



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA QUIXAL TACTIC

Joel Estuardo Zambrano Bonilla

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, marzo de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA
QUIXAL TACTIC**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOEL ESTUARDO ZAMBRANO BONILLA
ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Angel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortíz de León
VOCAL V	P.A. José Alfredo Ortíz Herincx
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
EXAMINADOR	Ing. Romeo Nefthalí López Orozco
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA QUIXAL TACTIC

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 17 de noviembre de 2009.



Joel Estuardo Zambrano Bonilla

Guatemala, 26 de octubre de 2010

Señor Coordinador del área de potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Muy atentamente lo saludo,

Por este medio me permito informarle que he revisado el trabajo de graduación del estudiante JOEL ESTUARDO ZAMBRANO BONILLA, con carné 2006-11076, titulado: **ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA QUIXAL TACTIC.**

El mencionado trabajo llena los requisitos para dar mi aprobación, indicarle que el autor y mi persona somos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Atentamente,


Ing. José Guillermo Beltrán Barrios
Colegado No. 4846
Asesor



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Ref. EIME 15. 2010

Guatemala, 15 de febrero 2011.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA
LÍNEA QUIXAL TACTIC,** del estudiante, **JOEL ESTUARDO
ZAMBRANO BONILLA,** que cumple con los requisitos establecidos
para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia



JIPR/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

REF. EIME 21. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; JOEL ESTUARDO ZAMBRANO BONILLA titulado: ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA QUIXAL TACTIC, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puentes Romero

GUATEMALA, 22 DE FEBRERO 2,011.



Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 073.2011

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA QUIXAL TACTIC**, presentado por el estudiante universitario **Joel Estuardo Zambrano Bonilla**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Quinto Paiz Recinos
Decano



Guatemala, 8 de marzo de 2011.

/gdech

AGRADECIMIENTOS A:

DIOS	Por darme la oportunidad de seguir adelante con mis metas y sueños.
MIS PADRES	Elías Joel Zambrano Solórzano y Yury Johanna Bonilla Molina, gracias a todos sus consejos y apoyos, ningún obstáculo es imposible de superar.
FAMILIARES	Pamela Johanna Zambrano Bonilla, Wendy Paola Zambrano Bonilla, Samuel Augusto Francisco Bonilla Sandoval, Blanca Estela Molina Esteves, por el apoyo incondicional.
ASESOR	Por ser mi guía en la elaboración de este trabajo de graduación.
FACULTAD DE INGENIERÍA	Por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera universitaria.
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA	Por haberme otorgado la dicha de ser un profesional al servicio de Guatemala y disfrutar de estos momentos que recordaré por siempre.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	XV
1. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES	1
1.1. Definiciones.....	1
1.2. Tensiones normalizadas	8
1.3. Niveles de aislamiento normalizados.....	8
1.4. Tipos de sobretensiones.....	13
1.4.1. Sobretensiones externas	20
1.4.2. Sobretensiones internas	20
1.4.3. Tensiones continuas	20
1.4.4. Sobretensiones temporales	21
1.4.4.1. Fallas a tierra	22
1.4.4.2. Rechazo de carga.....	22
1.4.4.3. Resonancia y ferorresonancia.....	24
1.4.4.4. Sobretensiones longitudinales durante sincronización.....	24
1.4.4.5. Combinaciones de sobretensiones temporales.....	25
1.4.5. Sobretensiones de frente lento	25

1.4.5.1.	Sobretensiones debidas a energización y recierres de líneas.....	26
1.4.5.2.	Sobretensiones por fallas y despeje de fallas..	28
1.4.5.3.	Sobretensiones debidas a rechazo de carga ...	29
1.4.5.4.	Sobretensiones debidas a maniobras de corrientes inductivas y capacitivas	29
1.4.5.5.	Sobretensiones por descargas atmosféricas de frente lento	30
1.4.6.	Sobretensiones de frente rápido.....	31
1.4.6.1.	Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre líneas aéreas	31
1.4.6.2.	Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre las subestaciones	31
1.4.6.3.	Sobretensiones debidas a operaciones de maniobra y fallas	33
1.4.7.	Sobretensiones de frente muy rápido	34
2.	CONCEPTOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	37
2.1.	Procedimiento de coordinación de aislamiento.....	37
2.2.	Métodos de coordinación de aislamiento	38
2.3.	Coordinación de aislamiento en instalaciones	39
2.4.	Coordinación de aislamiento de líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas.....	43
2.4.1.	Descarga atmosférica sobre el conductor de fase	43
2.4.2.	Descarga atmosférica sobre la torre.....	45
2.4.3.	Descarga atmosférica sobre el cable de guarda	47
2.4.4.	Modelo electrogeométrico para líneas de transmisión.....	49
2.4.5.	Cálculo del ángulo de blindaje.....	52
2.4.6.	Cálculo del número de fallas por blindaje.....	57
2.4.7.	Cálculo de la impedancia de la torre.	58

4.3.	Análisis de las distancias de seguridad	101
4.3.1.	Análisis de distancias de fase.....	104
4.3.2.	Análisis de distancias de línea	106
4.4.	Análisis de los sistemas de tierras.....	106
4.5.	Análisis de flameo inverso.....	108
4.6.	Análisis de los números de aisladores.....	111
4.6.1.	Por nivel de contaminación.....	111
4.6.2.	Por distancia de fase a tierra	113
4.7.	Resultados óptimos de aislamiento	114
CONCLUSIONES.....		115
RECOMENDACIONES.....		117
BIBLIOGRAFÍA.....		119
ANEXO 1		121
ANEXO 2		123

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Clasificación de sobretensiones.....	15
2.	Descarga sobre el conductor de fase	44
3.	Descarga sobre la torre.....	46
4.	Descarga sobre el cable de guarda	47
5.	Circuito equivalente de la descarga sobre el cable de guarda.....	49
6.	El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias.	50
7.	Esquema básico de blindaje	54
8.	Esquema básico de blindaje total	55
9.	Curva para determinar el ángulo de blindaje	56
10.	Torre de forma cónica.....	59
11.	Torre de forma cilíndrica	60
12.	Configuración de dos electrodos.....	62
13.	Configuración de tres electrodos	62
14.	Configuración de cuatro electrodos	63
15.	Distribución porcentual de la corriente de rayo.....	65
16.	Diagrama equivalente del sistema de tierras y los hilos de guarda ante una corriente de rayo	68
17.	Histograma de sobretensiones	73
18.	Torre típica del tramo Quixal-Tactic	75
19.	Tramo Quixal-Tactic-Guatemala Norte	77
20.	Ángulo de blindaje real	96

TABLAS

I.	Tensiones normalizadas	8
II.	Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I ($1\text{kV} \leq U_m \leq 245 \text{ kV}$)	9
III.	Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas rango II ($U_m > 245 \text{ kV}$)	10
IV.	Tipos y formas de sobretensiones, formas de onda normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada.....	19
V.	Flechas del conductor HAWK ACSR 477 MCM 26/7	76
VI.	Características dimensionales	78
VII.	Características mecánicas	79
VIII.	Características eléctricas	79
IX.	Características cable de guarda	80
X.	Características aislador ANSI 52-6	84
XI.	Distancias mínimas verticales de seguridad	85
XII.	Líneas de fuga recomendadas	88
XIII.	Indisponibilidades forzadas.....	90
XIV.	Duración de indisponibilidades forzadas.....	90
XV.	Resultados óptimos	114

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
θ	Ángulo de blindaje
CG	Cable de Guarda
C	Capacitancia
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CF	Conductor de Fase
τ	Constante de tiempo
Ec	Ecuación
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
GIS	<i>Gas Insulated Substations</i>
Hz	Hertzio
SF₆	Hexafluoruro de azufre

L	Inductancia
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
kHz	Kilohertzio
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
MTBF	<i>Mean Time Between Failures</i>
MHz	Megahertzio
μs	Microsegundo
mbar	Milibar
NBI	Nivel Básico de Impulso
%	Porcentaje
S	Separación entre el haz de subconductores de fase
TCF	Tensión Crítica de Flameo
p.u.	Valor por unidad

GLOSARIO

Alta Tensión	Nivel de tensión superior a 60,000 Voltios.
Baja tensión	Nivel de tensión igual o inferior a 1,000 Voltios.
Blindaje	Protección que utilizan las líneas de transmisión contra las descargas electroatmosféricas por medio de los cables de guarda.
Descarga atmosférica	Transferencia de carga entre la nube y la tierra.
Línea de transmisión	Medio que sirve para trasportar la potencia eléctrica entre dos puntos y que físicamente está compuesta por conductores, aislamiento, soportes y herrajes.
Nivel isoceráunico	Valor que indica el número promedio de días con tormenta al año en una región particular.
Rigidez dieléctrica	Intensidad del campo eléctrico para el cual un material deja de ser un aislador y se convierte en un conductor.
Salida forzada	Falla en una línea de transmisión o en los sistemas eléctricos de potencia en general que se origina por cualquier circunstancia que no sea programada.

Sobretensión	Variación repentina de voltaje con relación a un nivel establecido y que afecta a los sistemas eléctricos de potencia.
Tensión	Voltaje o diferencia de potencial efectiva (rms) entre dos conductores o entre un conductor y tierra.
Vano	Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

RESUMEN

Este trabajo de graduación se basa en analizar el aislamiento de la línea con doble circuito de 230 kV del tramo de Quixal a Tactic, por sobretensiones externas. Las sobretensiones externas son debidas a descargas electroatmosféricas, las cuales por su origen pueden darse en cualquier punto del globo terráqueo.

En la república de Guatemala está normalizada la magnitud de las tensiones y de los aislamientos, existe una Ley General de Electricidad con su respectivo reglamento y normas, emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, las cuales son de carácter obligatorio a partir de la fecha en que fueron publicadas de forma oficial.

La línea de transmisión se diseña para que las descargas electroatmosféricas incidan en el hilo de guarda, cuya función es servir de blindaje para que las descargas no incidan directamente en los conductores de fase, debido a que, cuando se da esta condición, normalmente se producen flameos, ya que las sobretensiones que se producen superan el nivel básico de aislamiento. El blindaje se logra de acuerdo a un ángulo determinado, por lo que es de vital importancia la disposición de los hilos de guarda y la de los hilos de línea.

El sistema de tierras debe tener un valor bajo de resistencia a tierra para que no se den flameos inversos por onda reflejadas, debido a que la resistencia al pie de la torre toma valores elevados que al producirse una descarga atmosférica y ser conducido a tierra, provoca una diferencia de potencial entre tierra y los hilos de fase capaz de producir una falla.

De las condiciones atmosféricas promedio en la región, y la ubicación geográfica donde se encuentra la línea tienen un bajo nivel isoceráunico de 40 tormentas eléctricas al año y un nivel de contaminación baja, debido a que la mayor parte del tramo interactúa con la naturaleza. En el análisis de la coordinación de aislamiento para esta línea se determinó que el valor del ángulo de blindaje es menor al ángulo de apantallamiento total. Las libranzas eléctricas que tiene la línea están dentro de los valores normalizados, así como la cantidad de aisladores que tiene la línea.

OBJETIVOS

General

Determinar y analizar los parámetros de la coordinación de aislamiento, para evitar la influencia de las sobretensiones en la línea de Quixal Tactic.

Específicos

1. Analizar el blindaje actual de la línea de transmisión de 230 kV de Quixal a Tactic.
2. Determinar y conocer las generalidades de la coordinación de aislamiento, por sobretensiones.
3. Estudiar los efectos sobre la coordinación de aislamiento que representan las descargas electroatmosféricas en la línea de transmisión.
4. Analizar las estructuras, equipos y accesorios necesarios, para lograr un aislamiento óptimo en la línea de transmisión.

