (kgr)	Resistencia nominal al CD a 20°C	Masa Apr ox. Kg/ Km	Clave EV000
				Al	Acero	d1	d2	D				
ACSR 2	2	36.20	33.60	6	1	2.67	2.67	8.01	12.56(1280)	0.8507	136	00261
ACSR 1/0	1/0	62.40	53.60	6	1	3.37	3.37	10.11	19.03(1940)	0.5361	216	00061
ACSR 3/0	3/0	99.23	85.10	6	1	4.25	4.25	12.75	29.03(3030)	0.3367	343	00861
ACSR 4/0	4/0	125.10	107.20	6	1	4.77	4.77	14.31	37.47(3820)	0.2671	433	00A61
ACSR 266	266.8	157.72	134.90	6	7	2.57	2.00	16.28	50.03(5100)	0.2137	545	0ALG7
ACSR 336	336.4	196.30	170.60	26	7	2.89	2.25	18.31	62.54(6375)	0.1694	669	0ARG7
ACSR 477	477	281.10	241.60	26	7	3.44	2.68	21.80	86.52(8820)	0.1195	977	0BIG7
ACSR 795	795	468.50	402.60	26	7	4.44	3.45	28.10	130.06(14165)	0.0717	1628	0BFG7
ACSR 900	900	515.20	456.10	54	7	3.28	3.38	29.50	143.72(14550)	0.0634	1725	0BKL7
ACSR 1113	1113	603.00	562.70	45	7	4.00	2.66	31.98	137.72(14039)	0.0513	1869	0BUK7

TABLA 4 CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES ACSR.

CARACTERÍSTICAS	477 MCM	795MCM	900MCM	1113MCM	5/16"	UNIDAD
	HAWK	DRAKE	CANARY	BLUEJAY	ACERO GALV.	
Área	281.1	568.5	515.2	603.0	38.36	MM ²
Diámetro	21.8	28.14	29.5	31.98	7.94	MM
Peso Kilométrico	974.9	1624	1723	1864	305	Kg
Peso Específico	0.00347	0.00347	0.00347	0.00347	0.00795	Kg/cm ³
Módulo Elasticidad Inicio	6200	6200	5100	5100	14760	Kg/mm ²
Módulo Elasticidad Final	7700	7700	6800	6000	17580	Kg/mm ²
Coefficiente de Dilatación	19.2	19.2	19.3	20.9	11.5	10 ⁻⁸ /°C
Tensión de Ruptura	8820	14175	14650	14039	3630	Kg

Como estudio de planeación asociado a las condiciones de operación que tendrá la línea, se puede hacer un estudio de capacidad o cargabilidad de las líneas de transmisión.

La capacidad se expresa por medio de curvas que relacionan la longitud de la línea con la carga de la misma, su origen se remonta al año de 1953 en que aparecieron estas curvas publicadas por H.P St. Clair y que tiene su origen empírico basado en la experiencia y algunas consideraciones tipo práctico.

La capacidad no se refiere específicamente a las propiedades físicas del conductor usado en las líneas de transmisión, como es por ejemplo el límite térmico del material, más bien se analizan ciertos criterios que definen esta capacidad y que son básicamente los siguientes:

El límite térmico permisible. La máxima caída de voltaje permisible en la línea de transmisión. El margen de estabilidad en estado permanente. [9]

2.1.2.1 Características

Todo conductor debe poseer suficiente resistencia mecánica para soportar, sin romperse o deformarse permanentemente los esfuerzos aplicados al mismo, en condiciones típicas de servicio y, aun así, en condiciones de demandas máximas, pero previsibles en el diseño. La construcción física de los conductores deriva principalmente de la esencia de las necesidades mecánicas mínimas para la correcta operación de la línea de transmisión.

En caso de las líneas de transmisión aéreas, los esfuerzos mecánicos se componen de: el peso del conductor y el hielo o nieve, el efecto del viento a una velocidad regional máxima, entre otros. Por otra parte, los esfuerzos por maniobra comprenden: l presión de escaleras apoyadas contra las líneas, la suspensión de los trabajadores, esfuerzos por huracanes, la presión de árboles o ramaje, la tensión debida a la movilidad de los apoyos, la falla de una retenida, etc.

2.1.2.2 Conductores Convencionales

A continuación, se especifican las características de los conductores convencionales para las líneas de transmisión aéreas. [10]

Conductor ACSR

El conductor más utilizado en la actualidad es el cable de aluminio reforzado con acero ACSR; constituidos con aluminio cableados en forma concéntrica alrededor de un alma de acero galvanizado.

Los conductores ACSR se conforman por alambres de aluminio de alta pureza y temple duro. Están colocados en capas concéntricas sobre un núcleo de alambre o cable de acero galvanizado. Dad su constitución bimetálica son altamente susceptibles a la corrosión galvánica. [10].

Propiedades.:

1. Temperatura usual de diseño en líneas aéreas: 75°C.
2. Núcleo de acero galvanizado.
3. Alambres de Aluminio.

Ventajas:

1. Por su esfuerzo de acero se obtienen claros interpostales mayores que para cables de cobre o aluminio.
2. Fácil de instalar.
3. Gran resistencia a la tensión mecánica.
4. Puede instalarse en medios ambientales agresivos.

Desventajas:

1. No soporta temperaturas mayores a las de 90°C.
2. La elongación del conductor se presenta a menores temperaturas.

Experiencias:

1. Es el conductor más utilizado en la alta tensión e la mayoría de las empresas del sector energético. [10].

Conductor AAAC

Estos conductores están conformados por fibras de aleación de aluminio (magnesio y silicio), con propiedades mecánicas excelentes que le dan la capacidad de soporte a la tracción. La temperatura a la que opera este conductor es la misma que para el ACSR y conductores convencionales, sin embargo, con la aleación de aluminio y prescindiendo del núcleo de acero se consigue una mayor capacidad de conducción.

Esto implica que toda la sección transporte energía eléctrica y que reduzca el paso total del conductor debido a que aluminio es más ligero que el acero. Ofrece, gran resistencia a condiciones ambientales severas y al estar constituido de un solo material, la instalación y el acople es sencillo.

Propiedades:

1. Temperatura máxima de funcionamiento continua, 90°C.
2. Carece de punto de transición.
3. Debido a la presencia de los materiales aleados (magnesio y silicio), la conductividad es menor que la del aluminio, a cambio se mejoran las propiedades mecánicas.
4. Al eliminar el núcleo de acero, el peso y los esfuerzos transmitidos en las torres son menores.

Ventajas:

1. Tienen una alta relación de conductividad eléctrica/peso.
2. Gracias al peso reducido, permite aumentar la selección y minimizar las pérdidas.
3. Existe bastante experiencia en su funcionamiento.

Desventajas:

1. El incremento de su capacidad es pequeño debido a su temperatura de funcionamiento (90°C).

2. Son materiales diferentes a los convencionales, por lo que se desconoce su comportamiento a largo plazo.

Experiencias:

1. Gran experiencia en España en zona de Andalucía.
2. Experiencia contrastada a nivel mundial. [10].

AlumoWeld y CopperWeld

El alambre de acero recubierto de cobre o aluminio se caracteriza por ser de acero barato, fuerte y accesible, pero presentando como desventajas, su poca duración y conductividad. Para dar al alambre de acero la conductividad y duración necesaria, se recubre con una capa de cobre bien adherida. La conductividad puede aumentarse haciendo más gruesa la capa de cobre o aluminio.

Este tipo de alambre de acero encobrado o aluminado, es conocido como “CopperWeld” o “AlumoWeld”, se utiliza para vientos y para sistemas de tierra.

2.1.2.3 Conductores de Alta Capacidad de Temperatura

Son conductores para aumentar la capacidad de transmisión de las líneas existentes y son una alternativa para repotenciar las líneas de transmisión. Están fabricados en base a nuevos materiales más livianos y resistentes a temperaturas mayores a los 100°C, además de una mayor capacidad de conducción sin que se presenta un mayor cambio de elongación y aumento de la flecha, permitiendo reemplazar los cables existentes sin cambiar mayormente la infraestructura instalada.

Básicamente el funcionamiento de los conductores de alta capacidad es el uso de compuestos metálicos y aleaciones de diferentes materiales (en vez de acero y aluminio) que resultan en un cable más liviano (hasta un 30% menos) y de menor expansión térmica. En este sentido los cables convencionales trabajan a una temperatura de 75°C mientras que los conductores de alta capacidad gracias a las diferentes aleaciones (por ejemplo, al conductor ACCR que contienen alambres con aleación de aluminio y zirconio) pueden trabajar hasta 240°C. Esto permite que pueda conducir mayor corriente sin que cambien significativamente sus propiedades mecánicas.

Los conductores de alta capacidad que existen actualmente son los siguientes:

Conductor ACSR G(Z)TACSR

Estos conductores están conformados por capas de alambre con aleación de aluminio de alta resistencia térmica pudiendo tener zirconio añadido, que rodea a un alma de acero galvanizado de alta resistencia mecánica. Los alambres de la capa interna más próxima al alma son de sección trapezoidal, lo que da a lugar un hueco (GAP) entre el alma de acero y las capas de aluminio, que permite el deslizamiento entre ambas partes.

Para facilitar dicho desplazamiento, el espacio intermedio se rellena con una grasa muy estable y resistente a altas temperaturas. Esta forma constructiva, permite reducir la fricción

entre el alma y los alambres de aluminio de manera que se pueden tener tensado el núcleo de acero y no las capas de aluminio.

Propiedades:

1. Temperatura de funcionamiento continuo, 150 °C.
2. Punto de transición a temperatura de tendido.
3. Para secciones iguales, tiene densidades prácticamente iguales a los conductores convencionales.
4. Reducción del valor de la flecha, permitiendo incrementar la intensidad transportada.

Ventajas:

1. Se reduce la flecha gracias al mayor tensado del cable y a su configuración.
2. Transporta mayor intensidad de corriente que los conductores convencionales.
3. Las aleaciones de zirconio pueden soportar temperatura de orden de los 210°C, aumentando aún más la capacidad de un GAP ordinario.

Ventajas:

1. Tiene un método de tendido muy complicado.
2. Debido a su particularidad en el tendido la distancia máxima de tramos entre amarres de 1.7m.
3. Dificultad de introducir empalme en los vanos.

Experiencias:

1. Gran uso en Japón, Arabia Saudita, Malasia, y Reino Unido.
2. Pruebas piloto en España en 110Kv.
3. En todo el mundo hay unos 5,000 Km instalados [10].

Conductor ACSS

Estos conductores están hechos de cables de aluminio recocido, con un núcleo de acero formado por varios alambres. Bajo el tratamiento de recocido, con un núcleo de acero formado por varios alambres. Bajo el tratamiento de recocido, se mejora la capacidad del aluminio para trabajar a altas temperaturas, por lo que se puede elevar la temperatura máxima de funcionamiento normal de la línea, mejorando su capacidad de conducción y disminuyendo su elasticidad.

La reducción de la elasticidad implica que la tensión máxima que pueda soportar el aluminio sea menor, implicando que toda la tensión que se implica sea absorbida por el acero y no por el aluminio lo que en las condiciones de trabajo no son delimitadas por el núcleo, porque el acero tiene mejores propiedades mecánicas que el aluminio. Este cambio de condiciones de trabajo de las propiedades del aluminio, dota al conductor de una mayor capacidad de amortiguamiento a la fatiga provocada por el viento y e da una mejor respuesta ante el efecto “Creep”, originado por la carga mecánica.

Propiedades:

1. Temperatura de funcionamiento es de aprox. 200°C.
2. Si el núcleo está recubierto de aluminio la temperatura de funcionamiento será de 260°C.
3. La elongación que pueden tener los alambres de aluminio puede llegar a ser de 20-30% sin fallar mientras el ACSR se sitúa entre 1.2-2%.
4. La conductividad es ligeramente mayor.
5. Como el aluminio no soporta tensión se tiene una respuesta satisfactoria frente al efecto "Creep".
6. El método de tendido es el mismo que para el ACSR.

Ventajas:

1. la temperatura de operaciones mucho mayor que de los convencionales, así como la capacidad de conducción-
2. Menos susceptible a las vibraciones eólicas.
3. La posibilidad de que el conductor falle por fatiga es mínima.
4. El método y materiales de tendido son los mismo que para los conductores convencionales.
5. Al estar formado por acero, al igual que los núcleos de los conductores convencionales, el comportamiento de este conductor es conocido.

Desventajas:

1. debido a su tratamiento de recocido, el aluminio utilizado es muy blando por lo que hay que tener precaución para no dañar la superficie.
2. Su tensión de rotura es apreciablemente menor en comparación con los conductores ACSR de sección similar, por ser el núcleo el que soporta toda la tracción.
3. Su tensión de rotura es mucho menor que con los conductores ACSR de sección similar porque el núcleo es el que soporta toda la tensión.

Experiencias:

1. Gran uso en los Estados Unidos y recientemente instalado por RTE en Francia.
2. Longitud aprox. De las líneas instaladas a nivel mundial: 804,500 Km.

Conductor TACIR (Z)

Estos conductores presentan un núcleo constituido de los alambres con aleación de Invar (acero con un 36-38% de Níquel, componente que le aporta un coeficiente de dilatación muy bajo) y que en la parte conductora es de aleación de aluminio de alta resistencia térmica denominada TAL, permitiendo que el conductor pueda operar a temperaturas de 150°C en forma continua, pudiendo incrementar esta temperatura a 210°C si se realiza un esfuerzo con zirconio.

Conforme aumenta la temperatura, el aluminio sufre elongación que hace que los esfuerzos pasen a ser soportador por el núcleo, de tal forma, que por su bajo coeficiente de dilatación el valor de la flecha es muy bajo.

Propiedades:

1. No presenta mayores problemas de instalación que los convencionales.
2. Tiene mayor resistencia y módulo elástico que los convencionales.
3. Temperatura de emergencia de aproximadamente 240°C.

Ventajas:

1. Permite aumentar la temperatura de operación hasta 210°C.
2. Una vez alcanzada su temperatura de transición (expansión) la flecha permanece constante.
3. Instalación similar a la convencional.

Desventajas:

1. El Invar es más débil que el acero convencional.
2. Su uso es limitado en zonas en donde las cargas por hielo o por viento.
3. Si la carga es mayor se debe aumentar la sección del Invar esto hace que el peso del conductor sea mayor.
4. La debilidad mecánica del Invar, provoca que la proporción de núcleo, en relación a la sección total del conductor tenga que ser mayor que en el caso de utilizar acero.

Experiencias:

1. experiencia en Japón.
2. 2200 Km aproximados a nivel mundial [10].

Conductor ACCR

Estos conductores consisten en aleaciones de aluminio y zirconio resistentes a altas temperaturas, que recubren las fibras de óxido de aluminio, que forman el núcleo. La aleación mantiene una resistencia mecánica de 158-172 MPa y aumenta su capacidad de trabajar a altas temperaturas. Los alambres del núcleo contienen fibras cerámicas de óxido de aluminio embebidas en aluminio puro. Al estar constituido por aluminio se peso es reducido, lo que permite soporte altos esfuerzos de tracción.

Estos conductores no presentan problemas de corrosión ni electrolisis por su constitución de aluminio entre los materiales.

Propiedades:

1. Las fibras del material compuesto del núcleo tienen una resistencia equivalente a la del acero.
2. Su coeficiente de dilatación térmica es menor que la del acero y su conductividad es mayor.

3. Dependiendo de su aplicación su capacidad de transporte de intensidad de corriente puede aumentar hasta un 300%.
4. Excepcionalmente puede trabajar a 300°C.
5. Presenta propiedades eléctricas y mecánicas mucho mejores que los conductores convencionales. El alma es 8 veces más fuerte que el aluminio, 3 veces más rígida y pesa la mitad que una de acero.
6. Precaución al instalar para no romper las fibras del alma.

Ventajas:

1. debido a la baja densidad del compuesto, su peso es menor que el de los convencionales, por lo que la flecha se reduce.
2. El coeficiente de dilatación del núcleo es mucho menor que el de los conductores convencionales por lo que la flecha se reduce.
3. Permite aumentar sección sin reforzar torres.
4. Buen comportamiento ante la corrosión.
5. Instalación similar a la convencional.
6. Mejor comportamiento ante el efecto “Creep”.
7. Buen comportamiento ante la corrosión.

Desventajas:

1. Tiene un costo elevado.
2. Materiales diferentes a los convencionales por lo que no se conoce su comportamiento a largo plazo.

Experiencias:

1. 15 proyectos piloto en los Estado Unidos.
2. Hace dos años se desarrolló un proyecto en china y actualmente está en construcción un proyecto en Brasil y uno más en China.
3. 160 Km instalados en todo el mundo [10].

2.1.3 Cable de Guarda (Hilo de Guarda)

Los cables de guarda instalados en las líneas de transmisión aéreas, son cables que no tienen tensión, que se colocan en la parte más alta en las estructuras de las líneas y se conectan a la misma estructura metálica en cada torre.

El cable de guarda tiene varias funciones. Uno de ellos es el general el equipo potencial de tierra en toda la trayectoria de la línea, rebajando al mínimo la resistencia de tierra, ya que, con el cable se unen todas las torres y por defecto, todo el sistema de tierras de cada estructura. Otro motivo es para intentar captar el rayo durante las tormentas y conducirlo a tierra.

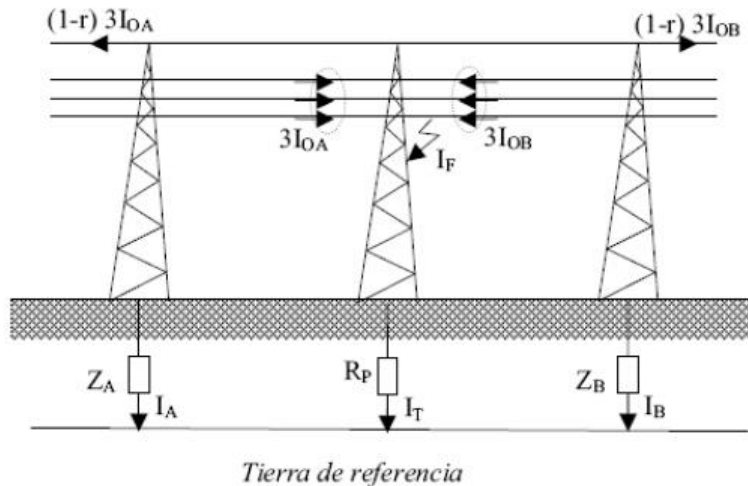


Ilustración 5 Funcionamiento del Hilo de Guarda.

El cable de guarda generalmente está compuesto por hilos de acero por hilos de acero galvanizado o es usual en las líneas de transmisión modernas utilizar el mismo cable ACSR que se utiliza para el cable conductor. El material y el tamaño del conductor requerido en el diseño provienen más de una consideración mecánica que eléctrica. Una reducción de la resistencia efectiva a tierra se puede lograr por medios relativamente simples y más económicos.

El cable de guarda tiene los siguientes objetivos:

1. Protege los conductores de fase de las descargas atmosféricas directas.
2. Cuando un rayo cae sobre la torre, los cables de guarda proporcionan caminos para la descarga, con lo que la impedancia efectiva se reduce y el potencial de la torre es relativamente menor.
3. Existe acoplamiento eléctrico y magnético entre el cable de guarda y los conductores de fase, lo que ayuda a reducir fallas de aislamiento.

2.1.4 Aisladores

Los aisladores presentan el punto mecánico de soporte y sujeción de los conductores en la estructura, de tal forma que estos no se muevan transversal o longitudinalmente y cumplen también con la función de proporcionar el aislamiento entre conductor y estructura dando la distancia dieléctrica requerida en el aire.



Ilustración 6 Cadena de Aisladores Combinado (Vidrio Templado y Porcelana).

Es así que, con el paso del tiempo, las cualidades eléctricas y mecánicas de los aisladores no deberán ser destruidas por ninguno de los esfuerzos en las que puedan ser sometidos. Además, deberán facilitar todo el trabajo que pudiera efectuarse en la línea. Los aisladores se pueden clasificar desde diferentes puntos de vista, según el material elegido para la manufactura: Aisladores de Vidrio, porcelana o de plástico.

2.1.4.1 Cualidades

Las cualidades específicas que deben cumplir los aisladores son:

Rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión disruptiva o de perforación sea lo más elevada posible. Esta rigidez depende de la calidad del vidrio, de la porcelana o del material compuesto que lo conforman y del grueso del aislador. La tensión disruptiva es la tensión a la cual se ceba el arco a través de la masa del aislador.

Disposición adecuada, de forma que la tensión disruptiva presente valores elevados y por consiguiente que no se produzcan descargas por efecto corona entre los conductores y el apoyo a través de los aisladores. La tensión disruptiva es la tensión a la que se ceba un arco través del aire siguiendo la mínima distancia entre fase y tierra, es decir, el contorno del aislador. Esta distancia se llama línea de fuga.

Resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos demandados por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser cuanto menos igual a la del conductor que tenga que soportar. Resistencia a las variaciones de temperatura. Ausencia de envejecimiento.

Los aisladores son, de todos los elementos de la línea, aquellos en los que se pondrá el máximo cuidado, tanto en su elección como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación. En efecto, frágiles por naturaleza, se ven sometidos a esfuerzos combinados, mecánicos, eléctricos y térmicos, colaborando todos ellos a su deterioro. Todo

nuevo tipo de aislador necesita ser confirmado por un uso muy prolongado, dada la imperfección de nuestro conocimiento en esta materia.

2.1.4.2 Clasificación Respecto al Material

Los aisladores se pueden clasificar según el material con que son fabricados los cuales son: vidrio, porcelana y plástico. Según su uso se tienen aisladores de intemperie y aisladores de recintos recubiertos, aislador de suspensión o aisladores de amarre y aisladores de apoyo. [11]

Aisladores de Porcelana



Ilustración 7 Cadena de Aisladores de Porcelana.

Su estructura debe ser homogénea y, para dificultar las adherencias de la humedad y polvo, la superficie exterior está recubierta por una capa de esmalte. Están fabricados con caolín y cuarzo de primera calidad.

Aisladores de Vidrio



Ilustración 8 Cadena de Aisladores de Vidrio Templado.

Están fabricados por una mezcla de arena silíceo y de arena calcárea, fundida con una sal de sodio a una temperatura de 1300°C, obteniéndose por moldeo. Su color es verde oscuro. El

material es más barato que la porcelana, pero tienen un coeficiente de dilatación muy alto, que limita su aplicación en lugares con cambios grandes de temperatura; la resistencia al choque es menor que en la porcelana.

Sin embargo, debido a que el coste es más reducido y su transparencia facilita el control visual, hacen que sustituyan en muchos casos a los de porcelana [11].

Aisladores de plástico (Poliméricos)



Ilustración 9 Aislador Polimérico (Epóxico).

Los aisladores de plástico han sido utilizados y aplicados cada vez más en las instalaciones eléctricas de alta tensión, debido fundamentalmente a las ventajas que presentan frente a los aisladores de cerámica, vidrio entre las cuales resaltan:

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

El material más indicado para la fabricación de aisladores de plástico suele ser de resina sintética. Sin embargo, no todas las resinas sintéticas pueden soportar las condiciones que exige el sistema, quedando descartadas las resinas de tipo ciclo alifático, mientras que los elastómeros de silicón parecen arrojar mejores resultados y fiabilidad. [11]

Cadena de Aisladores

En las líneas de transmisión aéreas debido al alto nivel de tensión eléctrica en la cual operan es necesario la utilización de las cadenas de aisladores que constan de aisladores en serie, donde la longitud de la cadena depende de la tensión de la línea, mientras mayor sea el voltaje aumenta el largo de la cadena para cumplir con la distancia mínima.

Estas cadenas son móviles alrededor de su punto de unión al soporte y, además, las articulaciones entre elementos deben tener bastante libertad para que los esfuerzos de flexión queden amortiguados; estas articulaciones suelen ser de rótula.

2.1.4.3 Clasificación Respecto al Funcionamiento Aisladores de Suspensión

El aislador de suspensión es tipo campana o espárragos, hoy en día el margen comprendido para su uso comercial está comprendido a partir de los 70 KV. Para tales tensiones el aislador de apoyo resulta antieconómico, siendo además apreciables la longitud que tendrán que expresar para vencer tensiones altas. Este tipo de aislador tiene la particularidad de poder suspenderse, hasta cierto límite, a un elemento de otro, formando una cadena de aisladores, hasta vencer la tensión deseada.

