



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

**Facultad de Ingeniería
Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado**

***“MEJORA DE LA CONFIABILIDAD EN LA
COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA
PON-73090-SRL”***

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

Alan Juárez Núñez

Asesor de tesis:

M.I. Victorino Turrubiates Guillen

Puebla, Pue.

Mayo 2021



Dedicatoria.

Quiero dedicar esta tesis a toda mi familia, en especial a mis padres María Valentina Núñez Medellín y a José Joel Juárez Rivera por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; todos mis logros se los debo a ellos. Me formaron con reglas y algunas libertades, pero al final de cuentas, me motivaron constantemente para alcanzar mis anhelos.

Gracias, padre y madre.

Agradecimientos.

Le agradezco a dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en mis momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

Le doy gracias a mis padres Valentina y Joel por apoyarme en todo momento, por los valores que me han inculcado, y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida. Sobre todo, por ser un excelente ejemplo de vida a seguir.

A mis hermanos por ser parte importante de mi vida y representar la unidad familiar. A Erick, Carlos y Joel por llenar mi vida de alegrías y de amor cuando lo he necesitado.

A Naomi, por ser una parte muy importante de mi vida, por haberme apoyado en las buenas y en las malas, sobre todo por su paciencia y amor incondicional. Te amo.

Le agradezco la confianza, apoyo y dedicación de tiempo a mi director de tesis el maestro Victorino Turrubiates Guillen por haber compartido conmigo sus conocimientos.



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería
Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

***“MEJORA DE LA CONFIABILIDAD EN LA
COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA
PON-73090-SRL”***

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

Alan Juárez Núñez

Asesor de tesis:

M.I. Victorino Turrubiates Guillen

Revisada y se autoriza para
su impresión.
Puebla, Puebla 04 de Mayo/2021

Puebla, Pue.

Mayo 2021



Índice

Resumen	6
Capítulo 1	7
Protocolo de investigación.....	7
Introducción.....	7
1.1 Planteamiento del problema.....	9
1.2 Justificación.....	10
1.3 Objetivos de la investigación.....	11
1.3.1 Objetivo General.....	11
1.3.2 Objetivos Específicos.....	11
1.4 Hipótesis.....	11
1.5 Estado del arte.....	11
Capítulo 2	17
Marco de Referencia.....	17
2.1 Marco histórico.....	17
2.1.1 Sobrevoltajes por descargas atmosféricas.....	19
2.2 Marco Teórico.....	19
2.2.2 Resonancia y Ferroresonancia.....	21
2.2.3 Tipos de aislamiento.....	22
2.2.4 Aisladores.....	23
2.2.4.1 Aislador de porcelana.....	24
2.2.4.2 Aisladores de vidrio.....	24
2.2.4.3 Aislador de plástico (polimérico).....	25
2.2.5 Conductores.....	26
2.2.5.1 Conductores convencionales.....	27
2.2.5.2 Conductores ACSR.....	27
2.2.5.3 Conductor AAAC.....	29
2.2.5.4 Conductor con alta capacidad de temperatura.....	30
2.2.6 Efecto Corona.....	30
2.2.7 Resistencia al pie de la torre.....	32
2.2.8 Sistema de puesta a tierra.....	33



2.2.9 Diseño de redes a tierra tradicionales.	33
2.2.9.1 Electrodo vertical.	33
2.2.9.2 Contra-antena (Electrodo horizontal).	34
2.2.10 Mantenimiento a redes de tierras.	36
2.3 Protección contra descargas atmosféricas.	37
2.3.1 Densidad de descargas atmosféricas por año (Isodensidad).	38
2.3.2 Sistema Spline Ball Diverter (SBDS).	38
2.3.3 Ionizador de Esfera Erizada (SBI)	38
2.3.4 Conclusiones sobre los disipadores.	39
2.3.5 Apartarrayos.	40
2.3.6 Criterios de selección del apartarrayos para líneas de transmisión.	41
2.3.7 Punto de instalación de un apartarrayos.	42
2.3.8 Niveles de contaminación.	43
2.3.9 Supresor de Sobretensiones por Descargas Atmosféricas.	44
2.3.10 Cable de guarda.	46
Capítulo 3	48
3.1 Marco metodológico	48
3.1.1 Coordinación de aislamiento.	48
3.1.2 Determinación del aislamiento.	49
3.1.3 Longitud de la cadena de aisladores.	49
3.1.4 Calculo de las pérdidas por efecto corona.	53
3.1.5 Blindaje en las líneas de transmision.	54
3.1.6 Cálculo del ángulo de blindaje.	54
Capítulo 4.	56
Modelado de línea de transmisión en 115 kV. en software ATPDraw.	56
4.1 Modelado.	56
4.1.1 Introducción	56
4.1.2 “Software EMTP/ATP”	56
4.1.3 Datos geográficos de la línea.	59
4.1.3.4 Verificación del cálculo del número de aisladores de las estructuras.	59
4.1.4 MODELADO EN EMTP/ATP	63
4.1.5 Análisis del modelo.	64
4.2 Coordinación de aislamiento.	64



4.2.1 Introducción.....	64
4.2.2 Procedimiento Para Realizar Una Coordinación de Aislamiento.	65
4.2.3 Recopilación de Datos Técnicos.	67
4.3.1 Reporte de CFE ante descargas atmosféricas.	68
4.3.2 Aplicación del modelo.....	69
4.4 Propuesta de equipo a instalar en la línea PON-70900-SRL.....	85
4.5 Conclusiones y recomendaciones.	91
Bibliografía	1



Índice de Figuras.

La Figura 1.1.- Perfil orográfico de la trayectoria de la LT PON - 73090 - SRL.	9
Figura 1.2.-Fallas ocurridas en la trayectoria de la LT PON - 73090 – SRL. [1, 4, 6]	12
Figura 1.3.- Mediciones de la resistencia de conexión a tierra realizadas en la LT PON – 73090 – SRL.	13
Figura 2.1.- División del Sistema Eléctrico Nacional.....	17
Figura 2.2.- Red troncal de 115 kV. de la Zona Puebla Poniente.....	18
Figura 2.2.1.- Aisladores de porcelana.	24
Figura 2.2.2.- Aislador de vidrio.	25
Figura 2.2.3.- Aisladores poliméricos.	26
Figura 2.2.4.- Sección transversal de un conductor ACSR.....	27
Figura 2.2.5.- Conductor AAAC.....	29
Figura 2.2.6.- Efecto corona en un aislador de una línea de transmisión aérea.....	31
Fig. 2.2.7.- Resistencia al pie de la torre.....	32
Figura 2.2.8.- Electrodo tipo vertical.....	34
Figura 2.2.9.- Electrodo tipo Contra-antena.....	34
Figura 2.2.10.- Ejemplo de un Sistema Disipador Dual.	38
Figura 2.2.11.- Instalación en poste del SBI.....	39
Figura 2.2.12.- Apartarrayos para diferentes niveles de tensión.	41
Figura 2.2.13 Montaje de un apartarrayos en una línea de transmisión. [20]	42
Figura 2.2.14.- Supresor de Sobretensiones por Descargas Atmosféricas.	44
Figura 2.2.15.- Representación del cable de guarda con fibras ópticas.....	47
Figura 3.1.- Factor K de corrección por humedad en función de la humedad absoluta.	51
Figura 3.2.- Humedad absoluta del aire en función de las temperaturas de bulbo seco, bulbo húmedo y de la humedad relativa en por ciento.....	53
Figura 3.3.- Distancia entre el conductor de guarda y el conductor de fase.	55
Figura 4.1.- Ubicación de todas las estructuras de la línea PON-73090-SRL.	59
Figura 4.2.- Modelo General en ATP “Modelado LT PON-73090-SRL”	63
Figura 4.3.- Representación línea de Transmisión.....	63
Figura 4.4.- Torres de transmisión en 115 KV de línea LT PON-73090-SRL.....	64
Figura 4.5.- Diagrama de Flujo para la determinación del Aislamiento nominal.....	66
Figura 4.6.- Registro de disturbio.....	68
Figura 4.7.- Generador de Corriente Alterna	69



Figura 4.8.- Datos del Generador de Corriente Alterna.....	70
Figura 4.9.- Conexión del Generador al Sistema.....	71
Figura 4.10.- Conexión al Sistema.	71
Figura 4.11.- Splitter.....	71
Figura 4.12.- Información del Nodo.....	72
Figura 4.13.- Descarga Atmosférica Normalizada.....	72
Figura 4.14.- Datos de Descarga Atmosférica.....	73
Figura 4.15 Voltímetro Ubicado en el Sistema Eléctrico.....	73
Figura 4.16.- Apartarrayos Ubicados en circuito LAT PON-73090-SRL.....	74
Figura 4.17.- Interruptor en el Sistema Eléctrico de Potencia Modelado.	74
Figura 4.18.- Características del Interruptor a Modelar.....	75
Figura 4.19.- Modelo de la Línea de Transmisión.....	75
Figura 4.20 Características Eléctricas de la Línea de Transmisión.....	76
Figura 4.21.- Datos de la disposición geométrica y características eléctricas de los conductores.....	77
Figura 4.22.- LT PON-73090-SRL.	77
Figura 4.23.- Caso 1 Modelo LT PON-73090-SRL.....	78
Figura 4.24.- Sobre Tensión Transitoria por Descarga Atmosférica en circuito LT PON-73090-SRL.....	79
Figura 4.25.- Niveles de Aislamiento Normalizado.	80
Figura 4.26.- Caso 2. Modelo LT PON-73090-SRL.....	81
Figura 4.27.- Sobre tensión transitoria por descarga atmosférica en circuito LT PON-73090-SRL.....	82
Figura 4.28.- Caso 3. Modelo LAT PON-73090-SRL.....	83
Figura 4.29.- Sobre Tensión Transitoria por Maniobra en circuito LAT PON-73090-SRL.....	84
Figura 4.30 Cotización de cadenas con 12 aisladores por fase.....	85
Figura 4.31 Cadena de aisladores propuesta.....	86
Figura 4.32 Cotización de apartarrayos tipo alea.	87
Figura 4.33.- Apartarrayos tipo alea marca MAPEC.....	88
Anexo A.- Numero de estructuras LT PON-73090-SRL.	11



Resumen

Las líneas de Transmisión de energía eléctrica o líneas de alta tensión son fundamentalmente el medio de transporte físico por el cual se distribuye la energía eléctrica a grandes distancias entre una subestación y otra, con el propósito de abastecer la demanda de energía que los grandes y pequeños consumidores necesitan para poder realizar sus diferentes actividades. Su operación confiable depende en gran parte, a realizar una inspección apropiada para poder programar el mantenimiento preventivo oportuno.

La LT. de 115 kV. PON-73090-SRL (La línea de transmisión de la subestación Poniente-73090-Paso de Cortes) proveniente de la Subestación Poniente de Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Cholula, Puebla, tiene como recorrido hacia Paso de Cortés que a su vez alimenta a la subestación de Paso de Cortés de, 115 kV. a 13.8 kV, además de la subestación de Agua Viva y otras subestaciones que en conjunto administran energía eléctrica a la zona del municipio de Chalco, la Red de distribución del refugio Tlamacas y varias antenas repetidoras de telecomunicaciones en esa área, estas proporcionan el soporte principal a las actividades que se realizan en la zona.

La desenergización por falla o disturbio de la línea de 115 kV, antes mencionada dejaría sin suministro eléctrico a la subestación Agua Viva afectando a su vez el suministro de energía eléctrica al menos 10 municipios del estado de México, esto representa alrededor de 5,000 usuarios con una afectación de 100,000 personas. Por lo que, en este proyecto se presentan las propuestas para mejorar la confiabilidad de LT PON-73090-SRL, con respecto a sus salidas por año a causa de descargas atmosféricas mejorando la coordinación de aislamiento de la línea PON-73090-SRL, estableciendo el número de aisladores por cadena en cada fase de las estructuras respecto a los metros sobre el nivel del mar al que están expuestas, así como determinar las acciones a realizar para disminuir la resistencia del sistema de tierras de las estructuras donde sea necesario y proponer la instalación de apartarrayos basado en el análisis de una simulación.

El análisis se realiza a partir de la simulación de la línea de transmisión PON-73090-SRL utilizando el software ATPDraw para corroborar la confiabilidad en la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión, así como la mejora con respecto a salidas por año causadas por descargas atmosféricas.



Capítulo 1

Protocolo de investigación

Introducción.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) “son claves para el bienestar y el progreso de la sociedad moderna. Éstos permiten el suministro de energía eléctrica con la calidad adecuada para manejar motores, iluminar hogares y calles, hacer funcionar plantas de manufacturas, negocios, así como para proporcionar potencia a los sistemas de comunicaciones y de cómputo”. [1]

El punto de inicio de los sistemas eléctricos son las plantas generadoras que convierten energía mecánica a energía eléctrica; “esta energía es entonces transmitida a grandes distancias hacia los grandes centros de consumo mediante sistemas de transmisión; finalmente, es entregada a los usuarios mediante redes de distribución”. [1]

En otras palabras, podemos decir que un SEP, está compuesto por tres procesos fundamentales:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

El suministro de energía en forma confiable, estable y con calidad es primordial; ya que cualquier interrupción en el servicio o la entrega de energía de mala calidad causarán problemas mayores a los usuarios, podrán llevar a situaciones de riesgo y, a nivel industrial, esto puede ocasionar grandes problemas técnicos y de producción. Invariablemente, en tales circunstancias, la pérdida del suministro se manifiesta en grandes pérdidas económicas.

Para evitar interrupciones no deseadas en el suministro de energía eléctrica se realizan estudios respecto a los sobrevoltajes, que son “el aumento de voltaje por encima de los valores establecidos como máximos entre dos puntos de un circuito o instalación eléctrica, y aunque han existido desde el principio de las redes eléctricas, la necesidad de protección actualmente es mucho mayor ya que la tecnología ha evolucionado usando componentes eléctricos cada vez más pequeños y sensibles”. [2]

De acuerdo con el estándar del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) que identifica las clases y las formas de diferentes tipos de sobrevoltajes, hay muchas causas posibles para cada uno de ellos, algunos de los sobrevoltajes más comunes son: [2]

- a) Sobrevoltajes temporales causados “por fallas, rechazos de carga, energización de líneas, condiciones de resonancia, ferroresonancia, o por alguna combinación de esos factores”. [2]
- b) Sobrevoltajes por maniobra (de frente lento) causados por las operaciones de conmutación, inicio de fallas, o descargas atmosféricas remotas.



- c) Sobrevoltajes por descargas atmosféricas (de frente rápido) causados principalmente por la incidencia de rayos, pero también pueden ser causados por algunas operaciones de conmutación o inicio de fallas.
- d) Sobrevoltajes de frente muy rápido resultado de las operaciones de conmutación o de fallas generalmente asociadas con la operación de cuchillas desconectadoras en alto voltaje, GIS, y motores conectados con cables.

La coordinación de aislamiento es una disciplina encaminada a lograr el mejor compromiso técnico-económico posible para proteger al personal y los equipos contra las sobretensiones, ya sean causadas por la red o las descargas atmosféricas que se producen en las instalaciones eléctricas. Además, la coordinación de aislamiento ayuda a garantizar un alto grado de disponibilidad de energía eléctrica.

Para la coordinación de aislamiento en líneas, “la tarea es especificar todas las dimensiones o características de la torre de la línea de transmisión o de distribución que afectan la confiabilidad de la línea.”. [3]

Para el control de la coordinación de aislamiento:

- Se debe conocer el nivel de las posibles sobretensiones que ocurren en la red.
- Cuando sea necesario, se deben utilizar los dispositivos de protección adecuados.
- Se debe elegir el correcto nivel de aguante a las sobretensiones para los distintos componentes de la red de entre los voltajes de aislamiento que satisfacen las restricciones particulares.

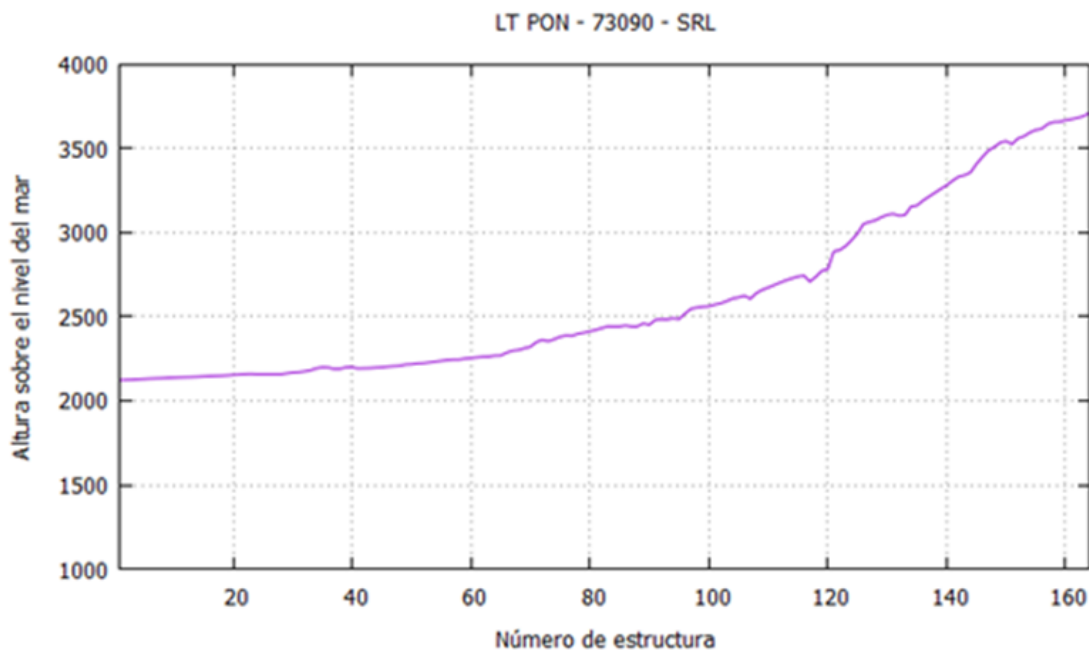


1.1 Planteamiento del problema.

La línea de transmisión PON - 73090 - SRL, inicia su trayectoria en la subestación Poniente en San Andrés Cholula, Pue., ubicada a una altura 2122 m.s.n.m., y termina en la subestación Paso de Cortés, ubicada a una altura de 3712.5 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.), consta de una longitud aproximada de 42 km., con estructuras de configuración horizontal, un ángulo de blindaje de 37.18 grados, dos hilos de guarda y con cadenas de 8 aisladores por fase. Esta línea la conforma un total de 164 estructuras. [4]

Del año 2005 al 2018 se ha tenido una cantidad de 17 disparos de la LT PON-73090- SRL por descargas atmosféricas volviéndose una prioridad por el número de fallas por ese fenómeno y derivado a que la subestación, Paso de Cortes que alimenta se encuentra de forma radial, ocasionando la afectación de la carga con cada disparo presentado, obteniéndose el número de fallas por descargas atmosféricas de esta línea en estos 14 años con un total de 17 fallas por descargas y tomando en consideración que la línea tiene una distancia de 42 km, se tendría un índice de falla de 2.89 por cada 100 km al año, lo cual es inaceptable para una línea de 115 kV. que alimenta una carga radial en comparación a todas las líneas a las que se les da mantenimiento en la Zona Puebla Poniente y resaltando que todas las demás líneas de transmisión conforman un sistema de doble anillo con excepción de esta.

La Figura 1.1 se muestra el incremento de los metros a nivel del mar respecto a la trayectoria de la LT PON- 73090- SRL. Claramente se puede observar el aumento de altura de la última estructura en relación a la primera, con una diferencia de 1590 metros entre ambas.



La Figura 1.1.- Perfil orográfico de la trayectoria de la LT PON - 73090 - SRL.



Por lo tanto, la interrupción del servicio por una falla o disturbio de la línea de 115 kV, antes citada dejaría sin suministro eléctrico a la subestación Agua Viva afectando a su vez el suministro de energía eléctrica de al menos 10 municipios del estado de México, esto representa alrededor de 5,000 usuarios con una afectación de 100,000 personas.

1.2 Justificación.

La línea de transmisión en 115Kv PON-73090-SRL proveniente de la Subestación Poniente de Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Cholula, Puebla, tiene como recorrido hacia Paso de Cortés que a su vez alimenta a la subestación de Paso de Cortés de, 115 kV. a 13.8 kV, además de la subestación de Agua Viva y otras subestaciones que en conjunto administran energía eléctrica a la zona del municipio de Chalco, la Red de distribución del refugio Tlamacas y varias antenas repetidoras de telecomunicaciones en esa área, estas proporcionan el soporte principal a las actividades que se realizan en la zona, por lo que al determinar las acciones que permitan mejorar la confiabilidad del LT PON-73090-LRS, con respecto a sus salidas por año a causa de descargas atmosféricas se mejora la confiabilidad en la coordinación de alimento de la línea PON-73090-SRL

Por lo que estableciendo el número de aisladores por cadena en cada fase de las estructuras, respecto a los metros sobre el nivel del mar al que están expuestas, así como disminuir la resistencia del sistema de tierras de las estructuras donde se requiera, se realiza un análisis a partir de la simulación de la línea de transmisión PON-73090-SRL antes y después de estudios realizados con lo que se propone, se corrobora que se mejorara la confiabilidad en la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión, así como la viabilidad económica para mejorar su confiabilidad con respecto a salidas por año causadas por descargas atmosféricas del LT PON-73090- SRL. Bajará su promedio a 0.5 salidas por año.

Realizar una simulación de la línea de transmisión PON-73090-SRL que analice estudios antes y después de mejorar el sistema, para corroborar que con lo propuesto se optimiza la confiabilidad en la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión.

1.2.1 Social.

La sociedad mexicana tendrá como beneficio de este trabajo un servicio de energía eléctrica más confiable, con menos interrupciones y con mejores márgenes de calidad en cuanto a parámetros de voltaje y frecuencia.

1.2.2 Teórica.

Referente a este tema existe mucha información en libros, artículos, conferencias, publicaciones, etc. Que nos proporcionaran toda la base teórica y matemática, así como también todas las herramientas necesarias para poder realizar un estudio de estas características.



1.2.3 Metodológica.

La información técnica de los parámetros de la línea de transmisión, mediciones eléctricas y demás equipos que se necesiten para el estudio serán proporcionadas por los dueños en este caso la empresa CFE. Esta información junto con las técnicas matemáticas para el análisis de coordinación de aislamiento, nos darán resultados confiables para confirmar la viabilidad del proyecto.

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo General

Determinar las acciones con respecto a las salidas por año causadas por descargas atmosféricas para mejorar la confiabilidad en la coordinación de aislamiento del LT PON-73090- SRL.

1.3.2 Objetivos Específicos.

- Analizar y establecer el número de aisladores por cadena en cada fase de las estructuras, respecto a los metros sobre el nivel de mar al que están expuestas.
- Especificar la disminución de la resistencia del sistema de tierras de las estructuras donde se requiera.
- Justificar la propuesta de la instalación de dispositivos que nos ayuden a minimizar las sobretensiones en los puntos críticos identificados a partir de análisis y estudios, que ayuden a disminuir el número de salidas por año.
- Realizar una simulación de la línea de transmisión PON-73090-SRL que analice estudios antes y después de mejorar el sistema, para corroborar que con lo propuesto se optimiza la confiabilidad en la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión.

1.4 Hipótesis.

Al analizar toda la trayectoria de la línea de transmisión PON-73090-SRL, con las acciones remediales propuestas, se mejora la confiabilidad del sistema eléctrico contribuyendo a que tenga menos interrupciones, ya sea por descargas atmosféricas o por maniobras dentro del sistema.