INTRODUCCIÓN

Los equipos e instalaciones eléctricas son sometidos a sobretensiones, éstas son condiciones variables en el tiempo cuyos valores máximos son superiores al valor pico de la tensión nominal del sistema en el que se originan, que pueden afectar el aislamiento y provocar una falla o una avería. Las sobretensiones en una red eléctrica se originan como consecuencia de una falla, una maniobra o una descarga atmosférica. Su estudio es fundamental para determinar, tanto el nivel de aislamiento que se debe seleccionar para los distintos componentes de un sistema como los medios o dispositivos de protección que es necesario instalar. Todo esto se debe realizar conociendo el comportamiento de los distintos aislamientos frente a todo tipo de sobretensiones. Por razones similares, la selección y ubicación de los distintos medios de protección sólo se podrán realizar de forma adecuada si se conoce su comportamiento frente a las distintas sobretensiones.

El estudio de las sobretensiones y la selección de aislamientos y dispositivos de protección es el objetivo de la coordinación de aislamiento. Se define como la selección de la tensión soportada de los distintos equipos, ya que el comportamiento de cualquier aislamiento depende del tipo de condición al que es sometido. La coordinación de aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual se hallan instalados, teniendo en cuenta las condiciones ambientales de servicio y las características de los dispositivos de protección disponibles.

El valor más elevado o desfavorable de un determinado tipo de sobretensión se presentará generalmente con una frecuencia muy baja, por lo que el coste del aislamiento seleccionado de esta forma podría ser excesivo. Es, por tanto, impensable seleccionar el nivel de aislamiento de un equipo de forma que pueda soportar cualquier sobretensión que se pueda presentar; la selección se debe realizar teniendo en cuenta los medios de protección que se pueden utilizar y aceptando una probabilidad de falla. Además conviene tener en cuenta que el objetivo de la coordinación de aislamiento no es proteger sólo los equipos eléctricos, sino también impedir que se averíen los dispositivos de protección. Es decir, la selección de los dispositivos de protección se deberá realizar teniendo en cuenta las condiciones a las que éstos se verán sometidos.

En cualquier campo de la ingeniería se debe aceptar una cierta probabilidad o riesgo de falla. Algunas sobretensiones, fundamentalmente aquellas que servirán para seleccionar el aislamiento, se pueden caracterizar de forma estadística mediante una función de densidad de probabilidad. Asimismo, la rigidez dieléctrica de un aislamiento no tiene un comportamiento único, sino un comportamiento estadístico, que además depende de la forma de onda de tensión aplicada.

Teniendo en cuenta estos aspectos, se puede definir la coordinación de aislamiento como la selección de la tensión soportada normalizada de los equipos teniendo en cuenta las sobretensiones que pueden aparecer, así como los medios de protección que se pueden instalar y las condiciones ambientales de la zona, para obtener un riesgo de falla aceptable.

1. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES

1.1. Definiciones

Los términos y definiciones más utilizados en la coordinación de aislamiento son los siguientes:

Aislamiento externo: son las distancias en el aire y las superficies en contacto con aire del aislamiento sólido del equipo, que están sujetas a los esfuerzos dieléctricos y a los efectos atmosféricos y otras condiciones externas, tales como contaminación, humedad, etc.

Aislamiento interno: son las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales están protegidas de los efectos atmosféricos y otras condiciones externas.

Aislamiento auto-regenerativo: es el aislamiento que recobra completamente sus propiedades de aislamiento después de una descarga disruptiva.

Aislamiento no auto-regenerativo: es el aislamiento que pierde sus propiedades de aislamiento, o no las recobra completamente, después de una descarga disruptiva.

Clasificación de tensiones y sobretensiones: de acuerdo con su forma y duración, las tensiones y sobretensiones se dividen en las siguientes clases:

- **Tensión continua (a frecuencia industrial):** tensión a frecuencia industrial, se considera que tiene un valor eficaz constante, continuamente aplicado a cualquier par de terminales de una configuración de aislamiento

- **Sobretensión temporal:** sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga

- **Sobretensión transitoria:** sobretensión de corta duración de unos pocos milisegundos o menos, oscilatoria o no oscilatoria, por lo general altamente amortiguada. Las sobretensiones transitorias son divididas en:
 - Sobretensión de frente lento: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $20 \mu\text{s} < T_p \leq 5000 \mu\text{s}$, y duración de cola $T_2 \leq 20 \mu\text{s}$

 - Sobretensión de frente rápido: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $0.1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$, y duración de cola $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$

 - Sobretensión de frente muy rápido: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $T_F \leq 0.1 \mu\text{s}$, duración total $< 3 \mu\text{s}$, y con oscilaciones superimpuestas a frecuencia $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$

- **Sobretensión combinada** (temporal, frente lento, frente rápido, frente muy rápido): consistente de dos componentes de tensión aplicadas simultáneamente entre cada par de terminales de fase de un aislamiento fase-fase (o longitudinal) y tierra. Esta sobretensión está clasificada por la componente con el valor pico más alto.

Condiciones atmosféricas normalizadas: condiciones de referencia normalizadas, son:

- Temperatura $T_{a0} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$
- Presión $b_0 = 101.3 \text{ kPa (1013 mbar)}$
- Humedad absoluta $h_{a0} = 11 \text{ g/m}^3$

Configuración de aislamiento: la configuración geométrica completa consistente del aislamiento y de todos los terminales. Esto incluye todos los elementos (aislados y conductores) los cuales tienen influencia en su comportamiento dieléctrico. Se identifican las siguientes configuraciones de aislamiento:

- **Trifásicos:** consiste en tres terminales de fase, un terminal de neutro y un terminal de tierra
- **Fase-tierra:** es una configuración de aislamiento trifásico en la cual dos terminales de fase no se tienen en cuenta, excepto en casos particulares, el terminal de neutro es aterrizado
- **Fase-fase:** es una configuración de aislamiento trifásica donde un terminal de fase no se considera. En casos particulares, los terminales de neutro y tierra tampoco se consideran

- **Longitudinal:** teniendo dos terminales de fase y un terminal de tierra. Los terminales de fase pertenecen a la misma fase de un sistema trifásico temporalmente separado en dos partes energizadas independientemente (equipos de maniobra abiertos). Los cuatro terminales pertenecientes a las otras dos fases no se consideran o se encuentran aterrizados. En casos particulares uno de los dos terminales de fase es considerado aterrizado

Coordinación de aislamiento: es la selección de la rigidez dieléctrica de un equipo en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo operará tomando en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles.

Ensayos de tensión de soportabilidad normalizados: es un ensayo dieléctrico realizado bajo condiciones especificadas para probar que el aislamiento cumple con la tensión de soportabilidad normalizada, que comprende:

- Ensayos de corta duración a frecuencia industrial
- Ensayos con impulso de maniobra
- Ensayos con impulso atmosférico
- Ensayos de tensión combinada

Flameo inverso: descarga que parte del cable de guarda hacia alguna de las fases, debida generalmente a una descarga atmosférica.

Formas de tensión normalizadas: las siguientes formas de tensión están normalizadas:

- Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial: tensión senoidal con frecuencia entre 48 Hz y 62 Hz, y duración de 60 s
- Impulso de maniobra normalizado: impulso de tensión que tiene un tiempo de pico de 250 μ s y un tiempo de mitad de onda de 2500 μ s
- Impulso atmosférico normalizado: impulso de tensión que tiene un tiempo de frente de 1.2 μ s y un tiempo de mitad de onda de 50 μ s
- Impulso de maniobra combinado normalizado: impulso de tensión combinado que tiene dos componentes de igual valor pico y polaridad opuesta. El componente positivo es un impulso de maniobra normalizado y el negativo es un impulso de maniobra con valores de tiempo de pico y de mitad de onda que no deben ser menores que los del impulso positivo. Ambos impulsos deberán lograr su valor pico en el mismo instante. El valor pico de la tensión combinada es, por lo tanto, la suma de los valores picos de los componentes

Mecanismos de limitación de sobretensiones: son los mecanismos que limitan los valores picos o la duración de las sobretensiones o ambos. Se clasifican como equipos preventivos (por ejemplo, una resistencia de pre-encendido) o como equipos de protección (por ejemplo, un pararrayos).

Nivel de aislamiento asignado: es el conjunto de tensiones de soportabilidad normalizadas las cuales caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Nivel de aislamiento normalizado: es el nivel de aislamiento asignado, cuyas tensiones de soportabilidad normalizadas, están asociadas a U_m , como se recomienda en las tablas II y III.

Nivel de protección al impulso atmosférico (o maniobra): es el valor pico de la tensión máxima permisible en los terminales de un equipo de protección sujeto a impulsos atmosféricos o de maniobra, bajo condiciones específicas.

Tensión asignada del sistema: un valor adecuado de tensión asumido para designar o identificar un sistema.

Tensión de coordinación soportada: para cada clase de tensión, es el valor de la tensión soportada de la configuración de aislamiento que cumple el criterio de desempeño en condiciones reales de servicio.

Tensión máxima del sistema: es la máxima tensión de operación que se puede presentar durante operación normal en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.

Tensión más alta para el equipo, U_m : el valor eficaz más alto de la tensión fase-fase para la cual el equipo está diseñado con respecto a su aislamiento, así como para otras características que se relacionan con esta tensión en las especificaciones de los equipos.

Terminales de la configuración del aislamiento: cualquiera de los electrodos que están sometidos a un esfuerzo del aislamiento. Los tipos de terminales son:

- **Terminal de fase,** entre éste y el neutro es aplicada la tensión fase-neutro del sistema
- **Terminal de neutro,** representa o está conectado al punto de neutro del sistema (terminal de neutro de transformadores, etc.)
- **Terminal de tierra,** siempre sólidamente conectado a la tierra (tanque de transformadores, base de seccionadores, estructuras de torres, etc.)

Sistema aterrizado por impedancia: un sistema donde todos los puntos de neutro están aterrizados por medio de impedancias que limitan las corrientes de falla a tierra.

Sistema de neutro aislado: un sistema donde el punto de neutro no es conectado a tierra intencionalmente, excepto para conexiones de alta impedancia con propósitos de medida o protección.

Sistema de tierra resonante: un sistema en el cual uno o más puntos de neutro son conectados a tierra a través de reactancias, las cuales aproximadamente compensan el componente capacitivo de una corriente de falla monofásica a tierra.

Sistema sólidamente aterrizado: un sistema donde todos los puntos de neutro están aterrizados directamente.

Sobretensión: cualquier tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase cuyo valor pico exceda el correspondiente valor pico de la tensión más alta del equipo.

1.2. Tensiones normalizadas

El ente regulador de la república de Guatemala es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el cual se encarga de emitir las normas técnicas del sector eléctrico del país, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas, entre estas normas se encuentran las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica - NTDOST-, en la cual se establecen los niveles de tensión del transporte, en el Título II “Criterios generales de diseño”, Capítulo I “Diseño de líneas aéreas”, Artículo 11 “Diseño Eléctrico”, inciso 11.4, la selección del nivel de tensión está basada en las normas ANSI C84 y C92, estas se definen según lo indica la tabla I.

Tabla I. Tensiones normalizadas

Tensión	
Nominal kV	Máximo de diseño kV
69	72.5
138	145
230	242

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica –NTDOST–.**

1.3. Niveles de aislamiento normalizados

Las tensiones normalizadas de soportabilidad están asociadas con la tensión máxima para equipos de acuerdo con la tabla II, para el rango I, y con la tabla III, para el rango II.

Tabla II. Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I ($1\text{kV} \leq U_m \leq 245\text{ kV}$)

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
3.6		20
		40
7.2		40
		60
12		60
		75
		95
17.5		75
		95
24		95
		125
		145
36		145
		170
52	95	250
72.5	140	325
100	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Notas:

- Tomada de IEC 60071-1 (2006)
- Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

Fuente: Juan Antonio Martínez Velasco. **Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión.** Pág. 469.