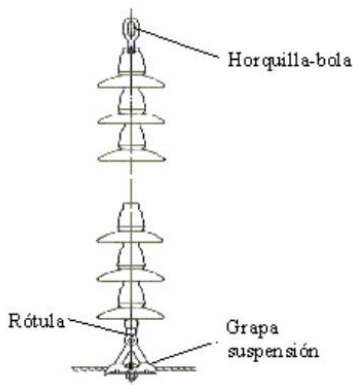


Ilustración 10 Componentes de Cadena de Aisladores en Suspensión.

Los aisladores de suspensión consisten en cadenas de aisladores ensamblados entre sí, a las torres y a los cables, por sistemas metálicos de rotulo o de horquilla que solo permiten la transmisión. De estas cadenas verticales se suspenden los conductores a las torres de alineación; de otras cadenas horizontales o más bien inclinadas respecto a la alineación de los conductores, se tensan los conductores en las torres de anclaje o amarre.

Aisladores de Tensión o Amarre

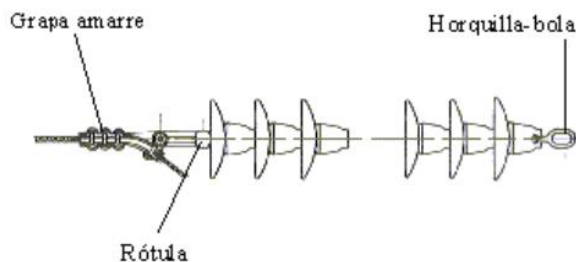


Ilustración 11 Componentes de Cadena de Aisladores de Tensión o Remate.

Un conjunto de unidades de suspensión dispuestas al extremo o final de una línea, en una estructura, se denomina aislador de amarre o de tensión. Estos aisladores deben soportar el pleno esfuerzo de tracción y han de ser calculados con un amplio factor de seguridad para la máxima cantidad de hielo y presión del viento; el esfuerzo máximo que pueden resistir los aisladores y sus herrajes debería ser equiparado a la del conductor, con el fin de tener en cuenta posibles cargas externas, superiores a las supuestas en un proyecto general.

En caso de esfuerzo muy elevados o conductores muy pesados, se disponen dobles cadenas y triples en paralelo mediante piezas especiales de acero.

2.1.5 Herrajes

Los herrajes son la seguridad en la operación de una línea, dependiendo en forma particular de la confiabilidad que deben tener los elementos de unión de los conductores, para la fijación de los conductores a los aisladores y para la fijación de estos últimos a la torre. Una de las clasificaciones más común empleada es aquella que los incluye en dos grandes grupos: [11]

2.1.5.1 Herrajes que Forman Arreglos o Conjuntos

Los herrajes que forman arreglos son conjuntos de piezas metálicas que se agrupan para llevar a cabo una función muy particular. La selección de cada uno de los herrajes que conforman el arreglo no puede ser realizada sin tomar en cuenta el conjunto y los elementos a los cuales acopla. Los herrajes en arreglos pueden ser:

2.1.5.1.1 Herrajes para la Fijación de Aisladores a las Torres

Para llevar a cabo la fijación de las cadenas de aisladores a las torres, existen dos alternativas. Los grilletes y las articulaciones de fijación tipo bisagra (Hinge). Para las líneas de transmisión de 115 y 230 KV se suelen emplear grilletes, mientras que, para las líneas de 400 KV, en las cadenas de suspensión se prefiere las articulaciones de fijación tipo bisagra.

La razón radica en que el área de contacto eléctrico del elemento de fijación con la torre de 400KV es mayor y esto proporciona mayor seguridad.

Grillete

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 barrera de acero cilíndrica doblada en forma de “U” con dos agujeros en sus extremos, en donde se introduce un pasador que lo sujeta a la torre. El pasador cuenta con distintos grados de seguridad de tres maneras: con cupilla, con tornillo y tuerca y con cupilla, tornillo y tuerca al mismo tiempo.

Articulación de Fijación Tipo Bisagra (Hinge)

Con el fin de fijar a la cadena de aisladores a la torre, se emplea este tipo de bisagra, formado por una pieza o lamina única doblada, la cual abraza a un pasador que se fija a la ménsula de la torre. La principal diferencia de la bisagra con el grillete radica en que el área de contacto eléctrico es mucho mayor, lo cual lo hace recomendable para altas tensiones de operación.

Al igual que el grillete, la articulación debe estar construida con una tensión mecánica de ruptura igual a la cadena de aisladores y superior a la de los conductores.

2.1.5.1.2 Herrajes para Unir Cadena de Aisladores y los Conductores

además de los herrajes para la sujeción de la cadena de aisladores a la torre, se emplean una serie de herrajes que permiten unir entre sí mecánicamente los diversos elementos que conforman la cadena. En estos herrajes del ensamble de las cadenas de aisladores y los conductores se incluyen:

Ojo Bola y Anilla Bola

El ojo bola y anilla bola están constituidos, como su nombre lo indica, por un ojo o una anilla unida a una bola, lo cual se inserta en la cavidad del aislador. La diferencia entre ambos radica en que en su caso se emplean un ojo (aro) y en el otro un anillo elíptico. El ojo bolo permite un ajuste más completo en comparación de la anilla bola, que el ajuste es mucho más holgado. Estos herrajes se fabrican en acero forjado y galvanizado.

Yugo

En las cadenas de aisladores dobles de amarre y de suspensión, ara 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 a las cadenas de aisladores y para el o los conductores de cada fase.

El yugo puede tener muchas formas; triangular, trapezoide o recto, para líneas con 1, 2 o más conductores por fase, y están construidos en acero forjado o galvanizado. La modalidad de construcción tiene gran importancia desde el punto de vista que esto determina el tipo de herrajes que se pueden y no articular en el yugo. [12]

2.1.5.2 Amortiguadores

Las vibraciones causan problemas en la línea de transmisión, los amortiguadores tienen la función de eliminar estas vibraciones ininterrumpidamente. El principio de casi todos los tipos es el de introducir un elemento diferente en una curva homogénea, con lo cual el movimiento armónico simple se rompe. También es posible utilizar el golpe directo en la onda vibratoria cuando la elasticidad el amortiguador lo permite, como en el caso de los del tipo Stock bridge. [11]

2.1.5.2.1 Separaciones con Amortiguamiento

Dada la tendencia de utilización de varios conductores por fase, el requerimiento de amortiguar las vibraciones en los conductores, han aparecido separadores de diferente tipo, pero con la misma idea de utilizar un material flexible que se encarga de, la torsión de este material elástico y otro en su compresión.

2.1.5.3 Herrajes para Cable de Guarda

El sistema de protección de cable de guarda en todas las líneas de transmisión aéreas, de uno o dos cables, utiliza herrajes que son muy semejantes al de los conductores de fase con diferencia particular en su tamaño y materiales.

Amarre del Cable de Guarda

Para el amarre del cable de guarda se emplean mordazas. Estas pueden ser del tipo de compresión, en las que se corta el cable de guarda, y las mordazas en las que no se requiere cortar el cable de guarda.

Suspensión del Cable de Guarda

Para la suspensión del cable de guarda existen dos modalidades básicas: el cable de guarda va sujetado en una mordaza, suspendida por debajo de la ménsula mediante un grillete. El cable de guarda va montado sobre la mordaza la cual se apoya en un caballete sobre la ménsula de la torre. El caballete es un dispositivo hecho de acero galvanizado en caliente instalado sobre la torre, sobre la cual se instala la mordaza propiamente dicha.

2.1.6 Estructuras

Las estructuras en las líneas de transmisión es mantener los conductores y el suelo alejados entre sí, para evitar arcos entre conductores o problemas debajo y al lado de los mismos. La naturaleza de los soportes es muy variada. En las líneas de transmisión suelen ser metálicos, concreto o madera, y su selección depende de un análisis económico. Deben ser resistentes a los factores externos, tales como vientos, nieve, lluvia, etc. Y además deben brindar la facilidad de instalación. [9]

Las estructuras pueden ser básicamente de dos tipos: Torres y Postes. El tipo de soporte a utilizar en el diseño de una línea de transmisión y una configuración específica dependen de una multitud de factores relacionados entre los que se pueden mencionar:

1. Factores económicos.
2. Derecho de paso del recorrido de la línea.
3. Materiales a utilizar.
4. Topografía.
5. Condiciones climáticas.
6. Estética.

Las torres autoportadas constituyen en México prácticamente la totalidad de las estructuras utilizadas en líneas de transmisión en alta tensión y la mayoría de torres en las líneas de subtransmisión de 115 KV (utilizando también postes troncocónicos). Su nombre se debe a que mecánicamente no requieren de apoyos adicionales para trabajar como elementos sujetos a los esfuerzos de tensión y compresión debido a cargas de conductores, aisladores y elementos externos como presión del viento, carga de hielo, etc.

Además del tensionado normal para montaje; distancia interpostal (es decir, distancia media entre dos torres, también conocidas como claro horizontal). La gran mayoría de las líneas de transmisión usadas en la CFE son del tipo autoportadas de celosía de las llamadas de suspensión.

2.1.6.1 Clasificación

También se clasifican, por el tipo de torres, que pueden ser principalmente:

2.1.6.1.1 Torres Autoportadas de Celosía

Las torres son sistemas estructurales que se idealizan como un conjunto de barras o elementos finitos de sección constante y material elástico homogéneo e isótropo, nodos y apodos o fronteras, es decir, las barras están conectadas por nodos y se apoyan en diferentes tipos de fronteras.

La función básica de las torres es la de soportar los cables conductores de energía, así como el hilo de guarda que nos sirve para proteger los conductores contra descargas atmosféricas y en la actualidad también nos sirve para la transmisión de voz y datos por medio de la fibra óptica.

Existen diversos tipos de torres de acuerdo a la función que desempeñan en la línea de transmisión:

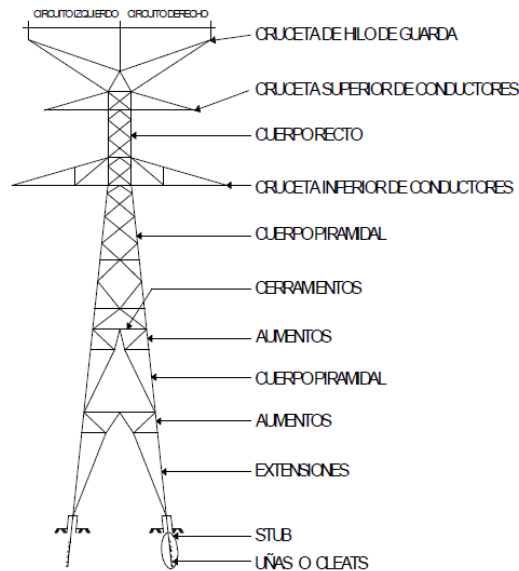


Ilustración 12 Partes de una Torre Autosoportada.

Suspensión: Las cuales soportan el peso de los cables, cadenas de aisladores y herrajes, además del viento transversal, siendo las tensiones longitudinales iguales a cero, siempre se localizarán tangentes.

Deflexión: Se colocan en los puntos de inflexión a lo largo de la trayectoria.

Remate: Se colocan al inicio y al final de la línea de transmisión, además en tangentes mayores a 5.0 Km como rompe tramos de acuerdo a la especificación de la CFE.

2.1.6.1.2 Postes

Son estructuras de poca altura, de cuerpo vertical único; tales como los postes de madera o concreto, y algunas veces también a los postes metálicos de gruesos perfiles o ensamblados. Estas estructuras se usan en líneas de Subtransmisión, principalmente porque su fabricación está ubicada económicamente con limitaciones de altura, derecho de vía y estética.

Postes Tipo Tubular o Truncocónicos

Estos postes también son autosoportadas en el mismo concepto del tipo celosía, la diferencia está en que no se construyen como las de celosía con ángulos o perfiles, sino se usa tubo de acero, lo que hace que sean más compactas, pero también su costo es superior a igualdad de condiciones de operación. También son diseñadas para trabajar en suspensión o tensión.

Los postes troncocónicos se componen de un menor número de piezas, ya que su cuerpo es similar para cualquier requerimiento de voltaje, estos postes están compuestos por tres secciones ensamblables entre sí, sus brazos para soporte o remate de cables tanto conductor como de guarda.

Debido a su alto costo, su uso está restringido a zonas donde se tienen problemas de disponibilidad de terreno para construir la línea y de estética, es decir, se aplican preferentemente en zonas urbanas con diseños compactados en donde se usan aislamientos sintéticos, es decir, un aislamiento no convencional a base de discos de vidrio o porcelana.

Postes de Madera

Los postes de madera resultan de aplicación prácticamente nula, ya que son un diseño antiguo. Estos postes son relativamente pesados y además son poco uniformes. Pueden deteriorarse muy rápidamente siendo la sección a ras la más afectada. La humedad le puede afectar su resistencia y por supuesto el proceso de producción requiere de grandes cuidados y técnicas avanzadas.

Postes de Concreto

En cuanto al concreto, ha tendido un gran auge a nivel mundial como material para los postes. En líneas generales la utilización de los postes de concreto está limitada a terrenos planos de fácil acceso pues son relativamente frágiles y pesados. También son muy flexibles.

El poste de concreto centrifugado es tronco cónico hueco en su interior, y la pared la forman una armazón de cabillas longitudinales sostenidas en esa posición por anillos intermedios. A pesar de que pueda hacerse postes de bastante altura, sobre los 20 metros, y de lograr grandes esfuerzos, más de una tonelada por conductor, y para los esfuerzos que se requieren en los amarres y en los ángulos se hacen estructuras que por lo general llevan dos postes, pero pueden aumentarse.

Los postes vibrados, también utilizan moldes y el sistema varía en que no hay rotación de las piezas, sino que se elaboran como una viga cualquiera de concreto. También se debe hacer primero una armazón de hierro, pero dado que su sección es rectangular, la utilización desde el punto de vista de flexión permite con menos material lograr momentos resistentes elevados. Sin embargo, esto implica que el poste solo pueda colocarse en una sola dirección en la línea.

La sección rectangular los hace fáciles de transportar y la colocación de elementos es más fácil también especialmente para combinarlos con las crucetas tradicionales. Aunque su sección impide que se pueda colocar un alambre helicoidalmente y los esfuerzos de torsión que soportan pueden ser apreciables como una pieza. Las limitaciones son muy similares a los postes de concreto centrifugado, ya que, a partir de 15 metros, comienzan a presentar esfuerzos extra por el gran peso y su fragilidad.

2.1.6.1.3 Torres con Retenidas

Se usan en la CFE con una trabe horizontal sostenida con uno o dos puntos que trabajan exclusivamente a compresión, la estabilidad mecánica se asegura por medio de tirantes (retenidas) con la disposición apropiada.

A continuación, se muestran algunos de los diseños que la CFE utiliza para las líneas de transmisión y subtransmisión. Como se observa, la siguiente estructura tipo nos muestra las características en las dimensiones de una torre autoportada de celosía.

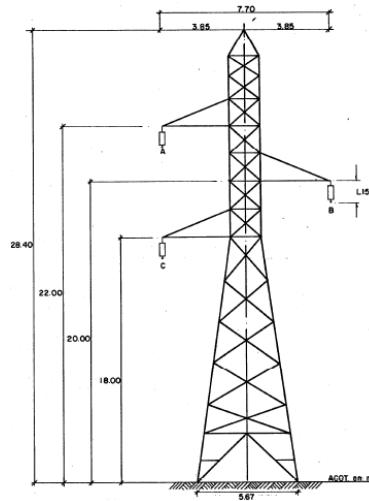


Ilustración 13 Torre Autoportada 115KV, Un Circuito.

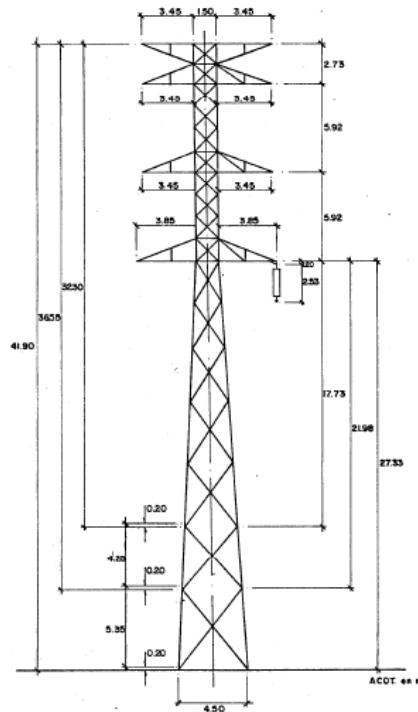


Ilustración 14 Torre Autoportada para 230KV.

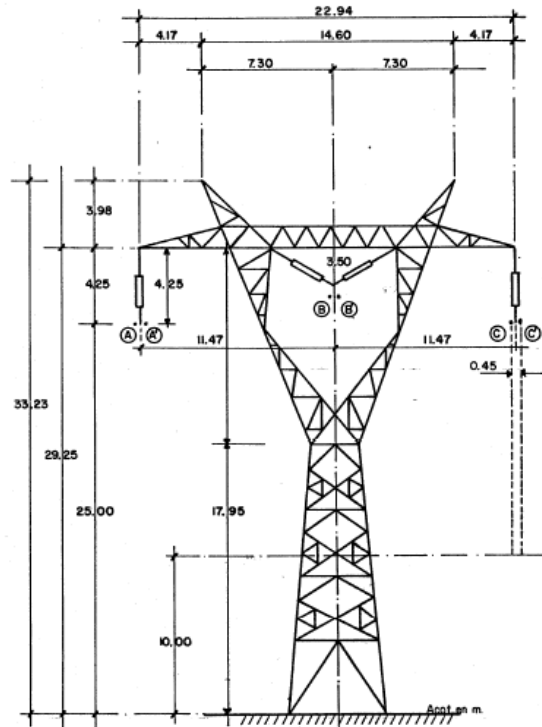


Ilustración 15 Torre Autosoportada para 400KV.

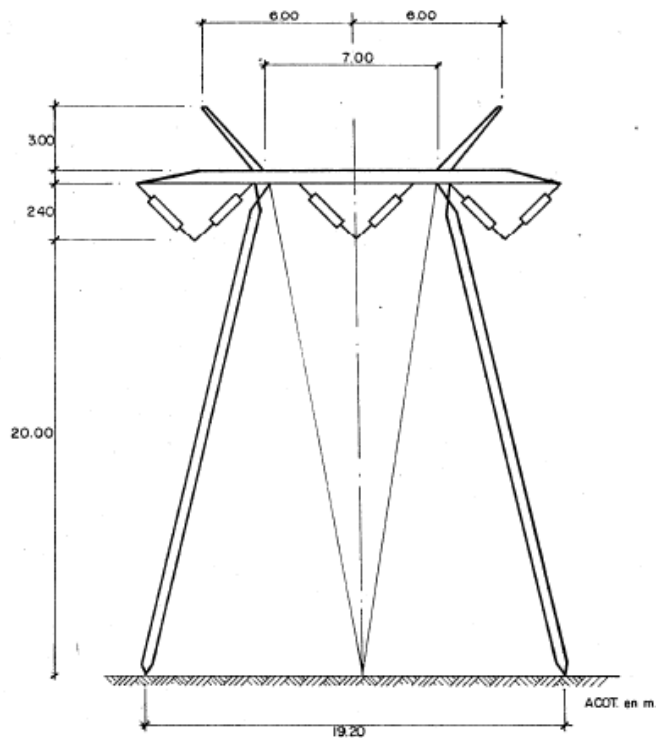


Ilustración 16 Torre de Retenida para 230 KV.

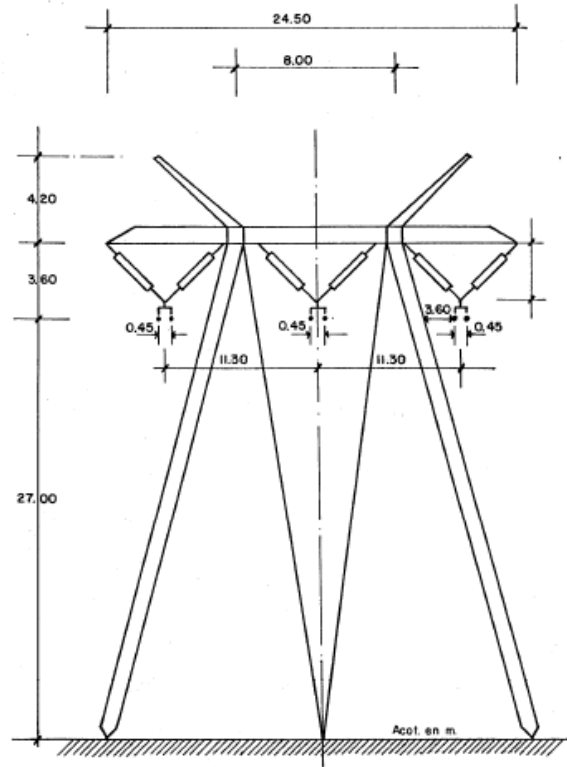


Ilustración 17 Torre de Retenida para 400 KV.

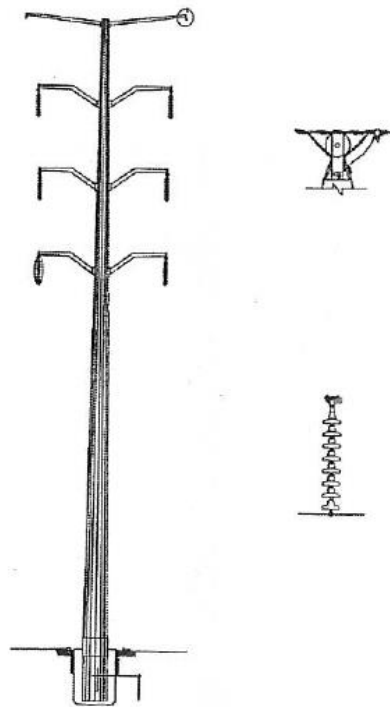


Ilustración 18 Poste Troncocónico, Dos Circuitos.

2.1.7 Cimentaciones

Para que una estructura sea segura y trabaje necesita tener una cimentación adecuada, cuya elección está basada en una interpretación acertada del estudio geotécnico realizado en la trayectoria de la línea, tomando en cuenta las recomendaciones para su construcción, la topografía de la línea, así como los criterios del ingeniero proyectista en visitas al sitio en que se construirá. [9]

Dentro de los aspectos a considerar en la elección de una cimentación es el nivel de aguas freáticas existente en la zona que produce una disminución en la resistencia del esfuerzo cortante y una mayor inestabilidad en la masa de suelo, por lo que es de suma importancia el conocimiento del comportamiento del agua tanto en el interior del suelo como en su superficie donde puede producir erosión y socavación en la cimentación de las estructuras.

Otro aspecto a considerar es la topografía existente en la trayectoria de la línea, pues de ella se pueden tomar consideraciones para evitar problemas de inestabilidad de las masas de suelos, deslizamientos y erosión de taludes donde existen taludes pronunciados, deben ser identificados los causes de ríos y arroyos, para evitar problemas de inundación y socavación.

2.2 Sobretensiones y Efectos en Líneas de Transmisión Aéreas

2.2.1 Clasificación de las Sobretensiones

Las sobretensiones, por su origen, se clasifican en sobretensiones de origen interno y sobretensiones de origen externo. Las sobretensiones de origen interno son las sobretensiones temporales y de maniobras. Las sobretensiones de origen externo son las que se generan a través de las tormentas eléctricas [12].

Las sobretensiones por operaciones de maniobra son causadas por la energización, desenergización, rechazo de carga, liberación de fallas, etc. Estas sobretensiones son transitorias electromagnéticas. La probabilidad de ocurrencia de estas sobretensiones depende de: el número de fallas en el sistema eléctrico de potencia (SEP), de la configuración de la red, nivel de corto circuito y característica del equipo.

Estas sobretensiones se reducen por la compensación inductiva en paralelo y por resistencias de energización. Las causas de sobretensiones por operaciones de maniobra pueden ser subdivididas de acuerdo a varios aspectos. La siguiente subdivisión puede ser útil:

Fallas y operación de maniobra erróneas no hay posibilidad de controlar la aparición de estas operaciones de maniobra, cuyo objetivo es liberar fallas y llevar la SEP a su condición normal puesto que estas operaciones de maniobra son automáticas es posible únicamente en principio controlar su aparición.