1.5 Estado del arte.

Durante el período 2005 a 2018, ocurrieron 17 fallas debido a las descargas atmosféricas, siendo un índice de salidas de 2.89 salidas por 100 km por año.



Tabla 1.1.- Estructuras con fallas del aislamiento debido a las descargas atmosféricas.

Estructuras afectadas:
8, 32, 33, 62, 63, 64, 65, 77, 97, 104, 106, 119, 120, 140, 141, 160

Las estructuras afectadas se indican en la Tabla 1.1 y en la Figura 1.2 se localizan las estructuras donde han ocurrido fallas en la trayectoria de la LT PON - 73090 - SRL. [5]

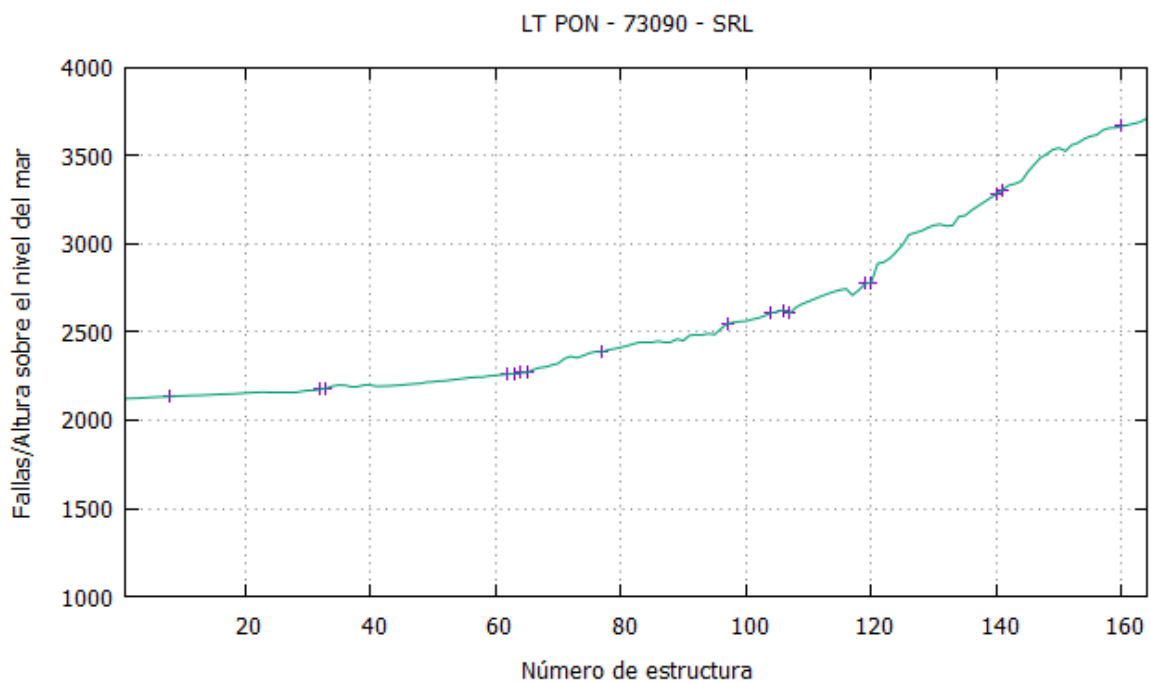


Figura 1.2.-Fallas ocurridas en la trayectoria de la LT PON - 73090 - SRL. [1, 4, 6]

De acuerdo con el programa de mantenimiento preventivo se toman mediciones al sistema de puesta a tierra de cada estructura, con un equipo de alta frecuencia para evitar desconectar el hilo de guarda, estas mediciones se llevaron a cabo en época de estiaje por lo cual se calculan aceptables, valores menores a 10 Ohms. La Figura 1.3 muestra una gráfica con las mediciones realizadas a las 164 estructuras de la LT PON -73090- SRL. [5]

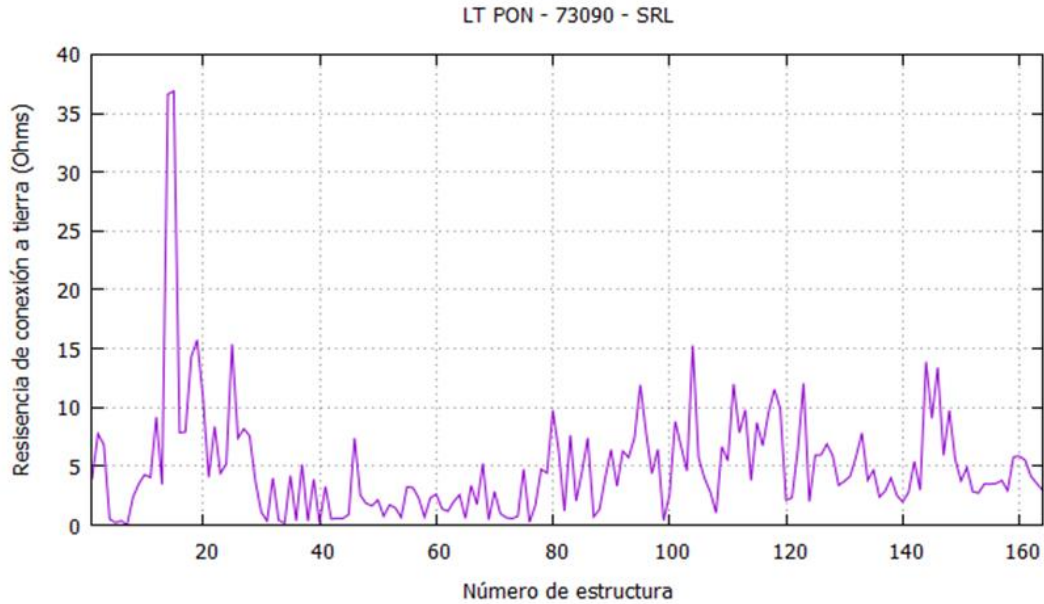


Figura 1.3.- Mediciones de la resistencia de conexión a tierra realizadas en la LT PON - 73090 - SRL.

Para el diseño de las líneas de transmisión de 115 kV, se tiene como límite recomendado un valor de 3 salidas/100 km/año debido a las descargas atmosféricas, mientras que para las líneas de transmisión de 230 kV el valor sugerido es de 1.5 salidas/100 km/año. Por otra parte, para las líneas de transmisión de 400 kV, el límite deseado al respecto es de 1.0 salida/100 km/año. [6]

En las figuras 1.2 y 1.3 se muestra que la LT PON - 73090 - SRL, registró 2.89 salidas/100 km/año, solamente con la protección del hilo de guarda y con 8 aisladores en cada una de las fases, por estructura.

Se cuenta con el historial completo de las fallas que se han presentado durante los años 2005-2018, los cuales se muestran en la tabla 2.1.



Tabla 1.2.- Historial de las fallas presentadas en la LT PON -73090- SRL.

Año	SE. de envió	SE. de recepción	Fecha	Causa
2000	PON	SRL	12 AGOSTO	Cola de papalote en estructura 27 f-c .
2000	PON	SRL	19 SEPTIEMBRE	Daño de cuchilla en subestación de paso de cortés f-a-b, 41.3 km.
2001	PON	SRL	16 ENERO	Vandalismo, quema de maleza entre estructura 5-6 a la salida de subestación.
2001	PON	SRL	27 ABRIL	Cadena de aislamiento flameada en estructura No. 8 por descargas atmosféricas.
2002	PON	SRL	27 MAYO	Falso contacto en bornes de disparo del relevador 81 baja frecuencia.
2002	PON	SRL	27 JUNIO	Falla en tramo de compañía de luz y fuerza del centro opera z2 fase c-t, 32,43 km I falla=2053,1 Amperes.
2002	PON	SRL	29 JUNIO	Aislamiento dañado estructura no. 64 fases b-c opera z1 fase b-c-n, 16,43 km I falla=5071 Amperes.
2002	PON	SRL	30 JUNIO	Falla en tramo de compañía de luz y fuerza del centro opera z3 fase c-t, 52,75 km I falla=1369 Amperes.
2002	PON	SRL	14 AGOSTO	Dos cadenas de aisladores dañadas en estructura No. 140 por descarga atmosférica operando 21 fase A.
2003	PON	SRL	18 AGOSTO	Personal de control tuvieron licencia, a las 14:20 ocurre disparo entrando correctamente al recierre y no hubo registro de protecciones operadas.
2004	PON	SRL	12 AGOSTO	Problema de baja tensión en subestación paso de cortés.
2004	PON	SRL	8 OCTUBRE	Aislamiento flameado fase B en estructura No. 107
2006	PON	SRL	3 ABRIL	Personal ajeno a CFE provoca incendio en terrenos de cultivo propagándose por el viento hacia la línea PON-73090-SRL operando en poniente 50 fases a-b-n a 25.92 km entre las estructuras 102-104
2007	PON	SRL	25 ABRIL	Protecciones en subestación poniente 50 fase b y neutro a 43.45 km; se inspecciono la línea de la estructura 164 a la 133 no encontrándose



				evidencia del disparo en el tramo de nuestra línea que llega a los 42 km.
2008	PON	SRL	14 JUNIO	Pon-73090 51 fase "b" a neutro Ib=5223 y In=4167 Amperes.
2009	PON	SRL	21 FEBRERO	Licencia sobre la línea en vivo por parte de la compañía de luz y fuerza del centro para sustitución de aislamiento en estructura No. 47 registro: 9396, mala maniobra por parte de personal de (CLYF) se les cae polea sobre conductor.
2009	PON	SRL	14 MARZO	21.45 km f-b-g, 21 50 km f-b-gla subestación paso de cortés es un TAP de la línea 73090y está se encuentra a 42 km de la s.e. poniente, reportan que encontró (CLYF) aislamiento dañado en la subestación paso de cortés.
2009			17 JUNIO	Disparo transitorio opera 51 fase "c" y "n" a 38.57 Km.
2010			10 AGOSTO	Encontrando árbol de aproximadamente 26 metros, sobre la línea en la estructura numero 150 el cual se observa fue cortado por terceros, se retira el árbol y se energiza la línea en vacío sin ningún problema.
2011			17 MAYO	Se presenta disparo de la línea PON-73090-SR, en la estructura 104 se presenta flameo en la cadena de aislamiento por falta de mantenimiento a las conexiones del hilo de guarda y derivado delas descargas atmosféricas provoca la falla disparando la línea.
2011			26 DE SEPTIEMBRE	Disparo de línea por palmera entre estructuras 14 y 15.
2012			22 JUNIO	Disparo de línea PON-73090-SRL por hilo de cáñamo de cola de papalote ubicado entre las estructuras 20 y 21 a 4.11 Km.
2012			25 JUNIO	Disparo de la línea 73090, aislamiento flameado estructura 63, adecuar el blindaje de la línea.
2012			25 SEPTIEMBRE	Disparo de línea PON-73090-SRL aislamiento flameado en estructura 65



				en el momento del disparo había descargas atmosféricas.
2012			1 OCTUBRE	Disparo de la línea PON-73090-SRL en estructura 119, por descargas atmosféricas.
2014			5 AGOSTO	Se presenta disparo de línea PON-73090-SRL por presencia de objeto extraño en el aislador de la fase B en la estructura 32.
2014			6 SEPTIEMBRE	El día 06 de Septiembre de 2014 a las 19:52:00 se presenta disparo de línea PON-73090-SRL por aislador flameado en estructura 77 derivado a descarga atmosféricas.
2014			13 OCTUBRE	Se presenta disparo de línea por cadena de aisladores flameada en fase C en estructura 106 derivado a descarga atmosféricas, a la altura de la población de Xalitzintla, conjugado a una alta resistencia de puesta a tierra y la orografía del lugar.
2015			23 MARZO	Se encuentra aislador flameado por descarga atmosférica en la estructura No. 97 cercano a la población de San Nicolás de los Ranchos.

Cabe resaltar que las fallas presentadas en la línea de transmisión son causadas en un 70% por descargas atmosféricas. En la busca de una mejor calidad para la energía suministrada se ha llegado a una tendencia de mayor rigor, haciendo una adecuación a los límites antes indicados con valores inferiores, de manera que para líneas de transmisión con tensión nominal a los 115 Kv. una tasa entre 0.1 y 1.0 salidas/100 Km al año se considera como buena y una tasa entre 1 y 5 se puede considerar como media.

Aunque el índice de salidas por año está dentro del parámetro medio, en la Zona Puebla Poniente se decide realizar el estudio a la línea PON-73090-SRL ya que es la línea con el menor índice en comparación a todas las demás líneas que se supervisan dentro de la zona. Además, toma importancia la línea, ya que se encuentra de manera radial alimentando a la subestación paso de cortés, a diferencia de las demás líneas de la zona ya que estas que conforman un sistema de doble anillo.



Capítulo 2

Marco de Referencia.

En este capítulo se describe en términos generales las características de la línea de transmisión PON-73090-SRL, así como también los dispositivos que se han desarrollado en los últimos años para minimizar los efectos de las descargas atmosféricas, en este caso en líneas de transmisión de 115 Kv.

2.1 Marco histórico.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) “es un organismo público descentralizado cuyo objeto es ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional; la Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD)”. [7]

Realiza la operación del Mercado Eléctrico Mayorista en condiciones que promueven la competencia, eficiencia e imparcialidad, mediante la asignación y despacho óptimos de las Centrales Eléctricas para satisfacer la demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional. Es responsable de formular los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, los cuales en caso de ser autorizados por la Secretaría de Energía (SENER) se incorporan al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).



Figura 2.1.- División del Sistema Eléctrico Nacional.



A continuación, se muestra el diagrama unifilar de las líneas de 115 kV. de la Zona Puebla Poniente, sistema al que pertenece la línea que vamos a analizar. [8]

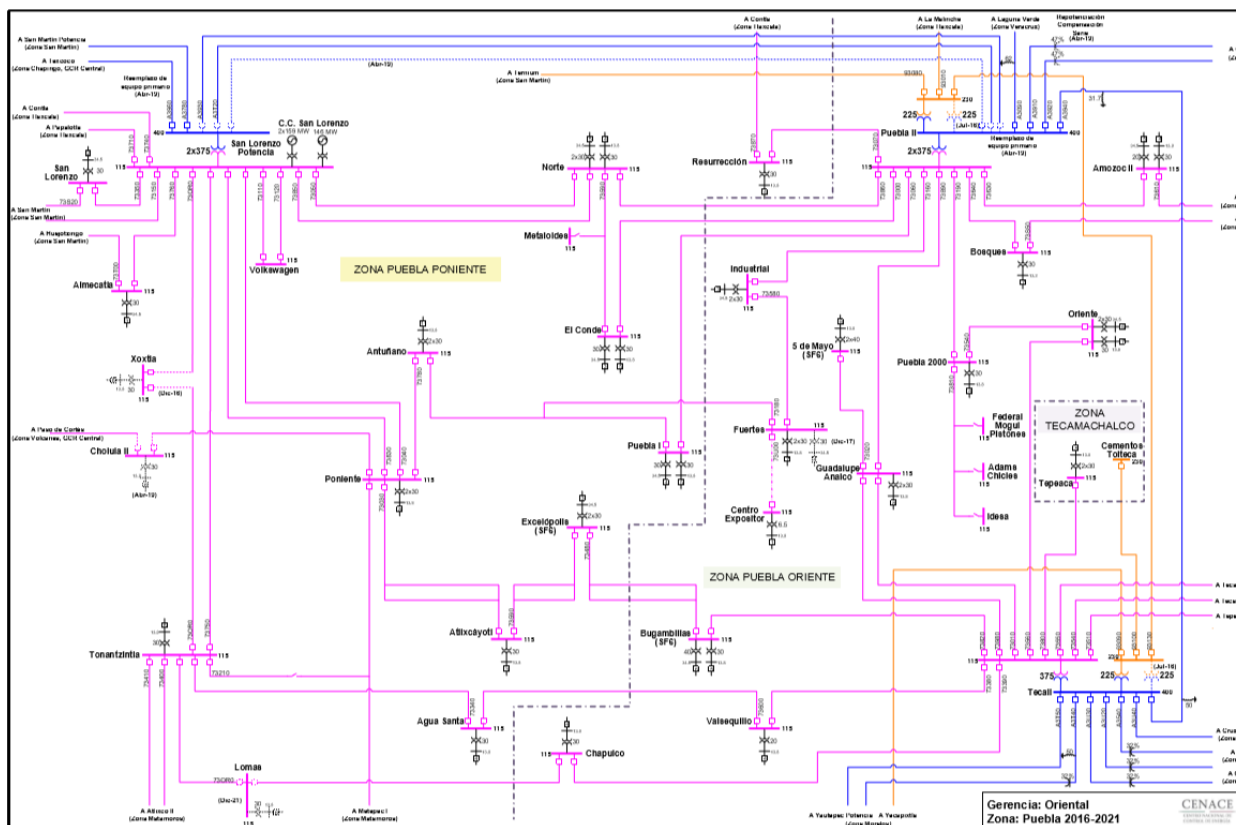


Figura 2.2.- Red troncal de 115 kV. de la Zona Puebla Poniente.

La línea de transmisión en 115 kV. PON-73090-SRL que viene de la Subestación Poniente de Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Cholula, Puebla, tiene como recorrido hacia Paso de Cortés que a su vez alimenta a la subestación de Paso de Cortés de, 115 kV. a 13.8 kV, además de la subestación de Agua Viva y otras subestaciones que en conjunto administran energía eléctrica a la zona del municipio de Chalco, la Red de distribución del refugio Tlamacas y varias antenas repetidoras de telecomunicaciones en esa área, estas proporcionan el soporte principal a las actividades que se realizan en la zona.

La interrupción del servicio por una falla o disturbio de la línea de 115 kV, antes citada dejaría sin suministro eléctrico a la subestación Agua Viva afectando a su vez el suministro de energía eléctrica a 10 municipios del estado de México, esto representa alrededor de 5,000 usuarios con una afectación de alrededor de 100,000 personas.



Las tormentas son un fenómeno natural muy bien conocido por todos, y es tan espectacular como peligroso. Un promedio de 1,000 tormentas se desata a diario alrededor del mundo.

Los rayos se caracterizan por su polarización: generalmente son negativos (nube negativa y tierra positiva). Aproximadamente 10 % tienen polaridad inversa, pero estos son los más violentos.

Debemos distinguir entre:

- Descargas atmosféricas “directas” que inciden en una línea.
- Descargas atmosféricas “indirectas”, que caen cerca de una línea, en una torre o, que llega a la misma por el hilo de guarda (este cable, aterrizado, conecta las copas de las torres y protege los conductores vivos de las descargas atmosféricas directas).

Existen otros tipos de descargas atmosféricas. En efecto, aunque la mayoría de los sobre voltajes inducidos son de origen electromagnético, algunos son electrostáticos y conciernen en particular a redes no aterrizadas.

2.1.1 Sobrevoltajes por descargas atmosféricas

Son causados principalmente por:

- Descargas que inciden en los conductores de las fases (falla de blindaje).
- Descargas en el sistema de blindaje que flamea sobre los conductores de fase (flameo inverso).
- Descargas a tierra cerca de la línea, que inducen sobrevoltajes en los conductores de fase (voltaje inducido).

Los sobrevoltajes por descargas atmosféricas son sobrevoltajes de frente rápido con tiempos con cresta de entre 0.1 a 20 μ s.

En las subestaciones, las fallas de blindaje, los flameos inversos, y los sobrevoltajes inducidos generan ondas de voltaje que afectan a los equipos en la subestación. Los voltajes por descargas atmosféricas están generalmente abajo de los 400 Kv. y son importantes solamente para sistemas con voltajes más bajos. Las ondas entrantes causadas por el flameo inverso son más severas que las causadas por las fallas de blindaje. Como estas ondas viajan desde el punto de incidencia de la descarga hasta la estación, el efecto corona decrece el peralte y la magnitud de la cresta. Los hilos de guarda tienen un impacto significativo en la propagación de la onda.

2.2 Marco Teórico.

Con el crecimiento actual de las generaciones alternativas conectadas a las redes eléctricas mundiales, así como la necesidad cada vez mayor de tener sistemas interconectados internacionales y aunado a que el crecimiento de la infraestructura de la red eléctrica no avanza al mismo paso que la demanda de carga. La industria eléctrica está ante uno de los retos más importantes en su vida en materia de estabilidad. [9]



Para la coordinación de aislamiento en líneas, la tarea es definir todas las dimensiones o características de la torre de la línea de transmisión o de distribución que afectan la confiabilidad de la línea: [3]

- Las distancias de impacto en la torre o los claros entre el conductor de fase y los lados y la trabe superior de la torre conectados a tierra
- La longitud de la cadena de aisladores.
- El número y tipo de aisladores.
- La necesidad y tipo de una conexión suplementaria de la torre a tierra.
- La ubicación y el número de tierras aéreas o hilos de guarda.
- La distancia de fase a tierra.
- La distancia o la separación de fase a fase.
- La necesidad de apartarrayos, su capacidad nominal, y su ubicación. [10]

2.2.1 Criterio para el comportamiento/confiabilidad.

El criterio fundamental para el comportamiento o para la confiabilidad es una tasa de falla aceptable. Este criterio se basa en la consecuencia al tiempo promedio de vida esperada del equipo. Por lo tanto, la tasa de falla de las líneas de transmisión y las de los equipos de la subestación puede ser diferente.

En líneas de transmisión el criterio para el comportamiento o la confiabilidad ante descargas atmosféricas se especifica normalmente como el número de flamazos por cada 100 km-años. Para ondas por maniobra, la tasa de flamazos esta normalmente especificada en términos de flamazos por número de maniobras. Sin embargo, las ondas por maniobra de más alta magnitud se presentan durante los re-cierres, que normalmente son causados por una falla asociada a una descarga atmosférica.

Entonces, los dos criterios por separado pueden no ser apropiados para especificar la confiabilidad de la línea. Otro criterio, denotado como la tasa de interrupciones por tormenta, es el número de re-cierres no exitosos por año y se obtiene multiplicando la tasa de flameos por rayos para la línea, en unidades de flameos por año, por la tasa de flameos por maniobra.

Por ejemplo, suponiendo que la tasa de flameos por rayo fuera de dos por año y la tasa de flameos por ondas de maniobra fuera de uno por cada cien operaciones, la tasa de interrupciones por tormenta sería de dos por cada 100 años suponiendo una operación de recierre por año. Tanto la tasa de interrupciones por tormenta como la tasa de flameos por rayo, pueden ser importantes ya que la falla por rayo crea "dips" o depresiones en el voltaje de frecuencia de potencia, que pueden afectar la calidad de la potencia para el cliente.

Para las líneas de transmisión, las tasas de flamazos por rayos varían con el voltaje del sistema y pueden estar en el rango de 0.5 para sistemas de EHV hasta 20 por cada 100 km-año para sistemas de HV. Aunque las líneas se están diseñando para tasas de flamazos por maniobra entre 1 y 10 flamazos por cada 100 operaciones de conmutación, debido a otras suposiciones conservadoras, los flamazos por maniobra son relativamente raros.



2.2.2 Resonancia y Ferroresonancia.

La resonancia “es la sintonía de la frecuencia de oscilación natural de un circuito LC con la frecuencia nominal del sistema. Un caso de resonancia puede ocurrir entre dos líneas en paralelo, situadas a corta distancia (o en la misma torre), cuando una de ellas está fuera de servicio, pero sus reactores de compensación conectados”. [11]

Puede darse entonces el caso de resonancia en el circuito formado por la capacidad de acoplamiento entre ambas líneas y la inductancia (lineal, no saturada) de los reactores, originando sobretensiones temporarias en la línea que esta fuera de servicio.