Tabla III. Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango II ($U_m > 245$ kV)

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
	Aislamiento longitudinal [kV] (valor pico)	Fase-tierra [kV] (valor pico)	Fase-fase (relación con el valor pico fase-tierra)	
300	750	750	1.50	850 950
	750	850	1.50	950 1050
362	850	850	1.50	950 1050
	850	950	1.50	1050 1175
420	850	850	1.60	1050 1175
	950	950	1.50	1175 1300
	950	1050	1.50	1300 1425
550	950	950	1.70	1175 1300
	950	1050	1.60	1300 1425
	950 1050	1175	1.50	1425 1550
800	1175	1300	1.70	1675 1800
	1175	1425	1.70	1800 1950
	1175 1300	1550	1.60	1950 2100

Notas:

- Tomada de IEC 60071-1 (2006)
- Aislamiento longitudinal: valor de la componente del impulso de la prueba combinada pertinente.
- La introducción de U_m por encima de 800kV está en estudio, y 1050, 1100, 1200 kV se dan como U_m en la norma IEC 60038, Modificación 2, 1997.

Fuente: Juan Antonio Martínez Velasco. **Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión.** Pág. 470.

Para sistemas con tensiones comparativamente bajas ha sido posible normalizar únicamente unos pocos niveles de aislamiento, en algunos casos sólo un valor para cada sistema de tensión, debido a que estos sistemas están bien establecidos, a que se dispone de una gran cantidad de experiencias en el comportamiento del sistema y a que el costo del aislamiento es comparativamente bajo. Para sistemas de tensiones más altas se ha incluido un gran número de niveles de aislamiento para un diseño económico, parcialmente debido a que estas tensiones son aplicadas tanto a sistemas grandes y bien establecidos como a sistemas pequeños y recientemente constituidos.

A continuación se describen los niveles de aislamientos normalizados por la IEC, de acuerdo con la clasificación por el nivel de tensión asignado y con las siguientes clasificaciones para aislamiento fase-fase y aislamiento longitudinal:

- Para aislamiento fase-fase, rango I, las tensiones fase-fase de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración e impulso atmosférico son iguales a las tensiones de soportabilidad fase-tierra respectivas (tabla II). Los valores en paréntesis, sin embargo, pueden ser insuficientes para probar que las tensiones de soportabilidad requeridas se cumplen y podría ser necesario realiza pruebas de soportabilidad fase-fase adicionales
- Para aislamiento fase-fase, rango II, la tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico es igual al impulso atmosférico fase-tierra

- Para aislamiento longitudinal, rango I, las tensiones de soportabilidad normalizadas a frecuencia industrial de corta duración y al impulso atmosférico son iguales a las respectivas tensiones de soportabilidad fase-tierra

- Para aislamiento longitudinal, rango II, el componente del impulso de maniobra normalizado de la tensión de soportabilidad combinada está dado en la tabla III, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta igual a $\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$, y el componente normalizado del impulso atmosférico de la tensión de soportabilidad combinada es igual a la respectiva tensión de soportabilidad fase-tierra, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta igual a $0.7U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}$

Se requieren únicamente dos tensiones de soportabilidad normalizadas para definir el nivel de aislamiento del equipo:

- Para equipo en rango I:
 - La tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico, y
 - La tensión de soportabilidad normalizada a frecuencia industrial de corta duración

- Para equipo en rango II:
 - La tensión de soportabilidad normalizada al impulso de maniobra, y
 - La tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico

1.4. Tipos de sobretensiones

El cálculo o estimación de las sobretensiones a las que puede ser sometido cualquier equipo es de vital importancia en el diseño de redes eléctricas, ya que son estas solicitaciones las que servirán para escoger el nivel de aislamiento y las protecciones de los equipos. Un estudio completo de sobretensiones debe tener como objetivos:

- Establecer el origen y el tipo de sobretensiones que es necesario determinar para una selección adecuada de los aislamientos y de los medios de protección
- Determinar la distribución estadística de aquellas sobretensiones que serán empleadas en la selección de los aislamientos

Una clasificación más completa de las sobretensiones se basan en las principales características con las que se presenta el proceso transitorio: valor pico, duración y frecuencia o rango de frecuencias en el proceso transitorio, si este es oscilatorio, o el tiempo al valor pico si el proceso transitorio es unidireccional. De acuerdo con esto se pueden distinguir las siguientes categorías:

- a) Tensiones continuas (frecuencia industrial), originadas por la operación del sistema en condiciones normales

- b) Sobretensiones temporales, son de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos), y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación, pueden originarse por fallas, maniobras tales como rechazo de carga, condiciones de resonancia, no linealidades (ferrorresonancias) o por la combinación de éstas

- c) Sobretensiones de frente lento, son generalmente originadas por maniobras, tienen una corta duración (pocos milisegundos) y se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 kHz, pueden originarse por fallas o por descargas atmosféricas directas sobre los conductores de las líneas aéreas

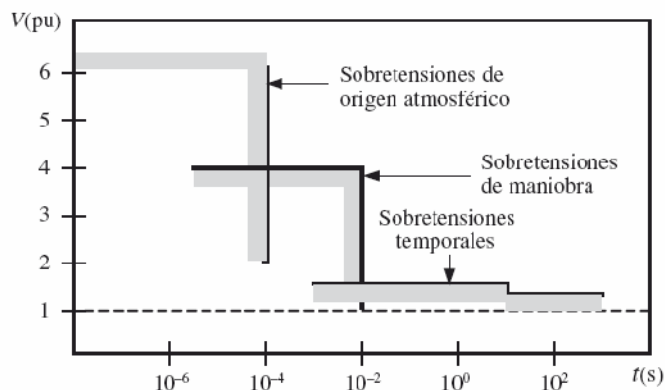
- d) Sobretensiones de frente rápido, son generalmente causadas por el rayo, son de duración muy corta y de amplitud muy superior a la tensión pico nominal, pueden originarse por maniobras, descargas atmosféricas o fallas

- e) Sobretensiones de frente muy rápido, se originan generalmente con fallas y maniobras en subestaciones de SF₆, su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente superior a 1 MHz

- f) Sobretensiones combinadas, pueden tener algún origen de los mencionados anteriormente. Ocurren entre las fases del sistema (fase-fase) o en la misma fase entre partes separadas del sistema (longitudinal)

La figura 1 muestra una relación entre el tipo de sobretensiones, la duración y el orden de magnitud que puede alcanzar el valor pico.

Figura 1. Clasificación de sobretensiones



Fuente: Juan Antonio Martínez Velasco. **Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión.** Pág. 4.

Aunque las causas de las sobretensiones son muchas, así como los parámetros y variables que intervienen en cada categoría, es posible distinguir unos pocos parámetros cuya influencia será decisiva en la mayoría de casos:

- a) Valor pico: además de la tensión nominal de la red, que siempre será una referencia, el valor máximo de una sobretensión dependerá de ciertos factores, según sea la causa u origen:
- En sobretensiones temporales y de frente lento originadas por una falla o maniobra influirán el instante en el que se inicia el proceso transitorio, la carga atrapada en el lado del consumo en caso de maniobra, el amortiguamiento que introducen los distintos equipos de la red, y en algunos casos (maniobras de líneas y cables en vacío) los coeficientes de reflexión
 - En sobretensiones de frente rápido o muy rápido originadas por una maniobra, además de las causas mencionadas anteriormente, habrá que añadir las impedancias características de los componentes que intervienen en el proceso transitorio

- En sobretensiones de frente rápido o muy rápido provocadas por una descarga atmosférica influirán las impedancias características de líneas, cables y otros equipos, los coeficientes de reflexión en puntos cercanos al punto de impacto, y el instante de impacto de la descarga

b) Frecuencia de las oscilaciones: las frecuencias que aparecerán en sobretensiones oscilatorias serán debidas a la frecuencia de las fuentes que alimentan la red, las frecuencias naturales que pueden originarse entre los distintos equipos, o la longitud de líneas, cables o conductos para los cuales el modelo matemático incluya una representación con parámetros distribuidos. La frecuencia natural de un circuito es el resultado de intercambio de energía entre el campo eléctrico y el campo magnético, y depende de los valores de sus parámetros no disipativos (L y C):

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{L \times C}}$$

(Ec. 1.1)

En el caso de una línea o cable, la frecuencia de las oscilaciones originadas por reflexiones de ondas entre sus extremos vendrá dada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{1}{4\tau}$$

(Ec. 1.2)

Siendo τ el tiempo de propagación en la línea, cable o conducto. Si la sobretensión es unidireccional (no oscilatoria) y originada por un rayo, el tiempo de pico dependerá fundamentalmente del tiempo de pico de la descarga atmosférica, y será del orden de microsegundos.

- c) Duración: la duración de una sobretensión dependerá fundamentalmente de dos factores, la causa y el amortiguamiento que introducen los equipos de la red

La norma IEC 60071-1 establece la clasificación de sobretensiones de acuerdo con una forma de onda y una duración normalizadas. Se puede comprobar que están divididas en dos grupos:

- a) Sobretensión de baja frecuencia: es de larga duración y se origina con una frecuencia igual o próxima a la de operación. Este tipo de sobretensiones se subdivide a su vez en:

- Tensión permanente a frecuencia industrial: tensión a frecuencia de operación de la red, con un valor eficaz constante, y aplicada permanentemente
- Sobretensión temporal: sobretensión de frecuencia industrial y duración relativamente larga. Una sobretensión de este tipo puede ser amortiguada o débilmente amortiguada. Dependiendo de la causa, su frecuencia puede ser distinta o igual a la frecuencia de operación de la red

- b) Sobretensión transitoria: es de corta duración (algunos milisegundos), oscilatoria o unidireccional, y generalmente muy amortiguada. Una sobretensión transitoria puede estar seguida por una sobretensión temporal; en tal caso ambas sobretensiones se analizan como sucesos separados. Las sobretensiones transitorias se dividen a su vez en:

- Sobretensiones de frente lento: generalmente oscilatoria, con un tiempo de subida hasta el valor pico, T_p , comprendido entre 20 y 5000 μs , y con un tiempo de cola, T_2 , igual o inferior a 20 ms
- Sobretensión de frente rápido: Generalmente unidireccional, con un tiempo de subida hasta el valor pico, T_1 , comprendido entre 0.1 y 20 μs , y con un tiempo de cola, T_2 , igual o inferior a 300 μs
- Sobretensión de frente muy rápido: generalmente oscilatoria, con un tiempo de subida hasta el valor de pico, T_f , inferior a 0.1 μs , una duración total inferior a 3 ms, y con oscilaciones superpuestas de frecuencias comprendidas entre 30 kHz y 100 MHz

La tabla IV presenta un resumen de las características más importantes de cada tipo de sobretensión.

Tabla IV. Tipos y formas de sobretensiones, formas de onda normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada

TIPO	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de onda de tensiones y sobretensiones					
Gamas de formas de onda de tensiones y sobretensiones	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Ensayo de tensión soportada normalizada	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ T_1 *)	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_1 = 2.500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*)
	*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo	*)

Nota:

- Tomada de IEC 60071-1 (2006)

- *) A especificar por el comité de producto concerniente.

Fuente: Juan Antonio Martínez Velasco. **Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión.** Pág. 7.

1.4.1. Sobretensiones externas

La primera clasificación de las sobretensiones se basa en el origen, ya que la causa puede ser interna o externa a la red. Las sobretensiones de origen externo, es decir debidas a causas ajenas al sistema, son originadas principalmente por el impacto de un rayo y son conocidas también como sobretensiones atmosféricas.

1.4.2. Sobretensiones internas

Las sobretensiones de origen interno son causadas en el propio sistema, y se dividen en sobretensiones temporales y de maniobra. Estas últimas son causadas por operaciones de cierre y apertura de interruptores o seccionadores, lo que en general provoca un proceso transitorio que puede terminar originando no sólo sobretensiones sino también sobreintensidades.

1.4.3. Tensiones continuas

Bajo condiciones de operación normal, la tensión a frecuencia industrial puede variar en el tiempo y ser diferente de un punto a otro del sistema. Sin embargo, para propósitos de diseño y coordinación de aislamiento, la tensión representativa a frecuencia industrial será considerada como constante e igual a la tensión máxima del sistema. En la práctica, para sistemas con tensión hasta de 72.5 kV, la tensión máxima del sistema, U_s , puede ser sustancialmente menor que la tensión máxima del equipo, U_m , mientras que para tensiones mayores, ambos valores tienden a ser iguales.