Las operaciones de maniobra rutinarias, las cuales son efectuadas por el personal de operación del SEP a su discreción. En muchos casos las sobretensiones por operaciones de maniobra están compuestas por dos componentes:

1. Sobretensión de frecuencia fundamental.
2. Sobretensión transitoria.

El punto importante es limitar la sobretensión de frecuencia fundamental (60Hz) por medio de procesos adecuados, ya que esta manera se podrá limitar en forma efectiva la amplitud de la sobretensión transitoria.

2.2.2 Sobretensiones por Descargas Atmosféricas

Las fallas producidas por descargas atmosféricas han sido y son una causa principal de interrupciones de energía eléctrica en las líneas de transmisión aéreas. Las descargas atmosféricas pueden causar diferencias de potencial en sistemas eléctricos distribuidos, fuera de edificios o de estructuras protegidas. A consecuencia de ello, pueden circular grandes corrientes en las canalizaciones metálicas, y entre conductores que conectan dos zonas aisladas, pero, aun sin la descarga, una nube cargada electrostáticamente crea diferencias de potencial en la tierra directamente debajo de ella.

Circuito básico de recorrido de una descarga atmosférica en una línea de alta tensión, se muestra en la ilustración.

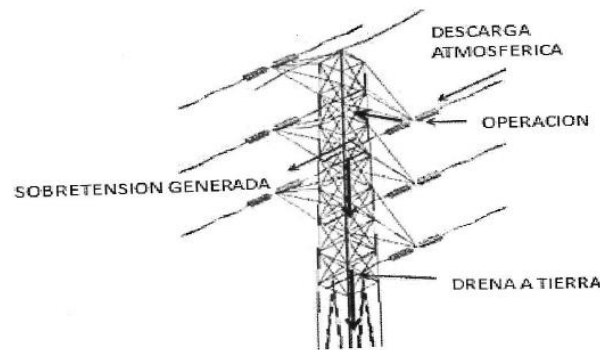


Ilustración 19 Descarga Atmosférica Sobre una Estructura.

Existen tres conceptos de falla por incidencia de rayos en los sistemas de transmisión, que pueden causar flameo:

Sobretensión Inducida

El rayo incide en la tierra cerca de la línea de transmisión. Este fenómeno genera una tensión inducida en la cadena de aislamiento, no es significativo para sistemas de más de 66KV; pero si, crítico para menores.



Ilustración 20 Incidencia de Rayos a Tierra.

Flameo Inverso

El rayo incide en el hilo de guarda, generando una diferencia de potencial a lo largo de la estructura, debido al flujo de corriente a través de la impedancia de la misma, provocando un flameo por sobretensión, de la estructura al conductor.



Ilustración 21 Flameo Inverso.

Falla de Blindaje

La falla de blindaje se puede definir como el flameo de un aislador debido a la incidencia de un rayo en el conductor de fase (sin incidir en el hilo de guarda) diseñado con cierto ángulo de blindaje, también conocido como índice de falla por blindaje inapropiado.

El rayo incide en el conductor, desarrollándose una sobretensión que puede ser generado con relativamente baja corriente y provocando un flameo del aislamiento.



Ilustración 22 Falla de Blindaje.

2.2.3 Efecto Aislador

Las zonas de distribución de la energía eléctrica por lo general están alejadas de las centrales generadoras de energía, que para su transporte se utilizan las líneas de transmisión, que a menudo son a grandes distancias. Estas distancias deben ser cubiertas sin que en ningún

momento se produzca contacto entre los conductores y otra parte activa cercana de la línea, ya que, si esto ocurriera, la energía pasaría a través de esta activa (que no tiene por qué ser un conductor metálico, puede ser incluso un árbol, una pared, etc.), impidiendo su llegada al centro receptor o de consumo.

Para que esto no ocurra, y teniendo presente que los postes y torres eléctricas son frecuentemente metálicas, es necesario incorporar a los mismos aisladores que aíslen de los conductores que transportan la energía eléctrica. El tamaño de estos aisladores dependerá del valor de la tensión de la línea (en condiciones normales por cada 10KV los electrones son capaces de saltar a través del aire una distancia aproximada de 1cm), así, cuanto mayor sea el potencial de la línea, mayor será el tamaño de sus aisladores. [13]

Los aisladores se fabrican de materiales altamente aislantes, pero, aun así, con condiciones atmosféricas adversas (lluvia, nieve, heladas), o medioambientales (ambientes contaminados de zonas industriales), algunos electrones son capaces de desplazarse por la superficie del aislante hasta alcanzar la torre metálica, desde la cual llegaran a tierra. Incluso algunos electrones llegan a pasar a través del aislante y por tanto importando poco las condiciones ambientales.

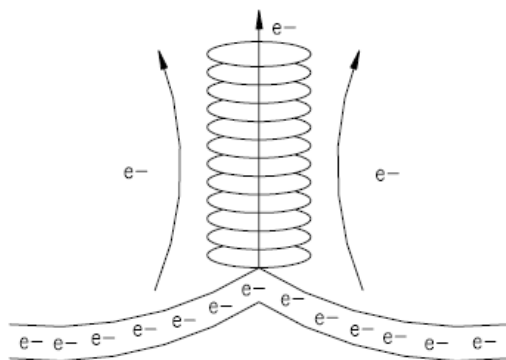


Ilustración 23 Efecto Aislador. Paso de los Electrones A través y por la Superficie de los Aisladores de una Línea.

En la ilustración se aprecia el paso de los electrones por la superficie y a través del propio aislador. Debido a este efecto, siempre existirán pérdidas, por mucho que se mejoren los materiales constructivos, las formas o las disposiciones que adopten los aisladores, ya que no existe un material perfectamente conductor, así como tampoco existe un aislante perfecto.

Aunque no pueden darse valores estándar de pérdidas, es frecuente adoptar para las mismas los siguientes valores:

1. Pérdidas por efecto aislador de un disco con condiciones de poca humedad (ambiente seco). La pérdida estimada oscila entre los 3W y los 5W por disco.
2. Pérdidas por efecto aislador de un disco con condiciones de humedad (ambiente húmedo). La pérdida estimada oscila entre los 8W y los 20W por disco.

2.2.4 Efecto Corona

Consiste en que algunos electrones adquieren la suficiente energía para abandonar el conductor por donde circulan, siendo capaces de saltar hacia el aire circundante, que teóricamente no es conductor. El efecto corona se manifiesta luminiscencias azuladas que aparecen alrededor del conductor, más o menos concentrados en las irregularidades de su superficie. La descarga va acompañada de un sonido silbante y de olor de ozono.

Los electrones siempre se mueven a raves de materiales metálicos, el aire e un material aislante, por lo tanto, no apto para el paso de los electrones. Pero bajo ciertas condiciones, como pueden ser un valor de tensión más elevado de lo normal en una línea debido a un fallo o mal funcionamiento de la misma), unido a unas condiciones medioambientales adversas (ambiente húmedo o contaminado), pueden llegar a producir este efecto. [13]

Todo ocurre si el aire se volviera conductor (o como mínimo menos aislante), que unido a unas condicione anormales de funcionamiento de la línea (exceso de tensión) permiten a algunos electrones dejar su vía normal de circulación para saltar a través del aire.

Pero claro, el aire no es un metal, por tanto, estos electrones que viajan a través de él se verán frenados, desde las grandes velocidades que poseen al dejar el conductor, hasta velocidades nulas en cuestión de unos pocos centímetros (recordar que cada cm de aire representa aproximadamente una pérdida de 10000V). este rozamiento provocará un aumento de la temperatura en los electrones, llevándolos al estado incandescente.

La unión de millones de electrones incandescentes formará un halo luminoso alrededor del conductor. Este halo seguirá la forma del conductor ya que así lo harán las líneas de tensión a él asociadas (gradiente de tensión), pero como normalmente los conductores tienen forma cilíndrica, el halo luminoso también tendrá esta forma, pareciendo que el conductor lleve una corona luminosa, de ahí el nombre de Efecto Corona.

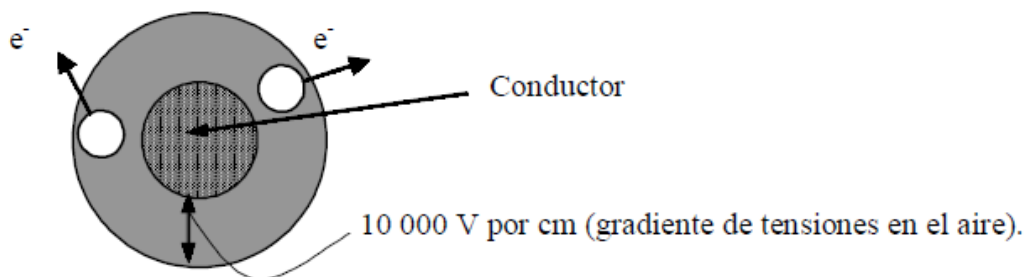


Ilustración 24 Efecto Corona. Gradiente de Potencial en un Cable Eléctrico.

La intensidad de este efecto puede determinarse a través del color del halo luminoso. Si el color del halo es rojizo el efecto no es muy importante (menor temperatura), en cambio cuando el halo presenta tonalidades blancas o azuladas significa que el efecto se produce se produce con mayor intensidad (mayor temperatura).

2.3 Protecciones a Líneas de Transmisión Aéreas

Cualquier dispositivo de protección contra sobretensión tiene como objetivo reducir la amplitud de la onda de sobretensión para que no cause algún daño en el aislamiento del equipo protegido.

2.3.1 Resistencia al Pie de la Torre

Cuando se impacta un rayo en los hilos de guarda o en las estructuras de una línea de transmisión da origen a una corriente de rayo que se conduce al sistema a tierra a través de estas como se ilustra en la siguiente ilustración. Esta corriente transitoria se debe disipar en el área del sistema a tierra por medio de resistencias relativamente bajas, de lo contrario la onda de sobretensión se reflejará y se superpondrá en la parte superior de la torre produciendo un flameo inverso cada vez que este valor de tensión resulte mayor que la tensión de aguante. [12]

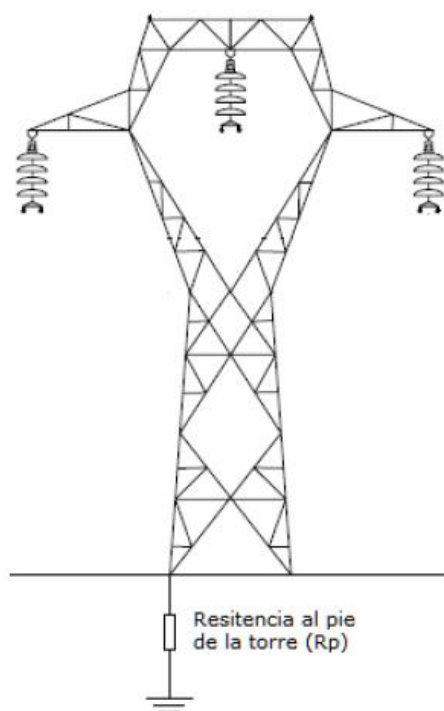


Ilustración 25 Resistencia al Pie de la Torre.

El valor de la resistencia al pie de la torre (R_p) que se recomienda es 10Ω y 30Ω , sin embargo, este valor depende de las características de resistividad y resistencia del terreno y la conexión a tierra de la torre de transmisión.

2.3.2 Sistema de Puesta a Tierra

El diseño e instalación de los sistemas de puesta a tierra para todas y cada una de las estructuras que forman parte de la línea de transmisión, así como la medición y evaluación del terreno en donde se construya la línea de transmisión debe efectuarse cumpliendo con las especificaciones de redes de puesta a tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas.

2.3.3 Reducción del Ángulo de Blindaje

Uno de los métodos de protección de líneas contra descargas atmosféricas, es por medio del blindaje; este método consiste en interceptar los rayos y conducirlos a tierra por medio de un conductor conectado a tierra (hilo de guarda).

El hilo de guarda, que se instala en lo más alto de la estructura (torre) con un ángulo respecto a la vertical y el conductor de fase del máximo extremo, conocido comúnmente como ángulo de blindaje.

En la siguiente figura se muestra la variación del ángulo de blindaje (positivo a negativo) al variar la posición del hilo de guarda con respecto a un conductor de fase para un tipo de torre. El objetivo de la selección del número de hilo de guarda y su posición, es el de interceptar los rayos y reducir las fallas de blindaje a un número aceptable.

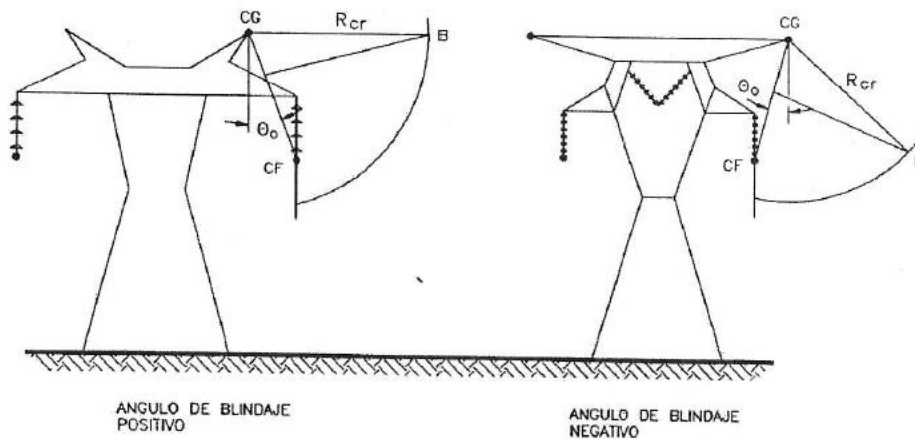


Ilustración 26 Ángulo de Blindaje.

Para la obtención del índice de fallas por blindaje inapropiado (FB), se tienen dos alternativas, una es considerando la corriente mínima de incidencia de rayo, obtenida de la curva de probabilidad (3kA) y la otra alternativa es considerando la corriente mínima por rayo en el conductor de fase que provoque un flameo en el aislamiento, obteniendo el índice de fallas por blindaje que producen flameo (FBF).

Basado en la formulación del radio crítico de Brown-Whitehead (modelo electro geométrico), para condiciones severas y considerando rayos verticales sugerir el uso de la figura siguiente (modelo recomendado por Young) y la figura (Brown and Whitehead) para la selección del ángulo de blindaje. Se puede considerar como valor objetivo 0.05 flameos por falla de blindaje.

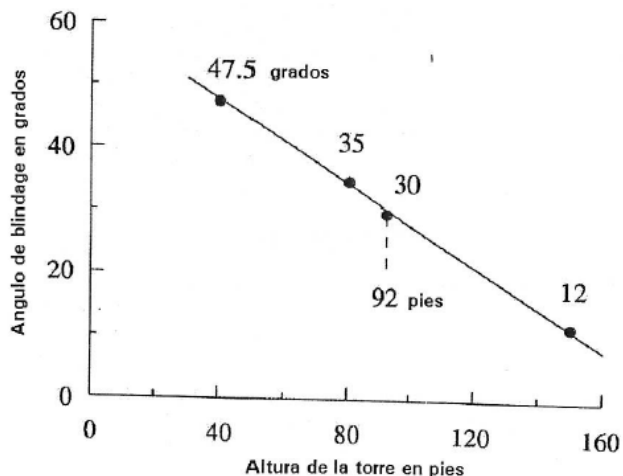


Ilustración 27 Ángulo de Blindaje Recomendado por YOUNG.

2.3.4 Apartarrayos

El apartarrayos es un dispositivo eficaz utilizado para la protección de sobretensiones atmosféricas y de origen interno (sobretensiones por maniobra) en equipos eléctricos. El apartarrayos se define de acuerdo a sus siguientes características: [12]

1. El apartarrayos en condiciones normales del sistema se mantiene como circuito abierto hasta que se presenta una sobretensión.
2. Es capaz de retomar a su estado de circuito abierto una vez que la sobretensión ha sido drenada a tierra y que el sistema se encuentre en operación normal.

Debido a la problemática que se presenta en las líneas de transmisión, específicamente por las salidas de fallas provocadas por las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, se ha desarrollado como una alternativa de solución, la aplicación de apartarrayos de óxidos metálicos (con y sin entrehierro).

En CFE, las distintas divisiones de distribución, han venido instalando apartarrayos en diversas formas, por lo cual es necesario unificar criterios para su instalación a fin de optimizar los recursos humanos y materiales; así como, también lograr la disminución de las salidas de las líneas por descargas atmosféricas, mejorando la confiabilidad del suministro de energía eléctrica a nuestros usuarios. [12]

Para llevar a cabo la aplicación e instalación de los apartarrayos en las líneas de alta tensión de distribución, en la forma adecuada y garantice su óptimo funcionamiento.

Las funciones principales de los apartarrayos son la de operar al presentarse sobretensiones en el sistema, permitiendo el paso de las corrientes provocadas por descargas atmosféricas sin sufrir daño; y reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo. Las características de protección de los apartarrayos, es la de brindar una excelente protección contra sobretensiones transitorias en elementos y equipo utilizados en las líneas de alta tensión de distribución.

2.3.4.1 Tipos de Apartarrayos

Actualmente en el mercado existen dos tipos de apartarrayo para la protección de líneas de alta tensión: apartarrayo permanente conectado y apartarrayo con entrehierro externo (con envolvente polimérico). Ambos presentan un comportamiento excelente ante descargas atmosféricas, sin embargo, analizaremos el comportamiento de cada uno de ellos en condiciones de una línea sin hilo de guarda, con hilo de guarda y con diferentes valores de resistencia a tierra.

Apartarrayo Permanente Conectado

Los apartarrayos comerciales emplean varistores de óxidos metálicos (resistencias nominales), los cuales presentan una impedancia muy alta a tensión nominal (60 Hz) y cuando se le aplica una sobretensión transitoria (tal como una descarga atmosférica), la impedancia decrece rápidamente. Las características de tensión-corriente del apartarrayo de óxido metálico se pueden dividir en tres regiones:

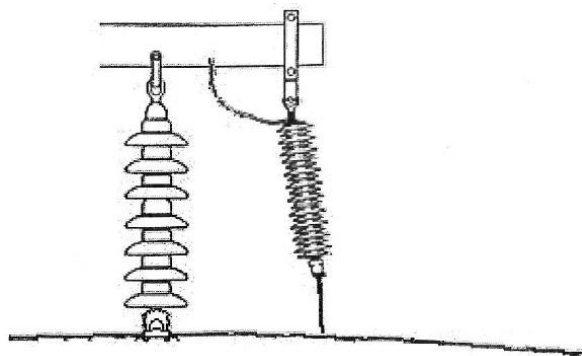


Ilustración 28 Apartarrayo Permanente Conectado.

1. Región del MCOV, donde la corriente es menor 1mA y presentando un estado capacitivo, denominado I_c (corriente capacitiva), (el MCOV del apartarrayo es seleccionado en esta región).
2. Región del TOV o sobretensión transitoria, donde la corriente va desde 1mA hasta 1-2KA y presentando un estado resistivo, denominado I_R (Corriente resistiva).
3. Región del rayo, donde la corriente va desde 1A hasta 100KA. Para corrientes mayores a 100KA, la característica predominante es puramente resistiva aproximándose a una relación lineal con respecto a la tensión.

Por sus siglas en inglés: MCOV, (Sobretensión máximo de manera continua); TOV (Sobretensión temporal).

Como se muestra en la siguiente ilustración, para la región 1, conforme la temperatura aumenta el componente resistivo del varistor y la disipación de energía también se incrementan. Y para evitar inestabilidad térmica (explosión del varistor) la energía del varistor debe ser disipada (transferida) hacia el exterior a través de la envolvente.

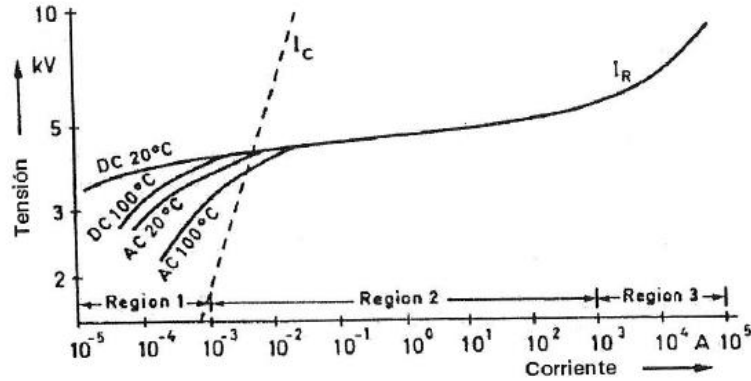


Ilustración 29 Característica Típica de un Varistor de Óxido de Zinc.

Cabe mencionar que las tensiones que exceden el MCOV del varistor provocarán mayor incremento de la temperatura con alta probabilidad de llegar a una inestabilidad térmica; por lo tanto, la tensión continua aplicada al varistor debe mantenerse dentro del rango del MCOV y las sobretensiones temporales (TOV) deben limitarse dentro del rango de tiempo especificado por el fabricante.

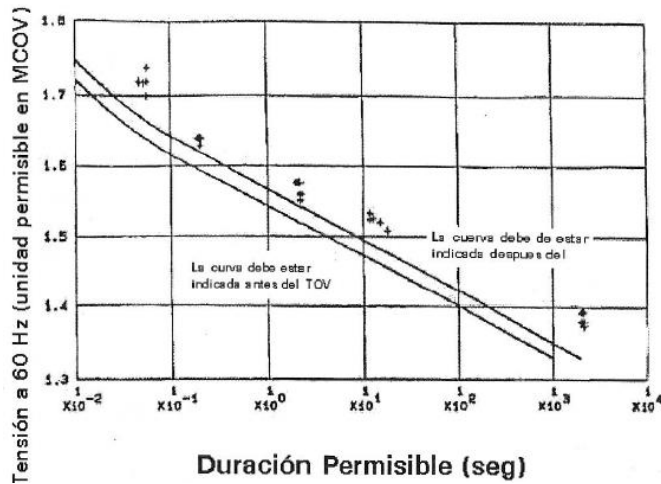


Ilustración 30 Tensión Temporal del Varistor de Óxido de Zinc.

Por lo anterior se puede confirmar una de las desventajas del apartarrayo permanente conectado, la cual se explica como sigue:

La tensión nominal del sistema está permanentemente en el apartarrayo y provoca la circulación de una corriente de aproximadamente 1mA y aunque esta corriente no provoca una falla, si está degradando el varistor; además de las altas corrientes resultantes del mismo sistema (a tensión nominal) o de sobretensiones temporales resultado de una falla. Y si la tensión es lo suficientemente grandes (en magnitud) y prolongados (en tiempo), entonces la probabilidad de falla de los varistores se incrementa.

Por lo tanto, en la selección de un apartarrayo permanente conectado, el TOV del sistema tiene mayor importancia y debe conocerse con mayor precisión para poder así comprobarlo con el TOV del apartarrayo a seleccionar.

Otra desventaja, es la dependencia en el dispositivo desconectador, el cual es independiente del comportamiento de los varistores y de su calidad, de tal manera que, en tensiones de 115, 230 y 400 KV la estabilidad del sistema depende totalmente de un desconectador instalado de manera permanente, lo que incrementa la probabilidad de falla en un sistema.

Finalmente, en la selección de este tipo de apartarrayo debe considerarse el nivel de contaminación del área donde se instalará, para con esto definir la distancia específica de fuga adecuada, de lo contrario existe el riesgo de presentarse una falla por contaminación (flameo de la envolvente a tensión nominal). [12]

Apartarrayos con Entrehierro

Este tipo de apartarrayo al igual que el permanente conectado emplea varistores de óxidos metálicos (resistencias no lineales), los cuales presentan una impedancia muy alta a tensión nominal (60 Hz) y cuando se le aplica una sobretensión transitoria (tal como una descarga atmosférica), la impedancia decrece rápidamente.

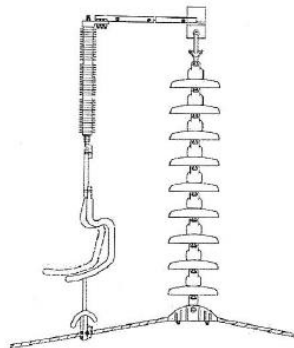


Ilustración 31 Apartarrayo con Entrehierro.