Si debido a las sobretensiones originadas por la resonancia, se reproduce la saturación del núcleo magnético de los reactores, la amplitud de la sobretensión generalmente resulta limitada a un valor cercano a la tensión del codo de saturación (entre 1.1 a 1.5 p.u.). la duración es el tiempo que se tarda en advertirse y corregirse la situación, y puede resultar excesiva para los descargadores instalados en la línea que esta fuera de servicio.

Si la resonancia ocurre entre un elemento capacitivo y el circuito magnético no-lineal de un elemento inductivo (generalmente un transformador de potencia o de medición de tensión), entonces se le da el nombre de Ferroresonancia. Este fenómeno se pone de manifiesto cuando, debido a un cambio súbito en el sistema se origina una sobretensión que produce la saturación de dicho circuito magnético.

La Ferroresonancia produce oscilaciones descontroladas de tensión, de larga duración que generalmente terminan en una falla en el sistema.

No es en general común encontrar este fenómeno en la operación en condiciones normales (simétrica) del sistema, sino en situaciones de asimetría cuando, por ejemplo, ante una maniobra o falla se produce la apertura de una o dos fases del sistema. Esto es más común en sistemas de baja tensión como por ejemplo con fusibles.

Una característica destacada de la Ferroresonancia es que tiene “histéresis” en el sentido de que, una vez producida, es necesario reducir la tensión del sistema por niveles inferiores a los que origino la Ferroresonancia para lograr eliminarla, lo cual en general es difícil de lograr.

Un caso típico en donde se puede generar este fenómeno es en la energización de un transformador en vacío, dado que la corriente de conexión tiene un contenido armónico que es variable en el tiempo. Si una de las armónicas coincide con una resonancia de la red, entonces es probable la ocurrencia de la Ferroresonancia.

Se considera en general que no hay dispositivo de protección tal que evite la resonancia o Ferroresonancia. Es un fenómeno que debe a toda costa evitarse mediante la prohibición de las posibles maniobras o configuraciones del sistema que la originen. Para el diseño de un sistema y para la selección de los descargadores, por lo tanto, no deben considerarse sobretensiones de este tipo, ya que llevaría un sobredimensionamiento de este, no justificable técnica y económicamente.



Sin embargo, debido a las dificultades de obtener datos que son esenciales para los estudios del sistema, como los del circuito magnético de los transformadores y/o reactores, y antes las múltiples circunstancias en las que puede manifestarse la Ferroresonancia, es difícil predecir su ocurrencia mediante estudios previos, existiendo entonces la posibilidad de que ocurra en la operación real con alguna configuración particular.

Para evitar entonces este problema de características destructivas sobre el equipo, se opta por utilizar como protección para esta eventual contingencia, la instalación de protecciones escalonadas, de tres etapas, cuyo ajuste y ubicación deberá determinarse para cada caso en particular. [11]

2.2.3 Tipos de aislamiento.

Aislamiento auto recuperable.

La ruptura en aire depende fuertemente de la configuración del gap, de la forma de la onda y de la sobretensión, y de las condiciones ambientales. Para aislamientos exteriores, la consecuencia de la humedad, lluvia, y polución en la superficie de los aislamientos también es factor importante. Para sistemas aislados en gas encerrados en metal, el resultado de la presión interna y de la temperatura, así como también de las no homogeneidades e impurezas locales juegan un papel importante.

Aislamientos no auto recuperables.

En aislamientos líquidos, las impurezas en las partículas, “burbujas causadas por efectos químicos y físicos o por descargas locales, pueden reducir drásticamente la rigidez dieléctrica (fortaleza del aislamiento). Un aspecto importante es también que la cantidad de degradación química del aislamiento puede tender a incrementarse con el tiempo”. [12] Lo mismo es válido para el aislamiento sólido. Sin embargo, en este caso, el esfuerzo mecánico también puede afectar la fortaleza del aislamiento.

Existen tres principales tipos de Sistemas de protección contra descargas eléctricas:

- Colector de descargas: Es una forma de sistema de pararrayos con un colector de descargas, un conductor desviador de corriente a tierra y un sistema de desconexión a tierra.
- Prevención de descargas: “El sistema de Arreglo de Disipación, es el único sistema real de prevención de descargas. Impide las descargas colectando y disipando la carga inducida por la tormenta en el área en cuestión, lentamente, a través de una descarga puntual o una ionización. Para ser 100% efectivo DAS es físicamente más grande por lo tanto más caro”. [12]



- Disipador híbrido: Es un conjunto diseñado para proveer cierta capacidad de ionización, similar al DAS. No obstante, a diferencia con el DAS, la limitada ionización del híbrido disminuye su capacidad para prevenir descargas. En condiciones de tormentas intensas, el híbrido no puede impedir las descargas y es entonces el receptor de las descargas. Su rango de efectividad varía de manera significativa con respecto al fabricante.

2.2.4 Aisladores

En su mayoría los conductores que se utilizan en las líneas de transmisión aéreas son conductores desnudos, en consecuencia, es necesario aislarlos de los soportes que los tienen sujetos, y esto se lleva a cabo con los aisladores, que son fabricados de los siguientes materiales: vidrio, porcelana y plásticos.

Así, que la principal función de los aisladores es soportar y sujetar los conductores, de tal manera que estos se mantengan inmóviles y no presenten movimientos de manera transversal o longitudinalmente. Como en su nombre se puede apreciar estos deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento carente o defectuoso tiene como consecuencias pérdidas de energía eléctrica. La forma de la sujeción del aislador hacia el poste se lleva a cabo por medio de herrajes. Sin embargo, un aislador debe tener las particularidades mecánicas que se necesitan para poder soportar los esfuerzos a los que está sometido.

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 de lo grueso del aislador”. [13]

Disposición adecuada, “de tal 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 cual se crea un arco a través del aire siguiendo la mínima distancia entre fase y tierra, es decir, el contorno del aislador. Esta distancia se llama línea de fuga”. [13]

- Resistencia mecánica apropiada, para poder soportar los esfuerzos requeridos por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser por lo menos igual a la del conductor que tenga que soportar.
- Resistencia a las constantes variantes de temperatura. Ausencia de degeneración.

Los aisladores son, de todos los elementos de la línea, aquellos en los que se pondrá máximo cuidado por su fragilidad, desde su elección como en su control de recepción, colocación y vigilancia de explotación. Justamente, frágiles por naturaleza, ya que se ven sometidos a esfuerzos combinados: térmicos, mecánicos y eléctricos, aportando todos ellos a su desgaste. Todos los aisladores nuevos deben ser considerados para un uso muy prolongado de tiempo.



Los aisladores, se clasifican dependiendo del material con el que se construyeron, los cuales son: vidrio, plástico y porcelana. Según su uso se tiene aisladores de intemperie y aisladores de lugares recubiertos, aislador de amarre o aisladores de apoyo y aisladores de suspensión.

2.2.4.1 Aislador de porcelana

La estructura de este tipo de aisladores debe ser homogénea y, para evitar las adherencias de la humedad, polvo y contaminación, la superficie exterior está recubierta por una delgada capa de esmalte.

Están hechos con caolín y cuarzo de primera calidad. La temperatura de cocción en el horno es de aproximadamente 1400° C.

En alta tensión los aisladores se conforman por dos, tres o más piezas unidas con yeso. Esto se debe a que solamente se consigue una cocción buena cuando su grosor no pasa de 3 cm.



Figura 2.2.1.- Aisladores de porcelana.

2.2.4.2 Aisladores de vidrio.

Están hechos por una mezcla de arena calcárea y de arena silícea, esta mezcla se funde con una sal de sodio a una temperatura cercana a los 1300°C, obteniéndose por moldes. Su color es verde oscuro. La materia prima es más económica que la porcelana, pero como desventaja tiene un coeficiente de dilatación muy alto, que restringe su aplicación en lugares donde hay grandes cambios de temperatura; son más frágiles que la porcelana. Aunque por otro lado, el costo es más reducido y su transparencia proporciona mayor control visual, hacen que se implementen en muchos casos en lugar de la porcelana.

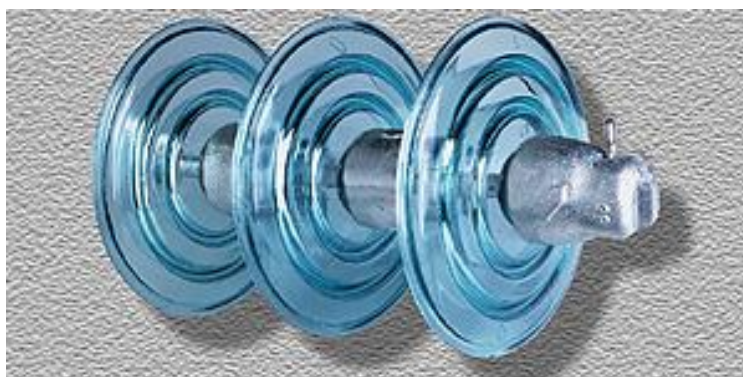


Figura 2.2.2.- Aislador de vidrio.

2.2.4.3 Aislador de plástico (polimérico).

Los aisladores de plástico han sido utilizados y aplicados cada vez más en las instalaciones de alta tensión, principalmente por las ventajas que tienen frente a los aisladores de vidrio o cerámica entre las cuales sobresalen:

- Mayor facilidad y libertad en el detallado de los aisladores, permitiendo además el vaciado simultaneo de piezas metálica.
- Mayor desempeño elástico y mejor resistencia contra los impactos mecánicos.
- Alta resistencia dieléctrica y un peso menor.

El material más utilizado para la manufacturación de aisladores plásticos por lo regular es la resina sintética. Por otra parte, no todas las resinas sintéticas son ideales para soportar las condiciones que demande el sistema, quedando descartadas las resinas de tipo ciclo alifático, sin embargo, los elastómeros de silicón tienen los mejores resultados y fiabilidad.



Figura 2.2.3.- Aisladores poliméricos.

2.2.5 Conductores.

Las líneas de transmisión distribuyen enormes cantidades de potencia eléctrica a los centros de distribución de carga y subestaciones, en la mayoría de las veces esto se distribuye en cantidades mucho menores hacia los consumidores, siendo los conductores los elementos principales para el transporte de energía eléctrica quienes son soportados e instalados por las estructuras y herrajes de las líneas de transmisión.

Al comienzo los conductores eran solo de cobre, pero conforme paso el tiempo estos han sido desplazados por conductores de aluminio (ACSR) gracias a su menor costo y a que son muy ligeros a los de cobre en comparación para un mismo valor de resistencia. Ver tabla 2.1.

Tabla 2.1.- Comparación entre el cobre y aluminio.

Cobre	Aluminio
Es el metal con más alta conductividad, solo por abajo del platino.	Reducción de peso considerable respecto al cobre.
Facilidad de estaño, plateado o cadminizado y es soldado con mucha facilidad.	Resistente a la corrosión atmosférica.
Dúctil.	Mayor aptitud para el soldado.
Excelente resistencia mecánica.	Disminución del efecto corona.
Alta oposición de oxidarse.	Mas económico comparado con el cobre.
Muy buena conductividad térmica.	



Este tipo de conductores pueden operar hasta a temperaturas de 75°C y hasta un límite de 90°C. no obstante el crecimiento de la demanda y las numerosas irregularidades del sector energético, en consecuencia de que las redes actuales están siendo sobrecargadas y sometidas a mayores flujos de potencia a las que fueron diseñadas, es por esto que se están instalando nuevos conductores idóneos para operar a temperaturas más elevadas de hasta 250°C. manteniendo las distancias eléctricas de las líneas existentes y sin perder la confiabilidad mecánica.

Después de la expuesto anteriormente se indicarán algunas de las particularidades y propiedades de los conductores convencionales que se han estado manejado en los últimos 50 años y de conductores de alta capacidad que al presente están bajo estudio y que han sido planteados para recalibrar las líneas de transmisión.

2.2.5.1 Conductores convencionales.

Los conductores convencionales están conformados de aleación de aluminio, aluminio y la mayoría tienen un núcleo de acero para acortar la elongación de la carga a la rotura, esto significa que puede soportar más peso por kilómetro.

“Los conductores de aluminio desnudo son usados para la transmisión y la distribución de energía eléctrica en líneas aéreas y poseen una buena resistencia a la corrosión y una buena carga a la rotura, además de que poseen una buena conductividad al añadir un recubierto de Zinc y Aluminio”. [14]

En seguida, se describen las propiedades de los conductores convencionales para las líneas aéreas de transmisión.

2.2.5.2 Conductores ACSR.

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



Figura 2.2.4.- Corte transversal de un conductor ACSR.



Los conductores ACSR se construyen con alambres de aluminio de una muy alta pureza y temple duro. Están situados en pequeñas capas concéntricas sobre un núcleo de alambre o cable de acero galvanizado. Debido a su constitución bimetálica son susceptibles a la corrosión galvánica, en México los calibres comúnmente empleados para alta tensión son los que se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2.- Calibres de conductores empleados en líneas de transmisión de México.

Calibre de conductores utilizados en las líneas de transmisión ACSR.	
400 Kv.	2x1113 kCm.
230 Kv.	1x900 kCm. 1x795 kCm. 1x1113 kCm.
115 Kv.	1x447 kCm. 1x795 kCm.

Propiedades:

- 75°C (Temperatura habitual en el diseño de líneas aéreas).
- Alambres de aluminio.
- Núcleo compuesto de acero galvanizado.

Ventajas:

- Gracias a su refuerzo de acero se consiguen claros interpostales mayores que para cables de cobre o aluminio.
- Instalación fácil.
- Muy buena resistencia a la tensión mecánica.
- Se puede instalar sin problemas en medio ambientes extremos.

Desventajas:

- No es ideal en temperaturas mayores a 90°C.
- La elongación del conductor se muestra a temperaturas menores.

Experiencias Mundiales

Este tipo de conductor es el que predomina en la actualidad en líneas de alta tensión de todas las empresas trasmisoras y distribuidoras del mundo. Como ejemplo en el país de Colombia del 70% al 80% de las líneas de transmisión son con este tipo de conductor.



2.2.5.3 Conductor AAAC.

Este tipo de conductores están conformados por fibras de aleación de aluminio 6201 (silicio y magnesio), con muy buenas propiedades mecánicas que le otorgan la capacidad de mantener una mayor tracción. Ya que su temperatura límite de operación es igual que la de los convencionales, no se puede hablar rigurosamente de un conductor de alta capacidad, sin embargo, se obtiene una mayor capacidad debido a que la nueva aleación de aluminio no requiere del núcleo de acero.

Esta simple modificación permite que toda la sección envíe energía y que se disminuya considerablemente el peso total del conductor ya que aluminio es más liviano que el acero.

La aleación de aluminio empleada nos promete una mayor dureza superficial, lo que reduce considerablemente los daños provocados en la instalación, así como una mayor resistencia a la corrosión, optimando la de los conductores ACSR. Además, nos brinda una gran resistencia a condiciones ambientales extremas ya sean de gran salinidad, contaminación ya sea química o industrial.

Ya que está compuesto por un solo material, en este tipo de conductores el acople de empalmes y conexiones es sencillo brindando una instalación más rápida.



Figura 2.2.5.- Conductor AAAC.

Propiedades:

- Temperatura máxima de empleo continuo de 90°C.
- No tiene punto de transición.
- En consecuencia, a la presencia de materiales aleados como el magnesio y el silicio, la conductividad es menor que la del aluminio, pero se mejoran las propiedades mecánicas.
- Al prescindir del núcleo de acero, toda la sección del cable tiene la capacidad de distribuir corriente.
- Al sustituir aluminio por acero, el peso, en consecuencia, los esfuerzos transmitidos a las torres, son menores.



Ventajas:

- Poseen una alta relación conductividad eléctrica/peso.
- Debido a su reducido peso, permite aumentar la sección y, con ello, disminuir las pérdidas.
- Dilatada experiencia en el correcto uso de estos cables.

Desventajas:

- El aumento de la capacidad conseguido es menor porque su temperatura máxima de trabajo es equivalente a la de los conductores convencionales (90°C).
- El efecto fluencia del aluminio resulta en una flecha mayor.

Experiencias Mundiales

- Muy buena experiencia en España en la zona de Andalucía.
- Experiencia aprobada a nivel mundial.
- En Colombia, aproximadamente un 8% de las redes de transmisión tienen este tipo de cable.

2.2.5.4 Conductor con alta capacidad de temperatura.

La finalidad de estos conductores es la de incrementar la capacidad de transmisión de las líneas existentes y son una opción para repotenciar las líneas de transmisión. Están hechos a base de materiales novedosos más ligeros y resistentes a temperaturas incluso mayores a 100°C, también tienen una mayor capacidad de conducción sin que se aprecie un mayor cambio de elongación e incremento de la flecha, accediendo a reemplazar los cables instalados sin modificar notablemente la infraestructura ya instalada.

Esencialmente la labor de los conductores de alta capacidad es la adición de compuestos metálicos y aleaciones de diferentes materiales (reemplazando el acero y aluminio) que resulta en un cable más ligero (hasta un 30% menos) y de menor esparcimiento térmico. Esto quiere decir que los cables convencionales trabajan a una temperatura de 75°C. Por otra parte, los conductores de alta capacidad debido a las diferentes aleaciones (como ejemplo, el conductor ACCR que contiene alambres con aleación de aluminio y zirconio) se pueden desempeñar hasta a 240°C. Esto quiere decir que puede conducir mayor corriente sin que cambie de manera drástica sus propiedades mecánicas.

Los conductores de alta capacidad que hay en el presente son los subsiguientes: ACSR G(Z) TACSR, ACSS, TACIR (Z) y ACCR.

2.2.6 Efecto Corona.

“El efecto corona es el resultado de la ionización del aire que rodea a los conductores de alta tensión. Este fenómeno se origina cuando el gradiente eléctrico que se forma alrededor de los conductores rompe o supera la rigidez dieléctrica del aire, se manifiesta en forma de chispas o descargas a muy pocos centímetros de los conductores”. [15]

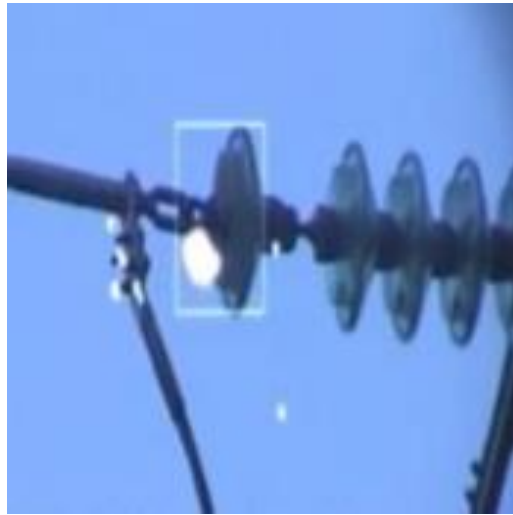


Figura 2.2.6.- Efecto corona captado desde un aislador de una línea de transmisión aérea.

El efecto corona depende de varios elementos, entre ellos destacan los siguientes:

- Tensión de la línea: si la tensión de operación nominal es mayor el gradiente eléctrico que envuelve a los cables es mayor y como resultado, el efecto corona es de más intensidad.
- Humedad relativa del aire: si la humedad relativa es alta, en específico cuando hay lluvia y niebla aumenta de forma considerable la posibilidad de efecto corona.
- Superficie de los conductores: cuando hay agentes ajenos, rugosidades e imperfecciones en la superficie del conductor el efecto corona aumenta.
- Número de conductores: si hay más conductores en la línea, disminuye el campo eléctrico que lo envuelve y como resultado el gradiente eléctrico que induce, el efecto corona disminuirá.

El efecto corona crea consecuencias no deseadas en las líneas de transmisión como, por ejemplo:

- Se crean pérdidas en representación de calor.
- Se crean oscilaciones electromagnéticas de alta frecuencia, estas se transmiten a lo largo toda la línea y generando perturbaciones de radio y televisión en la periferia.

Cuando surge el efecto corona en las líneas de transmisión se crean descargas de diferentes tipos:



- Descarga de puntas: se crean cuando aumenta el gradiente de la periferia, se puede apreciar una pequeña pérdida de energía.
- Descarga o corona de transición: se crea un pequeño resplandor en la partes imperfectas o rugosas del cable, incluyendo de un pequeño ruido.
- Corona luminiscente: aparece una luminosidad en forma de halo en la periferia de todo el conductor, incluso se distingue un olor particular a ozono.

2.2.7 Resistencia al pie de la torre.

Cuando se impacta un rayo en los hilos de guarda o en la estructura metálica 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 Figura 2.1. Esta corriente transitoria se debe disipar en el área del sistema a tierra por medio de resistencias relativamente bajas, por otra parte, la onda de sobretensión se manifestará y se superpondrá en la parte más alta de la torre produciendo un flameo inverso cada vez que este valor de tensión resulte mayor que la tensión de aguante. Para disminuir el flameo inverso en la línea de transmisión se maneja este concepto.

El valor de la resistencia a pie de la torre (R_p) que se recomienda es de 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.

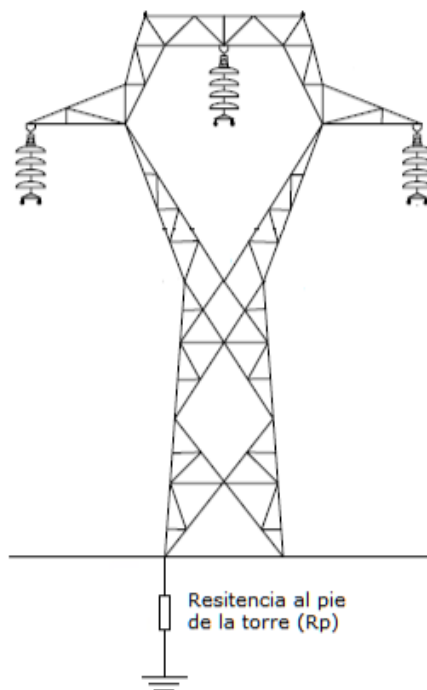


Fig. 2.2.7.- Colocación de la resistencia a pie de la torre.



2.2.8 Sistema de puesta a tierra.

“El sistema de puesta a tierra es el conjunto de elementos que sirven para drenar la corriente de descarga atmosférica o de falla de corto circuito de las líneas de transmisión aéreas, que incluye: hilo(s) de guarda, cola(s) de rata, estructura, bajante, red de puesta a tierra, tierra natural o relleno, conectores”. [16]

2.2.9 Diseño de redes a tierra tradicionales.

El diseño de redes a tierra es para alcanzar un valor igual o menor a 30Ω en líneas de transmisión compactas, del valor de la resistencia de tierra medida en campo, tomando como referencia la resistividad del suelo.

La medición aproximada de la resistencia de puesta a tierra en estructuras compactas de líneas aéreas tiene como propósito, servir de instrumento para poder apreciar rápidamente los valores esperados de un arreglo tradicional.

Las partes elementales que conforman la instalación de una red de tierra en estructuras de líneas aéreas son:

- Electrodo verticales.
- Contra-antenas.
- Base de la torre.

2.2.9.1 Electrodo vertical.

Se emplea en la mayoría de los casos en terrenos que tienen un valor respectivamente bajo en resistividad del suelo. La barra es de cobre puro o de acero recubierto de cobre, para evitar los efectos corrosivos del suelo y los diámetros y longitudes disponibles son de 15 a 20 mm y de 1.2 a 3.05 m respectivamente como se ilustra en la Figura 2.2.8.

Los valores de base de resistividad del terreno empleados para fines de cálculo cuando no se tiene de la información de mediciones son los mencionados en la tabla 2.3.

Tabla 2.3.- Valores de resistividad dependiendo el tipo de terreno.