1.4.4. Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son caracterizadas por su amplitud, su forma de onda y su duración. Todos los parámetros dependen del origen de las sobretensiones y sus amplitudes y sus formas de onda pueden cambiar inclusive, mientras exista la sobretensión.

Para propósitos de la coordinación de aislamiento, se considera que la sobretensión temporal representativa tiene la forma de la tensión normalizada a frecuencia industrial desde varios milisegundos a varios segundos. Su amplitud puede ser definida por un valor (el máximo asumido), un grupo de valores pico o una distribución estadística completa de valores pico. La amplitud seleccionada para la sobretensión temporal representativa debe tener en cuenta:

- La amplitud y duración de la sobretensión real en servicio
- La característica amplitud/duración de la soportabilidad a la frecuencia industrial del aislamiento considerado

Si la última característica no es conocida, a manera de simplificación puede tomarse la amplitud igual a la sobretensión máxima real con una duración menor de 1 minuto en servicio, y la duración puede tomarse como 1 minuto.

En casos particulares, puede adoptarse un procedimiento de coordinación estadístico describiendo la sobretensión temporal representativa por una distribución de frecuencias amplitud/duración de sobretensiones temporales esperadas en servicio.

1.4.4.1. Fallas a tierra

Una falla fase a tierra puede producir sobretensiones fase a tierra que afectan las fases sanas. Las sobretensiones temporales entre fases o a través de aislamientos longitudinales normalmente no aparecen. La forma de la sobretensión es la de una tensión a frecuencia industrial.

La amplitud de las sobretensiones depende del nivel de puesta a tierra del neutro del sistema y de la localización de la falla. La duración de la sobretensión corresponde a la duración de la falla (hasta el despeje de la falla). En sistemas con neutro aterrizado generalmente este tiempo es menor a 1 s. En sistemas con puesta a tierra resonante con despeje de falla el tiempo es menor que 10 s. En sistemas sin despeje de falla a tierra, la duración puede ser de varias horas.

1.4.4.2. Rechazo de carga

Las sobretensiones temporales de fase a tierra y longitudinales debidas a rechazo de carga dependen de la carga rechazada, de la disposición del sistema después de la desconexión y de las características de las fuentes (nivel de cortocircuito en la subestación, velocidad y regulación de tensión de los generadores, etc.).

El aumento en las tres tensiones fase a tierra es idéntico y, por tanto, aparecen las mismas sobretensiones relativas fase-tierra y fase-fase. Este aumento puede ser especialmente importante en el caso de rechazo de carga en el extremo remoto de una línea larga (efecto Ferranti) y puede afectar principalmente los equipos de la subestación conectados en el lado de la fuente en el extremo remoto del interruptor abierto.

Las sobretensiones temporales longitudinales dependen de la diferencia entre los ángulos de fase después de la separación de las redes, el peor caso sería la oposición de fase.

En el análisis de sobretensiones temporales, se recomienda que se tengan en cuenta las siguientes recomendaciones (donde la tensión de referencia 1.0 p.u. es igual a $\sqrt{2}U_s/\sqrt{3}$):

- En caso de un rechazo de carga total en sistemas moderadamente grandes las sobretensiones fase a tierra son usualmente menores de 1.2 p.u. La duración de la sobretensión depende de la operación del equipo de control de tensión y puede permanecer por varios minutos
- En sistemas grandes, después de un rechazo de carga total, las sobretensiones de fase a tierra pueden alcanzar 1.5 p.u. o aún más cuando hay efecto Ferranti o resonancias. Su duración puede ser del orden de varios segundos
- Si en el lado rechazado hay sólo cargas estáticas, la sobretensión temporal longitudinal normalmente es igual a la sobretensión fase a tierra. En sistemas con motores o generadores en el lado del rechazo, una separación en la red puede ocasionar una sobretensión temporal longitudinal compuesta de dos sobretensiones fase a tierra en oposición de fase, cuya amplitud máxima es normalmente menor a 2.5 p.u. (pueden encontrarse valores más grandes para casos excepcionales tales como en sistemas de alta tensión bastante extensos)

1.4.4.3. Resonancia y ferorrresonancia

Las sobretensiones temporales debidas a estas causas surgen generalmente cuando se energizan circuitos con elementos muy capacitivos (líneas, cables, compensaciones serie) y elementos inductivos (transformadores, reactores en derivación) teniendo características de magnetización no lineales, o como resultado de un rechazo de carga.

Las sobretensiones temporales debidas al fenómeno de resonancia alcanzan valores extremadamente altos, los cuales deben ser prevenidos o limitados. Por esto mismo, no deben ser considerados como base para la selección de la tensión asignada de los pararrayos o para el diseño del aislamiento a no ser que las medidas remediales no sean suficientes.

1.4.4.4. Sobretensiones longitudinales durante sincronización

Las sobretensiones temporales longitudinales representativas son obtenidas a partir de la sobretensión esperada en servicio, la cual tiene una amplitud igual a dos veces la tensión de servicio fase-tierra y una duración de varios segundos a algunos minutos.

Además, cuando la sincronización es frecuente, se debe considerar la probabilidad de ocurrencia de una falla a tierra y su sobretensión consecuente. En tales casos, la amplitud de la sobretensión representativa es la suma de la sobretensión máxima asumida por falla a tierra en un terminal y la tensión continua de operación en oposición de fase en el otro terminal.

1.4.4.5. Combinaciones de sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales de diferentes orígenes se deben analizar suponiendo su probabilidad de ocurrencia simultánea. Tales combinaciones pueden llevar a especificaciones más altas para los pararrayos y consecuentemente a niveles de protección y de aislamiento más altos; esto es técnica y económicamente justificable sólo si la probabilidad de ocurrencia simultánea es lo suficientemente alta.

1.4.5. Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento tienen frentes de duración desde algunas decenas de microsegundos hasta miles de microsegundos y duraciones de cola del mismo orden y son oscilatorias por naturaleza. Ellas son ocasionadas generalmente por:

- Energización y recierres de línea
- Fallas y despejes de fallas
- Rechazo de carga
- Interrupción de corrientes capacitivas o inductivas
- Descargas atmosféricas distantes sobre un conductor de una línea aérea

El esfuerzo de tensión representativo está caracterizado por:

- Una forma de onda de tensión representativa
- Una amplitud representativa la cual puede ser una sobretensión máxima asumida o una distribución probabilística de las amplitudes de sobretensión

La forma de onda de tensión representativa es la normalizada al impulso de maniobra (tiempo de pico 250 μs , y tiempo a la mitad de la cola 2500 μs). La amplitud representativa es la amplitud de la sobretensión considerada independientemente de su tiempo de pico real. Sin embargo, en algunos sistemas en el rango II, pueden producirse algunas sobretensiones con frentes de onda muy largos y la amplitud representativa puede ser considerada teniendo en cuenta la influencia de la duración del frente sobre la resistencia dieléctrica del aislamiento.

La distribución probabilística de las sobretensiones sin la operación de pararrayos se caracteriza por el valor del 2%, su desviación y su valor de truncamiento. Aunque no es perfectamente válido, la distribución de probabilidad puede ser aproximada por una distribución Gaussiana entre el valor del 50% y el valor de truncamiento encima del cual se asume que no existen valores. Alternativamente, se puede usar una distribución *Weibull* modificada.

El valor asumido máximo de la sobretensión representativa es igual al valor de truncamiento de las sobretensiones o igual al nivel de protección al impulso de maniobra del pararrayos, cualquiera sea el valor más bajo.

1.4.5.1. Sobretensiones debidas a energización y recierres de líneas

El recierre o la energización trifásica de una línea produce sobretensiones de maniobra en las tres fases de la línea. Por lo tanto, cada operación de maniobra produce tres sobretensiones fases-tierra y, correspondientemente, tres sobretensiones fase-fase.

En la evaluación de las sobretensiones para aplicaciones prácticas, se han realizado muchas simplificaciones. Con respecto al número de sobretensiones por operación de maniobra, se utilizan dos métodos:

- **Método del valor pico por fase:** para cada operación de maniobra se incluye en la distribución de probabilidad de sobretensiones, el valor pico más alto de la sobretensión entre cada fase y la tierra o entre cada combinación de fases, o sea que cada operación contribuye con tres valores picos a la distribución de probabilidad representativa de sobretensiones. Se asume que esta distribución es igual para cada uno de los tres aislamientos involucrados en cada tipo de aislamiento, fase-tierra, fase-fase o longitudinal

- **Método del valor pico por caso:** para cada operación de maniobra se incluye en la distribución de probabilidad de sobretensiones el valor pico más alto de las sobretensiones entre las tres fases y la tierra o entre las tres fases, o sea que cada operación contribuye con un valor a la distribución representativa de sobretensiones. Esta distribución es entonces aplicable a un aislamiento en cada tipo

Las amplitudes de las sobretensiones debidas a la energización de la línea dependen de muchos valores, incluyendo el tipo de interruptor (resistencia de pre-inserción o no), naturaleza y potencia de corto circuito de la barra de la cual se está energizando la línea, la naturaleza de la compensación usada y la longitud de la línea energizada, tipo de la terminación de la línea (abierta, transformador, pararrayos), etc.

Los recierres trifásicos pueden generar altas sobretensiones de frente lento debido a cargas que permanecen energizadas desde la línea recerrada. En el tiempo de recierre, la amplitud de la sobretensión que permanece en la línea (debido a la carga energizada) puede ser tan alta como el pico de la sobretensión pico. La descarga de la carga energizada depende del equipo que permanece conectado a la línea, de la conductividad de la superficie del aislador, o de las condiciones de corona del conductor y del tiempo de recierre.

En sistemas normales el recierre monofásico no genera sobretensiones más altas que las de energización. Sin embargo, para líneas en las cuales el efecto Ferranti puede ser significativo, el recierre monofásico puede ocasionar sobretensiones más altas que en la energización trifásica.

La correcta distribución de probabilidades de las amplitudes de las sobretensiones puede ser obtenida únicamente de una cuidadosa simulación de las operaciones de maniobra por medio de computadores digitales, analizadores transitorios, etc. Todas las consideraciones relacionadas con las sobretensiones son en el extremo abierto de la línea (extremo que recibe). Las sobretensiones en el extremo que envía pueden ser sustancialmente más pequeñas que las del extremo abierto.

1.4.5.2. Sobretensiones por fallas y despeje de fallas

Las sobretensiones de frente lento son generadas en el inicio y en el despeje de una falla por el cambio de la tensión de operación a sobretensión temporal en las fases sanas y el retorno de un valor cercano a cero de la tensión de operación en la fase fallada. Ambos orígenes causan únicamente sobretensiones entre fase y tierra. Las sobretensiones entre fases pueden ser despreciadas.

En el rango I, las sobretensiones causadas por fallas a tierra deberán ser consideradas para sistemas con neutros de transformadores aislados o con tierra resonante en los cuales el factor de falla a tierra es aproximadamente igual a $\sqrt{3}$. Para estos sistemas la coordinación de aislamiento puede estar basada en la sobretensión máxima asumida y no es necesario considerar la probabilidad de ocurrencia de amplitudes de sobretensión.

En el rango II, cuando las sobretensiones debidas a la energización de la línea o reenergización son limitadas a valores por debajo de 2 p.u., las sobretensiones de despeje de falla y falla requieren un cuidadoso examen si ellas no son limitadas al mismo valor.

1.4.5.3. Sobretensiones debidas a rechazo de carga

Las sobretensiones de frente lento debidas a rechazo de carga sólo tienen importancia en sistemas de rango II en los cuales las sobretensiones de energización y reenergización son limitadas a valores por debajo de 2 p.u. En estos casos, deben ser examinadas, especialmente cuando involucran transformadores de generación o líneas de transmisión largas.