En este tipo de apartarrayo no es tan crítica la selección, ya que el fabricante indica la tensión del sistema donde se instalará y no es necesario seleccionarlo por MCOV o TOV (por el comprador), sin embargo, si son considerados estos parámetros en el diseño del equipo (por el fabricante).

En condiciones normales, el equipo está inactivo (no conectado al sistema) hasta que se presenta una sobretensión por maniobra o por rayo, provocando el flameo del entrehierro. (reducción de pérdidas). Al no contar con dispositivo desconectador, con este tipo de apartarrayo se elimina la probabilidad de falla por estos dispositivos.

Es importante mencionar que la corriente que recibe el apartarrayo es menor que la presentada en el conductor de fase (debido a la pérdida de energía en la formación del arco del entrehierro), provocando entonces que la tensión residual del apartarrayo sea menor.

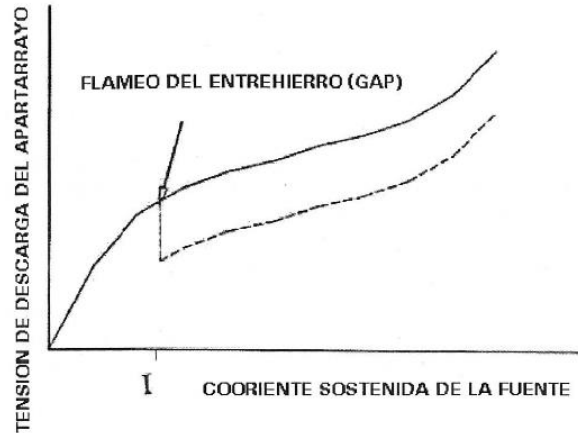


Ilustración 32 Característica General del Apartarrayo con Gap.

Por otro lado, este tipo de apartarrayo es utilizado principalmente en líneas de alta tensión de 115, 230 y 400 KV como aplicación especial; sin embargo, debido a una política de sobre aislamiento seguida por muchas empresas en sus sistemas, la probabilidad de existir una tensión máxima del sistema mayor al normalizado es alta; además de la cantidad de fallas por TOV, de ahí la preferencia de utilizar este tipo de apartarrayo; dejando de considerarse como apartarrayo de aplicación especial.

Finalmente, en este tipo de apartarrayo no se considera el nivel de contaminación del área a instalarse porque no está sometido a tensión nominal (60 Hz) eliminando así la probabilidad de falla por contaminación.

El apartarrayo no conectado a la línea de alta tensión, contiene una varilla de fibra de vidrio para calibrar el entrehierro de acuerdo a la tabla 5.

TABLA 5 DISTANCIAS DEL ENTREHIERRO DEL APARTARRAYOS DE ACUERDO A LA TENSIÓN.

Tensión de la línea (KV)	Distancia del entrehierro y tolerancia (cm)
69	30+-5
115	55+-5
138	60+-5
161	75+-15
400	100+-10
161	150+-10

2.4 Mantenimiento a Líneas de Transmisión Aéreas

Con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico de energía eléctrica, y la conservación en forma oportuna de los elementos o componentes que conforman las líneas de Alta tensión, se hace necesaria la elaboración de un programa de mantenimiento en el sistema integral de administración de Distribución. [14]

Las condiciones básicas de aplicación del mantenimiento en una línea de alta tensión están determinadas por el número de anomalías que se detecta al realizar las inspecciones. De esta

forma, es posible realizar la programación de las actividades de mantenimiento. Para ello es necesario desarrollar las técnicas de trabajo con línea energizada o desenergizada.

2.4.1 Tipos de Mantenimiento

Las actividades de inspección y mantenimiento son asignadas a grupos de trabajo denominada cuadrillas, conformadas con los elementos necesarios para la ejecución de las mismas. Para la ejecución de los trabajos de mantenimiento a líneas de alta tensión, es importante describir al personal de campo en forma sencilla y precisa la o las actividades a desarrollar en un trabajo.

Mantenimiento Predictivo

Tiene la finalidad de combinar las ventajas de dos tipos de mantenimiento preventivo y correctivo para lograr el máximo tiempo de operación y eliminar el trabajo innecesario. Lo cual exige mejores técnicas de inspección y medición para determinar las condiciones de la línea de alta tensión, con un control más riguroso que permite la planeación correcta y efectuar las inspecciones y pruebas verdaderamente necesarias.

Mantenimiento Preventivo

Tiene como objetivo evitar las interrupciones de las líneas, mejorando la calidad continuidad en su operación, y es consecuencia de las inspecciones programadas.

Mantenimiento Correctivo

Es el que se realiza en condiciones de emergencia, de aquellas actividades que quedaran fuera del control del mantenimiento preventivo, buscando tener recursos a fin de lograr el menor tiempo de interrupción. Este tipo de mantenimiento no es deseable, ya que afecta la disponibilidad de la línea.

2.4.1.1 Inspección Mayor

Deberá realizarse cuando menos con una frecuencia de una vez por año a lo largo de toda la línea de alta tensión. Esta revisión deberá hacerse a detalle en cada elemento componente de la estructura, cables conductores, hilos de guarda y factores externos a la línea que pudieran ocasionar fallas en la misma como sistemas de tierra, brecha, poda, libramientos, cruces de ríos, zonas de contaminación, vandalismo y áreas de incendio.

2.4.1.2 Inspección Menor

Podrán realizarse hasta dos inspecciones menores en una línea de alta tensión, en lo entendido de que esta actividad no se requiere estrictamente subir a las estructuras por parte del liniero.

2.4.1.3 Patrullaje o Inspección Aérea

Es una actividad que se realiza en helicóptero, en la cual se pueden detectar fallas notorias en hilo de guarda, cable conductor, estructuras, brechas, aisladores, colas de rata, elementos estructurales, cimentaciones e invasión de derechos de vía. Se realizan como revisiones de emergencia.

Para una mayor efectividad del patrullaje es aconsejable que esta se efectúe por dos personas, porque el hecho de que una sola persona revise líneas por espacio de más de tres horas continuas ocasiona que con el cansancio que cualquiera manifiesta después de ese tiempo, se pasen desapercibidos algunos detalles de las líneas.

Cuando se realizan inspecciones de este tipo, los elementos de línea que normalmente se revisan debido a la distancia que el helicóptero se puede aproximar en línea son:

Bases de Estructura

En esta inspección aérea se puede apreciar solamente del estado que guarda la base de la estructura en cuanto a lo que se refiera a la misma, deslaves, derrumbes, excavaciones o bien erosión del terreno ocasionado por corrientes de agua originadas por lluvias, todo ello en el centro de la torre, así como en la parte donde están sentadas las bases de las patas y alrededor de la estructura a una distancia aproximada de 10 metros.

Estructura General

En este caso debido a la velocidad con la que el helicóptero se desplaza, solo se pueden apreciar torres fuera de verticalidad o ladeadas, crucetas dobladas y bottom-panel incompletos.

Aislamiento

De los aisladores se pueden apreciar bien la verticalidad de la cadena, detectándose también aisladores rotos y manchados; sin embargo, cuando se encuentra una cadena con una mancha, es necesario tomar nota de la estructura y fase correspondiente, para que posteriormente se efectúe una revisión más minuciosa, pues ocurre que muchas veces las manchas ocasionadas por los excrementos de los pájaros se confunden con las manchas por flameo.

Conductor

Del conductor se pueden apreciar en este tipo de revisión la tensión mecánica, la horizontalidad de los cables, la apreciación de algún cable dañado solo es posible cuando el daño es realmente grande, o bien tratándose de hilo rotos solamente que las puntas de estos estén demasiado extendidas hacia la parte exterior del conductor.

Cable de Guarda

Se debe observar su tensión, así como la distancia que guarda en el centro del claro, con respecto al conductor de la fase más baja de alguna línea que cruce por encima del guarda. También se debe revisar la conexión del puente, que une a este sólidamente con la torre.

Amortiguador

De los amortiguadores se debe comprobar la existencia de los mismos, pues se han dado casos en los que tal vez por propia vibración se ha aflojado de los puntos de sujeción con el conductor y se han caído al piso. En caso de que no ocurra lo anterior, deberá cotejarse su

distancia de instalación con respeto a la clema, para comprobar que no han recorrido hacia el centro del claro.

Brecha

Con la revisión de helicóptero es como se logra una rápida inspección del esta de la brecha, pues en este caso todo se puede recorrer en breve tiempo. Por lo tanto, se efectúe de la revisión aérea de la brecha, debe inspeccionarse muy bien el estado de limpieza que guarda la misma, así como su ancho, también aquí conviene vigilar aquellos puntos conflictivos, tales como cañaverales y árboles frutales debajo de la línea.

La ventaja de tener una buena brecha ofrece la facilidad de poder caminar a pie por toda la línea, y cuando por alguna causa llega a tener problemas de conductor reventado, la reparación del daño se hace más rápido. Cuando se revisan las líneas desde el helicóptero también se tiene la facilidad de detectar arboles próximos a algunas de la fase de líneas, siendo en la mayoría de las veces árboles frutales que se han plantado debajo o a un lado de la línea, y son de muy rápido crecimiento.

Helipuertos de Emergencia

Estos deben acondicionarse en aquellas líneas de alta tensión de muy difícil acceso, próximos a las estructuras más alejadas de caminos por los que no pueden llegar vehículos, con el fin de facilitar el ascenso y descenso del helicóptero para dejar y levantar personal y material en el caso de tener necesidad de realizar sobre la línea algunos trabajos de mantenimiento programado o bien reparaciones de emergencia, es por eso que es muy recomendable cuando se hace la revisión aérea, verificar que los helipuertos se encuentren libres de maleza.

2.4.1.4 Inspección de Brechas por Terceros

Comprende las actividades de supervisión y recepción por parte de CFE, cuando se maneje algún contrato de servicio de brecha por terceros.

2.4.1.5 Control de Quema de Caña y Maleza

En aquellas de las líneas de alta tensión con quema de caña de azúcar o zonas de incendio por maleza bajo su trayectoria, se debe programar esta actividad el personal que interviene en la supervisión de su control, así como los trabajos especiales de brecha en zonas de proliferación abundante de maleza, que la incendiarse provocan invariablemente la salida de servicio.

2.4.1.6 Medición de Resistencia a Tierra

Debe realizarse cada 4 años, se recomienda hacer programas de medición de resistencias de tierra al 100%. Para líneas de alta tensión, se deben medir todas las estructuras antes de su puesta en servicio. Por mediciones de tierras en líneas energizadas, se recomienda usar equipo de alta frecuencia, el cual no requiere de la desconexión.

Los valores mayores de 10Ω deberán corregirse, utilizando preferentemente el método contra antenas y electrodos y/o mejorando las propiedades del terreno artificialmente.

2.4.1.7 Detección de Puntos Calientes

La programación de la revisión de puntos calientes debe tomarse también muy en cuenta al elaborar el programa de revisión de las líneas y la localización de estos puntos, debe efectuarse por medio de un aparato detector de puntos calientes y tratándose de línea de alta tensión deberán de inspeccionarse todas aquellas estructuras de remate que cuentan con puentes unidos a través de conectores.

Principalmente aquellos puntos donde revisarse los empalmes y los puntos unidos a través de conectores y principalmente aquellos donde se tengan instalados conectores mecánicos de aluminio y cobre, también deberán revisarse los empalmes y los puntos unidos a través de conectores de compresión, puntos de sujeción den conductores y clemas, puntos de sujeción también entre conductores y guarda líneas; en caso de detectarse algún punto caliente se recomienda su corrección inmediata.

2.4.1.8 Cambio de Aislamiento con Línea Energizada

Cambio de aislamiento con el uso de equipo, pudiendo ser con el método de potencial o con pértigas.

2.4.1.9 Cambio de Aislamiento con Línea Desenergizada

Considerar las medidas de seguridad, para evitar riesgos al personal, esta actividad debe ser programada, no debe restar confiabilidad al sistema.

2.4.1.10 Reapriete de Herrajes

Incluye la corrección de conexiones deficientes de tornillería floja en celosías de las estructuras, clammas de suspensión o remate.

2.4.1.11 Sustitución de Empalme de Conductor o Guarda

En aquellas líneas donde por termografía o inspección se detecten empalmes dañados o defectuosos (mecánicos o compresión), se debe programar su reemplaza para evitar alguna contingencia.

2.4.1.12 Sustitución de Conectores de Hilo de Guarda

Esta actividad se reprograma cuando por necesidad se requiera cambiar los conectores de la cola de rata en el sistema de suspensión o tensión de los hilos de guarda en una estructura.

2.4.1.13 Sustitución de Cable de Guarda

En zonas de alta contaminación donde los cables de guarda son severamente atacados por la corrosión se programará la sustitución de los mismos. Incluyendo los casos donde eventualmente se llega a tener ruptura de uno o más hilos del cable de guarda.

2.4.1.14 Lavado de Aislamiento en Vivo

Esta actividad se realiza en zonas de alta contaminación, pudiendo ser salina, industrial, desértico con presencia de humedad para lo cual se emplea el método de lavado con chorro de agua desmineralizada o lavado en seco (samblast) con material orgánico, (olote o cáscara de nuez). Para la contaminación salina la actividad se debe realizar como mínimo dos veces por año y para el resto una vez al año.

2.5 Estudio de Líneas de Transmisión Aéreas

2.5.1 Características de Diseño y Operativas que Deben Cumplir

- a) Nivel de aislamiento apropiado por tensión para la altitud (m.s.n.m) de operación de la línea y por nivel de contaminación.
- b) Asegurar que las conexiones al hilo de guarda y al sistema de tierras estén en condiciones físicas y de operación adecuadas.
- c) Verificar la continuidad de las bajantes de tierra.
- d) De no contar con valores recientes de los sistemas de tierras, realizar la medición por estructura, para determinar su posible corrección en aquellas que su valor sea mayor a 10Ω en época de estiaje y 5 en época de lluvia.
- e) Revisión del ángulo de blindaje, el cual deberá ser menor a 30° . [15]

2.5.2 Parámetros de Incidencia de Rayos

Los parámetros de incidencia del rayo son: la densidad de rayos a tierra, el nivel cerámico, polaridad de la descarga y las características de las descargas múltiples. [15]

2.5.2.1 Densidad de Rayos a Tierra (DRT)

La densidad de rayos (N_g), de una región presenta la cantidad de descargas nube-tierra que impacta en un área de 1km^2 en un año. Existen tres formas para determinar este indicador:

con el uso de contadores, por medio de los datos obtenidos a través de los registros realizados por satélite y por medio de ecuaciones empíricas que lo relacionan con el nivel cerámico (T_d). Este último método es el menos exacto, pero es utilizado mundialmente en zonas donde no existen otras alternativas.

2.5.2.2 Nivel Isocerámico

El nivel cerámico, representa la cantidad de días tormentas al año. Un día tormenta es aquel que un observador escucha al menos un trueno. Su principal deficiencia es que no discrimina entre las descargas entre nube y tierra o entre nube y nube, además de que el uso de ecuaciones empíricas lo convierten en un método de relativa exactitud.

Fue el primer indicador establecido y ampliamente utilizado aún, es un indicador indirecto que acostumbra para un país según el mapa niveles isocerámicas (curvas de igual nivel cerámico). Para obtener el número de tormentas al año se utilizan las observaciones que se realizan desde las estaciones meteorológicas.

La obtención de la densidad de rayos a tierra en forma directa es posible mediante la utilización de sistemas de detección y localización de rayos, como puede discriminar las descargas nube a nube de las descargas nube a tierra en la región que abarca su radio de recubrimiento.

2.5.3 Estratigrafía

La mayoría de los materiales que componen nuestro planeta son rocosos y sedimentarios. Si los observamos detenidamente, que se depositan en capas superpuestas, conocidas formalmente como estratos. Su estudio corresponde a la estratigrafía. La estratigrafía puede

definirse como el estudio de las sucesiones de roca y la correlación de eventos y procesos geológicos en tiempo y espacio. [16]

Para las líneas de transmisión, el estudio de la estratigrafía es muy importante, ya que, las líneas ocupan grandes áreas geográficas, donde se pueden encontrar distintos tipos de estratos. El estudio de las propiedades del terreno nos sirve para poder determinar propiedades como la resistividad que tiene al paso de la corriente. La condición de la tierra se caracteriza por diversos agentes, como son, agua, viento o la misma gravedad, altura sobre el nivel del mar, etc.

2.5.4 Resistividad del Suelo

Se define resistividad del suelo, como la resistencia medida en un cubo de material, de un metro por lado, medido entre dos placas de metal colocadas sobre caras opuestas OHMS-METRO (Ω/M), o en OHMS-CENTIMETRO (Ω/Cm).

La resistividad del suelo es extremadamente variable de un lugar a otro y para un sitio dado, puede variar vertical y horizontalmente. Los factores principales que determinan la resistividad son: el tipo de suelo, el contenido de humedad, las sales disueltas en el agua, la profundidad y la temperatura.

Se recomienda que, al efectuar las pruebas, se hagan en épocas del año, cuando la sequía sea más intensa y así obtener valores de resistividad críticos. A continuación, se muestra en la tabla 6, la resistividad promedio de la tierra.

TABLA 6 RESISTIVIDAD DE LOS TIPOS DE SUELO.

TIPO DE TIERRA	RESISTIVIDAD EN OHM-METRO (Ω/M)
Suelo orgánico mojado	10
Suelo húmedo	100
Suelo seco	1000
Roca	10000

Cuando el valor de la resistividad del terreno donde se localiza la estructura es alto, es el de esperarse que la resistencia a tierra a esta sea elevada y resulte por arriba del valor requerido. Cuando estos casos se presentan, las resistencias deben mejorarse mediante cualquiera de los siguientes métodos:

Varillas en contra antena radial, varillas profundas, electrodos de Bentonita; contra antena continuas (Counterpoises), modificar la composición química del terreno, o en todo caso y de ser necesario, hacer una combinación de estos métodos.

2.5.5 Medición de la Resistencia Eléctrica del Sistema de Tierra

Se debe realizar una sola medición de resistencia eléctrica por estructura. La distancia de instalación de los electrodos verticales de corriente C y de potencia P, deben ser de 75 M y 46.5 M respectivamente.

La dirección de la medición se debe realizar de preferencia perpendicular a la línea de cualquier sentido, de no poder realizarla en esa dirección, se puede realizar longitudinalmente a la línea y, en el último de los casos en forma diagonal, siempre y cuando no existan contra-

antenas instaladas. En el caso de estructuras de deflexión, la medición se debe hacer en la dirección de la cruceta.

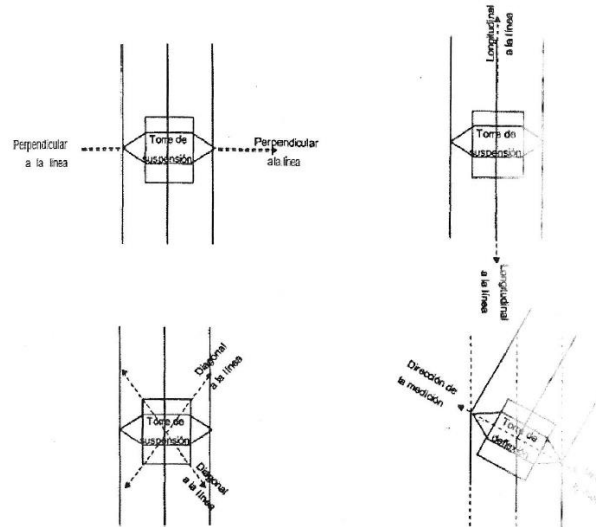


Ilustración 33 Dirección para la Medición para las Torres.

La red de tierra es adecuada si la resistencia eléctrica es menor o igual a 10Ω . En caso contrario se deberá verificar y/o mejorar. Para el caso de estructuras que están ubicadas en zonas de alta incidencia de descargas atmosféricas o en suelos con resistividad mayor de $200\Omega \cdot M$. [15]

2.5.5.1 Mejoramiento de la Red de Tierra al Pie de la Torre

El proceso de flameo inverso depende de varios factores, pero el principal es la resistencia al pie de la torre, la cual puede ser diseñada para obtener un índice de fallas por flameos inversos.

De los métodos empleados para reducir o mejorar los valores de conexión a tierra, podemos listar los más usuales:

Electrodos Profundos

Cuando el terreno es penetrable se puede aplicar este método ya que, a mayor profundidad se tienen mejores valores de resistividad del terreno, específicamente donde se tienen los mantos freáticos no muy profundos. Sin embargo, debido a las longitudes de electrodos y los métodos para enterrar las varillas, este método poco práctico y antieconómico.

Contra Antenas

En terrenos donde no es posible la penetración de varillas teniéndose un manto delgado de suelo sobre subsuelo de roca, se recomienda el uso de conductores enterrados a baja profundidad a lo largo de zanjas construidas específicamente para contener el conductor.

Electrodos Múltiples

Cuando se tienen valores de resistividad del terreno de las capas superiores más bajas que la de las capas más profundas o en casos donde no se puedan obtener las profundidades adecuadas de las varillas de tierra, se recomienda el uso de dos o más electrodos.

Procedimientos Artificiales

Este método se aplica cuando con los anteriores no se obtienen buenos resultados y los procedimientos en este método son mediante la aplicación de: sales simples, Coque, Gel y Bentonita; estos se aplican en una zanja que rodea al electrodo con una profundidad promedio de 30 cm sin llegar y el coque por ejemplo se tienen la desventaja de ser muy corrosivos y disminuyen la vida del electrodo de tierra.

De los métodos anteriores, los más aplicados en líneas de transmisión son el uso de varillas de conexión de tierra de 19 mm de diámetro y 3 m de longitud enterradas verticalmente, interconectadas con longitudes cortas de conductor unidas a las patas de las estructuras. El uso de contra antenas, las cuales consisten de uno o varios conductores enterrados horizontalmente en zanjas de 30 Cm de profundidad y unidos a las patas de la estructura; este último es el más usado en casos en que la resistividad del terreno sea mayor a $200\Omega\text{-M}$.

TABLA 7 CONFIGURACION DE CONTRA-ANTENAS PARA DIFERENTES RESISTIVIDADES DE TERRENO.

Resistividad del terreno ($\Omega\text{-M}$)	Configuración
<300	Dos contra-antenas de 30M de longitud en patas opuestas.
300-500	Dos contra-antenas de 45M de longitud en patas opuestas.
500-1000	Cuatro contra-antenas de 30M de longitud.
1000<	Cuatro contra-antenas de 50M de longitud.

TABLA 8 RESISTIVIDAD TÍPICA DE DIFERENTES TIPOS DE SUELO.

Tipo de Suelo	Resistividad ($\Omega\text{-M}$)
Suelo de superficie, greda, etc.	1-50
Arcilla	2-100
Arena y grava	50-1000
Piedra caliza de superficie	100-10000
Piedra caliza	5-4000
Equito o pizarra	5-100
Piedra arenisca	20-2000
Granito, basalto	1,000
Compuestos Orgánicos [30]	5-150

2.6 Diseño de Líneas de Transmisión

2.6.1 Construcción

Para la construcción de una línea de transmisión eléctrica de torres de acero se contemplan varias etapas siendo estas: [17]

Acarreo y Selección del Fierro Estructural

Una vez identificado y seleccionado el perfil de cada una de las partes de que está formada una torre, deberá transportarse al sitio que le corresponda a cada una de las estructuras ya sea de suspensión, atranque, remate y/o deflexión.

Brecha

Ya identificada la localización definitiva de la trayectoria de la línea contemplada en el proyecto, se procede al desmonte sobre toda la trayectoria con un ancho que es variable dependiendo de la capacidad de transmisión, la cual debe ser transitable para las diferentes maniobras. Asimismo, se habilitan caminos de acceso entroncándose con caminos vecinales importantes o carreteras.

Trazo y Localización Definitiva de las Estructuras o Torres

El procedimiento consiste en colocar una mojonera en el centro de la torre el cual tendrá como referencia el eje longitudinal de la trayectoria de la línea y un eje transversal utilizando los métodos topográficos conocidos, los cuales servirán para el trazo de la cimentación consistentes en cuatro zapatas aislados de concreto.