Tipo de terreno	Resistividad ($\Omega.m$)
Terreno de cultivo	$10 \cdot 100$
Terreno seco	$100 \cdot 1000$
Terreno rocoso	$10^3 \cdot 10^6$
Terreno no rocoso	10^8

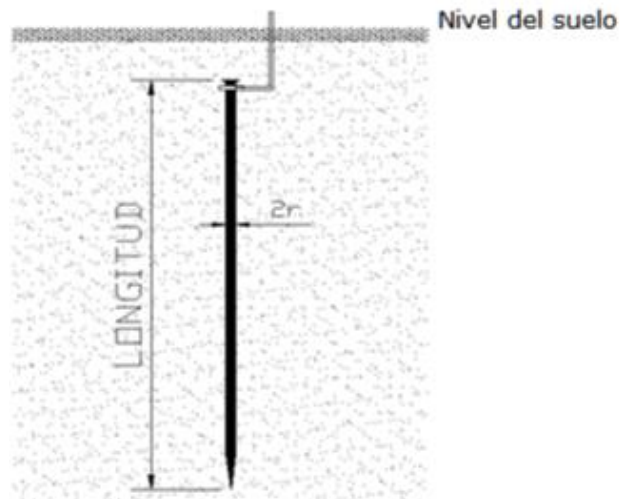


Figura 2.2.8.- Electrodo tipo vertical.

2.2.9.2 Contra-antena (Electrodo horizontal).

Las Contrantenas son un conductor metálico desnudo, enterrado de forma horizontal, a una profundidad y longitud inconstante, esta tiene que estar conectado a la estructura, y su función es drenar corrientes provenientes de una descarga atmosférica o de falla.

La intención de este tipo de conexión es tener un mayor contacto con el terreno por lo que se diseñan de forma horizontal y por lo regular se instalan a una profundidad entre 0.5 y 1.0 m como se observa en la Figura 2.3.

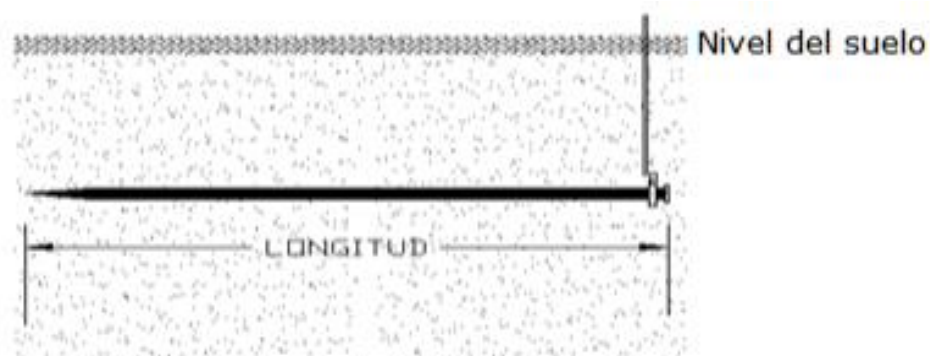


Figura 2.2.9.- Electrodo tipo Contra-antena.



Tabla 2.4.- Contrantenas y sus electrodos para la red de puesta a tierra de líneas de transmisión

INTERVALO DE RESISTIVIDAD RECOMENDADA DE DISEÑO ρ ($\Omega \cdot m$)	LONGITUD DE CONTRA ANTENAS Y NUMERO DE SUS ELECTRODOS POR PATA		FIGURA No.
	LONGITUD DE CONTRA-ANTENA POR PATA (m)	No. DE ELECTRODOS VERTICALES P/CONTRA – ANTENA (varillas)	
menor que 100	3	1	1
100 a 300	6	2	2
300 a 500	12	3	3
500 a 750	24	5	4
750 a 1000	30	6	5
mayor que 1000	30	6	5

Para el diseño del sistema de puesta a tierra de cada torre que conforma la línea, se tiene que tomar en cuenta la resistividad sugerida de diseño. En la tabla No. 2.4 se representa la longitud de las contra-antenas y los electrodos por pata, que tienen que ser instalados en función de la “resistividad recomendada de diseño” sin importar del arreglo instalado de acuerdo con lo descrito en la tabla 2.2. La resistencia de puesta a tierra medida debe ser menor o igual que 10Ω a excepción de cuando la resistividad sugerida del diseño sobrepase los $1000 \Omega \cdot m$.

Las contra-antenas de la red de puesta a tierra se deben instalar en zanjas de 0,3 m de ancho, con las siguientes profundidades:

- 0.8 m en terrenos donde no se puede cultivar.
- 1.5 m en terrenos donde se puede cultivar.
- 0.4 m en terreno rocoso.

Los materiales que se utilizan para un sistema de puesta a tierra se muestran en la tabla 2.5.



Tabla 2.5.- Especificación de materiales para la construcción de los sistemas de puesta a tierra.

Concepto	Descripción	Norma o especificación aplicable
Alambre o Cable de Cobre	Alambre de cobre electrolítico, en sección circular, temple semiduro, de sección transversal de 33,62 mm ² o mayor, Conductividad I.A.C.S. a 20 8C 97.66 %.	NOM 063 SCFI, NMX-J 002, NMX-J 035, NMX-J 036, NMX-J-012, CFE E0000-32
o Cable de acero recubierto de cobre	Cable de acero con recubrimiento de cobre soldado (30 ACS 7 No. 9) de sección transversal de 46,44 mm ² o mayor, diámetro nominal de 8,71 mm de resistencia de 1,27481 Ω/km	CFE E0000-33
Electrodos de tierra	Varilla de acero con recubrimiento de cobre electrolítico de acuerdo a la especificación.	CFE 56100-16
Conexiones soldables	Conexiones soldables tipo exotérmico prototipo probado de acuerdo con los requerimientos establecidos en la norma.	IEEE-STD 837
Notas: 1. Las normas o especificaciones indicadas corresponden a las vigentes. 2. No se acepta el uso de conectores a compresión o atornillables.		

2.2.10 Mantenimiento a redes de tierras.

Los sistemas de puesta a tierra necesitan de mantenimiento debido especialmente por:

- Deterioro de sus elementos.
- Desgaste en sus conexiones.
- Cambios en los valores de medición en la resistividad del subsuelo (ocasionado por las condiciones climáticas y/o agrícolas).
- Vandalismo.

El mantenimiento a los sistemas de puesta a tierra se lleva a cabo en forma habitual tomando en cuenta las siguientes actividades principales:

- Cálculo de resistividad del subsuelo.
- Cálculo en la resistencia de puesta a tierra al pie de la estructura.
- Revisión de las conexiones de los cables de guarda a la estructura (cola de rata), bajantes de las patas de la estructura a la cimentación.
- Resarcimiento en los sistemas de puesta a tierra que denoten deterioros físicos.
- Reparación y/o mejoramiento total de la red de puesta a tierra.



2.3 Protección contra descargas atmosféricas.

“El diseño de Protección contra descargas eléctricas atmosféricas para Sistemas de Transmisión y Distribución, ha experimentado muy pocos cambios, y consecuentemente, ha tenido muy poco desarrollo en los últimos 50 años. Las herramientas y dispositivos usados para la protección contra descargas eléctricas atmosféricas están limitadas a productos y técnicas tales como”. [17]

- Arrestadores.
- Espaciamiento.
- Hilos de Guarda.
- Relevadores que manipulen interruptores de circuitos.
- Elementos de Sistemas de Tierra tradicionales.
- Aumento en los niveles elementales de aislamiento.

En los recientes años, LEC (Lightning Eliminators & Consultants, Inc.) ha desarrollado en el mercado, nuevas herramientas y dispositivos, con esto ha sido posible conseguir una mayor medida de protección. Estos equipos y dispositivos son los siguientes:

- “El Sistema Disipador Dual (DDS).
- El Sistema Desviador Spline Ball Ionizer (SBDS).
- El Electrodo de Tierra del Tipo Barra Química (CHEM- ROD®).
- El Relleno Acondicionador para la Tierra (GAF).
- El Interceptor de Eventos Eléctricos Transitorios o Supresor de Picos”. [17]

De los dispositivos que se mencionaron anteriormente, los SBDS han demostrado un decremento importante en las salidas de operación provocadas por las descargas eléctricas atmosféricas y los DDS, logran una total eliminación de las salidas de operación, concernientes con rayos.

Cuando se contrastan estos dos nuevos dispositivos con los sistemas tradicionales que normalmente se usan, es claro ya que se ha demostrado que estos nuevos dispositivos han mejorado el desempeño en la línea, mediante el uso de los componentes de estos nuevos dispositivos.

A los hilos de guarda, se les debe mencionar especialmente. Ya que es necesario, analizar el hilo de guarda principal y sus desventajas, y contrastar como se desenvuelven con las tecnologías modernas.

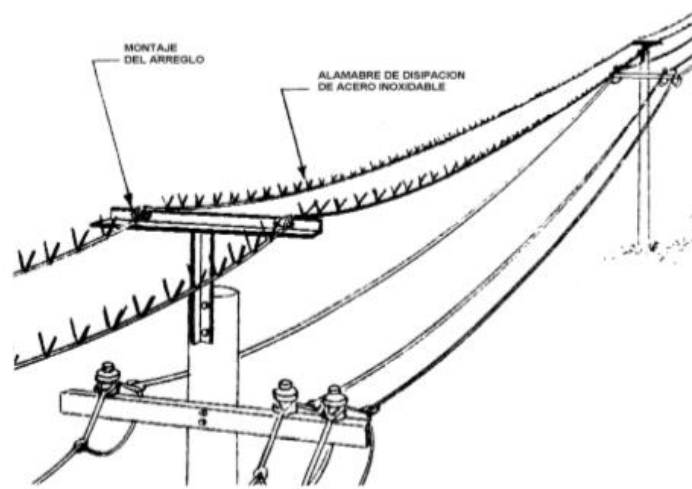


Figura 2.2.10.- Ejemplo de un Sistema Disipador Dual.

2.3.1 Densidad de descargas atmosféricas por año (Isodensidad).

Se necesita saber la incidencia de descargas atmosféricas para poder elegir el tipo de estructura en base a su diseño eléctrico (ángulo de blindaje), y así poder establecer a través de un análisis minucioso si se necesita de algún sistema adicional de tierra o apartarrayos a través de la línea.

2.3.2 Sistema Spline Ball Diverter (SBDS).

Cuando es admisible asumir una pequeña cantidad de salidas de operación de una línea, el SBDS, brinda una forma muy efectiva a un menor costo, cuando se contrasta con otras alternativas. Su costo llega a ser menos de la mitad, en comparación a un sistema de hilo de guarda tradicional y demuestra resultados mucho más efectivos. Completa las expectativas, es una excelente solución a la protección en contra de las descargas eléctricas atmosféricas directas, ya sea sobre líneas de transmisión o distribución. Esto quiere decir que, previene los rayos tanto en los conductores de fase, como en los hilos de guarda, recaudando los rayos en las estructuras de soporte, que, de no ser así, provocarían la salida de operación.

2.3.3 Ionizador de Esfera Erizada (SBI)

El Ionizador de Esfera Erizada incorpora las características del famoso Sistema de Arreglo de disipación, reducido en tamaño para reducir costos, pero minimizando el riesgo y las consecuencias. Este dispositivo garantiza lo siguiente:



- Previene la mayoría de las descargas.
- Atrae todas las otras.
- Minimiza el potencial de daño.
- Total, prevención en edificios.
- Bajo peso.
- Baja resistencia al viento.
- Devolución del dinero garantizada.

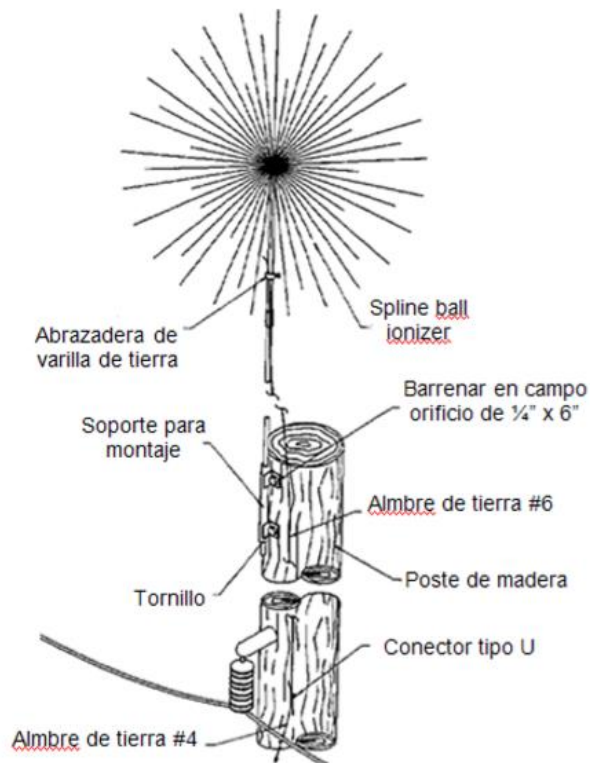


Figura 2.2.11.- Instalación en poste del SBI.

2.3.4 Conclusiones sobre los disipadores.

En resumen, de acuerdo con lo planteado anteriormente, es muy claro que el desempeño de los Sistemas de Transmisión y Distribución en lugares donde frecuentan las descargas eléctricas atmosféricas debería ser más efectivo de manera relevante.

Particularmente como se describe a continuación:

El “Hilo de Guarda” tradicional (blindaje o hilo de tierra), es de uso secundario en el mejor escenario posible, debido a la inductancia entre ambas, el hilo de guarda y los conductores de



fase. Los rayos recaudados en las estructuras de soporte minimizan el peligro de flameo inverso y de las salidas de operación de la línea.

El Sistema Colector de Spline Ball (SBCS), atrae los rayos a las estructuras de soporte de las líneas, de esta forma, se evita que los rayos caigan en el área del claro interpostal y se disminuye el riesgo de un flameo inverso o de arqueo entre líneas.

El electrodo CHEM-ROD, también minimiza el riesgo de un flameo y la salida de operación de la línea, esto se logra a través de una disminución considerable de la Impedancia de Surge, mediante la interconexión con la tierra física.

El Sistema Disipador Dual (DDS) reduce todos los rayos y las salidas de operación de las líneas, pero se recomienda su uso solamente, cuando el costo se justifique ya que la inversión es grande, operación continua, riesgos y otros elementos en la instalación que pretenda proteger.

2.3.5 Apartarrayos.

La implementación de apartarrayos nos permite reducir la posibilidad de falla por los fenómenos antes mencionados, otra ventaja es que no se anexa otro punto posible de falla al sistema, esto debe a que no están conectados siempre a la línea y se descarta además la posibilidad de falla de los apartarrayos por desgaste en los varistores.

Los apartarrayos de línea permiten evadir el flameo del aislamiento por descargas directas o indirectas y por su diseño (con entrehierro externo) se minimiza la posibilidad de flameo en las fases laterales de la misma estructura o el retorno del sobrevoltaje (generación de flameo inverso) desde la misma estructura a otras fases; como puede acontecer con los del tipo permanentes.

Los apartarrayos de línea que tienen entrehierro en aire están compuestos por un apartarrayos (10kA), en el cual los elementos resistivos no lineales son varistores hechos de óxido de Zinc cubiertos de una envolvente de silicón. Además, tiene herrajes de aluminio para lograr sujeción ideal a la torre y electrodos del entrehierro en el lado del apartarrayos y también en el lado de línea.

Además de que ya se desarrolló un Contador de Descargas Atmosféricas (CDA) que se ha desarrollado permite calibrar tres niveles de corriente, desde 400 A hasta 100kA, registrando en cada contador un intervalo de corriente determinado, asegurando con esta la confiabilidad en los registros; además por su diseño, la posibilidad de saturación del núcleo por flujo de corriente es nula.



Figura 2.2.12.- Apartarrayos para diferentes niveles de tensión.

2.3.6 Criterios de selección del apartarrayos para líneas de transmisión.

El adecuado funcionamiento del apartarrayos depende de sus correctos parámetros nominales que están relacionados con los parámetros del sistema de tal manera que se toman en cuenta los siguientes aspectos:

- Voltaje nominal del apartarrayos, así como su tensión de trabajo continuo (MCOV), que se define como el máximo voltaje del sistema entre fase y tierra.
- Voltajes residuales originados por las descargas atmosféricas. Los cuales deben estar correctamente coordinados en base a los niveles de aislamiento de la línea. La tensión residual de los apartarrayos consiste en el valor pico de la tensión cuando aparece la corriente de descarga entre sus terminales.
- La tensión residual se utiliza para definir las características de protección que ofrece el apartarrayos, en el caso de protección de las líneas de transmisión se tienen que determinar las corrientes residuales por impulso atmosférico. Las tensiones residuales se tienen que coordinar con la tensión de aguante al impulso por descargas atmosféricas.



- La “capacidad de absorción de energía que es la propiedad que posee un apartarrayos de línea para poder disipar la energía que provocan los transitorios de origen atmosférico, sin que el apartarrayos no sufra un deterioro”. [18]
- Un aspecto importante para la selección del apartarrayos es el margen de protección, que no debe de tener un valor muy elevado. Este valor debe cumplir con las distancias tanto en el apartarrayos y el equipo que protege. Este margen de protección se define como aquella razón que existe entre el nivel de aislamiento al impulso por rayo y la tensión residual del apartarrayos.

El nivel de contaminación debe ser tomado en cuenta ya que ya que al utilizar un apartarrayos conectado directa y permanentemente a la línea se debe considerar el efecto de la contaminación y considerarlo con una distancia mínima de fuga igual o mayor a la distancia de la cadena de aisladores. [19]

2.3.7 Punto de instalación de un apartarrayos.

El apartarrayos tiene como punto de instalación aquellas zonas donde el índice de descargas atmosféricas es elevado y que por consecuencias provoca salidas de líneas por sobretensiones de origen atmosférico. Su mayor aplicación es en las líneas de transmisión ya que se encuentran expuestas a condiciones atmosféricas riesgosas, por el hecho de que se extienden por cientos de kilómetros a la intemperie, el punto de instalación se puede observar en la figura 2.2.13.

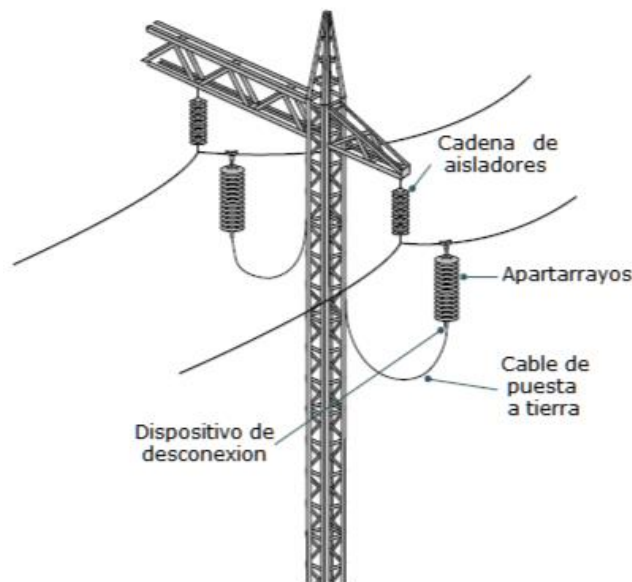


Figura 2.2.13 Instalación de un apartarrayos en línea de transmisión. [20]



2.3.8 Niveles de contaminación.

Tabla 2.6.- Niveles de contaminación.

Nivel de contaminación	Ejemplos de ambientes típicos
I- Ligera	<p>-Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción.</p> <p>-Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujetas a fuertes vientos y/o lluvia.</p> <p>-Áreas agrícolas. (1)</p> <p>-Áreas montañosas.</p> <p>Todas estas áreas deben estar de 10 a 20 Km. del mar y no deben estar expuestas a vientos directamente del mar. (2)</p>
II- Media	<p>-Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con calefacción.</p> <p>-Áreas con alta densidad de casas y/o industrias sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias.</p> <p>-Áreas expuestas a vientos del mar, pero no demasiado cerca de la costa (por lo menos varios kilómetros de distancia). (2)</p>
III- Alta	<p>-Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de calefactores que producen contaminación.</p> <p>-Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos del mar. (2)</p>
IV- Muy alta	<p>-Áreas de extensión moderadas sujetas a polvos conductivos y a humos industriales que producen depósitos conductivos.</p> <p>-Áreas de extensión moderada, muy cerca de la costa y expuestas a brisa del mar o a vientos fuertes y contaminantes del mar.</p> <p>-Áreas desérticas caracterizadas por grandes periodos sin lluvia que llevan arena y sal y sujetas a condensación regular.</p>

Nota:

- (1) El uso de fertilizantes en rocío o quema de residuos, puede llevar a estas áreas a niveles de contaminación altos, debido a la dispersión por vientos.
- (2) La distancia al mar depende de la topografía del área costera y de condiciones extremas del viento.



2.3.9 Supresor de Sobretensiones por Descargas Atmosféricas.

Otra opción para resolver el problema técnico-económico es el SSDA, tiene la particularidad de maniobrar solamente cuando se presenta un sobre voltaje en el sistema. Optimizando su desempeño incluso en condiciones de contaminación, esto se debe a que no está conectado de manera permanente al voltaje de línea.

El SSDA es un dispositivo diseñado para proteger los sistemas de transmisión de 230 y 400 Kv, compuesto por elementos resistivos no lineales que son varistores de óxido de zinc de 10 kA clase 2 y 3, encerrados por una envolvente polimérica.



Figura 2.2.14.- Supresor de Sobretensiones por Descargas Atmosféricas.

Con el objetivo de aumentar la seguridad de los sistemas de transmisión, se mejoró el SSDA con herrajes de aluminio, envolvente polimérica y acero galvanizado para su sujeción a la estructura y el arreglo del entrehierro por donde son drenadas las sobretensiones.



Gracias a la versatilidad del SSDA facilita la instalación en cualquier tipo de estructura y/o arreglo del sistema, ya que se adapta a las necesidades que demande el sistema.

Simultáneamente el entrehierro y apartarrayos interrumpen la corriente de 60 Hz una vez que el transitorio es cesado, impidiendo la operación de las protecciones en la subestación al librar la falla en menos de 3 ms, admitiendo que la línea siga en operación.

Tabla 2.7 Características principales de un SSDA en comparación a un apartarrayos.

CARACTERISTICA	APARTARRAYO TRADICIONAL	SSDA
Tipo de conexión (con el sistema)	Permanente	Con entrehierro
Voltaje de protección	≥ 1.2 pu	≥ 5 pu (voltaje de rompimiento del entrehierro)
Degradación de varistores	Si, existe corriente de fuga circulante	No se presenta
Falla de dispositivo desconector	Si, probabilidad de falla permanente por mal funcionamiento	No se presenta
Falla por contaminación	Si, probabilidad de falla por contaminación (requiere selección por distancia de fuga)	No se presenta
Perdidas por corriente de fuga	Si, al estar permanentemente conectado al sistema	No se presenta
Bajante de tierra	Si, requiere por estar permanentemente conectado	No requiere
Fácil instalación	Requiere preparación de sistema de tierras y se instalan pocos equipos por jornada	No requiere sistema de tierras y se pueden instalar mas equipos por jornada
Costo de instalación	Mayor costo por materiales adicionales y sistema de tierras	No requiere equipos adicionales para su instalación

El SSDA, es un apartarrayos clase 2 o 3 (según IEC) permite prescindir de los sobrevoltajes en los sistemas de transmisión sin anexas otro punto posible de falla en el sistema ya que el SSDA no está conectado siempre al mismo; es decir un "GAP" entrehierro entre el conductor y SSDA.