1.4.5.4. Sobretensiones debidas a maniobras de corrientes inductivas y capacitivas

La maniobra de corrientes inductivas o capacitivas puede dar lugar a sobretensiones, las cuales pueden requerir atención. En particular, se deben analizar las siguientes maniobras de operación:

- Interrupción de la corriente de arranque de motores

- Interrupción de corrientes inductivas, por ejemplo cuando se interrumpe la corriente de magnetización de un transformador o cuando se desconecta un reactor
- Maniobra y operación de hornos de arco y sus transformadores, los cuales pueden llevar a cortes de corriente
- Maniobra de cables sin carga y de bancos de capacitores
- Interrupción de corrientes por fusibles de alta tensión

La reconexión de interruptores debidos a la extinción de corrientes capacitivas (desconexión de líneas sin carga, cables o bancos de capacitores) pueden generar sobretensiones peligrosas y se deben usar interruptores sin reconexión. Además, cuando se energizan bancos de capacitores, en particular bancos no puestos a tierra, se deberá tener cuidado de valorar las sobretensiones fase-fase.

1.4.5.5. Sobretensiones por descargas atmosféricas de frente lento

En sistemas con líneas largas (más largas de 100 km), las sobretensiones atmosféricas de frente lento son originadas por descargas atmosféricas directas sobre los conductores de fase, cuando la corriente del rayo es tan baja que no causa flameo en el aislamiento de la línea y cuando la descarga ocurre a una distancia suficiente para producir un frente lento.

Como las corrientes de descarga atmosférica tienen tiempos de mitad de onda que raramente exceden los 200 μ s, no ocurren sobretensiones con gran amplitud y tiempos de pico críticos para el aislamiento. Por lo anterior, las sobretensiones atmosféricas de frente lento son de menor importancia para la coordinación de aislamiento normalmente y son despreciadas.

1.4.6. Sobretensiones de frente rápido

1.4.6.1. Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre líneas aéreas

Las sobretensiones atmosféricas son causadas por descargas directas en los conductores de fase o por flameos inversos, o son inducidas por descargas atmosféricas a tierra cerca de la línea. Las sobretensiones atmosféricas inducidas, generalmente causan sobretensiones por debajo de 400 kV en la línea aérea y son, por lo tanto, de importancia únicamente para sistemas con tensión más baja. Debido a la alta soportabilidad del aislamiento, los flameos inversos son menos probables en rango II que en rango I y son raros en sistemas de 500 kV y más. La forma de tensión representativa de la sobretensión atmosférica es el impulso atmosférico estándar (1.2/50 μ s). La amplitud representativa es dada, ya sea por un máximo asumido o por una distribución probabilística de valores pico usualmente expresada como el valor pico en función de la tasa de retorno de la sobretensión.

1.4.6.2. Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre las subestaciones

Las sobretensiones atmosféricas en subestaciones y sus valores de ocurrencia dependen de:

- El desempeño ante descargas atmosféricas de las líneas aéreas conectadas a la subestación
- La disposición de la subestación, dimensiones físicas y en particular el número de líneas conectadas a ésta
- El valor instantáneo de la tensión de operación (en el momento de la descarga)

La severidad de las sobretensiones atmosféricas para los equipos de la subestación, está determinada por la combinación de los tres factores anteriores y se requieren varias etapas para asegurar una adecuada protección. Las amplitudes de las sobretensiones (sin limitación de pararrayos) son usualmente muy altas para basar la coordinación de aislamiento en estos valores. En algunos casos, sin embargo, en particular con cables que se conectada las subestaciones, la autoprotección provista por la baja impedancia de los cables puede reducir las amplitudes de las sobretensiones atmosféricas a valores suficientemente bajos.

Para los aislamientos fase-fase y longitudinal, debe considerarse el valor instantáneo de tensión a frecuencia industrial en los terminales opuestos. Para el aislamiento fase-fase se puede asumir que los efectos de la tensión a frecuencia industrial y el acoplamiento entre conductores en líneas aéreas se cancelan y el terminal opuesto puede considerarse como aterrizado. Para el aislamiento longitudinal, tales efectos de cancelación no existen y la tensión a frecuencia industrial debe ser tenida en cuenta.

1.4.6.3. Sobretensiones debidas a operaciones de maniobra y fallas

Las sobretensiones de maniobra de frente rápido ocurren cuando los equipos se conectan o desconectan del sistema por medio de conexiones cortas principalmente dentro de las subestaciones. Las sobretensiones de frente rápido también pueden ocurrir cuando flamean los aislamientos externos. Tales eventos pueden causar esfuerzos particularmente severos en aislamientos internos cercanos.

Aunque en general se trata de fenómenos oscilatorios, para propósitos de coordinación de aislamiento puede considerarse que la forma de la sobretensión representativa corresponde al impulso atmosférico estándar (1,2/50 μ s). Sin embargo, se deberá tener atención especial en los equipos con arrollamientos debido a los altos esfuerzos entre espiras.

El máximo pico de sobretensión depende del tipo y comportamiento del equipo de maniobra. Como los valores pico de sobretensión son usualmente más pequeños que los debidos a descargas atmosféricas, su importancia es restringida a casos especiales. Por lo tanto, es técnicamente justificado caracterizar la amplitud de la sobretensión representativa por el máximo de los siguientes valores (en p.u. de $\sqrt{2}U_s/\sqrt{3}$):

- Maniobra de interruptores sin reconexión: 2 p.u.

- Maniobra de interruptores con reconexión: 3 p.u.

Cuando se maniobran cargas reactivas, algunos tipos de interruptores de media tensión pueden producir interrupciones múltiples de la corriente transitoria lo que puede ocasionar sobretensiones hasta de 6 p.u., a menos que se tomen medidas de protección adecuadas.

— Maniobra de seccionador: 3 p.u.

Como es altamente improbable la ocurrencia de sobretensiones de maniobra de frente rápido en más de una fase, se puede asumir que no existen sobretensiones fase-fase más altas que las sobretensiones fase-tierra. Por lo anterior, los valores máximos asumidos previamente pueden ser usados para chequear la importancia de tales sobretensiones. Si ellas determinan la tensión de soportabilidad al impulso atmosférico, se recomienda realizar estudios más detallados.

1.4.7. Sobretensiones de frente muy rápido

Las sobretensiones de frente muy rápido se originan por la operación de los seccionadores o por fallas internas en las subestaciones aisladas en gas, debidas al rápido flameo del gas y a la posterior propagación poco amortiguada en el interior de la subestación aislada en gas. Su amplitud es rápidamente amortiguada una vez sale de la subestación aislada en gas, por ejemplo en los bujes terminales, y su tiempo de frente se incrementa en el rango correspondiente a las sobretensiones de frente rápido. Pueden ocurrir, también, sobretensiones de frente muy rápido en transformadores de media tensión, tipo seco, con conexiones cortas a los interruptores.

La forma de la sobretensión se caracteriza por un rápido incremento de la tensión cerca de su valor de pico resultando un tiempo de frente por debajo de $0.1 \mu\text{s}$. Para operaciones de seccionadores este frente es seguido generalmente por una oscilación con frecuencias por encima de 1 MHz. La duración de las sobretensiones de frente muy rápido es menor de 3 ms, pero estas pueden ocurrir varias veces. La amplitud de la sobretensión depende de la construcción del seccionador y de la configuración de la subestación. Puede estimarse que es posible limitar las amplitudes máximas a 2.5 p.u. Estas sobretensiones pueden crear sobretensiones elevadas en los transformadores directamente conectados.

Debido a fallas internas dentro de la subestación aislada en gas, los equipos conectados son sometidos a esfuerzos debidos a las sobretensiones. La forma y la amplitud de la sobretensión dependen del tipo de conexión del equipo a la subestación aislada en gas y de la localización de la falla en la subestación aislada en gas. Las sobretensiones tienen amplitudes hasta de 1.6 veces las tensiones de apertura y tienen frecuencias de hasta 20 MHz en la subestación.

En los terminales de los equipos conectados con líneas aéreas cortas a subestaciones aisladas en gas, las oscilaciones de las sobretensiones muestran frecuencias en el rango de 0.2 MHz a 2.0 MHz y amplitudes hasta de 1.5 veces la tensión de flameo. En este caso es posible proteger el equipo con pararrayos. Sin embargo, la frecuencia de las sobretensiones puede aún causar esfuerzos internos altos en los devanados del transformador debido a resonancias en los mismos.

La sobretensión representativa no puede ser establecida ya que no existen normalizaciones adecuadas en el presente. Se considera, sin embargo, que las sobretensiones de frente muy rápido no tienen influencia en la selección de las tensiones nominales de soportabilidad.

2. CONCEPTOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

2.1. Procedimiento de coordinación de aislamiento

El objetivo de la coordinación de aislamiento es la selección de un conjunto de tensiones soportadas normalizadas y la determinación de las distancias en el aire de forma que los equipos puedan soportar los esfuerzos dieléctricos a los que serán sometidos.

Un procedimiento de coordinación de aislamiento debe tener en cuenta los factores que influyen en la soportabilidad del aislamiento: la polaridad de las sobretensiones, la forma de las ondas de sobretensión, el tipo de aislamiento, las condiciones atmosféricas (en caso de aislamiento externo) y finalmente el estado físico que pueden llegar a tener los equipos.

El procedimiento propuesto en la norma UNE-EN 60071-2 consiste en seleccionar el nivel de aislamiento normalizado y determinar las distancias en el aire, a partir de las tensiones (o sobretensiones) representativas y de los factores que influyen en la soportabilidad del aislamiento.

El método de coordinación de aislamiento a aplicar dependerá de la información disponible sobre las tensiones representativas. En los dos siguientes apartados se detallan los principios de los métodos de coordinación de aislamiento y los pasos a seguir en el procedimiento propuesto por la CEI (Comisión Electrotécnica Internacional).

2.2. Métodos de coordinación de aislamiento

Se pueden distinguir dos métodos de coordinación de aislamiento, determinista y estadístico. La aplicación de uno u otro método dependerá de la información disponible sobre el sistema o instalación a estudiar y de la información que es posible estimar sobre las tensiones representativas.

Las sobretensiones que se originan en una red eléctrica de alta tensión, fundamentalmente las causadas por maniobras y por descargas atmosféricas, tienen carácter estadístico, y se suelen caracterizar, mediante una función de densidad probabilidad.

También el comportamiento del aislamiento bajo condiciones normalizadas tiene carácter aleatorio y se puede caracterizar mediante una distribución estadística normal o gaussiana, aunque en este caso es normal que se utilice la función de distribución acumulada, es decir la probabilidad de que el aislamiento falle cuando el valor de cresta de la onda de tensión normalizada que se aplica supera un determinado valor. Se suele emplear esta forma de caracterizar el aislamiento cuando éste es autorregenerable, mientras que para aislamiento no autorregenerable se suele suponer un único valor frontera, que separa la zona de falla de la zona de supervivencia.

El método de coordinación estadístico se puede aplicar cuando es posible obtener la función de densidad de probabilidad de las sobretensiones representativas, que serán empleadas en la selección del aislamiento. A partir de la distribución estadística de las sobretensiones y de la función de probabilidad de falla del aislamiento, es posible obtener el riesgo o frecuencia de falla de un equipo frente a un determinado tipo de esfuerzo dieléctrico.

Esto permite seleccionar y dimensionar el aislamiento de forma que la frecuencia de falla se halle dentro de los límites aceptables.

El método determinista, también conocido como convencional, se aplica cuando no es posible conocer la distribución estadística de las sobretensiones. Con este método, la selección del aislamiento se puede realizar de forma que este soporte la máxima sobretensión representativa que se puede originar. En la práctica, se suele distinguir entre aislamiento autorregenerable y aislamiento no autorregenerable. En el primer caso, aislamiento autorregenerable, se suele utilizar como parámetro de diseño el valor U_{10} , es decir el valor de la tensión soportada con una probabilidad de falla del 10 por 100.