Excavación

Ya realizado el trazo de la cimentación se procede a iniciar los trabajos de excavación, esta puede ser manual y/o mecánica dependiendo del tipo de suelo que se encuentre o sea cuando se tiene suelo rocoso es necesario emplear explosivos utilizando las normas vigentes de seguridad para este tipo de trabajos.

Montaje Nivelado del BOOTOM-PANEL

Esta etapa consiste en ensamblar la base de la torre o BOOTOM-PANEL, la cual está formada por perfil de ángulo galvanizado y unido con tornillo de máquina galvanizado de diferentes diámetros, o sea en miembros principales de $\frac{3}{4}$ " y en secundarios con $\frac{5}{8}$ ". Una vez ensamblado y colocado dentro de las cepas se procede al nivelado del mismo, el cual consiste en emplear equipo topográficos conocidos con el tránsito, ya que este nos dará la exactitud requerida.

El acero de refuerzo de la cimentación deberá de estar ya colocado para evitar que el BOOTOM-PANEL se desnivele ocasionado con eso trabajos extraordinarios de nivelación.

Colado

Ya una vez armado y nivelado el BOOTOM-PANEL se procede al colado de la cimentación, el cuál cumplirá con los requisitos para la elaboración y colocación de concreto especificado en el proyecto, teniendo como base las normas vigentes.

Rellenos

Se deberá llevar a cabo en capas no mayores de 30cm compactadas al 90% de la prueba Proctor con medios mecánicos y/o manuales.

Ensamble y Montaje de la Torre

En esta etapa de construcción depende el tipo del perfil del terreno para seleccionar el procedimiento de armado y montaje de la estructura:

1. en terreno accesible el ensamble de la estructura se lleva a cabo a nivel de piso para proceder al montaje con equipo pesado (grúas).
2. En terreno no accesible el ensamble y montaje se lleva a cabo manualmente, o sea, arma pieza por pieza la estructura, o bien, si se cuenta con equipo más sofisticado (helicóptero) el procedimiento se llevará a cabo como se describió en el inciso anterior.

Conocido lo anterior, las siguientes etapas de construcción consisten en la colocación de aisladores, tendido y tensionado del conductor, trabajos que se le asignan a la obra electromecánica, esto no quiere decir que el ingeniero civil se vea limitado a hacerlo.

2.6.2 Cimentaciones

Los diferentes tipos de cimentación que se diseñen deberán tener tal forma que puedan intercambiarse facilmente, de acuerdo con los distintos tipos de terreno en los que se realicen las estructuras, sin que para ellos se requiera, en lo posible, ningun aditamento especial.

Las acciones de diseño para las cimentaciones se obtendrán aplicando un factor de carga 10% mayor que el correspondiente a la estructura para cada una de las combinaciones de carga en la siguiente tabla de conductores 2.1.

Para calcular la resistencia al levantamiento se tomará en cuenta el peso propio de la zapata y el del suelo que se encuentra sobre ella contenido dentro de una piramide truncada invertida cuyas caras tienen una inclinacion de grados (Tabla 1.10) respecto a la vertical. Esto solo es valido para cimentaciones superficiales en las que exista una buena compactación. [17]

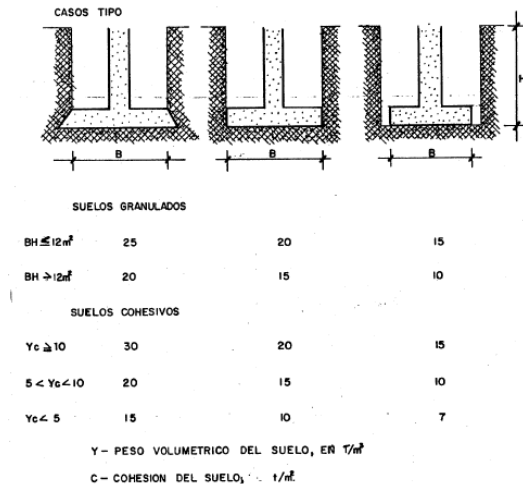


Ilustración 34 Valores en Grados para Distintos Tipos de Suelo y Construcción de Cimiento.

Se considera que una cimentación es superficial cuando la relación profundidad se desplace a la dimensión menor de la base es menor que seis. Para el cálculo anterior se supondrá que el suelo tiene un peso específico de 1.6 Ton/M³ y el concreto de 2.4 Ton/M³.

2.6.3 Dimensionamiento Dieléctrico

La configuración geométrica general de las estructuras de soporte deberá ser tal que el aislamiento de la línea de transmisión se conserve en cualquier condición de operación, incluyendo las sobretensiones provocadas por factores externos o internos y considerando la influencia del medio ambiente en cuanto a presión barométrica, temperatura, humedad, contaminación, etc. [17]

Las líneas con tensiones nominales de hasta 230KV las distancias de aislamiento en el aire se calcularán básicamente por efecto de impulso de rayo. Las líneas con tensiones mayores, dichas distancias se calcularán por efecto de impulso por maniobra.

2.6.3.1 Corrección por Condiciones Climáticas

El aislamiento en líneas de transmisión se ve afectado por condiciones ambientales tales como presión atmosférica, temperatura, humedad y contaminación. Debido a lo anterior, las tensiones críticas de flameo de diseño para el cálculo de las distancias de aislamiento en aire se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$(TCF)_d = \frac{K_h NBAI}{G^m 0.961} \quad (Ec. 2.1)$$

$$(TCM)_d = \frac{K_h NBAI}{G^m 0.922} \quad (Ec. 2.2)$$

Donde:

K_h , Factor de corrección por humedad absoluta.

m, exponente que depende de la configuración de los electrocodas y tiene máximo de 1.0.

G, Factor de corrección por densidad relativa del aire respecto a la correspondiente a condiciones estándar. (Temperatura ambiente de 25°C y presión barométrica 760mm de Hg a nivel del mar).

$$G = \frac{0.392 b}{273 + t} \text{ (Ec. 2.3)}$$

b, presión barométrica, en mm de Hg.

t, temperatura ambiente, en °C.

NBAI, Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo, en KV.

NBAM, Nivel básico de aislamiento al impulso por maniobra, en KV.

Los valores de aislamiento NBAI y NBAM, para diversas tensiones nominales, se muestran en la siguiente tabla. [22]

TABLA 9 NIVELES DE TENSIONES NORMALIZADOS.

Tensión nominal del sistema KV (eficaz)	Tensión máxima de diseño KV (eficaz)	Nivel básico de aislamiento a impulso (NBAI) de fase a tierra KV (Cresta)	Nivel básico de aislamiento a impulso (NBAI) de fase a fase KV (Cresta)	Tensión resistente nominal a 60 Hz de fase a tierra KV (eficaz)
69	72.5	325	325	140
		250	350	
115	123	450	450	185
		550	550	230
138	145	450	550	185
		550	650	230
		650		270
161	170	550	550	230
		650	650	275
		750	750	325
230	245	650	750	275
		750	850	325
		850	950	360
		950	1050	395
		1050	1125	460

Corrección por Contaminación Atmosférica

Para calcular la distancia de fuga requerida, el número necesario de aisladores y la longitud correspondiente de la cadena deberá tomarse en consideración la tensión máxima de operación que pueda soportar la cadena de aisladores en atmosferas contaminada y en caso necesario se emplearan aisladores especiales.

TABLA 10 NIVELES DE CONTAMINACIÓN.

Nivel de contaminación	Características Ambientales	Distancia de fuga recomendada + cm/KV fase a neutro
Ligera	Áreas en industrias, zonas rurales sin quema de forrajes o hierba áreas que están expuestas a la brisa marina, áreas con baja densidad industrial pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvias, zonas agrícolas con bajo uso y de fertilizantes y plaguicidas o con uso moderado y lluvias frecuentes	3.0 3,5
Alta	Áreas con alta densidad industrial, áreas cercanas al mar (menos de 1Km de la costa) o expuestas a brisas marinas, zonas expuestas a acción de los polvos de cemento, carbón con lluvias ligeras, combinaciones de algunas características anteriores con niebla, zonas urbanas de alto índice de población con humos derivados del petróleo, polvo y lluvias ligeras.	4.0 a 5.0
Extra Alta	Áreas de extensiones moderadas sujetas a humos productos de procesos industriales de tipo contaminante, áreas de extensión moderadas cercanas a las costas y expuestas a brisas marinas muy fuertes, en áreas de baja densidad industrial pero expuestas a brisas marinas.	Mayores de 6.0

2.6.4 Flechas y Tensiones Mecánicas en Cables

Las condiciones para las que se calcularán las flechas y tenciones mecánicas en cables será las siguientes:

1. La temperatura ambiente mínima promedio sin presión de viento, para revisar libramiento vertical en cruces con otras líneas.
2. La temperatura ambiente mínima promedio con velocidad de viento reducida, para revisar tensiones máximas en los cables.
3. La temperatura ambiente media sin presión de viento, para revisar tensiones en los cables para la condición normal de servicio.
4. La temperatura ambiente máxima anual sin presión de viento, para revisar libramientos respecto al terreno.

En áreas donde se considere necesario revisar alguna otra condición de diseño, esta deberá realizarse en adición a las anteriores. Las expresiones para el cálculo de flechas y tensiones, para las presiones debidas a viento y los mapas de temperatura de la república mexicana.

Para el cálculo de flechas y tensiones deberá considerarse la reducción en la fuerza (o presión) producida por el viento de acuerdo a lo que se menciona.

2.6.4.1 Tensiones Mecánicas en Cables

En Cables de Guarda

Se recomienda que en estos cables las tensiones para la condición normal de trabajo y para la condición de carga más desfavorable se aproximan al 25% y al 40% de la carga de ruptura del cable, respectivamente.

La tensión mecánica de los cables de guarda deberá coordinarse con la tensión de los conductores a fin de llenar los requisitos de separación entre ambos y conservar los ángulos de blindajes apropiados en todo el claro.

En Cables Conductores

Se recomienda que la tensión mecánica en los conductores se aproxima al 33% de su carga de ruptura para la condición de tendido inicial de las líneas (durante la construcción), al 25% para la conducción normal de trabajo y al 40% para la condición de cargas desfavorable.

2.6.5 Condiciones Básicas de Carga

Las condiciones de carga que se recomienda para el análisis de las estructuras de soporte con las siguientes.

- a) Carga vertical debida al peso de los cables conductores de guarda con sus aisladores, herrajes y accesorios. Además, se considerará una carga de 200kg (peso de dos trabajadores) en cada una de las fases y 100kg en los soportes del cable de guarda.
- b) Peso de la estructura.
- c) Carga transversal debida a la acción del viento sobre los cables. En este caso, se tomarán en cuenta las fuerzas transversales provocadas por la desviación del eje de la línea con las tensiones mecánicas en los cables calculadas. Esta condición de carga se calculará para dos velocidades de viento: Velocidad media y una máxima.
- d) Carga transversal sobre la torre debido a la acción del viento. Se calcularán dos condiciones de diseño: Viento máximo y viento medio.
- e) Carga longitudinal sobre la torre debida a la acción del viento máximo.
- f) Carga por rotura de cables. Se escogerá la alternativa y posición de cables rotos que provoque los elementos mecánicos más desfavorables sobre la torre o elemento estructural en consideración (cruceta, soporte del hilo de guarda, etc). El valor de las fuerzas consideradas será un porcentaje del calculado.
- g) Carga longitudinal sobre la torre debida a tensiones desbalanceadas en los cables para la condición de viento en estudio.

2.6.6 Coordinación de Aislamiento

La coordinación de aislamiento eléctrico es la correlación de esfuerzos dieléctricos en los aislamientos de los distintos componentes de un sistema eléctrico de potencia en alta tensión, con el objeto de minimizar el riesgo de pérdida del suministro de energía eléctrica, causado

por sobretensiones que pudieran causar daños en el equipo y en los distintos elementos de una instalación.

La coordinación de aislamiento es necesaria ya que los sistemas de transmisión están expuestos a sobretensiones que pueden ocurrir por una gran variedad de causas, entre las más importantes son por descargas atmosféricas. El aislamiento puede ser seleccionado en función de la altitud de la línea sobre el nivel del mar, manteniendo el nivel básico de impulso de la tensión nominal de operación.

El diseño de aislamiento consistirá en la selección del espaciamiento entre fases, fases y tierra, número adecuado de aisladores.

2.6.6.1 Procedimiento de Coordinación de Aislamiento

Determinación de la Tensión Nominal en los Equipos o en la Instalación a Diseñar

Teniendo en cuenta los niveles de protección proporcionados por los dispositivos de protección instalados y el valor máximo de la tensión de operación. Para las instalaciones se analizan las sobretensiones temporales y las de origen atmosféricas, de acuerdo a la tabla 9 “Niveles de Tensiones Normalizados”.

Tensión de Aguante de Coordinación

Es la que cumple los criterios de diseño en las condiciones de servicio en que funcionarán los equipos o la instalación. Esta tensión se basa en el riesgo de fallo aceptado, y su cálculo se realizará multiplicando la tensión representativa por el factor de coordinación, K_c , que depende del tipo de aislamiento y del método de coordinación de aislamiento (determinista, estadístico) que es posible aplicar.

Tensión de Aguante Especificada

La tensión de aguante de coordinación se convierte en la tensión de aguante especificada, que es la tensión normalizada de ensayo que el aislamiento debe soportar para asegurar el criterio de diseño.

La tensión de aguante especificada se obtiene multiplicando la tensión de aguante de coordinación por un factor de seguridad, K_s , que compensa las diferencias entre las condiciones reales de servicio y las de ensayo.

En aislamientos externos también se aplicará un factor de corrección atmosférico, K_a , que tenga en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales de servicio y las normalizadas de ensayo.

Conjunto de Tensiones de Aguante Normalizadas

Se selecciona el conjunto de tensiones de aguante normalizadas que satisfacen las tensiones de aguante especificadas.

La tensión de aguante normalizada es la tensión aplicada en un ensayo de tensión normalizado.

La tensión de aguante normalizada puede elegirse para la misma forma de onda normalizada puede elegirse para la misma forma de onda normalizada que la tensión de aguante especificada o para una forma de onda distinta mediante la aplicación del factor de conversión de ensayo, K_t .

Nivel de Aislamiento Normalizado

Se selección el nivel de aislamiento normalizado, es decir, el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones de aguante normalizadas están asociadas a la tensión de operación más elevada. Las clasificaciones de los aisladores se mencionan en temas anteriores y para las especificaciones de los aisladores normalizados por CFE.

Caracterización del Aislamiento

La rigidez dieléctrica de un aislamiento depende de: La forma de onda de tensión aplicada (pendiente del frente, valor de cresta, pendiente de cola), la polaridad, las condiciones ambientales, en el caso del aislamiento externo.

La descarga disruptiva de un aislamiento es un fenómeno de naturaleza estadística:

Un mismo aislamiento puede aguantar unas cuantas veces y fallar otras veces cuando es sometido de forma repetitiva a la misma onda de la tensión, manteniendo constantes la polaridad y las condiciones ambientales como se muestra en la figura. [19]

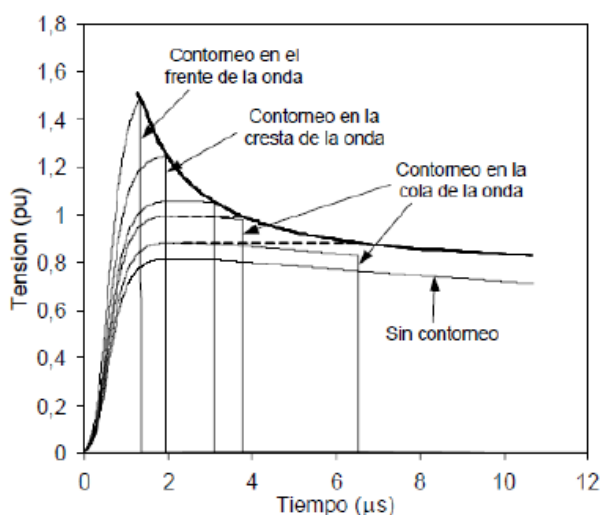


Ilustración 35 Curvas Tensión Tiempo.

2.6.6.2 Métodos de Coordinación de Aislamiento

Se pueden distinguir dos métodos de coordinación de aislamiento: El determinístico y estadístico. [23]

Método Determinístico

Este método se utiliza generalmente cuando no se dispone de información estadística proveniente de ensayos para determinar el índice de fallas del equipo de servicio. Con este método, no se hace referencia al índice de falla eventual del equipo en servicio.

Método Estadístico

Este método está basado en la frecuencia de ocurrencia de una causa dada, la distribución de probabilidad de sobretensiones relativa a esta causa y la probabilidad de descarga de la aislación.

Igualmente se puede determinar el riesgo de falla combinado simultáneamente, para cada aplicación de tensión, las probabilidades de descarga y de sobretensión teniendo en cuenta la naturaleza estadística de las sobretensiones y de la descarga mediante procedimientos adecuados.

2.6.6.3 Coordinación de Aislamiento en Líneas de Transmisión

la coordinación de aislamiento de una línea de transmisión aérea puede tener los siguientes objetivos: [24]

1. Diseñar el blindaje (número y ubicación de los cables de guarda) adecuado frente a descargas atmosféricas, que minimice el número de flameos por falla de blindaje.
2. Diseñar una puesta a tierra efectiva que minimice la tasa de flameo inverso.
3. Seleccionar las dimensiones de las cadenas de aisladores para soportar las sobretensiones que se puedan originar por maniobras y por descargas atmosféricas.
4. Dimensionar las distancias en el aire entre conductores, entre conductores y tierra, y entre conductores y apoyos.
5. Decidir si será necesario instalar apartarrayos, y en caso afirmativo determinar su ubicación y sus valores nominales.

2.6.7 Ángulo de Blindaje

El ángulo de protección (en grados) formado por un plano vertical que pasa por un cable de guarda, y el plano inclinado que pasa por conductor extremo y dicho cable será igual a:

$$\theta \leq 40 - 1.15h_g \quad (\text{Ec. 2.3}) \quad \text{pero} \quad \theta \leq 15^\circ \text{ si } kV > 230 \quad (\text{Ec. 2.4})$$

En lo anterior, h_g es la altura del cable que guarda sobre el terreno medido al pie de la estructura. El ángulo de blindaje podrá tener un valor nulo o negativo en zonas de alto nivel cerámico.

2.6.8 Diseño de Sistema de Tierras

Para realizar el diseño del sistema de tierras, se debe tomar en cuenta que, las mediciones de resistividad del suelo y de resistencia eléctrica de la red de tierra se deben realizar en época de sequía debido a que son las condiciones más críticas.

Medición de la Resistividad del Suelo para el Diseño del Sistema de Tierra

Una vez determinada la posición de las estructuras y por consecuencia lógica las cimentaciones de las mismas, se procede a ejecutar la medición de la resistividad del suelo, siguiendo el método de los cuatro electrodos o de Wenner. Para las estructuras autoportadas se deben hacer a partir del centro de la base de la torre en diagonal respecto al sentido de la línea, de acuerdo al “Arreglo A” representado en la figura, considerando la medición hacia afuera de las patas 1 y 3 o al “Arreglo B” de la misma figura, que involucra las patas 2 y 4.

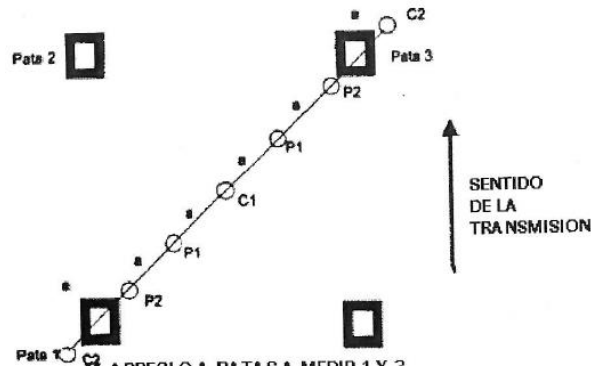


Ilustración 36 Medición de Resistividad. Arreglo A.

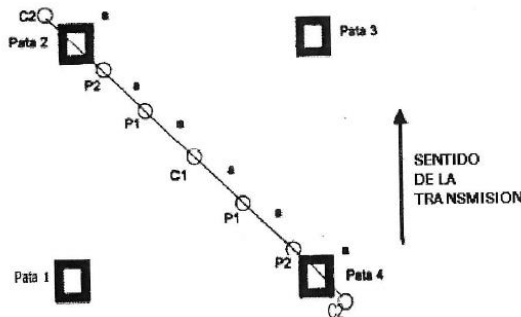


Ilustración 37 Medición de Resistividad. Arreglo B.

La selección del “Arreglo A” o “Arreglo B” para las mediciones debe ser en función de las mejores condiciones o facilidades que ofrezca el terreno para el indicado de los electrodos verticales.

Para otro tipo de estructuras (poste Tipo H, poste de madera, poste troncocónico) el procedimiento debe ser a partir del centro de la base siguiendo la misma metodología (en diagonal). En zonas urbanas las mediciones se harán a partir del centro de la base en el sentido de la instalación de la red de tierra.

En cualquiera de los arreglos, se deben realizar siete mediciones en cada dirección para dar un total de 14 mediciones. La primera lectura se debe hacer con una separación entre electrodos de 1.6m, aumentándose la misma en incrementos de 1.6M, hasta alcanzar un total

de 2 m. Los valores obtenidos se deben anotar en el formato 1 de esta especificación y el o los valores representativos de la resistividad del suelo para el diseño de la red de tierra son responsabilidad del diseñador.

Las mediciones se deben realizar manteniendo el electrodo CI instalado en el centro de la estructura, por lo cual sólo variarán de posición los electrodos P1, P2, y C2.

2.7 Normas y Especificaciones

2.7.1 Diseño de Líneas de Transmisión

Para el diseño de líneas de transmisión y subtransmisión de 69KV a 400KV se debe considerar especificación “CFE DCDLTA01”. Esta especificación tiene el objetivo de tipificar y establecer los lineamientos y requerimientos mínimos, que deben cumplir los diseños de líneas de transmisión aéreas a cargo de la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT). [25]

2.7.2 Torres

Las torres para las líneas de transmisión y subtransmisión se mencionan en la especificación CFE J1000-50. En esta especificación se establece los lineamientos técnicos, de análisis, diseño, fabricación y calidad; las características mecánicas, eléctricas, normativas, dimensionales y pruebas que deben cumplir las torres autosoportadas y con retenidas utilizadas en líneas de transmisión y subtransmisión por la Comisión Federal de Electricidad. [26]

El campo de aplicación aplica en la clasificación, análisis, diseño estructural, fabricación, montaje, pruebas mecánicas de prototipo y suministro de torre de instalación permanente para líneas de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica que adquiere la CFE. Los diferentes tipos de torres que se solicitan en cada línea de subtransmisión y transmisión, se indican en la memoria de cálculo en este caso y estas deben de tener clave de diseño normalizado.

2.7.3 Diseño de Torres para las Líneas de Transmisión y Subtransmisión

La especificación CFE J1000-50 define, tipifica y establece los lineamientos y de calidad que deben cumplir en la clasificación, análisis, diseño estructural, fabricación, montaje, pruebas mecánicas en prototipo y suministro de las torres autosoportadas y con retenidas. [20]

2.7.4 Conductores

2.7.4.1 Cable ACSR

Especificaciones

Todos los cables ACSR que utiliza la Comisión Federal de Electricidad deben cumplir con lo indicado en la norma NOM-J-58. [21]

Para ambientes marinos y/o industriales se debe aplicar la especificación CFE E0000-18 para cables ACSR/AS y como alternativa, cuando así se solicite en el pedido, puede usarse cable ACSR indicado en la presente especificación con el(los) alambre(s) del núcleo central ya sea extra galvanizado(s) tipo “C” de acuerdo a la norma ASTM-B-498 o galvanizados y encerados de acuerdo con lo que especifique la Comisión Federal de Electricidad.

Tensiones Nominales

Las tensiones nominales de operación de los cables ACSR deben corresponder preferentemente a las indicadas en la siguiente tabla.

TABLA 11 TENSIONES NOMINALES.

Descripción Corta	Baja Tensión (240 V)	Mediana Tensión (KV)			Alta Tensión (KV)			
		13.8	24	34.5	69	115	230	400
ACSR 2	x	x	x	x				
ACSR 1/0	x	x	x	x				
ACSR 3/0		x	x	x	x			
ACSR 4/0		x	x	x	x			
ACSR 266			x	x	x	x		
ACSR 366				x	x	x		
ACSR 477					x	x		
ACSR 795						x	X	
ACSR 900							X	
ACSR 1113							X	x

Muestreo

Debe seguirse el procedimiento de muestreo indicado en la especificación CFE E0000-13.