La versatilidad del SSDA nos brinda mucha facilidad para su instalación en cualquier tipo de estructura y/o arreglo del sistema.

Mejora de la tasa de descarga disruptiva

En general, el método principal de mejorar la tasa de descarga disruptiva de un diseño existente es mediante el uso de conexión a tierra complementario, que casi en todo el mundo se compone de contrantenas. Sin embargo, en los casos donde los contrantenas no se puedan instalar debido a las condiciones del suelo (formaciones rocosas) o porque las torres están en áreas públicas tales como carreteras, mejoras en el rendimiento se puede lograr haciendo lo siguiente:

- Aumentando el número de aisladores y la distancia de flameo.
- El uso de un cable con blindaje interconstruido.
- Empleando apartarrayos.

El aumento de la resistencia de aislamiento de la línea, aunque generalmente no es posible sin una considerable alteración de la estructura de la torre, puede ser alcanzable en casos concretos. El uso de un cable con blindaje incorporado, posicionado por debajo del conductor de fase, aumenta el factor de acoplamiento a los conductores de fase, mejorando así la BFR.

También “se pueden utilizar apartarrayos para disminuir la tasa de descargas disruptivas en líneas de transmisión y distribución”. [12] Hasta la fecha su aplicación ha sido principalmente en secciones específicas de las líneas donde los contrantenas en tierra no han podido reducir la resistencia al pie de la torre o donde no se pueden instalar las contrantenas.

2.3.10 Cable de guarda.

El cable de guarda es un conductor conectado en paralelo y arriba de los conductores de fase de una línea de transmisión. Siempre se instala en la parte más alta de la estructura, con el objetivo de cubrir a los conductores de fase.

Cuando se cuenta con los conductores de fase en circuito doble, se necesita de dos cables de guarda para brindar una protección eficiente a los conductores de fase, debido a las descargas eléctricas directas (rayos) mientras que en la configuración vertical solo se necesita de un cable de guarda.

El cable de guarda está hecho regularmente por hilos de acero galvanizado o es usual en las líneas de transmisión modernas el mismo calibre del conductor ACSR empleado en los conductores de fase. Las características del conductor, material o tamaño requerido en el diseño se determinan más por una consideración mecánica que eléctrica.



El principal objetivo del cable de guarda es proteger a los conductores de fase de las descargas eléctricas directas. Cuando un rayo llega a impactar sobre una torre, la función de los cables de guarda en ambos lados de la torre es proporcionar caminos paralelos de la descarga a su vez ocasiona que la impedancia efectiva se reduzca y el potencial de la parte superior de la torre sea respectivamente inferior. Hay acoplamiento magnético y eléctrico tanto en el cable de guarda y en los conductores de fase, esto genera una reducción en las fallas de aislamiento.

Para elegir el cable de guarda indicado se debe realizar empleando la ecuación de cambio de estado en forma exacta (catenaria) la temperatura máxima del conductor se debe obtener en base de los flujos de potencia máximos, el viento y la radiación solar en circunstancias normales de operación. En la elevación de la amplificación ocasionada por la fluencia y el cambio del módulo de elasticidad, se tiene que calcular el aumento equivalente de la temperatura en función de las particularidades físicas y elásticas del cable de guarda y del conductor.

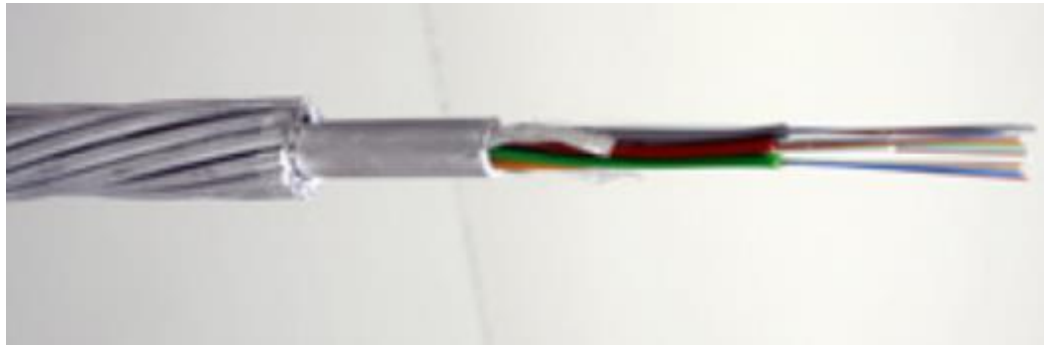


Figura 2.2.15.- Representación del cable de guarda que contiene fibra óptica.

Cabe resaltar también que, “en los últimos tiempos, el cable de guarda ya no solo sirve como protección del sistema contra las descargas atmosféricas, sino que también es un medio muy importante para comunicación y control del sistema eléctrico, ya que se han incorporado en el mercado cables de guarda con fibra óptica integrada (CGFO), los cuales al contener fibra óptica sirven como enlaces para comunicación y control, dentro del sistema eléctrico”. [21]

Todas las compañías eléctricas instituyen sus especificaciones en base a sus necesidades, dándole mayor importancia a la resistencia mecánica, la conductividad eléctrica o las dimensiones. En México la “CFE” tiene una especificación muy rigurosa, el cable debe contener al menos 36 fibras ópticas, gran resistencia a la tensión mecánica, alta conductividad en corto circuito, arcos eléctricos y por último un requisito muy poco común en cuanto a una prueba contra corrosión salina.



Capítulo 3

3.1 Marco metodológico

3.1.1 Coordinación de aislamiento.

El proceso para la coordinación de aislamiento de una línea debe realizarse en base a los valores de tensión que se pueden llegar a obtener tomando en cuenta eventos transitorios en el sistema eléctrico al que está conectada.

La coordinación de aislamiento es el equilibrio entre los esfuerzos eléctricos que ocurren en el aislamiento causado por descargas, maniobras o tipo temporal (inducciones o contactos accidentales con otras líneas) y hasta el mismo nivel de tensión que aguanta el aislamiento por su diseño.

Dado que el trazo de las líneas de alta tensión “pueden curzar zonas con topografía accidentada o regiones con alta presencia de rayos, estas son las líneas que generalmente presentan más fallas por descargas atmosféricas”. [22]

Para disminuir el número de salidas por estas razones, se tiene que analizar y vigilar los parámetros que a continuación se muestran:

- La amplitud de la cadena de aisladores.
- El ángulo de blindaje, revisando que el diseño de las estructuras sea el adecuado.
- El sistema de conexión a tierra, contemplando bajante corrido conectado directamente del cable de guarda a la varilla de tierra, en cuestión de las torres por la parte interior de la celosía y en el poste troncoconico por dentro del mismo.
- Implementación de apararrayos tipo línea.
- Implementación de pararrayos.

Para poder comprender la coordinación de aislamiento, se requiere entender el concepto de la Tensión Crítica de Flameo (TCF). Esta se obtiene aplicando pruebas de tensiones y concierne a la tensión con la cual el aislamiento aguanta un 50% de probabilidad de originar un rompimiento de su dieléctrico. A través de esto se obtienen la curva de probabilidades de flameo, una vez obtenido este concepto se plantea el Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por Rayo (NBAI), como el valor de tensión al que se contempla obtener un 10% de probabilidad de flameo, las similitudes que hay entre el TCF y el NBAI están descritas en la fórmula siguiente:

$$NBAI = (1 - 1.3\sigma) TCF \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

NBAI= Nivel Básico de Aislamiento al Impulso.



TCF= Tensión Crítica al Flameo.

σ = Desviación estándar

y si consideramos una desviación estándar del 3%, obtenemos la expresión siguiente:

$$NBAI = 0.961 TCF$$

3.1.2 Determinación del aislamiento.

La amplitud de una cadena de aisladores se tiene que diseñar para aguantar las tensiones a la que es exigida, para esto es necesario analizar dos conceptos: la distancia de fuga de los aisladores en función de los niveles y tipo de contaminación, la amplitud de la cadena de aisladores está determinada por la tensión de arqueo en aire entre la estructura y los conductores.

3.1.3 Longitud de la cadena de aisladores.

Esta amplitud se obtiene en base a la tensión de arqueo en aire entre el conductor y la estructura, esta depende de la geometría de las puntas en donde se observe el arqueo en forma empírica, se ha determinado la tensión de arqueo en aire de algunos cuerpos geométricos utilizados como electrodos de referencia. Con este razonamiento de la tensión crítica de flameo para impulsos por rayo, se obtiene lo siguiente:

$$d = \frac{TCF}{Kco} \dots\dots\dots (2)$$

Donde:

d= Distancia de fase a tierra.

TCF= Tensión Crítica de Flameo con las condiciones del lugar donde se localiza la línea.

Kco= Es el factor de electrodo en aire Kr, corregido por la densidad del aire y humedad.

El factor Kr depende de la geometría de los electrodos o componentes que interceden.

La tensión máxima de diseño. Además del NBAI para las líneas de alta tensión están condicionadas de su tensión de operación, las cuales se indican en la tabla 3.2 ya que las diferentes altitudes en las que operan las líneas de alta tensión hace que se requiera la corrección del Kr que podemos tomar de la tabla 3.3 ya que es determinado según los siguientes valores:

- Temperatura (T_0)= 20° C
- Presión (b_0)= 1013 mbar (760 mm de Hg)



- Humedad absoluta (h_0)= 11 g de agua por metro cúbico

Tabla 3.1.- Niveles básicos de aislamiento por impulso tipo rayo, NBAI y niveles básicos de aislamiento por impulso tipo maniobra, NBAM, de fase a tierra y de fase a fase y distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra, para diferentes niveles de tensión de subtransmisión.

TENSION NOMINAL kV	TENSION MAXIMA kV	NBAI FASE - TIERRA kV	NBAM FASE - TIERRA kV	NBAI FASE - FASE kV	NBAM FASE - FASE kV	DISTANCIA FASE - TIERRA mm	DISTANCIA FASE - FASE mm
4.4	4.4	75	-	75	-	120	120
6.9	7.2	95	-	95	-	160	160
13.8	15.5	110	-	110	-	220	220
24	26.4	150	-	150	-	320	320
34.5	38	200	-	200	-	480	480
69	72.5	350	-	350	-	630	630
115	123	450 550	-	450 550	-	900 1100	900 1100
138	145	450 550 650 550	-	550 650 650 650	-	1100 1300 1100	1100 1300 1300
161	170	650 750	-	650 750	-	1300 1500	1500



Las propiedades eléctricas del aislamiento que se calculan bajo condiciones normalizadas varían gracias a la humedad y la presión atmosférica la cual se reduce con el incremento de la altura sobre el nivel del mar, es decir, se tienen que tomar en cuenta los siguientes factores de corrección.

Dado que las características eléctricas de los soportes son calculadas bajo condiciones normalizadas se tiene que hacer una corrección tomando en cuenta las condiciones atmosféricas, para esto se deben considerar los siguientes factores. En la tabla 3.2 se pueden observar los valores de K_{da} para varias alturas en metros sobre el nivel de mar.

Factor de corrección por densidad de aire (K_{da}):

$$K_{da} = \left(\frac{b}{b_0}\right) \left(\frac{273+T_0}{273+T}\right) \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

T= Temperatura ambiente en grados celsius.

b= Presión barométrica en mbar.

T₀= Temperatura ambiente en condiciones estándar (20° C).

B₀= Presión barométrica en condiciones estándar (1013 mbar).

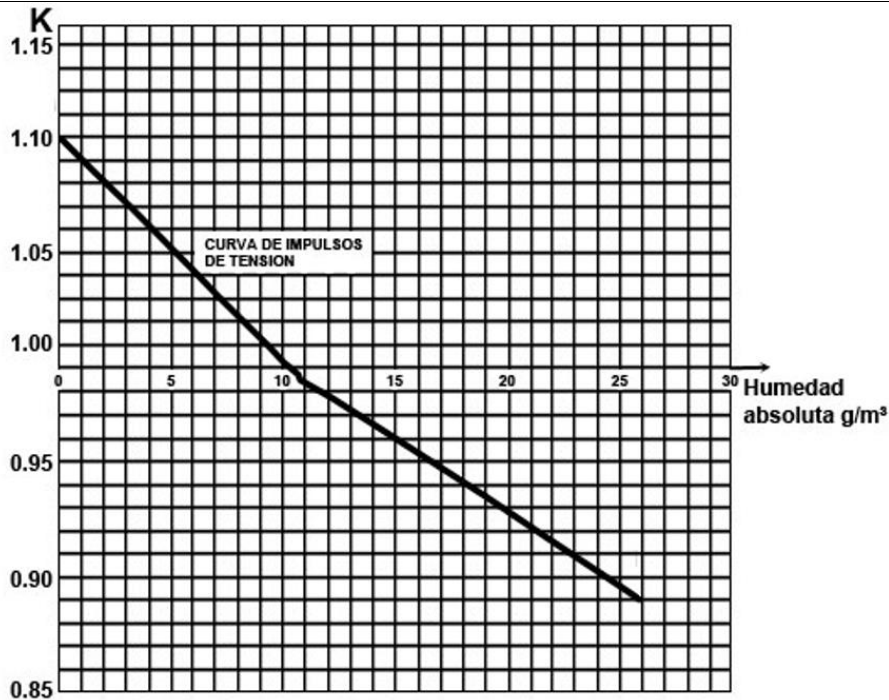


Figura 3.1.- Factor K de corrección por humedad en función de la humedad absoluta.



Tabla 3.2.- Factores de corrección por presión atmosférica a distintas altitudes.

ALTITUD EN METROS	PRESION		FACTOR DE CORRECCION Kda	ALTITUD EN METROS	PRESION		FACTOR DE CORRECCION Kda
	mbar	mm Hg			mbar	mm HG	
0	1013	760	1.00	2500	747	560	0.737
100	1001	751	0.988	2600	747	554	0.728
200	989	742	0.976	2700	728	546	0.718
300	977	733	0.965	2800	720	540	0.710
400	968	726	0.954	2900	708	531	0.698
500	955	716	0.942	3000	701	526	0.692
600	943	707	0.931	3100	692	519	0.683
700	932	699	0.919	3200	683	512	0.674
800	921	691	0.908	3300	675	506	0.665
900	909	682	0.897	3400	665	499	0.656
1000	905	679	0.893	3500	656	492	0.647
1100	888	666	0.876	3600	648	486	0.639
1200	877	658	0.866	3700	639	479	0.629
1300	867	650	0.855	3800	629	472	0.621
1400	856	642	0.845	3900	621	466	0.613
1500	845	634	0.834	4000	613	460	0.605
1600	836	627	0.824	4100	605	454	0.597
1700	825	619	0.814	4200	597	448	0.590
1800	815	611	0.804	4300	591	443	0.583
1900	805	604	0.794	4400	584	438	0.576
2000	795	596	0.784	4500	577	433	0.569
2100	785	589	0.774	4600	571	428	0.562
2200	775	581	0.765	4700	563	422	0.555
2300	765	574	0.756	4800	556	417	0.549
2400	756	567	0.746	4900	549	412	0.542

El factor de corrección por humedad (K_h), se trata de un factor que depende de la humedad absoluta del lugar (g/m^3) esto se consigue de la Figura 3.1. Obteniendo la temperatura de bulbo húmedo del sitio y la humedad relativa del aire más críticas de las regiones por donde cruza la línea y obteniendo el valor de humedad absoluta, por medio de la Figura 3.2 tendremos el valor K_h , tomando en cuenta los factores de corrección por humedad y por densidad de aire se puede tener con la siguiente expresión:

$$K_{co} = K_r \left(\frac{K_{da}}{K_h} \right) \dots \dots \dots (4)$$

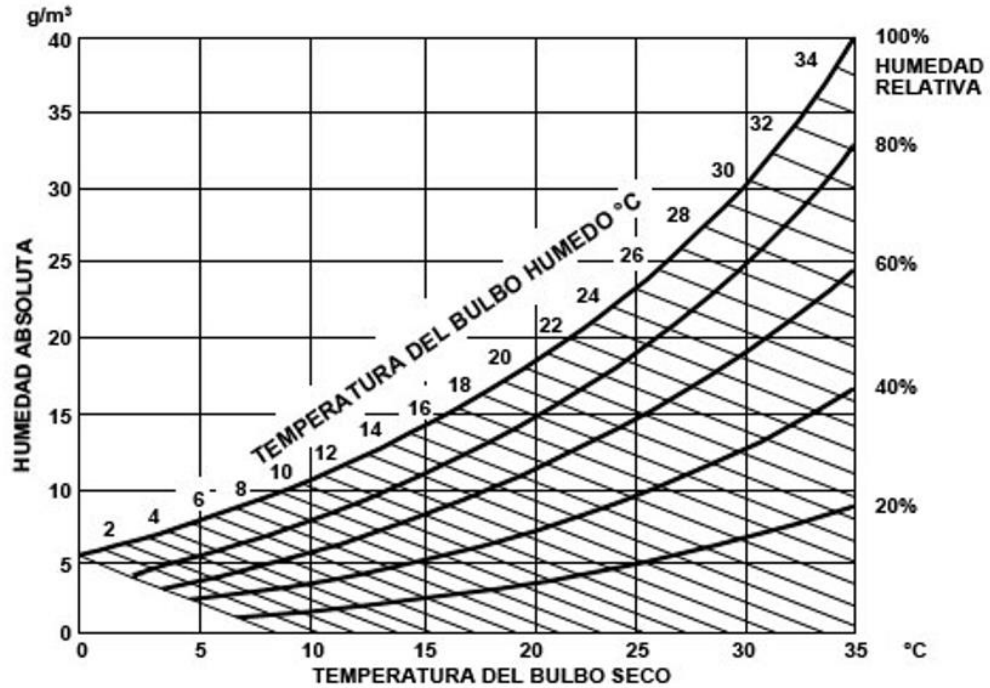


Figura 3.2.- Humedad absoluta del aire en función de las temperaturas de bulbo seco, bulbo húmedo y de la humedad relativa en por ciento.

3.1.4 Cálculo de las pérdidas por efecto corona.

La tensión en la que el efecto corona genera pérdidas tiene el nombre de tensión crítica disruptiva, cuyo valor calculado aún no es visible.

Las luminiscencias se hacen visibles cuando se alcanza la tensión crítica visual. La tensión crítica visual es mucho mayor a la tensión crítica disruptiva.

Para el cálculo empírico del cálculo de pérdidas eléctricas por efecto corona en líneas de transmisión, el método más utilizado es el método o fórmula de F. W. Peek y es la que se muestra a continuación:

$$Pca = \frac{242}{\delta r} * (f + 25) * \sqrt{\frac{r}{D}} * (V - Vo)^2 * 10^{-5} \text{ kW/kM} \dots\dots\dots (5)$$

Donde:

δr = Densidad relativa del aire.



f = Frecuencia en ciclos seg.

r = Radio del conductor en cm.

D = Separación entre centros de conductores en cm.

V_0 = Tensión critica disruptiva.

V = Tensión de fase a neutro de la línea en kV.

Para el cálculo de la tensión disruptiva se tiene la siguiente ecuación:

$$V_0 = 48.5 * r * \delta r * m_1 * \log \frac{D}{r} \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

m_1 = 1.0 para alambres pulidos o lisos.

m_1 = 0.93 a 0.98 para alambres rugosos o afectados por agentes atmosféricos.

m_1 = 0.83 a 0.87 para cables de 7 hilos.

m_1 = 0.80 a 0.85 para cables de 19, 31 o 61 hilos.

3.1.5 Blindaje en las líneas de transmision.

Cuando los rayos inciden en los conductores de fase de las líneas de transmisión sin ninguna protección provoca flameos en los conductores. Los cables de guarda pueden disminuir ya que interceptan la descarga para despues enviarla al sistema de tierra y por medio de impedancias o resistencias en la base, como resultado el valor de los voltajes producidos en el asilamiento de la línea y la probabilidad de flameo se reducen notablemente. [23]

3.1.6 Cálculo del ángulo de blindaje.

La protección que ofrece los cables de guarda a los conductores de fase a las líneas de transmisión está dada por la posición que existe entre los cables de guarda con los conductores de fase cuya posición esta expresada como un ángulo formado entre los hilos de guarda y los conductores de fase como se muestra en la figura 3.1.

El ángulo de blindaje indica la probabilidad de que un rayo o descarga atmosférica incida sobre los conductores de fase la línea de transmisión ya que la posición geométrica de los hilos de guarda en la torre genera una protección al cable del conductor de fase y generalmente los ángulos de blindaje se relacionan con la altura de la torre lo que nos dice que "a mayor altura, mayor es la probabilidad de incidencia de un rayo".



La correcta ubicación de los hilos de guarda en torno a la protección de los conductores de fase es definida por el ángulo de blindaje. [24]

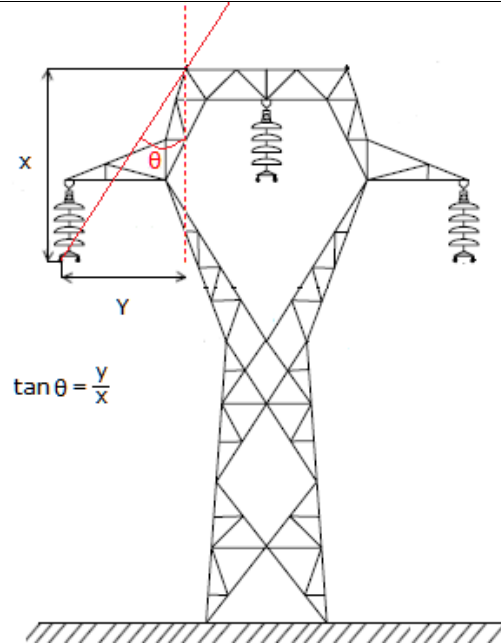


Figura 3.3.- Distancia entre el conductor de guarda y el conductor de fase.



Capítulo 4.

Modelado de línea de transmisión en 115 kV. en software ATPDraw.

4.1 Modelado.

4.1.1 Introducción

En el ámbito de la potencia, ingeniería de potencia, modelar sistemas es necesario. Realizar modelos va mas allá de lograr que ecuaciones arrojen resultados como predicción del comportamiento. Así podremos analizar y observar el comportamiento en tiempo real vs el comportamiento predictivo, se podrá profundizar el efecto y causa de los problemas asociados para poder realizar las mejoras necesarias a la infraestructura eléctrica.

Es por ello la importancia de realizar modelos matemáticos en softwares computacionales de extrema confiabilidad.

En este trabajo de tesis se realizará el modelo de coordinación de aislamiento de línea de transmisión en 115 000 V. para simular esta línea con y sin las propuestas enunciadas en la presente tesis y en ese tenor aumentar la confiabilidad de la línea y mejorar sus índices de confiabilidad y al mismo tiempo mitigar sus numerosas salidas en el software ATP DRAW.

“El EMTP/ATP DRAW es un programa para el modelado y simulación digital, ampliamente utilizado y reconocido en el ambiente universitario”.[1]

4.1.2 “Software EMTP/ATP”

Los transitorios y la coordinación de aislamiento en sistemas eléctricos se realiza a través de programas computacionales los cuales presentan resultados satisfactorios, sin embargo, el ingeniero debe tener dominio total de las herramientas y de las teorías que componen el modelado.



“Los simuladores analógicos han sido utilizados tradicionalmente para la simulación de transitorios en redes eléctricas. Se conocen por Analizadores de Transitorios de Redes o TNA (Transient Network Analyser)”. [25]

Las diferentes tecnologías computacionales han ido mejorando al paso del tiempo al resultado que todo hoy día se puede representar matemáticamente, y los SEP no son excepción a esta regla, no existen limitaciones para modelar SEP's de gran escala, con herramientas modernas que están hoy día a la mano.