2.3. Coordinación de aislamiento en instalaciones

El primer paso a realizar es la determinación de la tensión nominal en los equipos o en la instalación a diseñar, teniendo en cuenta los niveles de protección proporcionados por los dispositivos de protección instalados y el valor máximo de la tensión de operación:

- Para instalaciones de la gama I se analizan las sobretensiones temporales y las de origen atmosférico
- Para instalaciones de la gama II se analizan las sobretensiones de frente lento y las de origen atmosférico

Se selecciona el nivel básico de aislamiento, es decir, el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas están asociadas a la tensión de operación más elevada según la clasificación de la IEC.

Los objetivos de un estudio de coordinación de aislamiento serán distintos dependiendo del equipo a estudiar, del tipo de aislamiento a seleccionar y de las sobretensiones que influirán en esta selección. A continuación se detallan los objetivos, el tipo de cálculos que se ha de realizar y las sobretensiones que será necesario estimar en la coordinación de aislamiento de líneas aéreas de transporte y de subestaciones.

a) Líneas aéreas: la coordinación de aislamiento de una línea de transporte puede tener los siguientes objetivos:

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

El diseño de los cables de guarda y de la puesta a tierra vendrá impuesto por las sobretensiones causadas por el rayo, mientras que el nivel de aislamiento a seleccionar dependerá de las sobretensiones por maniobra y las causadas por el rayo. El nivel de contaminación puede ser decisivo en la selección de aisladores. Finalmente, la instalación de pararrayos dependerá de las sobretensiones por maniobra y por descargas atmosféricas, así como de la puesta a tierra que se pueda conseguir, según el tipo de terreno en el que se instala la línea. La selección de los valores nominales de los pararrayos dependerá de la máxima tensión permanente a frecuencia industrial y de las sobretensiones temporales que se puedan originar en la línea.

El flameo de una línea aérea puede ser originada por sobretensiones de maniobra o de origen atmosférico. Como criterios de diseño se han de fijar el número de flameos causados por el rayo por km y año, y el número medio de operaciones de maniobra que se han de realizar para obtener un flameo.

b) Subestaciones: el estudio de coordinación de una subestación puede ser más complejo debido al número y al tipo de componentes que es necesario considerar. En general, los objetivos del estudio, para subestaciones de cualquier gama, pueden ser los siguientes:

- Seleccionar el nivel de aislamiento normalizado para todos los equipos de la subestación
- Diseñar los cables de guarda (tipo, número, localización) que han de proteger los equipos frente a descargas atmosféricas
- Determinar las distancias en el aire, básicamente distancias entre fase y tierra, y entre fases

- Decidir si será necesario instalar pararrayos, y en caso afirmativo determinar su ubicación y sus valores nominales
- Decidir si será necesario instalar otros dispositivos de protección

Como en las líneas aéreas, el diseño del blindaje vendrá impuesto por las sobretensiones causadas por el rayo, mientras que el nivel de aislamiento a seleccionar dependerá de las sobretensiones por maniobra y las causadas por el rayo. Igualmente será necesario tener en cuenta el nivel de contaminación en la selección de aisladores. Tanto el número como la ubicación de los pararrayos vendrán impuestos por las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, mientras que la selección de sus valores nominales dependerá de la máxima tensión permanente a frecuencia industrial y de las sobretensiones temporales que se puedan originar en la subestación.

Las averías de los equipos de una subestación pueden ser provocadas, como en el caso de las líneas aéreas, por sobretensiones de maniobra y de origen atmosférico, aunque en una subestación también pueden ser debidas a ciertas sobretensiones temporales, como las originadas por una ferorrresonancia. El efecto de una avería en una subestación puede ser mucho más importante que en una línea aérea. Como criterio de diseño se suele utilizar el Tiempo Medio entre Fallas (que corresponde a las siglas en inglés MTBF, *Mean Time Between Failures*). El valor del MTBF dependerá de la tecnología empleada: para subestaciones blindadas de SF₆ (también conocidas como GIS, *Gas Insulated Substations*) se suele escoger un MTBF comprendido entre 300 y 1.000 años, mientras que en subestaciones con aislamiento externo el valor del MTBF estará entre 100 y 400 años.

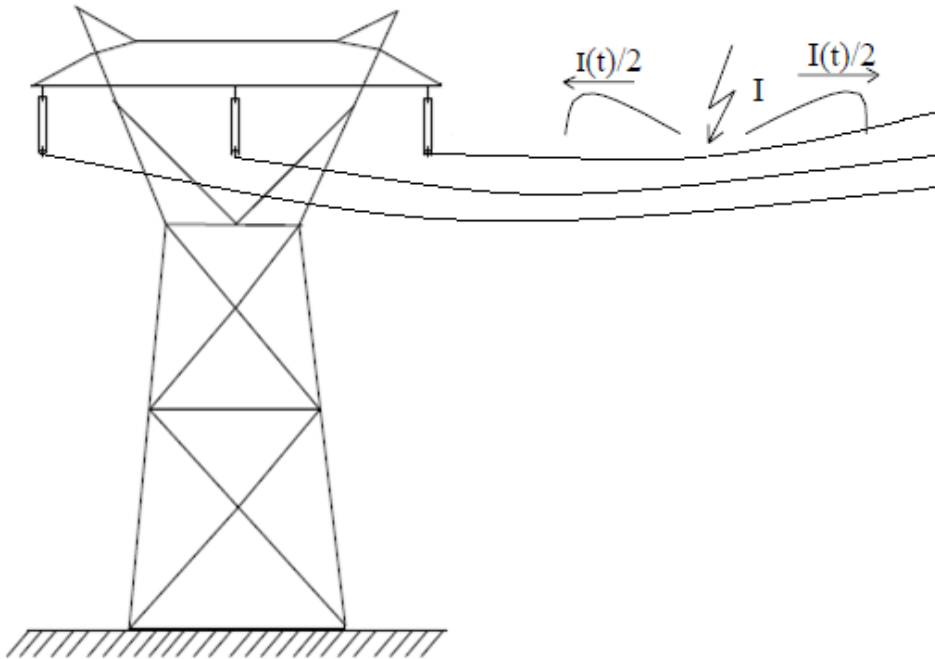
2.4. Coordinación de aislamiento de líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas

Las sobretensiones de origen atmosférico se pueden limitar mediante la instalación de cables de guarda que eviten el impacto directo de la descarga atmosférica en los equipos eléctricos. El diseño del blindaje se realiza mediante la aplicación del modelo electrogeométrico. Según este modelo, se puede asociar a cualquier cuerpo un radio de atracción para las descargas atmosféricas cuyo valor depende del valor pico de la corriente de las descargas.

2.4.1. Descarga atmosférica sobre el conductor de fase

La incidencia de rayos sobre un conductor de fase, puede darse por la ausencia de blindaje en la línea o bien porque el mismo es deficiente. Si el rayo cae sobre un conductor de fase se originan dos ondas de corriente que viajan en direcciones opuestas y de valor igual a la mitad de la corriente del rayo ($I/2$), como se muestra en la figura 2. Corriente que producen dos ondas de tensión cuya amplitud es función de la impedancia característica de la línea.

Figura 2. Descarga sobre el conductor de fase



Fuente: ilustración propia.

Esta tensión puede provocar fallas en las líneas o la interrupción del servicio eléctrico, se calcula como:

$$V_{\text{con}} = \frac{1}{2} I Z_c \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde, V_{con} (kV) es el voltaje de sobretensión en el conductor de fase, I (kA) es la corriente de rayo y Z_c (Ω) la impedancia característica del conductor de fase alcanzado por el rayo y se calcula con la expresión:

$$Z_c = 60 \ln \left(\frac{2h_m}{r_e} \right) \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde h_m (m) es la altura media del conductor entre estructuras (vano) y se calcula con las siguientes expresiones en función del tipo de terreno:

$$h_m = h_c - \frac{2}{3} f_c \quad \text{para terreno plano} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$h_m = h_c \quad \text{para terreno ondulado} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

$$h_m = 2 h_c \quad \text{para terreno montañoso} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde h_c (m) es la altura del conductor en la estructura o torre, f_c (m) la flecha del conductor de fase. De la misma manera:

$$r_e = R_h \sqrt[n]{n * r_s / R_h} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde r_e es el radio equivalente del conjunto o haz de conductores de fase (radio medio geométrico), n es el número de subconductores de fase, r_s radio de un subconductor y R_h el radio del grupo o haz de conductores de fase, la cual se calcula por la expresión:

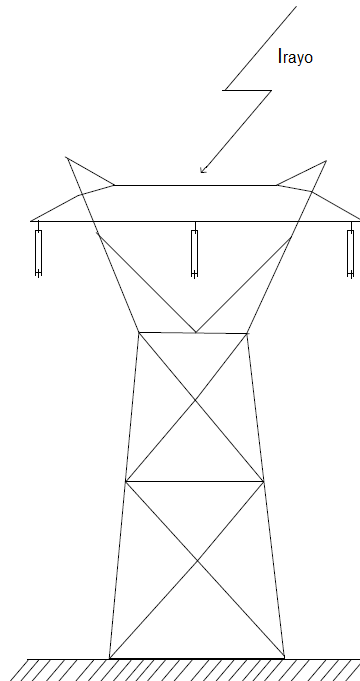
$$R_h = \frac{S}{2 \text{sen}(\pi/n)} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde S es la separación entre el haz de subconductores de fase.

2.4.2. Descarga atmosférica sobre la torre

Cuando un rayo cae sobre una estructura metálica, la corriente de rayo circula por ésta y a través del cable de puesta a tierra, como se muestra en la figura 3.

Figura 3. Descarga sobre la torre



Fuente: ilustración propia.

Así mismo, esta corriente genera una sobretensión en la estructura que es función de la intensidad de la descarga (I_{rayo}) y de la impedancia característica del conjunto torre e hilo de puesta a tierra (Z_T). La sobretensión se calcula por la siguiente expresión:

$$V_T = Z_T * I_{\text{rayo}}$$

(Ec. 2.8)

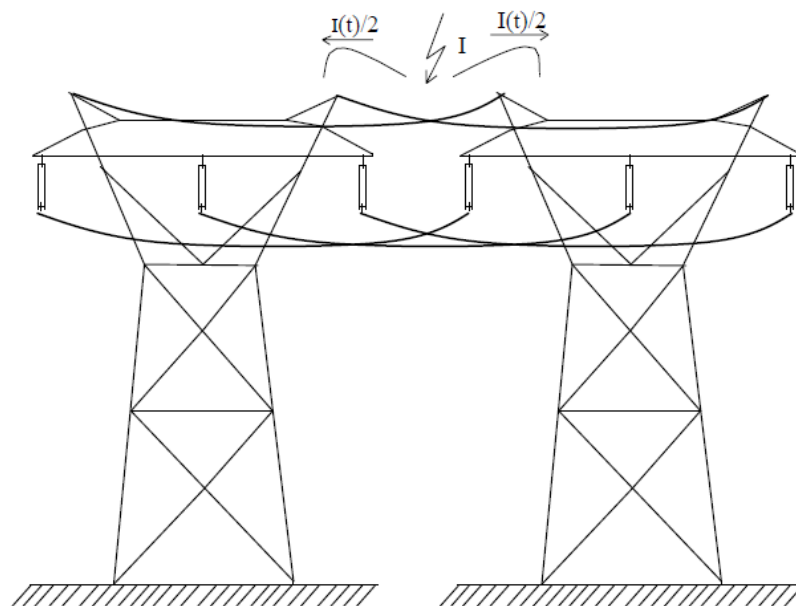
La impedancia característica tiene valores típicos que se encuentran dentro del rango de 150 a 300 Ohmios. Cuando se tienen cables de guarda esta tensión se calcula con la impedancia equivalente del conjunto torre-cables de guarda. Si esta sobre tensión es mayor que la tensión dieléctrica resistente, expresada como el nivel básico de aislamiento al impulso, entonces se presenta lo que se conoce como flameo inverso.

Un problema que se debe de tratar de minimizar es el de obtener una baja resistencia al pie de la torre. Es difícil obtener valores de resistencia al pie de la torre inferiores a 10 Ohmios, si consideramos las curvas de distribución de probabilidad de la intensidad de las corrientes producidas por las descargas electroatmosféricas, se produce un aumento de la probabilidad del flameo inverso, que puede ser elevada en líneas de 115, 138, y 230 kV y menores para líneas de 400kV debido a que en estas últimas es mayor la distancia que existe entre conductor- estructura.