Pruebas

Deben realizarse las pruebas indicadas en la norma NOM-J-58.

Empaque

Se debe cumplir con la especificación CFE L0000-11 y con lo indicado a continuación.

Carretes

Deben utilizarse carretes que cumplan con lo especificado en la norma NOM-EE-161.

2.7.5 Cables de Guarda

En los cables de guarda son utilizados también dos tipos de cables: [Cap3. Diseño de Líneas de Transmisión de Alta Tensión]

1. El de 9.5 mm, (3/8") de diámetro, de acero galvanizado para zonas de baja contaminación.
2. El 7#8 de acero con aluminio soldado conocido como alumoweld para zonas de media y alta contaminación.

Existen también cables de guarda con fibras ópticas integradas utilizados para la contaminación requerida en el sistema eléctrico.

Una de las especificaciones de la Comisión Federal de Electricidad que aplican al cable de guarda donde se mencionan características y requerimientos es la CFE A0000-01 “Cables de Guarda de Acero Galvanizado”.

2.7.6 Cadena de Aisladores

Los aisladores normalizados para las líneas de transmisión en México, son del tipo suspensión de porcelana o vidrio templado de 254 mm de diámetro y 146 mm de paso, estos aisladores pueden ser del tipo normal para zonas de baja contaminación ya sea en suspensión o tensión, son utilizados también los aisladores de tipo niebla o superniebla en zonas de contaminación media y alta.

En las líneas de 115KV se utilizan aisladores 254x146mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 8165 kg. Las cadenas de aisladores de suspensión llevan 8 unidades y las de tensión llevan 9 unidades.

En las líneas de 230kV se utilizan aisladores 254x146mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 11340 kg. Las cadenas de suspensión llevan 16 unidades y las de tensión 2x17 unidades.

En las líneas de 400KV se utilizan aisladores de 254x146mm con resistencia mecánica y eléctrica de 11340 kg. Las cadenas de suspensión llevan 23 unidades y las de tensión 2x24 unidades.

Las especificaciones que aplican para los aisladores son la CFE 52200-02 “Aisladores de suspensión de porcelana o vidrio templado”. Esta especificación establece los requerimientos principales para la adquisición, así como las características electromecánicas que deben cumplir los aisladores de suspensión de porcelana o de vidrio templado. [27]

2.7.7 Herrajes y Materiales de Instalación Permanente

De la calidad de los materiales y equipos utilizados en las líneas de transmisión depende en gran medida su eficiente funcionalidad, por lo que es importante contar con una buena especificación para cada material. La Comisión Federal de Electricidad cuenta con especificaciones, prácticamente para todos los materiales para uso normalizados en líneas de transmisión.

Algunas de las especificaciones de la Comisión Federal de Electricidad, aplicables para el uso de herrajes en las líneas de transmisión son: CFE 2H1LT-01 “Herrajes para líneas de transmisión”, CFE 2H1L-41 “Conjunto de herrajes para líneas de transmisión”, CFE 511B0-36 “Amortiguadores de vibración”.

Cabe señalar que las especificaciones señaladas no son todas, sino que existen una gran variedad, ya que existen para cada uno de los componentes de los herrajes utilizado en las líneas de transmisión.

2.7.8 Apartarrayos

Los apartarrayos con entrehierro y sin entrehierro se deberán seleccionar conforme a la norma NRF-003-CFE-2000 “Apartarrayos de óxidos metálicos para subestaciones”, de acuerdo a la

tensión nominal del sistema y de la tensión nominal del apartarrayo, y para sistemas que cuenten con neutro aterrizado a través de una impedancia, se recomienda utilizar el valor superior.

2.7.9 Sistemas de Tierra

En aquellas estructuras donde sea técnica y económicamente factible la corrección del valor de la resistencia de tierras, comparativamente con la instalación de apartarrayos, se ejecutará la mejora aplicando los métodos que se indican en la normatividad vigente (CFE00JL0-28 “Redes de Tierras para estructuras de líneas de transmisión aéreas de 69 a 400 KV”).

Otra característica importante, es la selección del conductor suficiente para soportar las corrientes de falla o descarga atmosférica. Para ello se requiere consultar la Norma NRF-011-CFE-2004.

2.7.10 Cimentaciones

La Comisión Federal de Electricidad cuenta con un catálogo normalizado de cimentaciones, que abarca la mayor parte de las estructuras que son utilizadas en la construcción de las líneas de transmisión; las cimentaciones con zapatas aisladas de concreto reforzado del catálogo son diseñadas para ser apoyadas en el terreno a una profundidad no menor a 2m y con las siguientes alternativas para su diseño:

1. Capacidades del terreno a compresión, para suelos húmedos y sumergidos, de:
 - a. 5 t/m²
 - b. 10 t/m²
 - c. 15 t/m²
 - d. 20 t/m²
 - e. 30 t/m²
2. Para pesos volumétricos del terreno, en terrenos húmedos, de:
 - a. 1.4 t/m²
 - b. 1.5 t/m²
 - c. 1.6 t/m²
3. Para pesos volumétricos del terreno, en suelos sumergidos, de:
 - a. 0.4 t/m²
 - b. 0.5 t/m²
 - c. 0.6 t/m²
4. Resistencia a la compresión del concreto de $f'c = 200 \text{ kg/cm}^2$.
5. Esfuerzo en el límite de fluencia del acero de refuerzo de $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$.
6. Niveles de las estructuras:
 - a. Para 400kV (+15, +10, +5, +0, -5 y -10)
 - b. Para 230kV (+12, +8, +4, +0, y -4)
 - c. Para 115kV (+6, +3, -3 y -6)

Considerando que, para cada uno de estos niveles, las extensiones van desde la extensión +5 hasta la extensión -2.

7. Longitudes libres de los dados, medida a partir del nivel de terreno natural, de:
 - a. 20 cm
 - b. 50 cm
 - c. 200 cm

Todas las consideraciones, dentro para el diseño de las cimentaciones normalizadas, están consideradas en las especificaciones CFE J10000-50 “Diseño de Torres de Líneas de Transmisión”, Manual de Obras Civiles de CFE-1993 y así como el ACI 318-1995.

3. Desarrollo

3.1 Características Generales de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD

3.1.1 Ficha Técnica

Para poder realizar el estudio y análisis de la línea, se obtuvo información necesaria y datos estadísticos que se mencionarán durante el desarrollo del presente proyecto. Con base a la información obtenida, se realiza la ficha técnica de las características generales de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD. La información que se muestra fue proporcionada por la oficina de Líneas de Subtransmisión de la CFE.

TABLA 12 FICHA TÉCNICA DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN ANG-73970-TGD.

Línea de Subtransmisión			
Identificador Clave:	73970	Tensión:	115KV
S.E. de envío:	Angostura (ANG)	Distancia:	56.5 Km
S.E. de recepción:	Tuxtla Gtz. II (TGD)	Derivaciones:	S.E. Grijalva (GIA)
Año de entrada en operación:	1976	Resistividad Del terreno	30 Ohm
Estructuras			
Tipo:	Torres Autosoportadas y Postes Troncocónicos		
Número:	151 Torres		
	16 Postes troncocónicos		
Total:	167 Estructuras		
Circuitos:	1		
Transmisión			
Potencia (W):	100 MW	Capacidad de conducción:	660 Ampere
	Capacidad MVA		
Capacidad de Transmisión:	16 MVA	Temp. Máx.:	75 °C
Sobrecarga (15 min.):	20 MVA	Temp. Mín.:	25 °C

En la siguiente tabla se muestran las características de los cables, tanto conductores de fase y el hilo de guarda para el blindaje que utiliza la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD.

TABLA 13 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE LA LINEA DE SUBTRANSMISIÓN.

Conductores					
Tipo:	ACSR (Conductor de Aluminio con Alma de Acero)				
Nombre:	HAWK	N° de conductores por fase:	1		
Calibre:	477 KCM				
Hilo de Guarda					
Calibre:	5/16	N° de conductores:	1		
Ra:	2.66	Xa:	0.725	Diámetro:	0.306

La línea de subtransmisión ANG-73970-TGD comprende de la S.E. Angostura (Subestación de envío), pasando por una derivación en la S.E. Grijalva (TAP GIA), hasta la S.E. Tuxtla Dos (Subestación de recepción). En toda la trayectoria de la línea de subtransmisión se utilizan 4 tipos de estructuras que son: Torres Autosoportadas de Celosía de Suspensión (TAS), de Remate (TAR), Postes Troncocónicos de Suspensión (TCS) y de Remate (TCR).

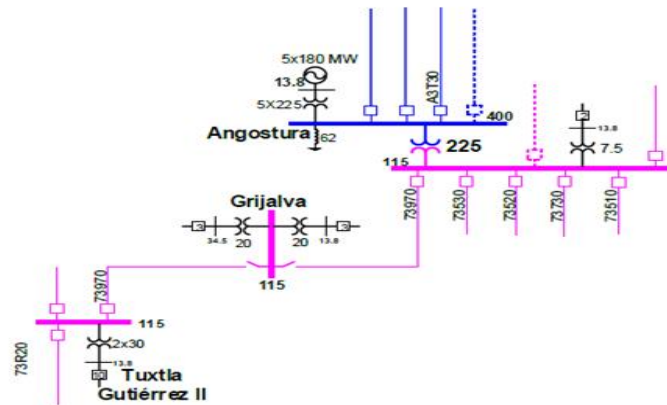


Ilustración 38 Diagrama Unifilar de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

3.1.2 Estructuras

Para fines de este proyecto, las estructuras que pertenecen a la entrada a la S.E. Grijalva no se toman en cuenta, ya que se enfocará en la trayectoria de la S.E. de envío a la S.E. de recepción. De la misma forma, las estructuras que utilizan postes troncocónicos no se tomarán en cuenta en el proyecto.

El tipo de torres que pertenecen a la línea de subtransmisión, la mayoría de la línea cuenta con torres autosoportadas de diseño antiguo. Este diseño de torre lleva un circuito radial de 115KV con un conductor por fase en disposición delta, con un hilo de guarda ubicada en la cúpula de la torre. A comparación de los nuevos diseños de torres, el diseño de las torres de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD son menos eficientes en cuanto al ángulo de blindaje y, en consecuencia, tienen más probabilidades de fallas por descargas atmosféricas.



Ilustración 39 Torre Tipo de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

3.1.3 Ubicación Geográfica de la Línea de Subtransmisión

La oficina de Líneas de Subtransmisión de la CFE proporcionó los datos UTM de cada torre perteneciente a la línea ANG-73970-TGD, que facilitó la ubicación en sitio a las estructuras, así como ubicar las salidas y llegadas, y el tipo de estructura que se tienen de cada una de las estructuras. A continuación, se muestra el posicionamiento de las 167 estructuras de las que se compone línea de subtransmisión.

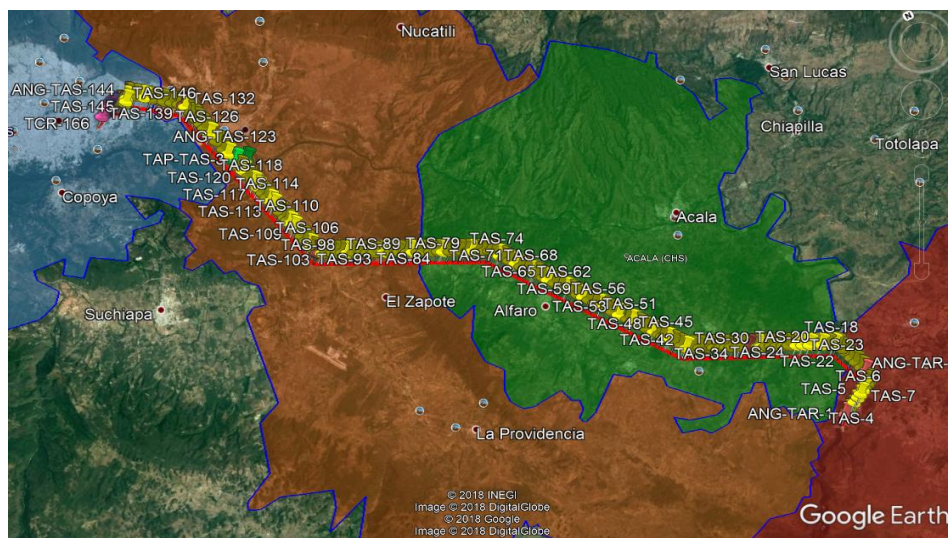


Ilustración 40 Ubicación en Google Earth de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

Se realizó el levantamiento topográfico de la trayectoria de la línea y la ubicación de cada estructura de la línea de subtransmisión en el software “Google Earth”. En la ilustración se muestran las divisiones territoriales de los municipios en la que atraviesa la línea. Como se observa, la línea de subtransmisión atraviesa el área territorial del municipio de Venustiano Carranza (rojo), Acala (verde), Chiapa de Corzo (naranja) y Tuxtla Gutiérrez (Azul).

3.1.4 Datos Estadísticos de la Línea de Subtransmisión

Salidas de la Línea de Subtransmisión

Las salidas de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD se obtuvieron del Sistema Integral de Administración Distribución (SIAD) de la CFE, el cual, que fue proporcionado por el jefe de la oficina de líneas de subtransmisión de la CFE. De acuerdo al historial de salidas, se toman en cuenta las fallas desde 2001 hasta el año actual 2018 que han sido por descargas atmosféricas, nidos y ráfagas de viento (Tromba). A continuación, se muestra una tabla donde se recopilan las salidas y sus causas.

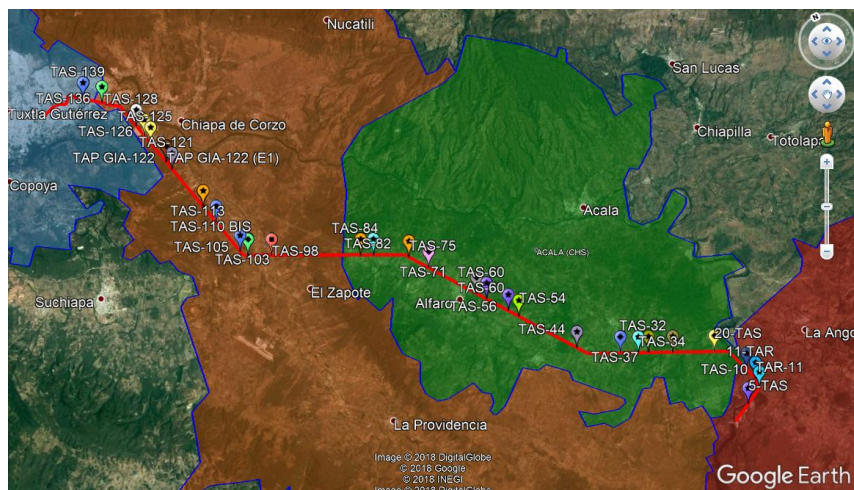


Ilustración 41 Salidas de la Línea del 2001 al 2018.

TABLA 14 SALIDAS DE LAS LÍNEAS DESDE 2001 HASTA 2018.

Año	Causa de la Falla	Simbología
2001.06.27	Rompe distancia por nido.	ROSA
2002.06.11	Descarga Atmosférica	NARANJA
2002.07.01	Descarga Atmosférica	NARANJA
2002.09.04	Descarga Atmosférica	NARANJA
2003.05.30	Rompe distancia por nido.	AMARILLO
2003.05.30	Rompe distancia por nido.	AMARILLO
2003.07.02	Descarga Atmosférica	AMARILLO
2003.09.06	Descarga Atmosférica	AMARILLO
2004.05.08	Rompe distancia por nido.	VERDE
2004.05.29	Descarga Atmosférica	VERDE
2004.06.06	Rompe distancia por nido.	VERDE
2004.06.07	Rompe distancia por nido.	VERDE
2005.06.06	Descarga Atmosférica	LILA
2005.08.12	Descarga Atmosférica	LILA
2006.05.13	Descarga Atmosférica	MOSTAZA
2007.06.18	Descarga Atmosférica	CELESTE
2007.09.08	Descarga Atmosférica	CELESTE
2008.05.31	Rompe distancia por nido.	MORADO
2008.06.16	Descarga Atmosférica	MORADO
2008.07.09	Descarga Atmosférica	MORADO
2009.08.18	Descarga Atmosférica	VERDE NILO
2009.10.15	Descarga Atmosférica	VERDE NILO
2011.06.28	Descarga Atmosférica	CAFÉ
2011.07.25	Descarga Atmosférica	CAFÉ
2012.05.27	Nido	ROJO
2014.09.29	Descarga Atmosférica	VERDE AZUL
2016.01.22	Descarga Atmosférica	AZUL
2016.02.24	Tromba	AZUL

2016.05.18	Nido	AZUL
2016.08.16	Descarga Atmosférica	AZUL
2016.09.24	Descarga Atmosférica	AZUL
2017.07.28	Descarga Atmosférica	TURQUESA
2017.08.31	Descarga Atmosférica	TURQUESA
2018.05.02	Nido	BLANCO
2018.09.07	Descarga Atmosférica	BLANCO

Inspección Mayor

De acuerdo con las inspecciones realizadas por las cuadrillas de la oficina de líneas de transmisión, se obtienen las características de los componentes de cada estructura. Las inspecciones describen las condiciones físicas de las estructuras y del sistema de tierra, ya que se realiza la visita a cada estructura de la línea. Cabe mencionar que la inspección mayor se realiza cada 2 años.

La información obtenida, se describirán a lo largo del desarrollo. En este caso se toma en cuenta la inspección realizada en el año 2016 y algunas estructuras ya revisadas del presente 2018.

Sistema de Tierras

De acuerdo a las inspecciones que se realizaron en 2016 y 2018, se determina la ubicación de las estructuras que presentaron deficiencias en el sistema de tierra, así como tierras desconectadas de los electrodos, tierras enterradas que no se localizan, tierras rotas de las patas de la torre, entre otros. En la ilustración se muestran la ubicación de las estructuras más significativas que presentaron algún tipo de falla de los mencionados.

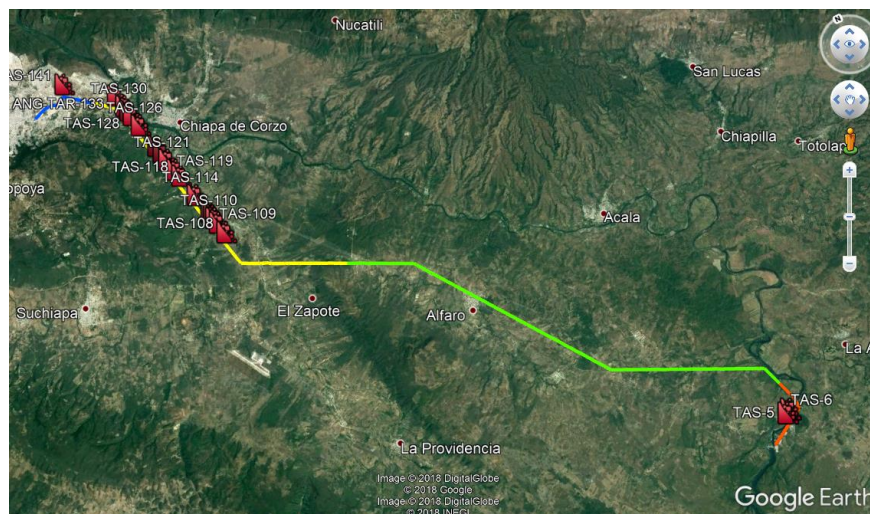


Ilustración 42 Ubicación de las Estructuras con Problemas con el Sistema de Tierra.

Este tipo de problemas se presentan por los factores del medio ambiente en el que se ubican, ya que interactúan con climas y suelos de diferentes comportamientos.

Apartarrayos

Con respecto a las inspecciones, se ubicaron las estructuras que cuentan con apartarrayos, que se mencionan en la tabla del Anexo 1. Como se puede observar en la ilustración de la ubicación en la línea de los apartarrayos, la línea cuenta con únicamente 23 estructuras con este tipo de protección.

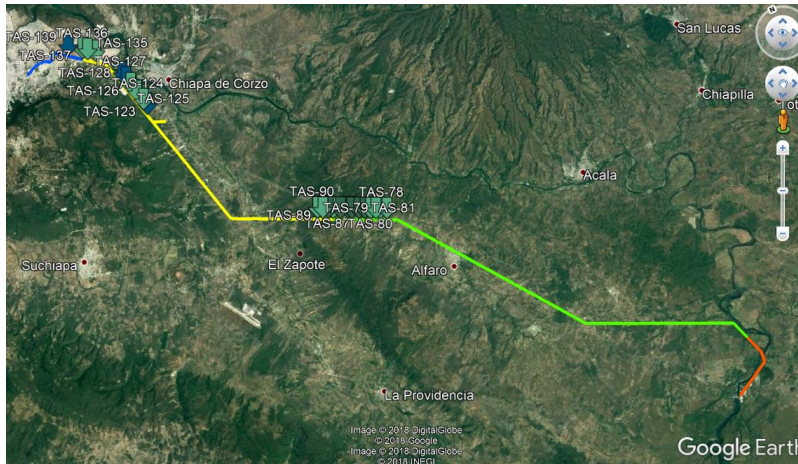


Ilustración 43 Ubicación de Estructuras con Apartarrayos.

Aisladores

Con respecto a los aisladores de las estructuras de la línea ANG-73970-TGD, en su mayoría son aisladores de vidrio templado, y que se puede observar en la tabla del ANEXO 1 que, la mayoría cuenta con los requerimientos aislamiento. En la ilustración que se muestra a continuación, se muestran la ubicación de 6 estructuras que cuentan con aisladores Epóxico, y que estos aisladores se resaltan por tener problemas a la intemperie, ya que, en comparación a los aisladores de vidrio, pierden sus propiedades físicas y a su vez, sus propiedades de aislamiento.

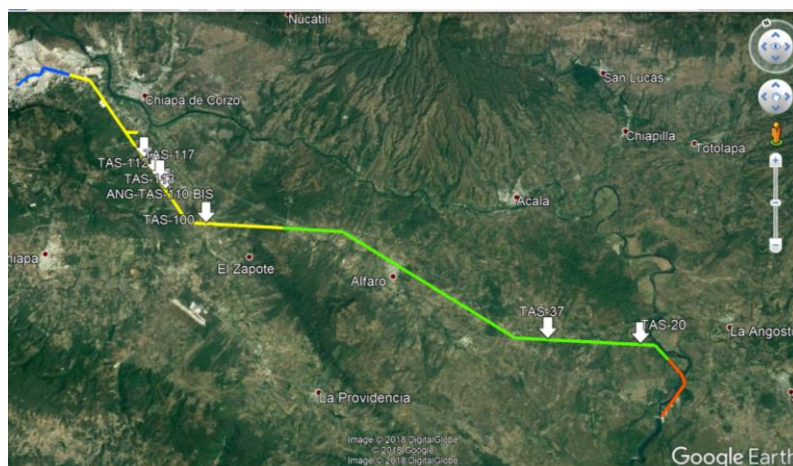


Ilustración 44 Ubicación de las Estructuras con Aisladores Epóxico.

Condiciones Ambientales

De acuerdo a una entrevista realizada por un trabajador perteneciente de una cuadrilla del área de líneas, se dice que en los meses de abril y mayo las aves que habitan en la zona de la línea comienza la temporada de anidación. Las aves tienden a realizar sus nidos en la cadena de aisladores, suspendidos sobre los aisladores, sobre la torre y en la cúpula de la torre donde se encuentra la unión del hilo de guarda con la torre.

En ese caso, se realiza la inspección mayor, en donde reacomodan o retiran los nidos, principalmente los que se encuentran en la cadena de aisladores, para evitar que rompa distancia y descargue la energía de la fase a la torre.

3.1.5 Condiciones de Aisladores Aleatorias

Como se pueden observar en las ilustraciones, se resivaron las cadenas de aisladores que se retiraron de estructuras de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD. En la mayoría de las estructuras, los aisladores presentan contaminación en la parte interior de los discos, por lo que, no se encuentran en condiciones de operación.



Ilustración 45 Aislador Contaminado. Estructura #126.