Estos programas utilizan diversos parámetros, inclusive con dependencia de sus valores con la frecuencia. “Además, son capaces de representar el efecto de no-linealidades como las encontradas en pararrayos, transformadores, efecto corona, arcos a través de contactos de un disyuntor, etc. En general los resultados obtenidos presentan una precisión suficiente para los estudios de sobre tensiones necesarios para la especificación de equipos en sistemas de potencia.” [25]

Hay que recalcar que el elemento crucial en cualquier modelo es el responsable del mismo. Además de tener los datos exactos y completos del sistema a modelar así como cada uno de sus elementos.

“El programa de transitorios electromagnéticos de la Bonneville Power Administration, denominado EMTP/ATP (ElectroMagnetic Transients Program), desarrollado por Herman W. Dommel en la década de 1960, dio origen a uno de los simuladores digitales de más amplia aplicación. Una versión instalada en Bélgica, en el Leuven EMTP Center (LEC) generó la versión ATP (Alternative Transients Program), actualmente la más divulgada”. [25]

“El programa EMTP/ATP permite la simulación de transitorios electromagnéticos en redes polifásicas, con configuraciones arbitrarias, por un método que utiliza la matriz de admitancia de barras. La formulación matemática se basa en el método de Bergeron para elementos con parámetros distribuidos y en la regla de integración trapezoidal para parámetros concentrados. Durante la solución se emplean técnicas de matrices y técnicas de factorización triangular optimizada de matrices”. [25]

En la biblioteca podemos encontrar:

- Capacitancias, resistencias e inductancias.
- R - L en acoplamiento.



- PI-equivalente multifásico.
- TC con magnetización.
- Diversas líneas con parámetros variables.
- La no linealidad de los elementos.
- Esquemas de protección.
- Diversas fuentes como de corriente o de tensión.
- Elementos Pararrayos
- CEVS.

Se obtienen corridas en el dominio del tiempo, en todas las ramas o ramales en corriente y voltaje. Los cuales van a variar con respecto del tiempo.

“El mismo código contiene diversas rutinas auxiliares y aún programas completos, como un programa de cálculo de parámetros de líneas y de cables subterráneos, un programa de análisis transitorio de sistemas de control (TACS) y un programa de simulación de algoritmos para propósito general (MODELS).”[25]



4.1.3 Datos geográficos de la línea.

Ubicación:

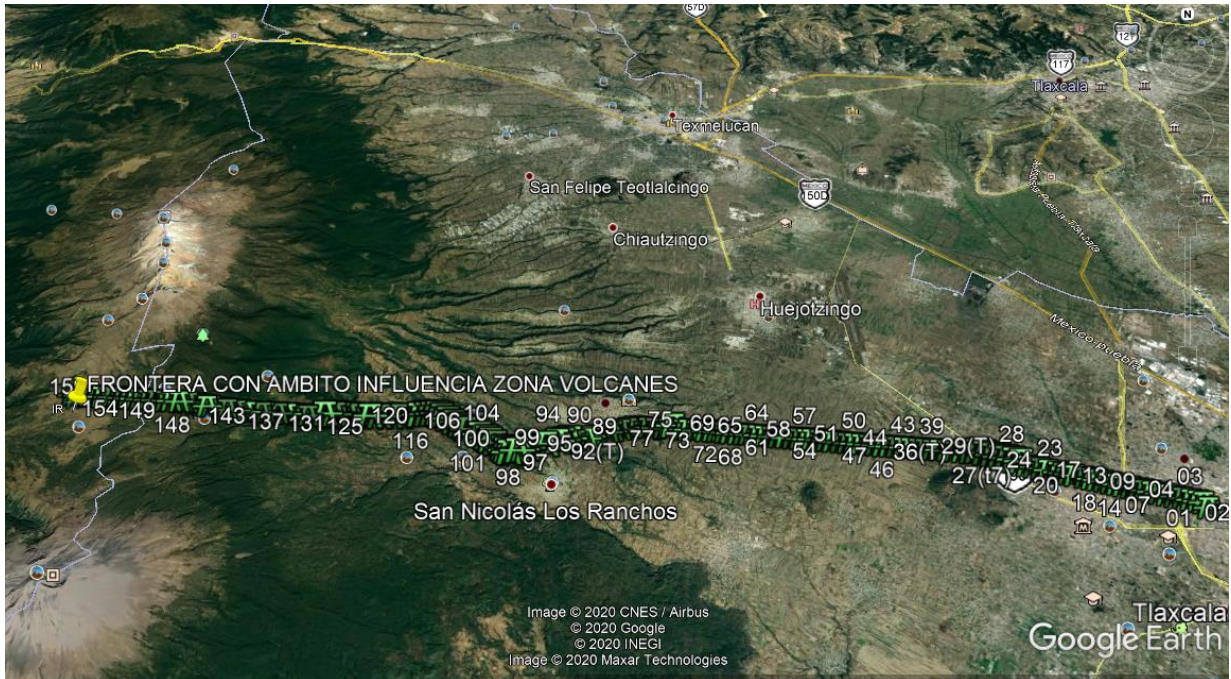


Figura 4.1.- Ubicación de todas las estructuras de la línea PON-73090-SRL.

La línea de transmisión de Poniente en 115 KV que da servicio a la subestación Paso de Cortes, está construida con 164 torres y cable ACSR ORIOLE con una longitud de 42 KM.

4.1.3.4 Verificación del cálculo del número de aisladores de las estructuras.

La Línea de transmisión 73090 LAT PON-73090-SRL opera a una altitud de 2137 m.s.n.m al inicio y 3721 m.s.n.m. al final del circuito con “una humedad relativa y temperatura promedios de 70 % y 10 c respectivamente durante las noches. Sabemos que el NBAI, para condiciones normalizadas de una L ST que opera a 115KV es de 550 KV. Verificamos el cálculo del número de aisladores que deben llevar las cadenas de sus estructuras considerando un nivel de contaminación ligera”. [26] [27] [28] [29]



Número de aisladores al inicio de la línea:

“De la Tabla 3.2 tenemos K_{da} ” . = 0.784

“De la Figura 3.2 obtenemos 7 gr/m³, y con este valor en la Figura 3.1 nos da una K_h = 1.03”

“En base a la distancia en aire por sobretensiones de impulso”:

“El NBAI para un voltaje de 115 kV es de 550 kV, obtenido de la Tabla 3.1, por lo tanto”:

$$TCF = \frac{NBAI}{0.961} = \frac{550}{0.961} = 572.3 \text{ kV} \dots\dots\dots (7)$$

Se obtiene K_r = 550 de la Tabla 4.1 para fase a estructura, entonces:

$$K_{co} = k_r \frac{k_{da}}{k_h} = 550 \frac{0.784}{(1.03)} = 418.6 \dots\dots\dots (8)$$

$$d = TCF/K_{co}$$

$$d = 572.3/418.6 = 1.367 \text{ m}$$

con aisladores modelo 27SVC111 que tienen un paso de 146 mm tenemos:

$$NA = \frac{1.367}{0.146} = 9.4 = 9 \text{ aisladores.}$$

Número de aisladores al final de la línea:

De la Tabla 3.2 obtenemos K_{da} = 0.629

De la Figura 3.2 obtenemos 7 gr/m³, y con este valor en la Figura 3.1 nos da una K_h = 1.03

En base a la distancia en aire por sobretensiones de impulso:

El NBAI para un voltaje de 115 kV es de 550 KV, obtenido de la Tabla 3.1, por lo tanto:

$$TCF = \frac{NBAI}{0.961} = \frac{550}{0.961} = 572.3 \text{ kV.} \dots\dots\dots (9)$$



Se obtiene $K_r = 550$ de la Tabla 4.1 para fase a estructura, entonces:

$$K_{co} = k_r \frac{k_{da}}{k_h} = 550 \frac{0.629}{(1.03)} = 335.5 \dots \dots \dots (10)$$

$$d = TCF / K_{co}$$

$$d = 572.3 / 335.5 = 1.70 \text{ m}$$

Si usamos los aisladores 27SVC111 que tienen un paso de 146 mm tenemos:

$$NA = \frac{1.70}{0.146} = 11.64 = 12 \text{ aisladores.}$$



Tabla 4.1.- “Valores de los factores K_n , K_m y K_r para diferentes configuraciones de entre-hierro, tomados de la especificación CFE-L0000-06”. [3]

CONFIGURACION DE ENTRE-HIERRO	DIAGRAMA	K_n	K_m	K_r
FASE - TORRE		1.40	1.25	550
FASE - VENTANA DE TORRE		1.30	1.20	550
CONDUCTOR - SUELO		1.30	1.10	550
CONDUCTOR - OBJETO		1.45	1.35	550
VARILLA - PLANO		1.20	1.00	480
CONDUCTOR - CONDUCTOR		1.65	1.50	550
ENTRE ANILLOS (EQUIPOTENCIALES) DE CONDUCTORES		-	1.60	550



4.1.4 MODELADO EN EMTP/ATP

Todos los elementos serán representados matemáticamente mediante el software. Se modela de la línea en 115 KV en vacío y con carga para coordinar su aislamiento, cabe mencionar que el modelo es simplificado por fines prácticos. (Figura 4.2). [26] [30] [27] [31]

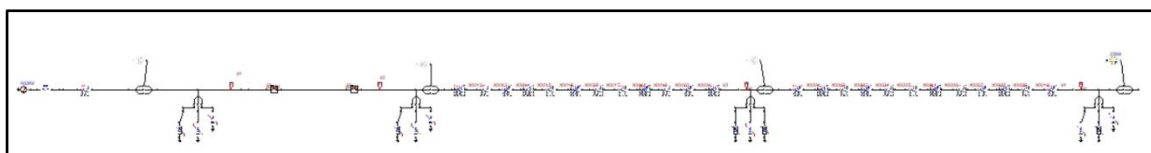


Figura 4.2.- Modelo General en ATP "Modelado LT PON-73090-SRL".

Línea de transmisión.

Al empezar el modelo se selecciona uno de los modelos preestablecidos de la línea. En esta parte debemos dar todos los valores y parámetros asociados. Como el arreglo de las fases y los hilos de guarda, número de conductores por fase, las alturas con respecto al nivel del terreno, los datos del conductor como el material y la resistencia y su diámetro. De igual forma los km de trayectoria su Z y la frecuencia fundamental. Esta línea se muestra en la figura 4.3.

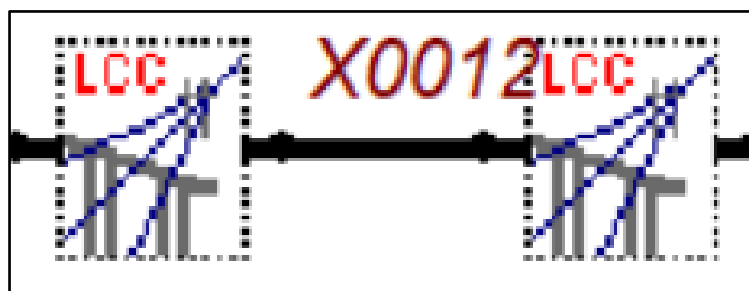


Figura 4.3.- línea representada esquemáticamente.



4.1.5 Análisis del modelo.

Se realiza el modelo de los demás elementos.

Torres de transmisión

Todas las estructuras que están involucradas en el modelo se muestran en las figuras 4.2, con fotografías reales.

Circuito: LAT PON-73090-SRL

No. de Torres: 164

Tipo Estructura: TAS

Longitud Total: 42 199 MTS



Figura 4.4.- LT PON-73090-SRL

4.2 Coordinación de aislamiento.

4.2.1 Introducción.

Se dice coordinación de aislamiento a la oportunidad de decidir el voltaje de aguante de los equipos y las instalaciones con respecto a los sobrevoltajes que tendrán los sistemas en diversos escenarios, se van a tener en cuenta todas las diferentes características de los esquemas de protección asociados, para así disminuir las salidas de estos circuitos derivados de malas coordinaciones o por aislamiento deteriorado y afectar la continuidad de la red.

Los aislamientos referenciados son:

- Tipo exterior
- Tipo interior



- Autorrecuperable
- No autorrecuperable
- De terminales

La geometría total del aislamiento consiste en el propio aislamiento y de todas sus terminales. “Incluye todos los elementos (aislantes y conductores) los cuales influyen en su comportamiento dieléctrico. Las diversas configuraciones de aislamiento están caracterizadas por las terminales tomando en cuenta lo siguiente”.[33]

- Longitudinal
- De fase a fase
- Trifásica

“Para que puedan ser diseñados los sistemas de coordinación de aislamiento, es necesario tener un conocimiento general del comportamiento de varios medios aislantes bajo esfuerzos eléctricos. En este punto se analiza la respuesta del aislamiento a los esfuerzos por tensión y se estudia en términos de dos tipos básicos de aislamiento”.[33], autorrecuperable y no autorrecuperable.

4.2.2 Procedimiento Para Realizar Una Coordinación de Aislamiento.

“Para hacer un estudio de coordinación de aislamiento se requiere como condición previa un análisis del sistema en el que se consideran principalmente la configuración de aislamiento y las clases de tensiones y sobre tensiones”.[33] En nuestro caso haremos uso del programa EMTP en su versión ATP DRAW.

En este estudio debemos considerar equipos limitadores de transitorios de tensión, para así tener como resultado los valores máximos y analizar el comportamiento de la onda en el sistema como caso probabilístico.

En la tabla siguiente 4.2 se escogen las sobre tensiones probabilísticas. En la figura 4.5 se enuncian el protocolo a seguir. [26]



Tabla 4.2.- Formas de onda de tensiones y sobretensiones.

CLASES	BAJA FRECUENCIA		TRANSITORIO		
	PERMANENTE	TEMPORAL	FRENTE-LENTO	FRENTE-RAPIDO	FRENTE-MUY RAPIDO
FORMA DE TESIÓN					
LIMITES DE LAS FORMAS DE TESIÓN	$f = 60\text{Hz}$ $T_d \geq 1\text{h}$	$50 < T_1 < 500\text{ Hz}$ $0.03 < T_d < 3600\text{ s}$	$30 < T_1 < 3000\text{ }\mu\text{s}$ $0.3 < T_d < 30\text{ ms}$	$0.3 < T_f < 30\text{ }\mu\text{s}$ $3 < T_d < 300\text{ }\mu\text{s}$	$3 < T_f < 300\text{ ns}$ $0.3 < f_1 < 100\text{ MHz}$ $30 < f_2 < 300\text{ kHz}$ $0.03 < T_d < 3\text{ms}$
FORMA DE TESIÓN NORMALIZADA	$f = 60\text{ Hz}$ $T_d = (*)$	$48 \leq f \leq 62\text{Hz}$ $T_d = 1\text{ min}$	$T_f = 250\text{ }\mu\text{s}$ $T_d = 2500\text{ }\mu\text{s}$	$T_f = 1.2\text{ }\mu\text{s}$ $T_d = 50\text{ }\mu\text{s}$	Bajo consideración
PRUEBA DE AGUANTE NORMALIZADA	Prueba a la frecuencia del sistema de larga duración	Prueba a la frecuencia del sistema de corta duración	Prueba de impulso por maniobra	Prueba de impulso por rayo	(impulso cortado bajo consideración)

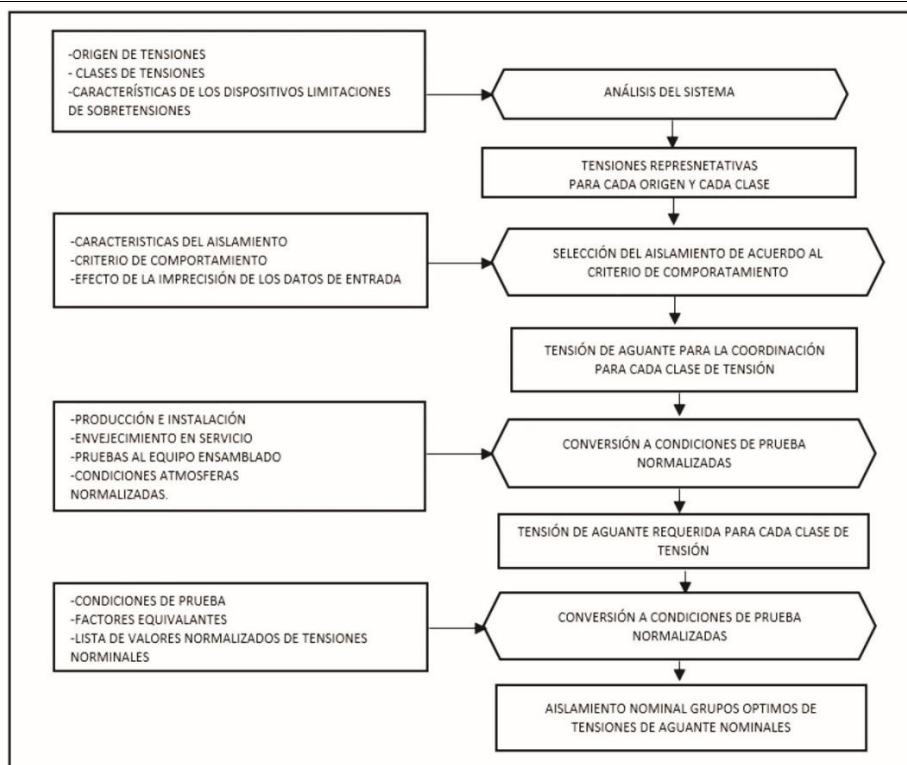


Figura 4.5.- Diagrama de Flujo Para Llegar al Aislamiento Nominal.



4.2.3 Recopilación de Datos Técnicos.

En la tabla 4.3 y 4.4 se dan las condiciones de diseño.

Tabla 4.3.- Para 115 KV Condiciones de Diseño.

	Especificado	
Tensión de operación	115	kV
Tensión máxima de operación	123	kV
Nivel básico de aislamiento al impulso de rayo	-----	kV
De fase a tierra		
Nivel básico de aislamiento al impulso de maniobra de fase a tierra	-----	kV
Nivel básico de aislamiento al impulso de maniobra de fase a fase	-----	kV
Altitud de operación	1 724	msnm
Distancia de fuga fase a fase	2.5	cm/kV

Tabla 4.4.- NBAI, Distancia de Fuga para 115 KV.

No.	Equipo	V _{NOM} (KV)	V _{MAX} (KV)	NBAI (KV)			Dis_fuga (cm/KV)
1	Interruptor de potencia en SF6	115	123	550	----	----	2.5
2	Cuchilla Apertura vertical, montaje horizontal, con/sin puesta abierta.	115	123	550	----	----	2.5
3	Cuchilla tipo Pantógrafo, sin puesta a tierra	115	123	550	----	----	2.5
4	Transformador de corrientes	400	420	1425	----	----	2.5
5	Transformador de corriente	115	123	550	----	----	2.5
6	Aislador soporte tipo columna	115	123	550	----	----	2.5
No.	Equipo	(KV)	V _{MAX} (KV)	(KV)	(KV)	(KV)	Dis_fuga (cm/KV)
1	Apartados	96	123	76	225	179	2.5



4.3.1 Reporte de CFE ante descargas atmosféricas.

Reporte presentación línea.

El equipo de protección SEL 251 registró un disturbio a 37.96 de SLR el día 10/11/18 a las 19:56:23 como se muestra en la figura siguiente.

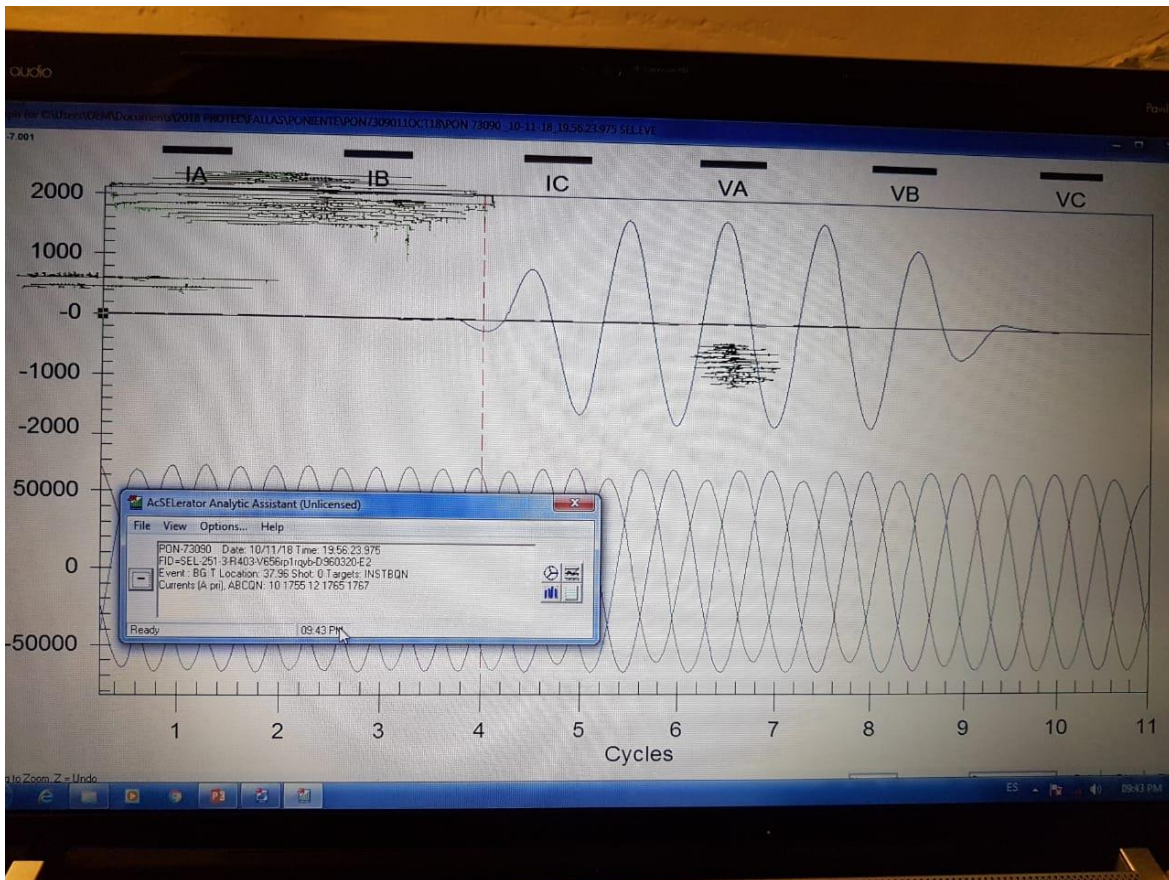


Figura 4.6.- Registro de disturbio.

En la figura 4.6 se demuestra el registro que tuvo el relevador ante este disturbio, se alcanza a analizar una sobre tensión transitoria que desequilibra la onda sinusoidal.



4.3.2 Aplicación del modelo.

Al realizar el modelo tenemos que empezar con la aplicación correcta por lo tanto al utilizar diversos softwares debemos saber bien cuál es el alcance y cómo es que nos puede ayudar a discernir la correcta coordinación de aislamiento del circuito LAT PON-73090-SRL. [30]

“Los estudios que involucran el uso del ATP tienen objetivos encuadrados dentro de dos categorías. Una es el diseño, la cual incluye la coordinación del aislamiento, dimensionamiento de los equipos, especificación de los equipos de protección, diseño de los sistemas de control, etc. La otra es la solución de problemas de operación, tales como fallas en los sistemas y análisis de los transitorios que normalmente ocurren en la operación del sistema”. [25]

A continuación se describen todos los elementos eléctricos utilizados para la aplicación de este modelo.

El generador de corriente alterna que es lo primero que se va a modelar para representar la subestación LAT PON-73090-SRL se muestra en la figura 4.7.