2.4.3. Descarga atmosférica sobre el cable de guarda

Si un rayo cae sobre el cable de guarda, se originan también dos ondas de corriente $I(t)/2$ que viajan en sentidos opuestos hacia las estructuras y se descargan a través de ellas, como se muestra en la figura 4.

Figura 4. Descarga sobre el cable de guarda



Fuente: ilustración propia.

Esta corriente genera dos ondas de tensión en el hilo de guarda, y es función de la corriente de rayo y de la impedancia del hilo de guarda (Z_g), calculándose con la siguiente expresión:

$$V_g = \frac{1}{2} I Z_g \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde V_g es el voltaje del hilo de guarda y Z_g la impedancia característica del hilo de guarda. Esta impedancia se calcula con la expresión:

$$Z_g = 60 \ln \left(\frac{H_g}{r_g} \right) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde r_g el radio del hilo de guarda y H_g (m) es la altura media del cable de guarda entre estructuras (vano) y se calcula con las siguientes expresiones en función del tipo de terreno:

$$H_g = h_g - \frac{2}{3} f_g \quad \text{para terreno plano} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

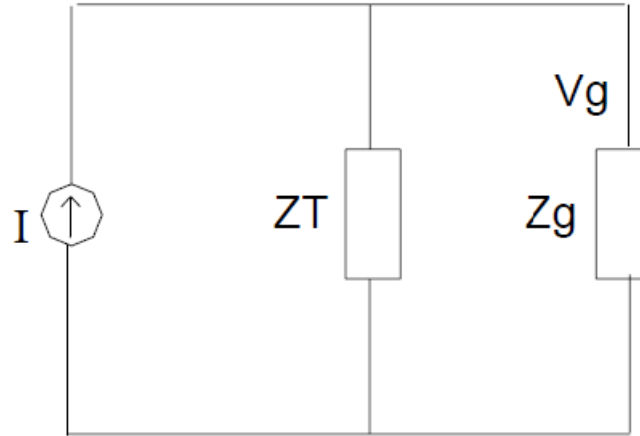
$$H_g = h_g \quad \text{para terreno ondulado} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$H_g = 2 h_g \quad \text{para terreno montañoso} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde h_g (m) es la altura del cable de guarda en la estructura o torre, f_g (m) la flecha del cable de guarda.

Por otra parte, cuando se da la descarga en los cables de guarda, una parte de la corriente pasa a través de la torre (Z_T), formando un circuito cerrado como se muestra en el circuito equivalente de la figura 5. De igual manera, cuando se tienen dos cables de guarda en la estructura, la impedancia característica de los hilos de guarda es equivalente a $Z_g/2$.

Figura 5. Circuito equivalente de la descarga sobre el cable de guarda

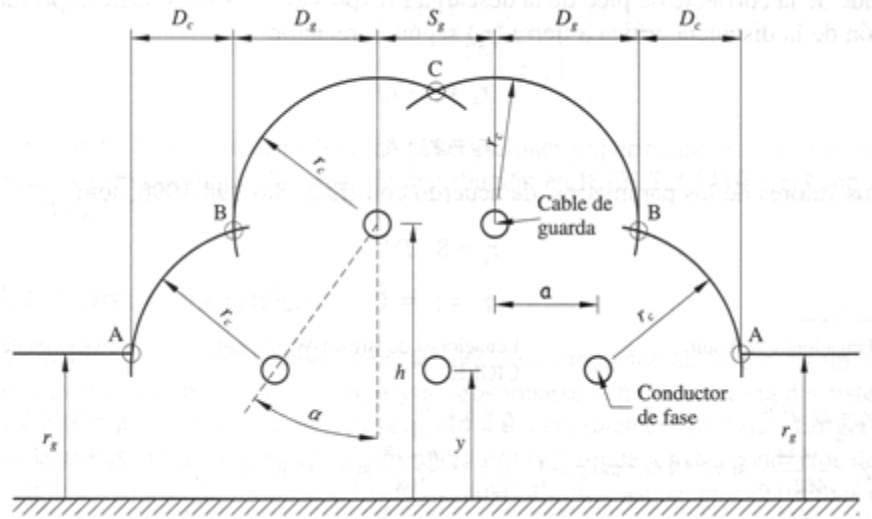


Fuente: ilustración propia.

2.4.4. Modelo electrogeométrico para líneas de transmisión

En el modelo geométrico se considera el esquema general presentado en la figura 6 que corresponde a una línea aérea trifásica protegida por dos cables de guarda. Todo el desarrollo posterior de este capítulo es también aplicable a líneas protegidas con sólo un cable de guarda, con la condición de que la distancia de separación entre cables de guarda sea nula ($S_g = 0$). En la figura 6, los arcos se han trazado con centro en los conductores de fase y en los cables de guarda, considerando un radio r_c en ambos casos. Este valor depende de la intensidad de descarga del rayo I_d . Además, la línea horizontal trazada a una altura r_g desde el suelo determina la zona de influencia de tierra. De nuevo, esta distancia r_g depende de la intensidad de pico de la descarga del rayo I_d ; así a mayor intensidad mayores serán las distancias críticas r_c y r_g .

Figura 6. El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias.



Fuente: Juan Antonio Martínez Velasco. **Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión.** Pág. 220.

Las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra están marcados como puntos A; las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase y aquellos cuyos centros son los cables de guarda están marcados como B; y la intersección entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda está marcado como C. Las descargas de intensidad I_d que alcancen el arco entre A y B impactarán sobre el conductor de fase, las que alcancen el arco entre B y C impactarán sobre el cable de guarda y las demás descargas irán a parar a tierra.

En la figura 6 se puede observar que cuanto mayor sea la intensidad de pico considerada, mayores serán por tanto las distancias críticas r_c y r_g , con lo cual el arco AB disminuirá. Se define la intensidad máxima de falla de apantallamiento (I_m) como aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto; es decir, el valor de intensidad para la cual los puntos A y B de la figura 6 coinciden. Las descargas cuya corriente de pico sea superior a la intensidad máxima de falla de apantallamiento (I_m) impactarán contra el cable de guarda o contra tierra pero no contra una parte activa.

Las líneas aéreas de transporte y distribución de energía eléctrica están expuestas a las descargas atmosféricas, siendo éste uno de los motivos más habituales de falla de aislamiento. En caso de que un rayo impacte sobre una línea aérea, se origina una elevada sobretensión que puede producir flameo en los aisladores si se supera su nivel de aislamiento. En tal caso la sobreintensidad se descarga a tierra a través del apoyo, lo que implica una falla a tierra. Y si el aislador permanece contorneado, una vez haya pasado la sobretensión, las protecciones deberán despejar la falla abriendo la línea y reenganchándola, produciendo de esta forma una interrupción del servicio de unos pocos segundos de duración.

Para disminuir el número de interrupciones debido a descargas atmosféricas, es habitual la instalación de cables de guarda en la parte superior de los apoyos. Con esto se pretende que las posibles descargas atmosféricas impacten sobre un cable de guarda y se deriven a tierra las posibles sobreintensidades.

Existe una gran variedad de formas de corriente de descarga, y cada rayo puede contener una o más descargas. Todas ellas presentan una característica básicamente cóncava, pero no existe un modelo único. La forma de onda de corriente de una descarga atmosférica puede ser representada mediante una doble exponencial o mediante una onda triangular.

La función de distribución acumulativa de la corriente de pico de un rayo puede aproximarse mediante una distribución fraccional. Así, la probabilidad de que la corriente de pico I_p sea mayor que un valor I se puede obtener según la siguiente expresión:

$$p(i) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}}$$

(Ec. 2.14)

Donde n_c e I_{50} deben ser deducidos de observaciones experimentales. Los valores recomendados para el estudio de líneas en IEEE Std 1410-1997 son $n_c = 2.6$ e $I_{50} = 31$ kA.

2.4.5. Cálculo del ángulo de blindaje

La probabilidad de que un rayo incida sobre un conductor de fase, viene fuertemente influenciada por la posición que tengan los cables de guarda; ésta se define normalmente por lo que se conoce como el ángulo de blindaje o apantallamiento de una línea de transmisión.

El cálculo del riesgo de falla por blindaje y el ángulo de protección para un blindaje total se determina por el método de modelo electrogeométrico de comportamiento del rayo. Este método establece que no todos los rayos que inciden sobre un conductor de fase producen falla.

Para que exista una falla es necesario que la magnitud de la corriente de rayo sea tal, que produzca una tensión $I_{\text{rayo}} \cdot Z_c/2$ superior a la ruptura dieléctrica del aislamiento o flameo inverso. Es decir, que sólo los rayos de intensidad superior a un cierto valor crítico I_c , darán lugar a flameo si caen sobre un conductor de fase. La corriente es calculada por la siguiente expresión:

$$I_c = \frac{2 V_{\text{co}\%}}{Z_c} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

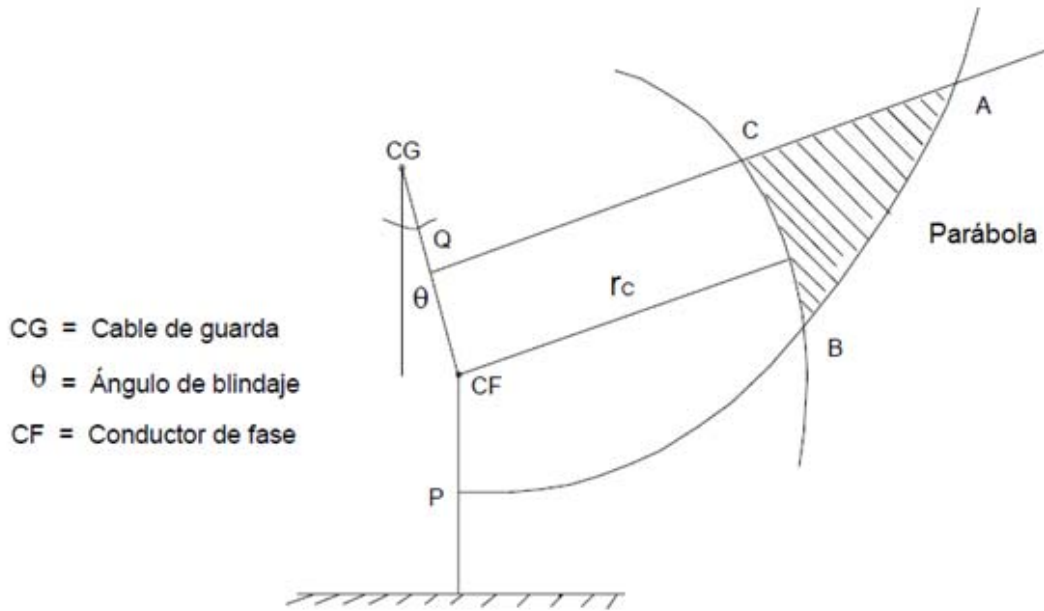
$$V_{\text{co}\%} = V_{50\%} - 2.5 \sigma_c = 0.9 V_{50\%} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

I_c es la corriente de rayo que produce flameo, $V_{50\%}$ la Tensión Crítica de Flameo y σ_c la desviación estándar con respecto a $V_{50\%}$ que toma el valor de 3% respecto al voltaje de flameo.

El modelo electrogeométrico considera que el conductor más alto en una línea o subestación queda protegido por los hilos de guarda y el ángulo de blindaje. Es decir, asegura automáticamente los niveles inferiores contra golpes directos de rayos. Ya que los hilo de guarda generan una parábola en la zona de atracción de los rayos.

Del mismo modo, el modelo electrogeométrico, establece que la probabilidad de flameo inverso es mayor en la línea de transmisión, mientras mayor sea el área ABC especificada en la figura 7.

Figura 7. Esquema básico de blindaje



Fuente: ilustración propia.