En el caso de otros aisladores revisados, se pudo observar que presentan flameos por descargas atmosféricas. En las estructuras en las que se encontraban las cadenas de aisladores flameados, de acuerdo con las inspecciones, aunque cuenta con el sistema de tierra con las conexiones en buen estado, se hace la hipótesis que tiene un alto valor de resistencia a tierra, por lo que provoca el flameo Inverso, además de no contar con apartarrayos para proteger a la estructura.



Ilustración 46 Cadena de Aisladores Combinada. Aislamiento Contaminado. Estructura #126.

En el caso de una cadena de aisladores retirada de la estructura #126, fase C, se puede observar que la cadena es combinada, por lo que, se requería sustituir la cadena por una que se encuentra sin contaminación y que, además, cuente con los requerimientos mínimo de aislamiento. Aunque la cadena cuenta con el número de discos mínimos para el aislamiento de fase a la estructura, la cadena presenta contaminación, por el cual no se encuentra en condiciones de operación y de seguridad.

3.1.6 Inspección Aérea a la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD Condiciones de Estructuras Aleatorias

Se realiza la inspección aérea de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD con la finalidad de determinar si las estructuras se encuentran en condiciones efectivas de operación, y en qué condiciones se encuentra los factores externos que puedan afectar al correcto funcionamiento de la línea.



Ilustración 47 Estructura #126. TAS.

En la ilustración se puede observar la estructura #126 de la línea de subtransmisión. La estructura es de suspensión, cuenta con aisladores combinados que cuentan con el número de discos mínimos de aislamiento, cuenta con amortiguadores en las tres fases. Además, cuenta con 3 apartarrayos “Protectalife”, que son apartarrayos conectados directamente a la fase.

En cuanto a los factores externos, en el trayecto se observa que no hay árboles grandes que puedan hacer contacto con la línea energizada. Se puede determinar que requiere el mantenimiento de la limpieza del bottóm-panel y la corrección de brecha. En cuanto a nidos, la estructura no presenta ningún nido.



Ilustración 48 Estructura #121. TAS.

En la ilustración se puede observar la estructura #121 y las condiciones externas. En el caso de esta estructura de suspensión, se puede observar que cuenta con cadena de aisladores de Vidrio, cuenta con amortiguadores, aunque no cuenta con la protección de apartarrayos. En cuanto al ambiente que lo rodea, no existen árboles que puedan hacer contacto con la línea energizada. Requiere mantenimiento al Bottóm-panel y corrección de brecha.



Ilustración 49 Estructura #116. TAS.

En la ilustración se muestra la estructura #116, la cual se puede observar que tiene una brecha correcta y el bottóm-panel se encuentre limpio. Cuenta con aisladores en suspensión de vidrio, amortiguadores, pero no cuenta con apartarrayos.



Ilustración 50 Estructura #89. TAS.



Ilustración 51 Estructura #90. TAS.

En las ilustraciones se pueden observar las estructuras #89 y #90 respectivamente, en las que podemos ver que ambas estructuras cuentan con aisladores de suspensión de vidrio, con apartarrayos “Protectafile” y amortiguadores en cada fase. En el caso de la estructura #90, se observa que requiere mantenimiento a la brecha y a la limpieza del bottóm-panel.



Ilustración 52 Estructura #47. TAR.

En la ilustración podemos ver una ilustración la estructura #47, que es una estructura de remate. Esta estructura se observa en un ambiente libre de árboles y con poca vegetación cerca del bottóm-panel. La estructura cuenta con cadena de aisladores de vidrio y no tienen apartarrayos.



Ilustración 53 Estructura #20. TAS.

En el caso de la estructura #20 que se muestra en la ilustración, cuenta con aisladores Epóxico en las tres fases, con amortiguadores y sin apartarrayos en las tres fases. Como se observa, se realizó la corrección de brecha y el derribo de árboles. Se puede observar que parte de la estructura tienen ramas y que se requiere limpieza de las patas de la torre.



Ilustración 54 Estructura #15. TAS.

En la ilustración se muestra el mantenimiento de la brecha que se realizó para evitar cualquier tipo de contacto a la línea energizada, para el acceso a las estructuras, respetando los derechos de vía. Se observa la estructura #15, que es una estructura de suspensión, con amortiguadores, cadena de aisladores de vidrio y sin apartarrayos en sus tres fases.

3.2 Estudio de las Condiciones Generales

Se realiza el estudio de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD para poder identificar los principales factores que afectan a la línea y la relación que se tienen con las estadísticas y las condiciones físicas. En el caso de las zonas urbanas en las que la línea ANG-73970 atraviesa, se limitan al presente estudio, ya que, estadísticamente son zonas en las que no se presentan fallas (ver salidas de líneas).

3.2.1 Estudio Geográfico

De acuerdo a la ubicación geográfica de la línea subtransmisión, se determinaron las longitudes de la línea y el número de estructuras con respecto a los municipios en que atraviesa. En la siguiente tabla se muestran las longitudes de la línea en kilómetros (Km) y el número de estructuras que se ubican en cada municipio, con el fin de tener un estudio de diversos factores con más exactitud. A continuación, se muestra en la ilustración la ubicación de la línea y las longitudes que tienen en cada municipio en donde atraviesa la línea ANG-73970-TGD que se realizó en Google Earth.

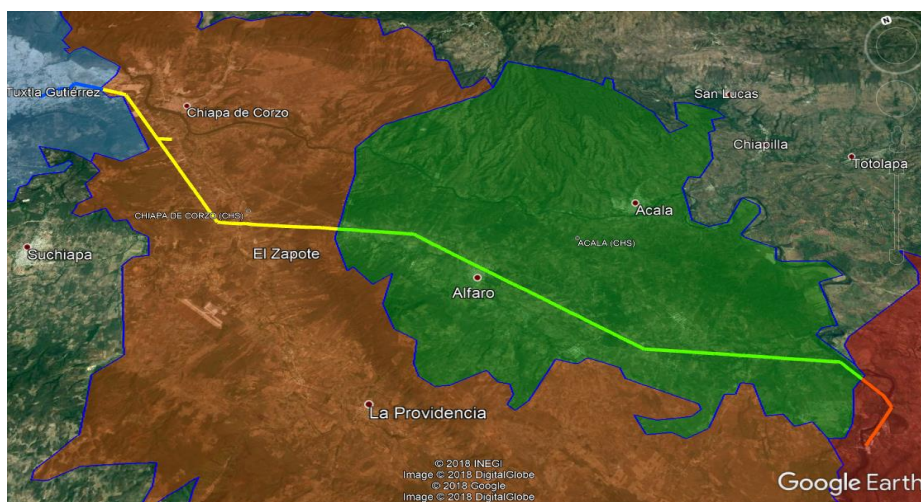


Ilustración 55 Geografía de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

TABLA 15 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN.

DATOS GEOGRÁFICOS				
N° de Estructura	Ubicación geográfica (Municipio)	Distancia	Línea	
1-14	Venustiano Carranza	4.56 Km	NARANJA	
15-86	Acala	28.3 Km	VERDE	
87-137	Chiapa de Corzo	22.5 Km	AMARILLO	
138-167	Tuxtla Gutiérrez	4.53 Km	AZUL	

3.2.2 Estudio Meteorológico

Se realizó el estudio de las diferentes temperaturas que presenta la línea. En la ilustración se muestra la representación de los climas en polígonos de diferentes colores y en la tabla número de estructuras que se determinan a cada región de temperatura. De acuerdo a la información obtenida del INEGI, se obtuvieron las temperaturas de toda la trayectoria de la línea, dividiendo entre diferentes zonas, como se muestra en la ilustración realizada en Google Earth. [28]

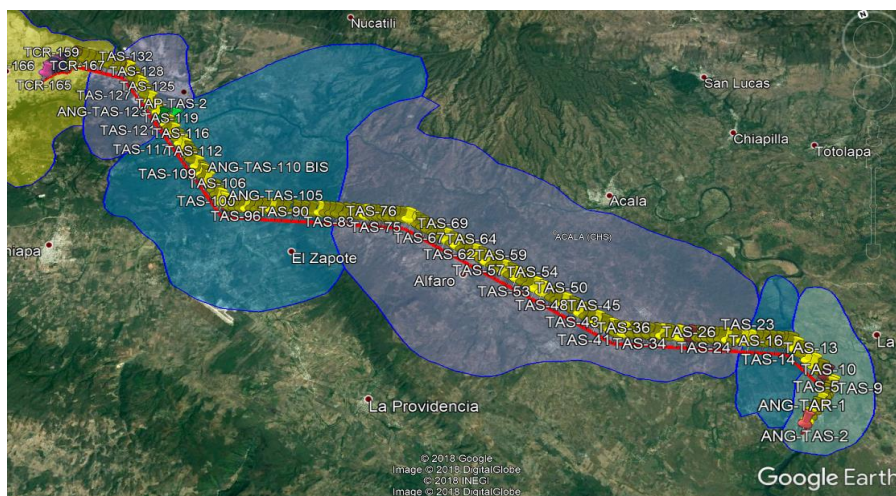


Ilustración 56 Estudio Meteorológico de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

TABLA 16 ESTUDIO METEOROLÓGICO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN.

DATOS METEOROLOGICOS				
N° de Estructura	Clima	Temperatura		Simbología (Polígono)
		Máx.	Mín.	
1-14	Cálido Subhúmedo con lluvias en verano	16°C	26°C	TURQUESA
15-22	Cálido Subhúmedo con lluvias en verano de humedad media	20°C	28°C	AZUL
23-86	Cálido Subhúmedo con lluvias en verano menos húmedo	20°C	28°C	LILA
87-121	Cálido Subhúmedo con lluvias en verano de humedad media	18°C	28°C	CELESTE
122-138	Cálido Subhúmedo con lluvias en verano menos húmedo	20°C	28°C	AZUL
139-167	Zona urbana	20°C	28°C	AMARILLO

3.2.3 Estratigrafía

A continuación, se realiza el estudio del tipo de suelo que se encuentran en toda la línea de subtransmisión, con la finalidad de determinar las características principales de cada tipo de suelo con la que interactúa el sistema de tierra.



Ilustración 57 Estudio de los tipos de Suelo de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

De acuerdo al estudio de la estratigrafía de la línea de subtransmisión ANG-73790-TGD, se determinaron los diferentes suelos y sus características divididos en tramos de la línea. Se realiza la tabla, donde se ubican el número de estructuras con respecto al tipo de suelo en las que pertenecen. De la misma manera, con respecto a la tabla 8 “Resistividad Típica de Diferentes Tipos de Suelo”, se determinan las resistividades del suelo que pertenece a la línea de subtransmisión.

TABLA 17 CLASIFICACION DE LOS SUELOS DE ACUERDO A L TRAYECTORA DE LA LÍNEA.

ESTRATIGRAFÍA				
N° de Estructura	Suelo	Características	Resistividad Ω -M	Simbología (Polígono)
1-10	Leptosol	Piedra Caliza	5-4000	ARENA
11-22	Regosol	Tepetate. Zona árida y semiárida. Salinización. Erosión por acción del viento.	20-2000	GRIS
23-25	Leptosol	Piedra Caliza	5-4000	ARENA
26-32	Regosol	Tepetate. Zona árida y semiárida. Salinización. Erosión por acción del viento.	20-2000	GRIS
33-42	Leptosol	Piedra Caliza	5-4000	ARENA

43-59	Regosol	Tepetate. Zona árida y semiárida. Salinización. Erosión por acción del viento.	20-2000	GRIS
60-63	Vertisol	Arcilla. De semiárida a subhúmedo.	2-100	VERDE
64-67	Zona Urbana			AMARILLO
68-69	Regosol	Tepetate. Zona árida y semiárida. Salinización. Erosión por acción del viento.	20-2000	GRIS
70-78	Vertisol	Arcilla. De semiárida a subhúmedo.	2-100	VERDE
79-83	Regosol	Tepetate. Zona árida y semiárida. Salinización. Erosión por acción del viento.	20-2000	GRIS
84-98	Phaeozem	Compuestos orgánicos. Suelos oscuros.	5-150	CAFÉ OSCURO
99-102	Regosol	Tepetate. Zona árida y semiárida. Salinización. Erosión por acción del viento.	20-2000	GRIS
103-104	Phaeozem	Compuestos orgánicos. Suelos oscuros.	5-150	CAFÉ OSCURO
105-142	Regosol	Tepetate. Zona árida y semiárida. Salinización. Erosión por acción del viento.	20-2000	GRIS
143-167	Zona Urbana			AMARILLO

3.2.4 Nivel Isoceráunico



Ilustración 58 Estudio del Nivel Isoceráunico.

Para el estudio Isoceráunico se consultó una investigación realizada por la CFE, el cuál determina estadísticamente, la cantidad de descargas atmosféricas a tierra. En la ilustración anterior, se determinan las zonas de Densidad de Rayos a Tierra (DRT) que caen en las zonas de la trayectoria de la línea de subtransmisión. [29]

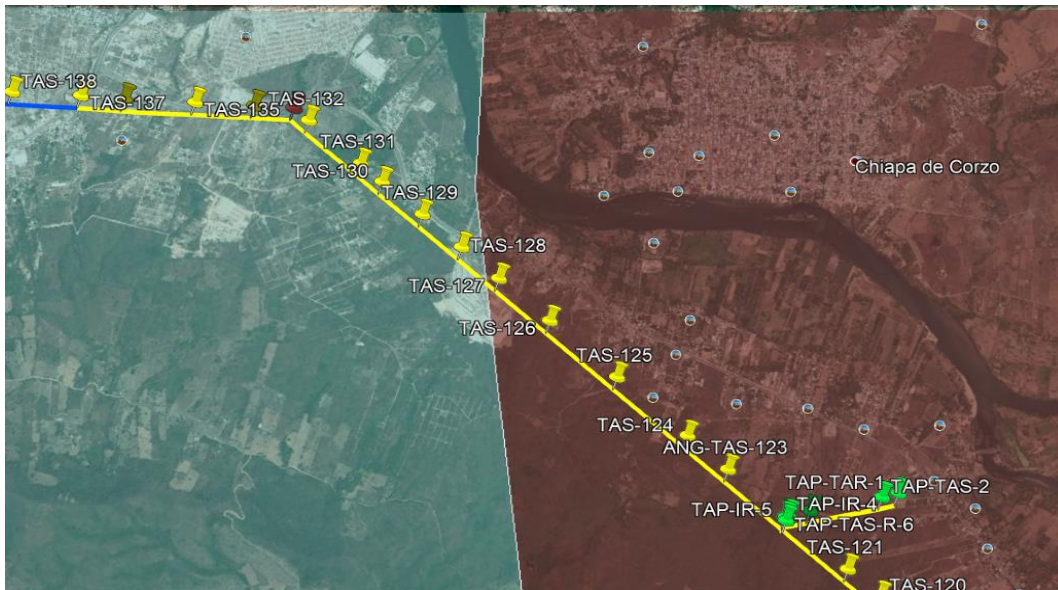


Ilustración 59 Ubicación de la estructura #120 a la #138. Nivel Isoceráunico.

Como se puede observar en la ilustración, 127 estructuras de la línea, desde la estructura 1 hasta la estructura 127 que presentan menor número de descargas atmosféricas a tierra por kilómetro cuadrado al año, teniendo ≤ 3 DRT por kilómetro cuadrado al año, mientras que de la estructura 127 a la estructura 167, de acuerdo al estudio realizado se tienen de 3 a 4 DRT por kilómetro cuadrado al año.

TABLA 18 NIVEL ISOCERÁUNICO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN ANG-73970-TGD

NIVEL ISOCERÁUNICO			
N° de Estructura	de	Densidad de Rayos a Tierra (DRT) (N° de rayos por Km² al Año)	Simbología (Polígono)
1-126		Menor o igual a 3 Rayos por Kilómetro cuadrado al año	ROJO
127-167		Entre 3 y 4 Rayos por kilómetro cuadrado al año	NARANJA

3.3 Análisis

3.3.1 Relación entre las Salidas por Descargas Atmosféricas, Perfil de Elevación (Altura SNM) y Nivel Isocerámico

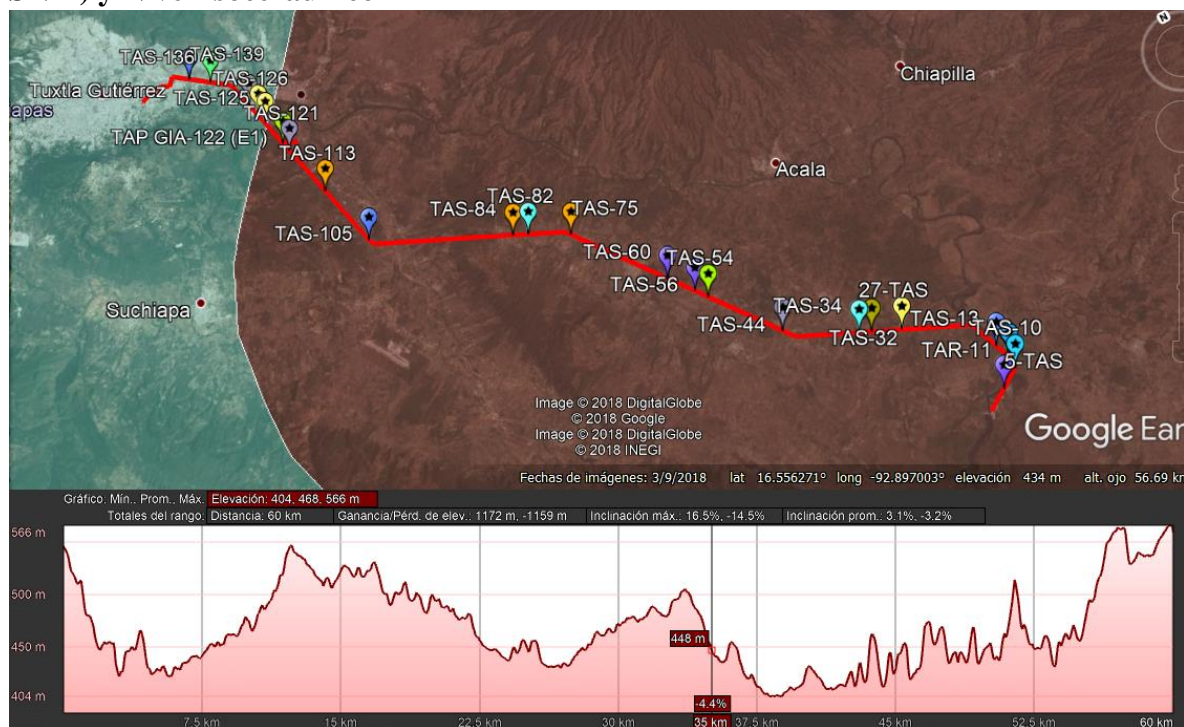


Ilustración 60 Perfil de Elevación de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

Para el análisis de las salidas por descargas atmosféricas, se realiza el perfil de elevación de la trayectoria de la línea de subtransmisión. Para poder determinar la relación, principalmente, se observan a las estructuras en donde se ubican las fallas por descargas atmosféricas, y a la misma vez, se observa el tipo de relieve que tienen en estas estructuras. La línea se encuentra en una altura entre los 404 Metros a los 566 Metros sobre el nivel del mar.

A continuación, en la tabla, se muestra las fallas que se encuentran registradas, la altura sobre el nivel del mar y el nivel cerámico que tiene.

TABLA 19 FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

N° de Estructura	Altura SNM (m)	Nivel Cerámico
5	481	≤ 3 DRT
10	456	≤ 3 DRT
11 (2)*	444	≤ 3 DRT
13	467	≤ 3 DRT
27	467	≤ 3 DRT
32	495	≤ 3 DRT
34	519	≤ 3 DRT
44	527	≤ 3 DRT

54	496	≤ 3 DRT
56	487	≤ 3 DRT
60	452	≤ 3 DRT
75	457	≤ 3 DRT
82	478	≤ 3 DRT
84	488	≤ 3 DRT
105	414	≤ 3 DRT
113	462	≤ 3 DRT
121	471	≤ 3 DRT
122	470	≤ 3 DRT
125	461	3-4 DRT
126	515	3-4 DRT
128	453	3-4 DRT
136	469	3-4 DRT
139 (2)*	550	3-4 DRT

* El número entre el paréntesis indica el número de fallas que se presentó en la misma estructura.

Después de analizar las salidas de las estructuras, se puede decir que, principalmente las descargas atmosféricas cayeron en aquellas estructuras que se ubican en las partes más altas de las montañas, teniendo ubicadas a por lo menos 15 estructuras que, de acuerdo al perfil de elevación, están cimentadas en lo alto de una montaña. Cabe mencionar, que entre en lugares más altos se encuentren las estructuras, hay mayor probabilidad que un rayo caiga sobre ella.

3.3.2 Relación entre las Salidas por Descargas Atmosféricas, Estratigrafía y Sistemas de Tierra

Con respecto al estudio realizado de la estratigrafía, se determinan las zonas en las que se encuentran más rocas en su superficie. De acuerdo con los datos estadísticos de las inspecciones que se realizaron en el año 2016 y de algunas estructuras inspeccionadas del 2018, se analizan las estructuras que presentan un mal sistema de tierras y el tipo de suelo y que presentaron fallas por descargas atmosféricas.

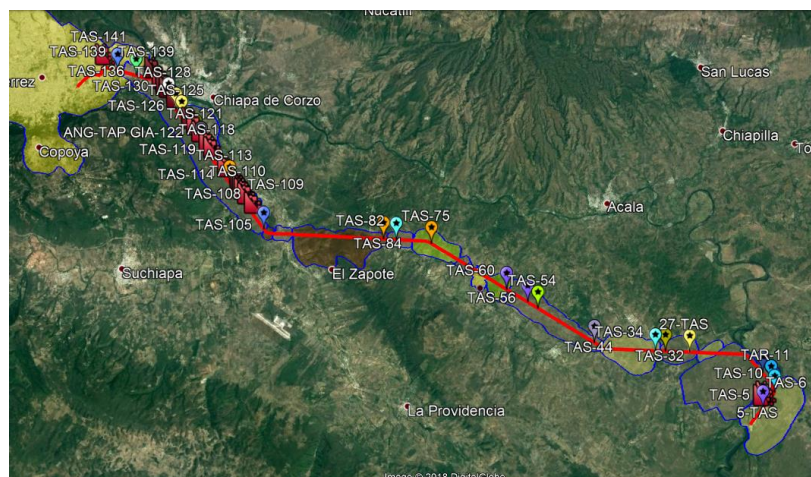


Ilustración 61 Salidas y Características del Suelo de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

De acuerdo a la tabla del estudio de la estratigrafía, podemos determinar el número de fallas con respecto al tipo de suelo que encontramos en la trayectoria de la línea. Además, se ubican los sistemas de tierra que se encontraron rotas o enterradas.

Tabla 20 FALLAS CON RESPECTO AL SUELO.

SUELO	(Ω-M)	EST.	TOTAL	TIERRAS DAÑADAS	TOTAL
Leptosol (Piedra Caliza)	100-10000	5,10,34	3	5,6	2
Regosol (Arcilla árida)	2-100	11,13,27,32,44,54,56,82,84,105,113,121,122,125,126,128,136,139	18	108,109,110,111,111BIS,114,118,119,121,122,123,136,128,129,130,133,141.	17
Vertisol (Arcilla semiárida)	2-100	60,75	2	0	0
Phaeozem (Compuestos Orgánicos)	5-150	0	0	0	0

De acuerdo al análisis, se puede observar que el tipo de suelo Regosol, que se caracteriza por ser arcilla árida, predomina en la mayor parte de la línea de subtransmisión. Cabe mencionar que, la mayoría de las fallas por descargas atmosféricas que ha habido, son en las estructuras que presentan este tipo de suelo.