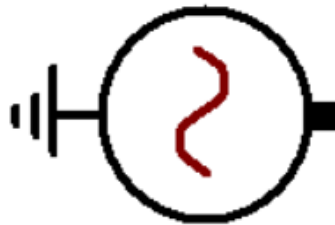


Figura 4.7.- Fuente de Corriente Alterna.

Procedemos a llenar la ficha de datos técnicos aplicables como se muestra en la figura 4.10.



Component: ACSOURCE

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
AmplitudeA	Volt	93890	AC	ABC	X0001
Frequency	Hz	60			
PhaseAngleA	degrees	0			
StartA	sec	-1			
StopA	sec	100			

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Type of source: Current Voltage
Num phases: Single 3-phase 3*1-phase
Angle units: Degrees Seconds
Amplitude: Peak L-G RMS L-G RMS L-L
Grounding: Grounded Ungrounded Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 4.8.- Ficha Técnica Fuente de Corriente Alterna.

Como se puede apreciar en la figura 4.8 la tensión para una línea de 115 KV será de 93.89 kV. Ya que es el voltaje máximo de línea a tierra como se muestra en ec. 6.

$$VOLTAJE MAX L - G = \frac{115kv}{\sqrt{3}} (\sqrt{2}) = 93.89 kV. \dots\dots\dots (6)$$

1. Se contempla la frecuencia del SEP la cual es 60 Hz.
2. Fuente de Corriente Alterna.
3. El sistema es trifásico.
4. El ángulo se expresa en grados.
5. Se modela un sistema sólidamente aterrizado.
6. El primer nodo es el X0001.

Después conectamos la fuente al SEP asociado como se muestra en la figura 4.9.



Figura 4.9.- Conexión del Generador al Sistema.

En la figura 4.10 se muestra que el sistema cuenta con tres fases.

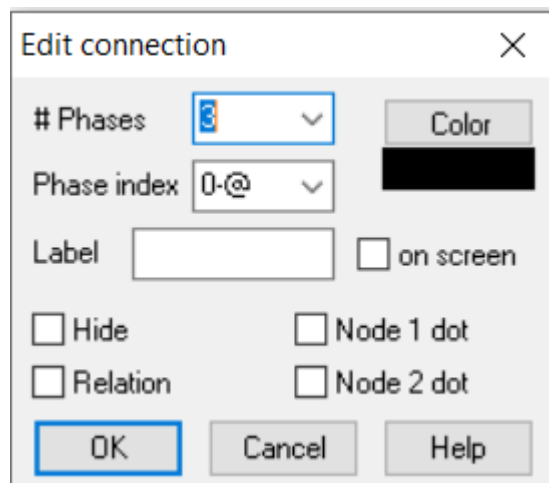


Figura 4.10.- Sistema Trifásico.

Para poder separar las fases del unifilar usamos un “Splitter” esto para poder simular fallas monofásicas, bifásicas o trifásicas y estudiar eventos transitorios en la línea y graficarlos para su análisis.

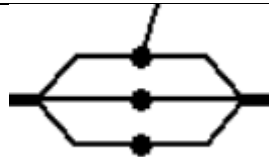


Figura 4.11.- Apertura de Unifilar a Trifilar.

Si se requiere corroborar la fase en la que estamos trabajando se abre el item como se muestra en 4.12. [30]

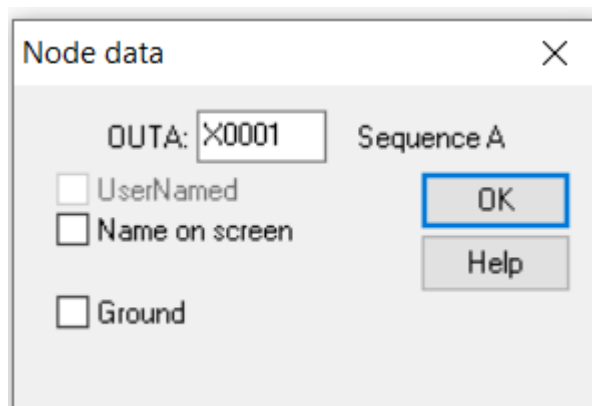


Figura 4.12.- Información.

Para realizar una simulación y así simular la falla del 1 de enero de año 2018 en circuito LAT PON-73090-SRL se simula un rayo normalizado de 25 KA en el circuito sobre el conductor de la fase A, como se puede apreciar en 4.12.

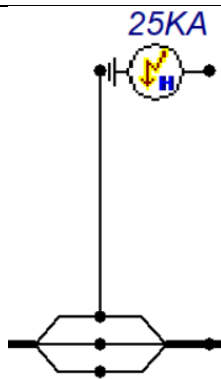


Figura 4.13.- Rayo Normalizado En Fase A.

Para revisar o cambiar el dato de 25KA que es el valor de corriente normalizado de rayo podemos ingresar al símbolo como se muestra en 4.14



Component: HEIDLER

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
Amplitude	Ampere	25000
T _f	s	8E-6
tau	s	2E-5
n		2
T _{start}	s	5E-6
T _{stop}	s	1000

NODE	PHASE	NAME
HEI	A	

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: 25KA

Comment:

Type of source Current Voltage Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 4.14.- Ficha Técnica Rayo.

Se modela un equipo de medición de tensión para graficar y analizar el evento que se tiene en la señal de voltaje y su sobretensión transitoria al momento de caer la descarga atmosférica como se muestra en la figura 4.15.

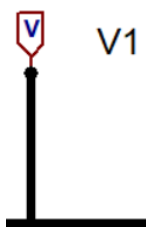


Figura 4.15 Sistema de Medición.

Con ayuda de los apartarrayos MOV se aprecia la mitigación a causa de ellos, en esta línea son un total de 18 apartarrayos en LT PON-73090-SRL como se muestra en la figura 4.16.

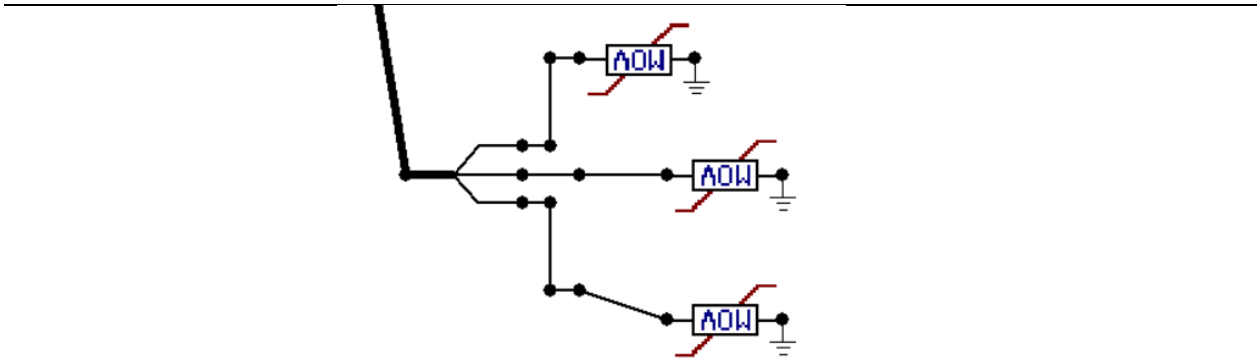


Figura 4.16.- MOVs en circuito LAT PON-73090-SRL.

“Los apartarrayos de óxido de zinc por sus siglas MOV (Varistor de Oxido Metálico) se tienen que modelar en las tres fases como se muestra en la figura 4.18, esto para que la sobretensión se drene a tierra por efecto de dichos apartarrayos”. [33]

Procedemos a modelar unas cuchillas o un esquema de protección 52 para analizar la sobre tensión por maniobra “por sus siglas en ingles BSL (Basic Swtich Level)”, para analizar el comportamiento de la onda ante este evento como se muestra en 4.17.

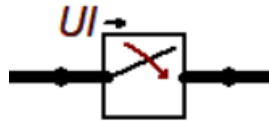


Figura 4.17.- Esquema de Potencia 52.

Si deseamos cambiar o modificar sus atributos del esquema accedemos al símbolo como se muestra en 4.18.



Component: SWIT_3XT

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
T-cl_1	s	1
T-op_1	s	1000
T-cl_2	s	-1
T-op_2	s	1000
T-cl_3	s	-1
T-op_3	s	1000
Imar	Amps	0

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	X0001
OUT1	ABC	X0005

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output

3 - Current&Voltage Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 4.18.- Características del Esquema de Protección.

El esquema modelado se va a energizar en $t=-1$, por lo tanto, al momento de realizar la corrida este esquema ya no va a contribuir al evento con una sobretensión por maniobra y solamente analizaremos la sobre tensión por rayo.

A continuación, modelaremos la línea de transmisión así como todos sus parámetros técnicos asociados como se muestra en 4.19.

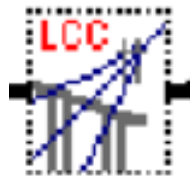


Figura 4.19.- LCC "Línea de Transmisión".

Si accedemos al icono podremos ver todos los datos técnicos asociados a los parámetros de la línea, los cuales son de vital importancia ya que de ellos dependen la Z de la línea como se muestra en 4.20, cada estructura se encuentra a 250 m separada una de otra con un calibre 336 ACSR ORIOLE.

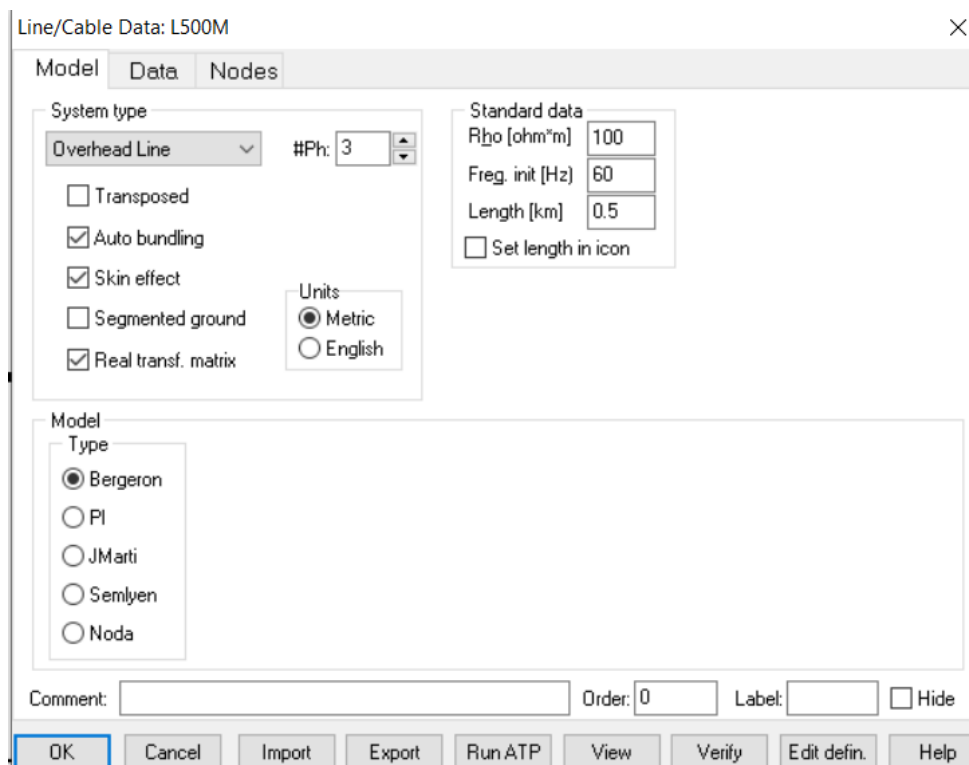


Figura 4.20 Parámetros de la Línea.

En la tabla 4.5 se muestran los parámetros de la línea.

Tabla 4.5.- Parámetros de LAT PON-73090-SRL Ingresados.

1. Tipo de Sistema Trifásico	6. Modelo Bergeron de la Línea.
2. Tipo de Línea Aérea	7. Impedancia de la Línea = 100 ohm/metro
3. Unidades Métricas	8. Frecuencia de la línea = 60 Hz
4. Efecto Piel	9. Longitud entre cada torre = 0.28 Km
5. Torres Auto soportadas	

En 4.21 se muestra la disposición geométrica de las fases en las estructuras de transmisión.

Line/Cable Data: L500M

Model Data Nodes

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0.5985	1.599	0.0513	-10.5	25	12.5	45	0	2
2	2	0.5985	1.599	0.0513	0	25.8	13.3	45	0	2
3	3	0.5985	1.599	0.0513	10.5	25	12.5	45	0	2
4	0	0	0.489	1.463	-8.65	34.5	23.5	0	0	0
5	0	0	0.489	1.463	8.65	34.5	23.5	0	0	0

Add row Delete last row Insert row copy Move

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Figura 4.21.- Características de los conductores.

En 4.22 se tiene el modelo generado para realizar los diferentes eventos.

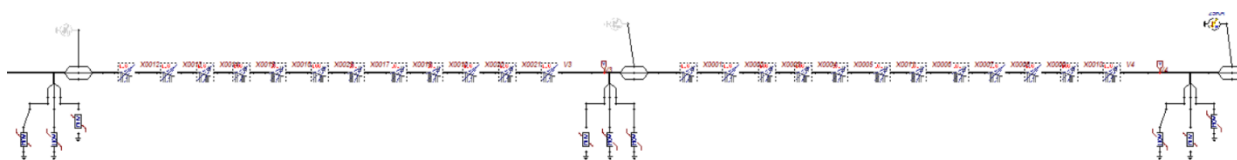


Figura 4.22.- LT PON-73090-SRL.

Realizamos las simulaciones de coordinación de aislamiento para analizar las sobretensiones electromagnéticas transitorias que se ven a presentar en LAT PON-73090-SRL. De esta forma el BIL de diseño se pondrá a prueba así como la selección del número aisladores que tiene la cadena por fase de acuerdo a "L0000-06 de la CFE".



Caso 1. Sobre Tensión Transitoria Por Impulso o Rayo Con Apartarrayos Fuera de Servicio

Datos de Entrada:

- Rayos de 25 KA.
- En $t = -1$ segundos se cierran los esquemas de protección (Antes de iniciar la simulación)
- En $t = 1000$ s se abren los esquemas de protección.
- En $t = 1000$ s se termina la simulación.
- Los apartarrayos se encuentran out.
- No existe carga al final de la línea.

Iniciamos simulación del circuito LT PON-73090-SRL se encuentra sin carga y se inserta un rayo normalizado sobre el circuito para evaluar si los elementos de la línea cuentan con una coordinación de aislamiento adecuada ante una descarga atmosférica despreciando los apartarrayos como se muestra en la figura 4.23.

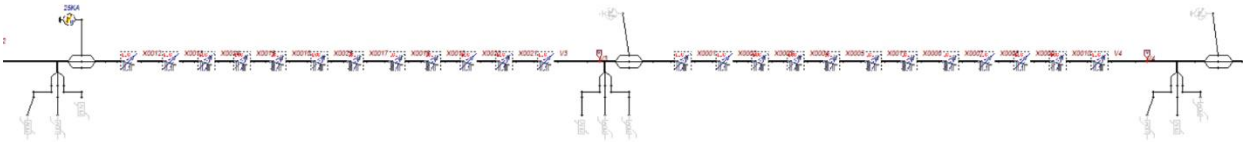


Figura 4.23.- Primer caso Modelo LT PON-73090-SRL.

En la figura 4.24 se grafica la descarga atmosférica para evaluar la línea sin carga.

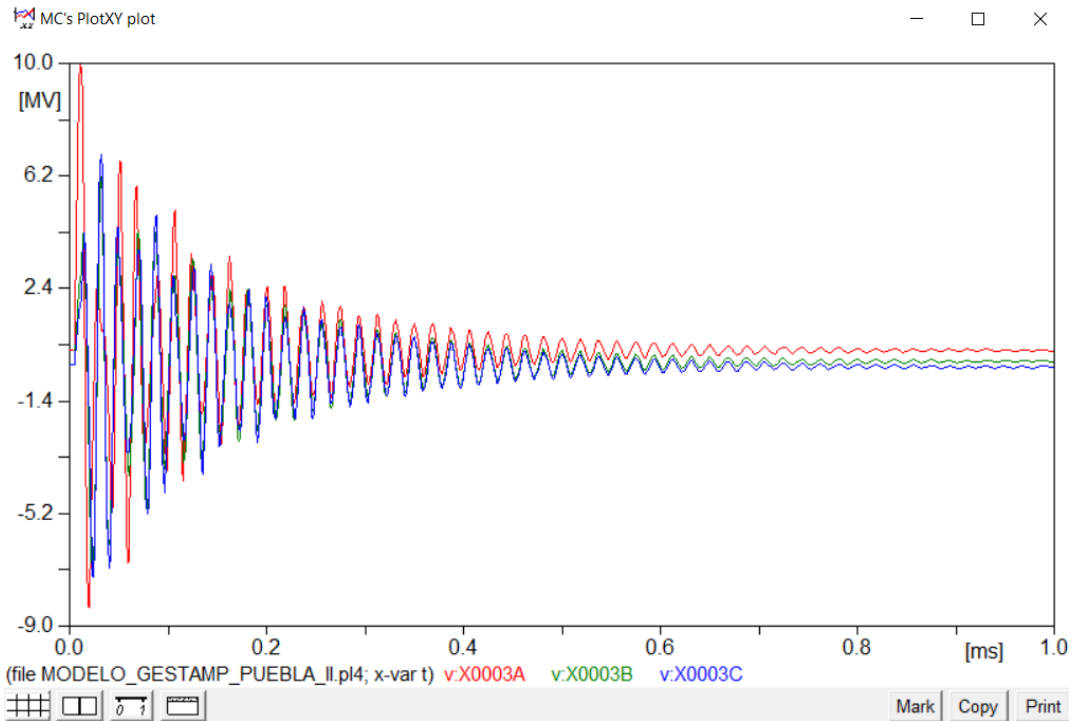


Figura 4.24.- Sobre Tensión Transitoria por Descarga Atmosférica en circuito LT PON-73090-SRL.

Observaciones:

Se analiza el caso, al momento de caer una descarga atmosférica en la línea LT PON-73090-SRL la tensión transitoria alcanza los 8 MV en un periodo menor a 1 milisegundo esto con la línea en vacío y con los apartarrayos fuera de servicio, el BIL de los elementos de la línea es de 550 kV. según la norma CFE-L00006, el nivel de aislamiento se encuentra sobrepasado.



Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo Vd-kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal a 60 Hz de fase a tierra kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra (5) kV (cresta)
4.4 (1)	5.5	19	45 60 75
6.9 (1)	7.2	20	40 60
13.8 (2)	15.5	35	75 95 110
23 (2)	27	50 60	95 125 150
34.5 (2)	38	70	125 150 200
44 (1)	52	95	250
69 (2)	72.5	140	325 350
85 (3), 115 (2)	123	185 230	450 550
138 (3)	145	230 275	550 650
150 (1), 161 (3)	170	275 325	650 750
230 (2)	245	360 395 460	850 900 950 1050

Figura 4.25.- Niveles de Aislamiento Normalizado.



Caso 2. Sobre Tensión Transitoria Por Impulso o Rayo Con Apartarrayos En Servicio Datos de Entrada:

- Modelo LT PON-73090-SRL.
- Rayos de 25 KA.
- En $t = -1$ segundos se cierran los esquemas de protección (Antes de iniciar la simulación)
- En $t = 1000$ s se abren los esquemas de protección.
- En $t = 1000$ s se termina la simulación.
- Los apartarrayos se encuentran en operación.
- No existe carga al final de la línea.
- Apartarrayos en servicio.
- La línea no tiene carga.

Se realiza la simulación de LT PON-73090-SRL la cual se encuentra sin carga y procedemos a insertar un rayo normalizado sobre la misma para analizar si los elementos de la línea cuentan con una coordinación de aislamiento adecuada con los equipos apartarrayos dentro del sistema como se muestra en la figura 4.26.

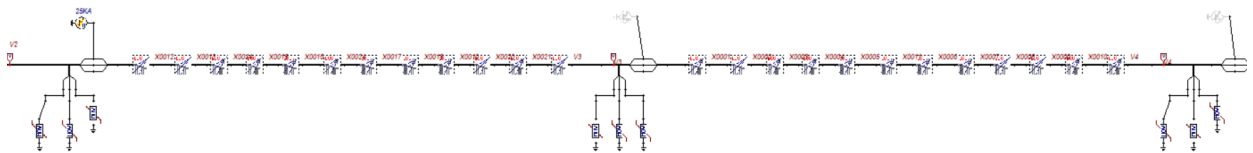


Figura 4.26.- Caso 2. Modelo LT PON-73090-SRL.

En la figura 4.27 se aprecia la gráfica que obtenemos de la simulación para analizar el evento del rayo sobre el circuito sin carga.

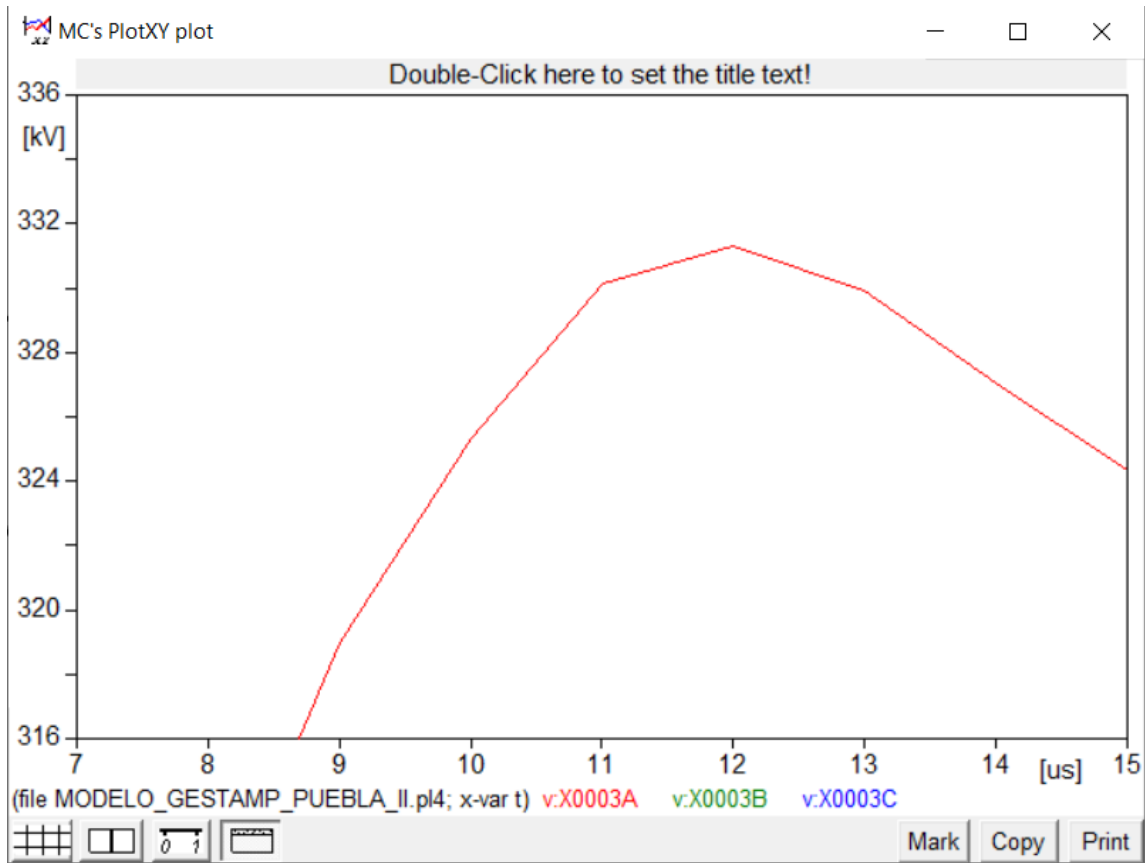


Figura 4.27.- Sobre tensión transitoria por descarga atmosférica en circuito LT PON-73090-SRL.