3.3.3 Apartarrayos

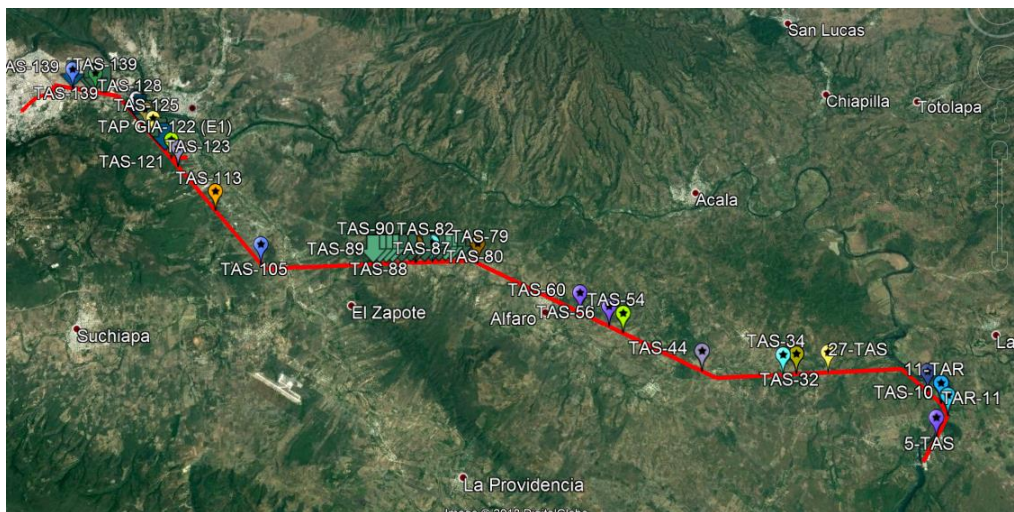


Ilustración 62 Análisis de los Apartarrayos de la línea con estructuras que presenta fallas.

En cuanto a las protecciones a la línea, podemos observar, de manera significativa, que son muy pocas estructuras con apartarrayos, teniendo únicamente 23 estructuras con apartarrayos instalados, esto significa que únicamente el 13.7% de la línea cuenta con apartarrayos. En la siguiente tabla se muestran las estructuras que cuentan con apartarrayo y las fases que están protegidas.

TABLA 21 ESTRUCTURAS CON APARTARRAYO.

N° de Estructura	Apartarrayos
78	3 PROTECTALIFE
79	3 PROTECTALIFE
80	3 PROTECTALIFE
81	3 PROTECTALIFE
82	2 PROTECTALIFE FASE BY C
83	3 PROTECTALIFE
84	3 PROTECTALIFE
85	3 PROTECTALIFE
86	3 PROTECTALIFE
87	3 PROTECTALIFE
88	3 PROTECTALIFE
89	3 PROTECTALIFE
90	3 PROTECTALIFE
124	3 PROTECTALIFE
125	3 PROTECTALIFE
126	3 PROTECTALIFE
135	3 PROTECTALIFE
136	3 PROTECTALIFE
137	3 PROTECTALIFE
123	3 ALEA
127	3 PROTECTALIFE
128	3 ALEA
139	3 ALEA

3.3.4 Aisladores

De acuerdo a la información estadística del SIAD de CFE, pudimos determinar el número de las cadenas dañadas y la fase, presentando 20 cadenas de aisladores con flameo identificadas y en algunas cadenas con discos quebrados, debido a la magnitud de la descarga. A continuación, se muestra la tabla en donde se mencionan las estructuras con cadenas flameadas y las fases que presentaron los daños.

TABLA 22 ESTRUCTURAS QUE PRESENTARON FLAMEO INVERSO.

N° de Estructura	Flameo		
	FA	FB	FC
5	X		
27	X	X	
32			X
34		X	
44			X
54	X	X	
56		X	
60		X	X
75		X	
84			X
121	X		
122		X	
125		X	
126		X	
128	X		
136		X	
139	X		
TOTAL	6	10	4

De acuerdo con la tabla, estadísticamente, la Fase B es la que presenta mayor probabilidad de una descarga atmosférica.

3.3.5 Fallas Repetidas en Estructuras

Estructura #11



Ilustración 63 Falla Repetida en Estructura #11.

Esta estructura registró 2 salidas por descargas atmosféricas en las fechas de 31/08/2007 dejando cadenas de aisladores dañadas y otra salida registrada del 25/07/2011 con daños en

la cadena de aisladores. La estructura se encuentra en una zona que se presentan rocas, de acuerdo al estudio. No cuenta con apartarrayos.

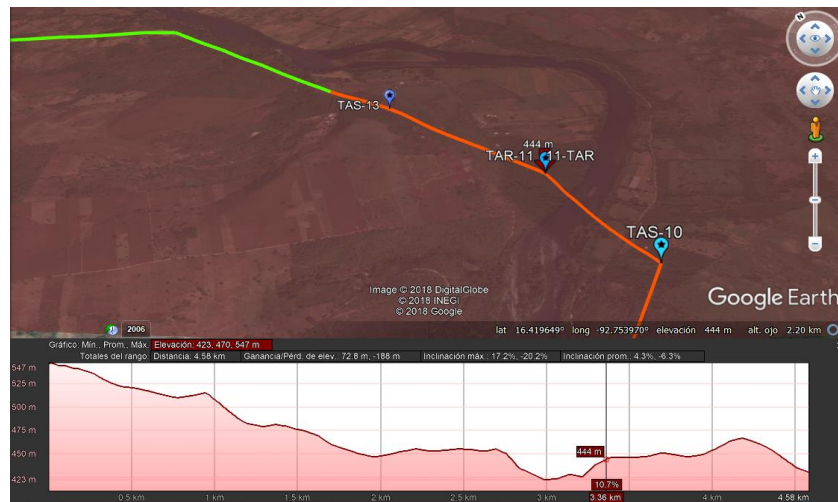


Ilustración 64 Perfil de Elevación de la Estructura #11.

En la ilustración se puede observar el perfil de elevación de la trayectoria de la línea y que la estructura se encuentra a 444 metros sobre el nivel del mar. Se puede decir que es una altura no tan alta en comparación con otros puntos en la trayectoria de la línea, pero que se ubica en un punto alto de una montaña, lo que quiere decir que tiene grandes probabilidades de que una descarga atmosférica caiga sobre la torre o componentes.

Estructura #139

Esta estructura presentó dos salidas por descarga atmosférica en poco tiempo, una del 16/08/2016, dejando flameada la cadena de aisladores de la fase A y otra del 24/09/2016 dejando daños en la cadena de aisladores de la misma fase A. Con respecto al tipo de relieve que se presenta en esta estructura se muestra la siguiente ilustración.

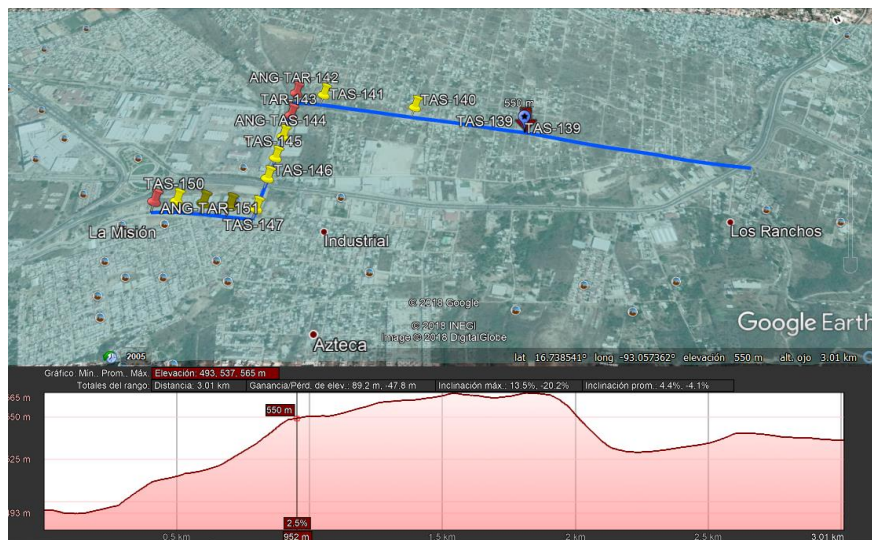


Ilustración 65 Perfil de Elevación de Estructura #139.

Como podemos observar, de acuerdo con el perfil de elevación de la ubicación de la estructura, se encuentra en una zona alta, con 550 metros sobre el nivel del mar, lo cual indica que es una estructura con muchas probabilidades de que haya una descarga sobre la estructura, cable de guarda o conductores.

4. Resultados y Conclusiones

4.1 Resultados

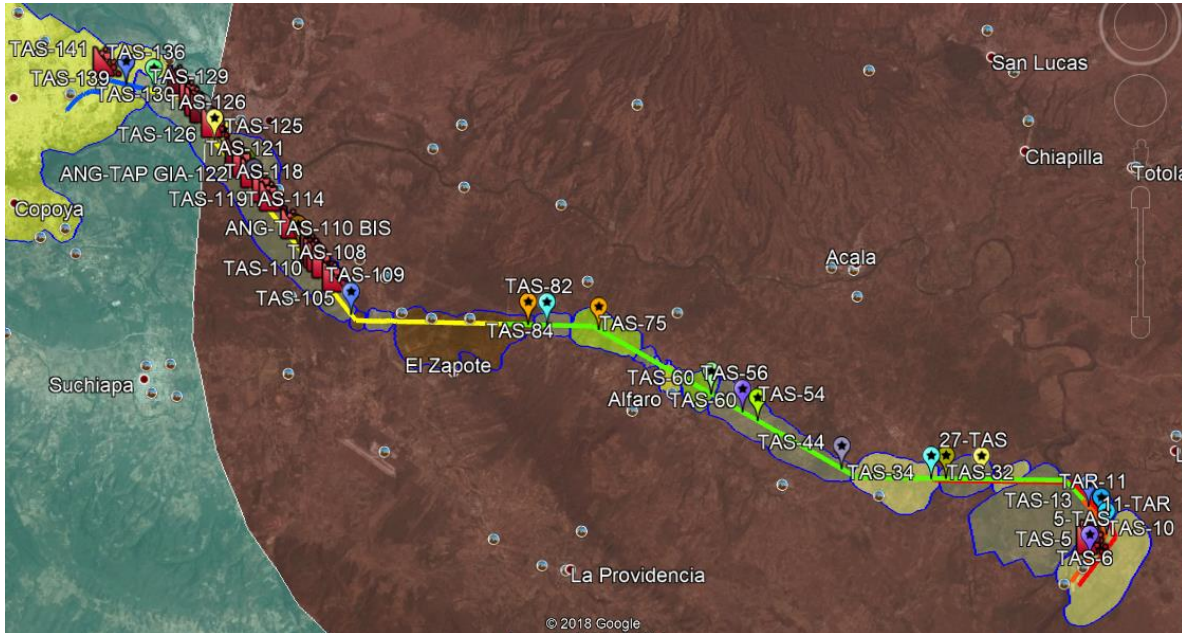


Ilustración 66 Vista General Estudio y Estadística de la Línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

4.1.1 Diagnóstico de la Línea de Subtransmisión ANG-738970-TGD

La línea de subtransmisión ANG-73970-TGD se ubica en una zona muy diversa de factores externos que afectan al funcionamiento de la línea. A continuación, se mencionan los principales problemas que han afectado su correcta operación:

La línea tiene un nivel cerámico alto, habiendo zonas con 3 a 4 descargas atmosféricas a tierra por kilómetro cuadrado al año. La zona con mayor riesgo de descargas atmosféricas se ubica entre la estructura 126 a la 139.

El mayor número de las estructuras en la línea se presenta en el tipo de suelo **Regosol (Arcilla)**, habiendo 85 estructuras en zonas de este tipo de suelo. Además, se registran 18 de 25 salidas por descargas atmosféricas. De las fallas encontradas, cabe resaltar la zona de la estructura 105 a la 139, que es la más extensa de este tipo de suelo. La resistividad del terreno puede llegar a variar de 2 a 100 Ω -M.

Las descargas atmosféricas principalmente caen en las estructuras que están cimentadas en las cimas de montañas, de acuerdo con el análisis de las fallas con el perfil de elevación. La altura de las estructuras que presentaron descargas atmosféricas ronda entre 453 metros a 550 metros. Esto quiere decir que son alturas considerables, tomando en cuenta, además la altura de la torre.

En la mayor parte donde hubo sistemas de tierras con daños, se presentaron entre las estructuras 108 a la 141, teniendo 17 estructuras con tierras enterradas y en algunos casos desconectadas.

La zona más crítica de la línea se encuentra entre las estructuras 105 a la 139, habiendo 9 salidas entre estructuras en esta zona. Además de ello, el suelo dominante es **Tepetate**, suelo compuesto de arcilla y rocas. El nivel Isoceráunico ronda entre 3 a 4 rayos por kilómetro cuadrado al año.

La línea únicamente cuenta con 1 hilo de guarda, lo que la disposición del ángulo de blindaje no es lo suficientemente para blindar a las 3 fases que se encuentran en disposición delta. Esto nos lleva que el tipo de torre utilizada, no sea la recomendada y el diseño del ángulo e blindaje esté limitado para proteger a las 3 fases de la estructura.

4.1.2 Hipótesis

De acuerdo al estudio realizado, las fallas se presentaron principalmente por las siguientes razones:

Por tener un solo hilo de guarda, se corren riesgos de que el blindaje falle y la línea queda expuesta a descargas atmosféricas.

Por tener un nivel Isoceráunico alto, las descargas caen en diversos puntos de la línea.

Por el tipo de suelo **tepetate** el sistema de tierras que se tienen en esas zonas, pueden presentar un alto valor de resistencia y en consecuencia provocaron un frente inverso al momento de una descarga atmosférica.

4.1.3 Propuesta de Mantenimiento para las Estructuras de la Línea de Subtransmisión ANG73970-TGD

Recomendaciones para el Mantenimiento

De acuerdo al diagnóstico que se realizó, se propone el mantenimiento en puntos críticos para mejorar las condiciones de operación de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD.

Mantenimiento Preventivo

En cuanto al sistema de tierras, se debe mejorar el sistema de tierra en las zonas que presentaron daños. Principalmente entre las estructuras 11 a la 22, 26 a la 32, 43 a la 59, 68, 69, 79 a la 83, 99 a la 102, y principalmente de las estructuras 105 a la 141, ya que en esta zona se localizaron el mayor número de fallas.

Inspeccionar al menos una vez al año a cada estructura de estas zonas. Adicionar número de varillas necesarias cuando la medición de tierra resulta mayor a 10Ω . Adicionando de una a una y midiendo cada vez hasta dejar un valor de resistencia aceptable según los parámetros técnicos correspondientes. Realizar la medición de la resistividad del terreno de toda la línea al menos una vez cada 2 años.

Realizar el cambio de las cadenas de aisladores combinadas y aislamiento Epóxico de las estructuras, ya que estos pierden sus propiedades físicas y dieléctricas debido al tipo de clima

que se presenta. Cambiar la cadena de aisladores por aisladores de vidrio templado, ya que es el tipo de aisladores son más económicos y además tienen un largo tiempo de vida útil en cuanto a sus propiedades físicas a la intemperie o por descargas atmosféricas.

El lavado de las cadenas de aisladores, se debe realizar una vez al año, para evitar contaminación y con ello, dejar conducir hacia el cable conductor una descarga atmosférica.

Cambio de herrajes oxidados y reaprietes a herrajes que puedan causar algún daño por fallas mecánicas.

Mejorar el terreno de las estructuras que presentan suelo Regosol, Leptosol y Vertisol, que comprenden de las estructuras 1 a la 34, 44 a la 60, 75 a la 84 y de la 105 a la 141.

La mayoría de las descargas atmosféricas se presentaron en las estructuras que están en los puntos más altos de montañas, por lo que entre más altura hay más probabilidad de descargas.

4.1.4 Propuesta de Modernización de Acuerdo al Estudio de las Estructuras y Línea de Subtransmisión ANG73970-TGD

Se propone la modernización de la línea con el fin de proteger contra las descargas atmosféricas, que es el principal problema de acuerdo al estudio realizado durante el desarrollo del proyecto.

Instalación de Apartarrayos con entrehierro

Se propone la instalación de apartarrayos, principalmente con entrehierro, ya que son más eficientes que los que van conectados a la línea y no se encuentran conectados a la línea. Se propone la instalación de apartarrayos tipo ALEA Clase 2.

La instalación de los apartarrayos se realizará en las estructuras con respecto a las siguientes consideraciones:

De acuerdo al perfil de elevación de la línea, se considera la instalación de los apartarrayos en los relieves más altos, como lo son en los puntos altos de las montañas. De la misma manera se toman en cuenta una altura mínima de 450 M.S.N.M. De acuerdo a esta consideración, se toman en cuenta las siguientes estructuras.

De acuerdo con la siguiente tabla, se determinan 41 estructuras propuestas para la instalación de apartarrayos. Se muestra el número de la estructura que requieren instalación de apartarrayos en las 3 fases. [Ver ANEXOS]

TABLA 23 ESTRUCTURAS QUE SE PROPONEN INSTALAR APARTARRAYOS DE ACUERDO A LA ALTURA.

Estructuras Consideradas de Acuerdo a la Altura S.N.M.							
#Est.	Altura	#Est.	Altura	#Est.	Altura	#Est.	Altura
1	546 m	46	531 m	84	488 m	130	462 m
4	510 m	50	512 m	87	495 m	132	455 m
5	481 m	52	499 m	89	505 m	135	470 m
13	467 m	53	500 m	95	451 m	136	469 m
27	467 m	54	496 m	113	462 m	137	495 m

28	478 m	56	487 m	118	452 m	139	550 m
32	495 m	58	483 m	120	471 m	140	562 m
34	519 m	75	453 m	121	471 m	142	565 m
36	538 m	76	465 m	122	470 m		
42	529 m	79	472 m	125	471 m		
44	527 m	82	478 m	126	515 m		

De acuerdo al tipo de suelo, se ubica la zona mayor crítica, que pertenece de la estructura 105 a la 140. Esta zona es la que se recomienda mayor atención, ya que la mayor parte de las fallas registradas se ubican en esta zona, además de tener un alto nivel Isocerámico. Por lo tanto, se propone instalar apartarrayos tipo ALEA clase 2.

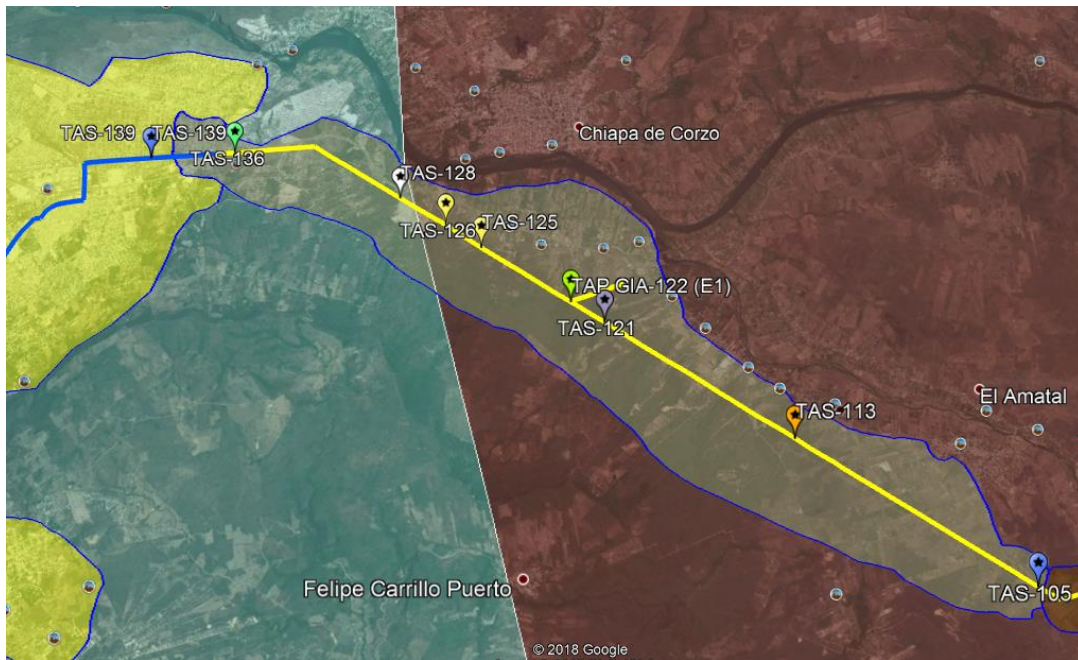


Ilustración 67 Zona en que se Propone Instalar Apartarrayos. De acuerdo a la Estratigrafía.

4.2 Conclusiones

La línea de subtransmisión ANG-73970-TGD es una línea muy diversa en cuanto a los factores externos a ella. Estos factores externos afectan a diferentes zonas de la línea. La línea requiere mantenimiento preventivo principalmente a los sistemas de tierra, ya que por el tipo de estratos que se encuentran en la trayectoria, en su mayoría afectan a que tengan altos valores de tierra.

La modernización de la línea es requerida en los puntos de los relieves más altos, ya que son los puntos en donde más descargas atmosféricas cayeron. Para ello, después de realizar las actividades de mantenimiento correspondientes a los resultados obtenidos en el presente proyecto, se recomienda realizar la instalación de Apartarrayos, con la finalidad de reducir fallas en ciertas zonas de la trayectoria de la línea.

Referencias Bibliográficas

- [6] Especificación CFE L0000-02.
- [7] Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032.
- [8] Programa de Ampliación de la RNT y RGD del mercado eléctrico mayorista 2017-2031. CENACE.
- [9] Tesis, “Obras civiles en líneas de transmisión eléctrica aérea y subterránea”, Abraham de la Torre Limón.
- [10] Tesis, “Análisis Técnico y económico de la repotenciación de líneas aéreas de alta tensión en un sistema de subtransmisión”, Ana María Mejía Solanilla.
- [11] “Elementos de líneas de transmisión”, Francisco M. González-Longatt.
- [12] Manual para Líneas de Transmisión, Capítulo 7 “Instalación de Apartarrayos en Líneas de Alta tensión de Distribución”, Coordinación de Distribución, C.F.E.
- [13] Libro “Cálculo de Líneas y Redes Eléctricas”, Ramón M. Mujal, Aula Politécnica Tecnología Eléctrica I Electrónica.
- [14] Manual para Líneas de Transmisión, Capítulo 3, “Actividades de Mantenimiento”, Coordinación de Distribución, C.F.E.
- [15] Manual para Líneas de Transmisión, Capítulo 6, “Sistema de Tierras en Líneas de Alta Tensión”, Coordinación de Distribución, C.F.E.
- [16] “Conceptos Básicos de Estratigrafía”, Rosalía Guerrero-Arenas & Víctor Manuel Bravo-Cuevas, Ciencia y Mar, 2011.
- [17] Tesis, “Obras civiles en líneas de transmisión eléctrica aérea y subterránea”, Capítulo 2, “Torres de Acero”, Abraham de la Torre Limón.
- [18] Tesis, “Diseño de Torres de Transmisión Eléctrica”, Alma Nancy Hernández Rosas & Fabián Morales Padilla, México 2005.
- [19] Tesis “Diseño de la Coordinación de Aislamiento para una Línea de Transmisión Compacta de 230kV”, Mendoza Jasso César, Rocha Lerma Pedro Francisco & Santiago Bautista Héctor.
- [20] Especificación CFE J1000-50 “Torres para Líneas de Transmisión y Subtransmisión”.
- [21] Especificación CFE E0000-18 “Cable de Aluminio con Cableado Concéntrico y Núcleo de Alambres de Acero Recubierto de Aluminio Soldado”.
- [22] Especificación CFE L0000-06 “Coordinación de Aislamiento”.
- [23] J. Martínez Velazco, Red Eléctrica de España, “Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión”, Madrid: McGraw Hill, 2007.

- [24] Tesis, “Análisis de la Coordinación de Aislamiento de la Línea QuixalTactic”, Guatemala. Marzo 2011.
- [25] Especificación CFE DCDLTA01, “Diseño de Líneas de transmisión aéreas”. Marzo 2014.
- [26] Especificación CFE J1000-50, “Torres para Líneas de Transmisión y Subtransmisión”. México. Junio 2016.
- [27] Especificación 52200-02, “Aisladores de suspensión de porcelana o de vidrio templado”. México. Octubre 2002.
- [28] INEGI, “Marco Geo estadístico Municipal 2005, versión 3.1”.
- [29] Instituto de Investigaciones Eléctricas, Comisión Federal de Electricidad, “Nivel Cerámico de México”, 1983-1993.
- [30] Natalia Pérez García, Paul Garnica Anguas, Víctor Hugo Delgado, Noé Landaverde, “Evaluación de la resistividad en campo y en laboratorio y su aplicación a pavimentos”, Sanfandilla, Qro. 2010.

Estructuras que se proponen instalar apartarrays de acuerdo a la altura