Observaciones:

Del segundo caso analizamos que si energizamos LAT PON-73090-SRL se observa un transitorio de tensión debido al rayo que se descargó en el circuito alcanzando un valor que rebasa los 330 KV con una duración de 12 microsegundos teniendo dentro del sistema apartarrayos operando, demostrando la importancia de blindar la línea con todos sus elementos ante los eventos fortuitos naturales como son los rayos. El BIL de los elementos de la línea de transmisión se sitúa en los 550 000V, por lo tanto no excede el BIL



Escenario 3. Sobre Tensión Transitoria Por Switcheo Con Apartarrays En Servicio Datos de Entrada:

- Modelo LT PON-73090-SRL.
- En $t= 0$ segundos se cierran los esquemas de protección (para analizar el transitorio por maniobra)
- En $t= 1000$ s se abren los esquemas de protección.
- En $t= 1000$ s se termina la simulación.
- Los apartarrays se encuentran en operación.
- No existe carga al final de la línea.
- Apartarrays en servicio.
- La línea no tiene carga.

En el escenario 3 la línea LT PON-73090-SRL no tiene carga, modelamos un transitorio de voltaje por maniobra ya que al momento de cerrar un esquema 52 el voltaje se verá afectado y así toda la línea sentirá ese voltaje transitorio elevado LT PON-73090-SRL por lo tanto evaluaremos el aislamiento de este circuito con apartarrays en operación como se muestra en la figura 4.28 con la línea en vacío.

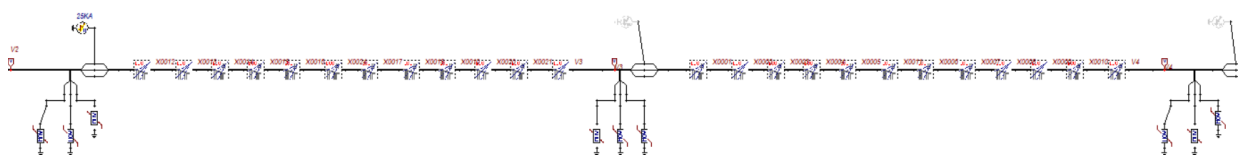


Figura 4.28.- Escenario 3. Modelo LAT PON-73090-SRL.

En la figura 4.29 se analiza la gráfica originada por el transitorio de voltaje de LAT PON-73090-SRL justamente en el momento inicial de su energización.

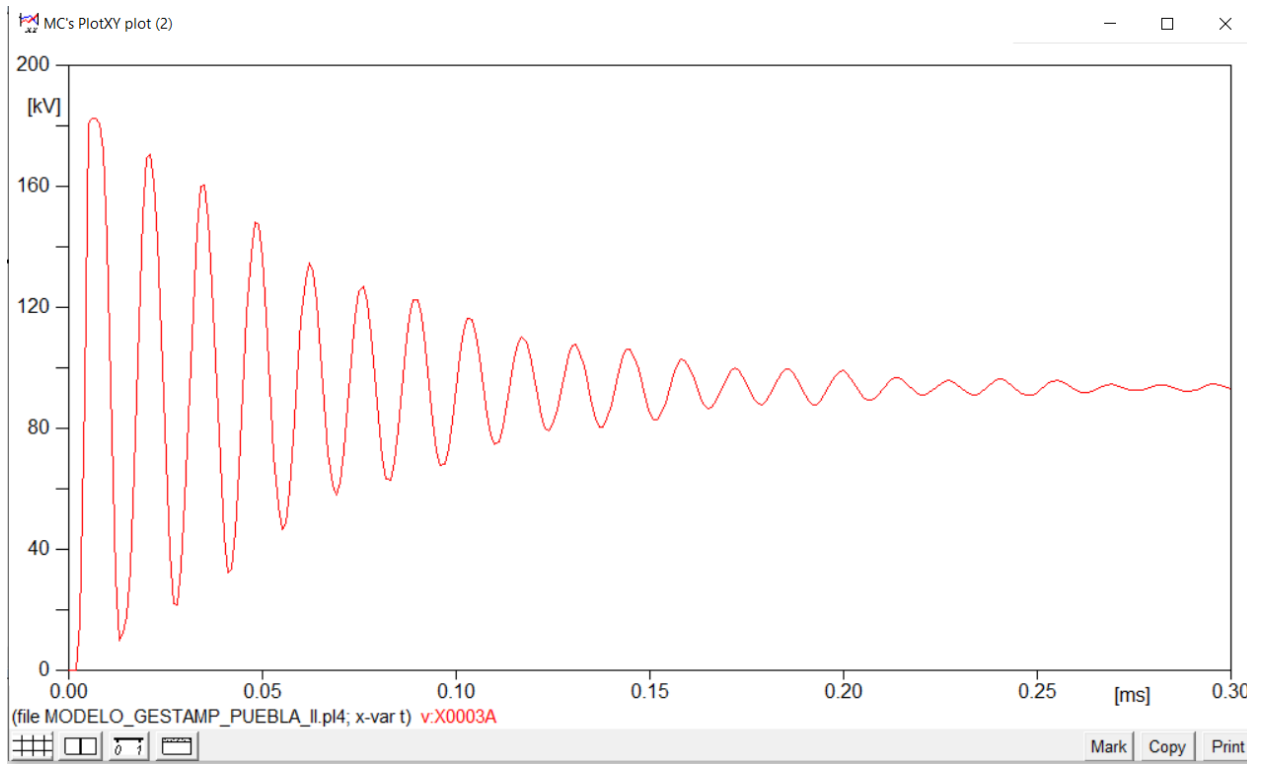


Figura 4.29.- Transitorio de voltaje por Maniobra en LAT PON-73090-SRL.

Observaciones:

Analizando el escenario 3 al momento de meter al sistema la LT PON-73090-SRL se origina un evento transitorio de voltaje por switcheo que excede los 170 000 V con una duración de 20 milisegundos teniendo en operación apartarrayos, el aislamiento de la línea es de 550 000 volts, se concluye que el aislamiento va a aguantar de manera correcta este evento.



4.4 Propuesta de equipo a instalar en la línea PON-70900-SRL.

De acuerdo con los cálculos realizados se propone la instalación de cadenas con 12 aisladores para cada fase, esto a partir de las estructuras que se encuentran a más de 3000 metros sobre el nivel del mar. En el anexo A-1 se muestra cada estructura y la cantidad de metros sobre el nivel del mar a la cual se encuentran, también se puede apreciar la distancia en metros que hay entre cada una de estas estructuras.

Como se puede apreciar en el anexo A-1 desde la estructura número 125 se rebasa el límite de los 3000 m.s.n.m. hasta la estructura número 164 donde se remata la línea de transmisión, dando un total de 40 estructuras que cumplen con este criterio.

En la figura 4.30 se observa la cotización sobre las cadenas con 12 aisladores por fase realizada y que cumple con la especificación de CFE 52210-47 aisladores de suspensión sintéticos para líneas aéreas en tensiones de 161 kV. a 400 kV.

Cantidad y descripción del artículo	Precio Unitario	Cantidad	Precio por Partida
JUEGO DE AISLADORES 12L CONVENCIONAL SINTETICO TIPÓ SUSPENSIÓN MARCA PPC (CADENA DE 12 AISLADORES) CUMPLE CON CFE 52210-47.	\$810	1 JGO	\$810
TENSIÓN DE AGUANTE DE CORTA DURACIÓN EN SECO 60 HZ 550 KV	PRECIO EN USD		PRECIO EN USD
	Subtotal		\$810
	Impuestos		\$129.6
	Total		\$939.6
	Fecha del Servicio		A acordar.

Figura 4.30 Cotización de cadenas con 12 aisladores por fase.



Como se requiere la instalación en un total de 40 estructuras el costo final asciende a la cantidad de 37,584 dólares. En la figura 4.31 se puede observar la cadena de aislador propuesto.

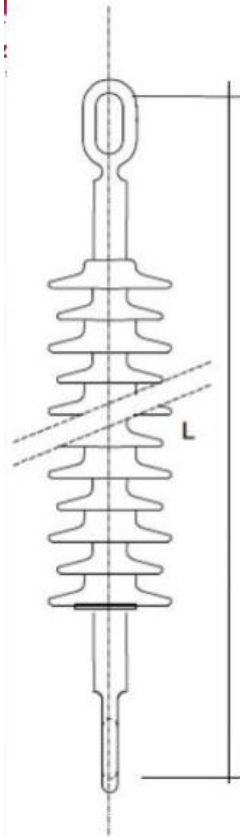


Figura 4.31 Cadena de aisladores propuesta.

Por otro lado, también se propone la instalación de apartarrayos de acuerdo a la simulación realizada, recomendando instalar cada 3 km. apartarrayos de tipo alea en las fases exteriores de toda la línea. Con una longitud de 42 km. se instalará en 14 puntos diferentes los apartarrayos dando un total de 28 unidades las que se requieren. En la figura 4.32 se aprecia la cotización del apartarrayos tipo alea solicitada.

El costo unitario del apartarrayos es de 2,264.32 dólares, se requieren 28 unidades así que es costo final es de 63,400.96 dólares.

Con un costo total de inversión de 100,984.96 dólares.



Cantidad y descripción del artículo	Precio Unitario	Cantidad	Precio por Partida
APARTARRAYO ALEA PARA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 115 KV CON TENSIÓN CRÍTICA DE FLAMEO AL IMPULSO POR PARYO POSITIVO 1.2/50 MICROSEGUNDOS (VALOR MÁXIMO KV CRESTA) DE 550 KV.	\$1,952.00 PRECIO EN USD	1	\$1,952.00 PRECIO EN USD
	Subtotal		\$1,952.00
	Impuestos		\$312.32
	Total		\$2,264.32
	Fecha del Servicio		A acordar.

Figura 4.32 Cotización de apartarrayos tipo alea.

Son apartarrayos de la marca MAPEC (Figura 4.33) que se “fabrican empleando el material denominado concreto polimérico, el cual es un material aislante de uso ante la intemperie, constituido principalmente por arena sílica y resina poliéster”. [31].

“El Concreto Polimérico presenta excelentes propiedades mecánicas y alta resistencia al tracking (plano inclinado y rueda de tracking), así como propiedades dieléctricas excepcionales. Además de permitir encapsular los varistores de los ALEA y eliminar en su totalidad el ingreso de humedad. Para el caso de ALEA 69-400 kV se utiliza además el envoltorio de Hule Silicón tipo HTV con alta resistencia al tracking”. [31]

El Concreto Polimérico es de acuerdo con “especificación CFE 52000-04, IEC 60587 e IEC 62217”. Resaltando que a los apartarrayos se les realizan pruebas de descargas parciales, medición de voltaje y corriente de referencia como prueba de rutina al producto (en nuestros laboratorios acreditados ante EMA), cumpliendo satisfactoriamente con lo descrito en la norma IEC 60099-4 e IEC 60099-8.



Figura 4.33.- Apartarrayos tipo alea marca MAPEC.

En la figura 4.34 se presenta la cotización para la instalación tanto de apartarrayos como de las cadenas de aisladores necesarios para satisfacer las demandas establecidas en el presente trabajo, con un costo total de 3,946,365.46 pesos.



6 DE MAYO 2021
COTIZACIÓN NO. 2021369

Estimado Ing. Alan Núñez.
CFE.

En relación con su amable solicitud:

Cantidad y descripción del artículo	Precio por unidad	Precio
INSTALACION DE AISLADORES PARA 40 ESTRUCTURAS DE TRANSMISIÓN 115 KV, 120 CADENAS CON 12 AISLADORES POR FASE INCLUYE: 3 CADENAS DE AISLADORES POR ESTRUCTURA CON 12 AISLADORES POR FASE Y TODO LO NECESARIO PARA SU CORRECTA EJECUCIÓN EN EL ESTADO DE PUEBLA	\$1,760,469.56	\$1,760,469.56
INSTALACIÓN DE 28 APARTARRAYOS TIPO ALEA EN 115KV EN EL ESTADO DE PUEBLA Y TODO LO NECESARIO PARA SU CORRECTA INSTALACIÓN.	\$1,641,569.63	\$1,641,569.63
	Subtotal	3,402,039.19
	Impuestos	544,326.27
	Total	3,946,365.46
	Fecha de entrega	A ACORDAR

Esta cotización tiene una validez de un mes a partir de la fecha de emisión de la presente.

Gracias por darnos la oportunidad de ofrecerles este presupuesto.

Atentamente

Ing. Juan Morillon Escalante.

Figura 4.34.- Cotización para instalación de apartarrayos y cadenas de aisladores.



En base al anexo A-1 se propone la instalación de los apartarrayos cada 3 kilómetros para cubrir totalmente los 42 Km. de la línea de transmisión. A continuación, se presentarán los números de estructuras en donde se propone su instalación.

Estructura número 13 con una altura de 2,153 m.s.n.m y con una distancia de 2,958 metros.

Estructura número 25 con una altura de 2,174 m.s.n.m y con una distancia total de 5,807 metros.

Estructura número 37 con una altura de 2,200 m.s.n.m. y con una distancia total de 8,930 metros.

Estructura número 49 con una altura de 2,223 m.s.n.m. y con una distancia total de 12,050 metros.

Estructura número 61 con una altura de 2,274 m.s.n.m. y con una distancia total de 15,116 metros.

Estructura número 73 con una altura de 2,365 m.s.n.m. y con una distancia total de 18,049 metros.

Estructura número 85 con una altura de 2,464 m.s.n.m. y con una distancia total de 21,191 metros.

Estructura número 95 con una altura de 2,479 m.s.n.m. y con una distancia total de 24,041 metros.

Estructura número 106 con una altura de 2,612 m.s.n.m. y con una distancia total de 26,826 metros.

Estructura número 117 con una altura de 2,695 m.s.n.m. y con una distancia total de 30,118 metros.

Estructura número 126 con una altura de 3,051 m.s.n.m. y con una distancia total de 33,209 metros.

Estructura número 138 con una altura de 3,239 m.s.n.m. y con una distancia total de 35,953 metros.

Estructura número 150 con una altura de 3,559 m.s.n.m. y con una distancia total de 38,764 metros.

Estructura número 163 con una altura de 3,706 m.s.n.m. y con una distancia total de 41,999 metros.

Una vez determinadas las estructuras en donde se propone la instalación de apartarrayos se compara con la Tabla 1.1, en donde podemos apreciar el número de estructuras en donde se han presentado fallas en la línea. Se logra observar que las fallas presentadas en el historial ocurrieron muy cerca de las estructuras en donde se propone la instalación de apartarrayos y en algunos casos hasta coincide.



4.5 Conclusiones y recomendaciones.

Derivado del modelado de la línea de transmisión y con base en la coordinación de aislamiento antes propuesta se concluye que es necesario instalar apartarrayos cada 3 km de línea, es decir, serán un total de 14 torres las que contarán con 2 apartarrayos uno en cada fase de los extremos del circuito.

Lo anterior para brindar el blindaje necesario ante descargas atmosféricas al circuito de 115 kV. con 42 km de longitud. Esto en base a las especificaciones antes mencionadas.

Se recomienda agregar 4 aisladores por fase en las torres que se encuentran por arriba de los 3000 m.s.n.m, lo anterior con base a los cálculos realizados durante este capítulo.



Bibliografía

- [1] CINVESTAV, «Gobierno de México,» CINVESTAV, 7 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.cinvestav.mx/Departamentos/Sistemas-Elctricos-de-Potencia>. [Último acceso: 2 Junio 2020].
- [2] M. Decker, «IEEE Std 1313.1,» Nueva York, 1996.
- [3] IEEE, «IEEE standard for insulation coordination definitions, principles, and rules,» IEEE Standard, 1996.
- [4] C. F. d. Electricidad, «Sistema de Administración de Distribución,» [En línea].
- [5] J. L. I. Sánchez, «Reporte de fallas en LT 115 Kv,» México, 2015.
- [6] D. d. L. d. Transmisión, «[15] Guía técnica para la selección y aplicación de apartarrayos en LT's., Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación. Gerencia Técnica de Proyectos de Transmisión y Transformación,» México, 2009.
- [7] G. d. México, «<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Cenace/QuienesSomos.aspx>,» [En línea].
- [8] CENACE, Diagramas unifilares del sistema eléctrico nacional, México, 2016.
- [9] S. a. G. R. Wang, Smart RAS (Remedial Action Scheme), Gaithersburg, USA, 2010.
- [10] A. R. Hileman, Insulation Coordination for Power System, CRC Press, 1999.
- [11] D. Jacobson, «Examples of ferroresonance in a high voltage power system,» IEEE, Toronto, Canada., 2003.
- [12] T. I. o. E. a. E. Engineers, «Guía para la aplicación de coordinación de aislamiento,» IEEE, New York, 1999.
- [13] F. M. González-Longatt, Elementos de líneas de transmisión, México: Limusa , 2007.
- [14] A. M. M. Solanilla, Análisis técnico y económico de la repotenciación de las líneas aéreas de alta tensión en un sistema de sub transmisión, España: CODENSA.
- [15] IEEE, «Fenómeno de descargas atmosféricas,» IEEE, New York, 2007.
- [16] LAPEM, «RED DE PUESTA A TIERRA PARA ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS DE 69 A 400 kV,» México, 2007.
- [17] C. F. d. Electricidad, «PROCEDIMIENTO PARA LA PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN,» México, 2009.
- [18] Comisión Federal de Electricidad, «Apartarrayos para líneas de transmisión de corriente alterna de 161 a 400 Kv,» CFE, México , 1983.
- [19] Universidad de San Carlos de Guatemala , «Implementación en líneas de transmisión en la línea 230 Kv. La esperanza para reducir salidas forzadas por descargas,» Universidad de San Carlos , Guatemala, 2008.



- [20] Comisión Federal de Electricidad , «Especificación <<CFE 00J00-52 Red de puesta a tierra para estructuras de transmisión de líneas de transmisión aéreas de 69 Kv a 400 Kv en construcción.>>,» CFE, México, 2011.
- [21] Comisión Federal de Electricidad , «Especificación CFE-E0000-22 Cables de guarda.,» CFE, México, 2001.
- [22] Comisión Federal de Electricidad , «Diseño de líneas aéreas de 69 Kv a 138 Kv,» CFE, México, 2013.
- [23] M. J. Cesar, «Diseño de la coordinación de aislamiento para una línea de transmisión compacta de 230 Kv,» Instituto Politecnico Nacional , México, 2013.
- [24] G. E. Harper, Técnicas computacionales de ingeniería en alta tensión, México : Grijalva, 1987.
- [25] Universidad de Antioquía, «Curso avanzado ATPDraw,» Colombia, 2016.
- [26] Comisión Federal de Electricidad, «L0000-06 Coordinación de Aislamiento,» México, 2019.
- [27] IEC, «IEC 60071-1 Insulation Coordination,» Suiza, 2006.
- [28] A. R. Hileman, Insulation Coordination for power systems, Francia: CRC Press, 1999.
- [29] IEC, «IEC 60060-1 High-voltage test techniques,» Suiza, 1989.
- [30] IEC, «IEC 60099-4 Descargadores de sobretensiones de óxido metálico,» Suiza, 2014.
- [31] IEEE, «IEEE 1313-1993 - Estándar IEEE para sistemas eléctricos - Coordinación de aislamiento,» Estados Unidos, 1992.
- [32] Comisión Federal de Electricidad, « Especificación CFE 52000-93 Apartarrayos para líneas de transmisión de corriente alterna de 115 a 400 kV.,» México, 2002.
- [33]



ANEXOS



Anexo A-1.

Distancias entre claro y claro por estructura de la LT PON0- 73090- SRL, así como también la altitud en metros de cada una de las 164 estructuras.

LAT PON-73090-SRL			
No. de Estructuras	ALTURA (m)	CLARO	CLARO
1	2137	254	188
2	2135		
3	2140	225	282
4	2142		
5	2145	264	249
6	2140		
7	2146	263	250
8	2152		
9	2148	251	212
10	2154		
11	2149	256	264
12	2151		
13	2153	216	221
14	2161		
15	2159	237	218
16	2158		
17	2163	204	236
18	2160		
19	2160	211	



No. de Estructuras	ALTURA (m)	CLARO	CLARO
20	2161	344	219
21	2164	192	
22	2164		331
23	2164	259	
24	2166		
25	2174	204	231
26	2174		
27	2174	268	250
28	2174		
29	2174	267	291
30	2177		
31	2180	277	264
32	2189		
33	2199	274	282
34	2208		
35	2202	263	276
36	2199		
37	2200	248	271
38	2203		
39	2199	---	---
40	2199		
41	2202	---	---



No. de Estructuras	ALTURA (m)	CLARO	CLARO
42	2204	272	274
43	2210	256	
44	2214		262
45	2215	268	
46	2216		
47	2216	264	248
48	2220		
49	2223	257	255
50	2227		
51	2230	277	258
52	2233		
53	2237	256	238
54	2241		
55	2244	203	277
56	2248		
57	2253	255	263
58	2258		
59	2264	271	263
60	2269		
61	2274	250	250
62	2281		
63	2287		



No. de Estructuras	ALTURA (m)	CLARO	CLARO
64	2293	203	243
65	2298	346	
66	2294		174
67	2302	209	
68	2310		
69	2331	163	296
70	2339		
71	2350	346	249
72	2356		
73	2365	190	297
74	2378		
75	2389	180	366
76	2393		
77	2402	306	167
78	2407		
79	2411	300	271
80	2418		
81	2425	231	230
82	2434		
83	2445	258	
84	2460		
85	2464		



No. de Estructuras	ALTURA (m)	CLARO	CLARO
86	2466	232	153
87	2467	506	
88	2427		176
89	2438	224	
90	2450		
91	2479	224	250
92	2493		
93	2490	665	424
94	2498		
95	2479	165	238
96	2483		
97	2524	177	136
98	2555		
99	2567	161	157
100	2571		
101	2578	221	357
102	2570		
103	2584	295	213
104	2600		
105	2608	530	
106	2612		
107	2624		



No. de Estructuras	ALTURA (m)	CLARO	CLARO
108	2639	155	198
109	2661	258	
110	2677		272
111	2695	199	
112	2709		
113	2726	270	220
114	2736		
115	2746	355	716
116	2744		
117	2695	334	412
118	2737		
119	2766	143	626
120	2787		
121	2866	158	376
122	2880		
123	2922	342	345
124	2950		
125	3002	219	287
126	3051		
127	3057	211	211
128	3069		
129	3083		



No. de Estructuras	ALTURA (m)	CLARO	CLARO
130	3099	223	120
131	3107	258	
132	3104		488
133	3109	353	
134	3155		
135	3156	185	206
136	3198		
137	3222	324	170
138	3239		
139	3259	459	163
140	3296		
141	3313	167	136
142	3354		
143	3360	266	282
144	3376		
145	3422	140	192
146	3473		
147	3505	212	300
148	3522		
149	3550	---	365
150	3559		
151	3546		



No. de Estructuras	ALTURA (m)	CLARO	CLARO
145	3422	266	202
146	3473		192
147	3505	140	300
148	3522		
149	3550	212	365
150	3559		
151	3546	272	289
152	3580		
153	3594	209	244
154	3618		
155	3631	233	354
156	3638		
157	3660	128	240
158	3669		
159	3669	229	229
160	3677		
161	3684	212	231
162	3692		
163	3706	200	
164	3721		

Anexo A.- Numero de estructuras LT PON-73090-SRL.