Donde r_c es la distancia crítica de flameo sobre el conductor de fase y es determinada por el arco de circunferencia BC. Esta distancia se determina por la siguiente expresión:

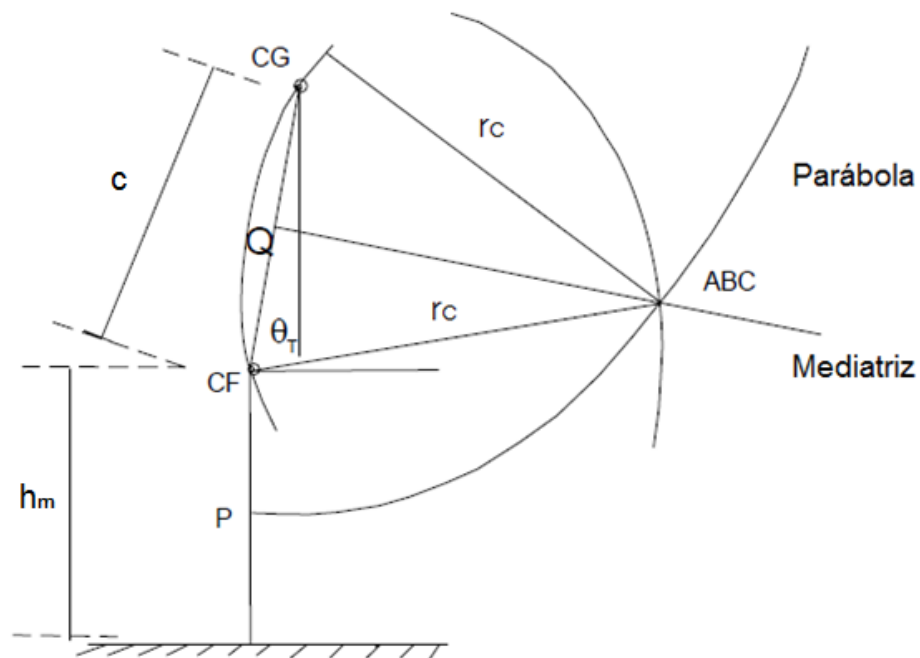
$$r_c = 9.4(1.1I)^{2/3} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Así mismo, QA representa la línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda y del conductor de fase. PA es la línea que une todos los puntos que están a igual distancia del conductor de fase y respecto del suelo, QA y PA constituyen puntos de la parábola.

Además, cualquier punto que quede por encima de QA significa que el rayo cae en CG en lugar de caer sobre CF. Por otra parte, si la descarga se inicia en un punto que se encuentre debajo de PA el rayo incide en el suelo en lugar de hacerlo sobre CF.

Los únicos puntos donde el rayo puede incidir en el conductor de fase, es en el área comprendida por el triángulo ABC. Área que se debe reducir prácticamente a un punto para tener un blindaje total. Esto se logra haciendo que la mediatriz del segmento CG – CF pase por el punto B como se muestra en la figura 8. Además, el ángulo de blindaje θ no debe ser mayor a 40° o 30° para lograr el mismo objetivo.

Figura 8. Esquema básico de blindaje total



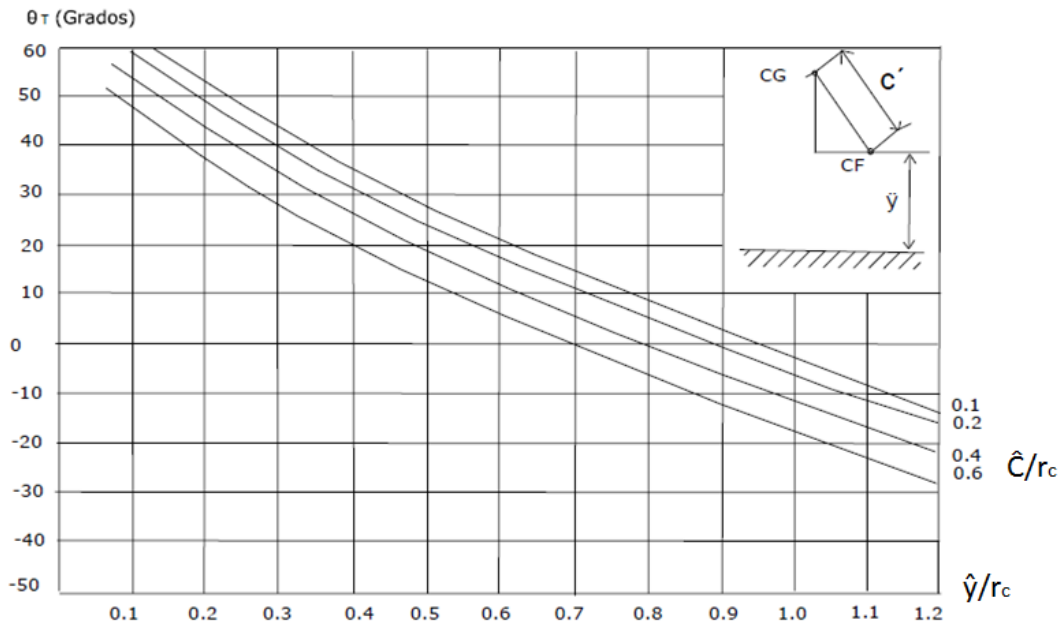
Fuente: ilustración propia.

Donde C es la distancia que existe entre el conductor de fase (CF) al cable de guarda (CG), h_m la altura media del conductor de fase, y θ_T el ángulo de blindaje total, el cual se calcula por medio de la altura del conductor de fase h_m , la altura del hilo de guarda C respecto al CF y de la distancia crítica de flameo r_c , que se calcula según la siguiente expresión:

$$\theta_T = \text{sen}^{-1} \frac{r_c - h_c}{r_c} - \text{sen}^{-1} \frac{C}{2r_c} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

De forma similar, el ángulo de blindaje se puede obtener a partir de las relaciones Y/r_c y C/r_c . Y al ubicar estas relaciones en la figura 9, se obtiene el ángulo de blindaje total (θ_T) en el eje Y.

Figura 9. Curva para determinar el ángulo de blindaje



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. **Coordinación de aislamiento.** México, 1987.

Donde:

Y = altura del conductor de fase, en metros

C = distancia entre el cable de guarda y el conductor de fase, en metros

De las curvas de la figura 9 y según sea el valor de las relaciones Y/r_c y C/r_c , el ángulo de blindaje puede ser positivo o negativo.

- **Ángulo positivo:** este valor de ángulo de blindaje se da cuando la relación $Y/r_c < 1$, y es característica de líneas con estructuras de poca altura o líneas que poseen un nivel de aislamiento elevado
- **Ángulo negativo:** este ángulo corresponde a una relación $Y/r_c > 1$, y se presenta cuando los cables de guarda están más externos al conductor de fase, por lo tanto están más expuestos a la caída de rayos. Similarmente el ángulo negativo está relacionado con estructuras de gran altura y líneas con nivel de aislamiento bajo

2.4.6. Cálculo del número de fallas por blindaje

El cálculo se efectuará considerando el método de Burgsdorf y Kostenko, mediante la determinación de la probabilidad de falla Pf en la protección del cable de guarda, expresada en el número de rayos que no logra interceptar, produciéndose la caída de rayo en el conductor activo, que se calcula según la siguiente expresión:

$$\text{LogPf} = \frac{\theta\sqrt{H_t}}{90} - 2$$

(Ec. 2.19)

Donde:

P_f = probabilidad en porcentaje de falla del cable de guarda

θ = ángulo de protección del cable de guarda, en grados

H_t = altura total de la torre, en metros

El número probable de rayos por 100 km al año, que terminan en el conductor de fase es:

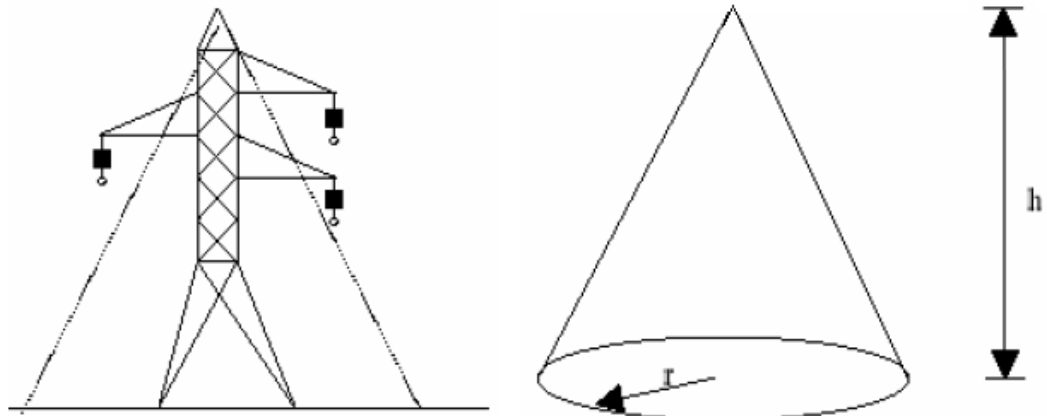
$$NL \times P_f \quad \text{rayos / 100 km – año} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

2.4.7. Cálculo de la impedancia de la torre

La impedancia característica de la torre depende de la geometría de la misma (altura, diámetro, siluetas) y se ha calculado en forma experimental usando modelos a escala, de manera que a partir de esto se obtienen expresiones empíricas. De acuerdo a la silueta de las estructuras se tienen dos modelos básicos para determinar la impedancia característica de las torres.

- **Torre de forma cónica:** se define este tipo de estructura, cuando la torre tiene la forma que se muestra en la figura 10

Figura 10. Torre de forma cónica



Fuente: ilustración propia.

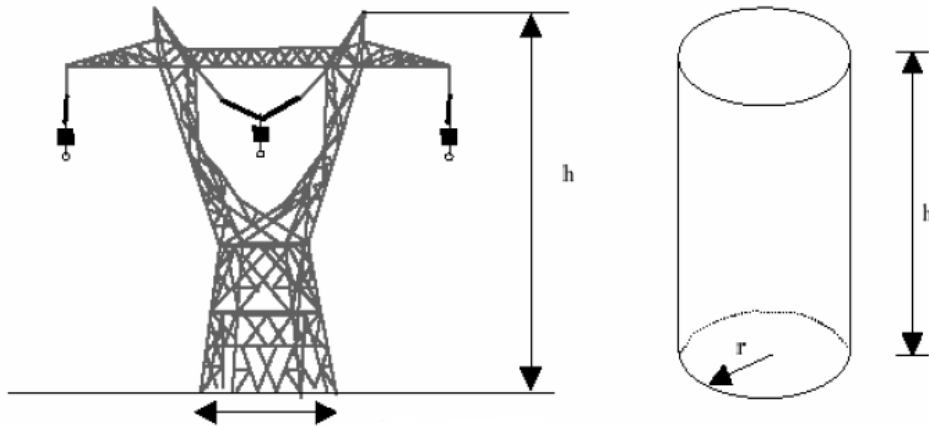
Es utilizada la siguiente expresión para calcular su impedancia Z_T :

$$Z_T = 30 \ln \left[2 \left(1 + \frac{h_T^2}{r_T^2} \right) \right] \quad (\Omega)$$

(Ec. 2.21)

- **Torre de forma cilíndrica:** se supone este tipo de estructura, cuando la misma tiene una forma cuadrada o cuando tiene dos hilos de guarda instalados sobre ella, como la que se muestra en la figura 11

Figura 11. Torre de forma cilíndrica



Fuente: ilustración propia.

La siguiente expresión sirve para calcular la Z_T (impedancia equivalente del conjunto torre-cables de guarda), en este tipo de estructura:

$$Z_T = 60 \ln \left(\sqrt{2} \frac{2h_T}{r_T} \right) - 60 \quad (\Omega)$$

(Ec. 2.22)

H_T es la altura de la torre y r_T el radio, ambos de la torre y en metros; en cuanto a la impedancia característica de las torres, esta se encuentra dentro del rango de 150 a 300 ohms.

2.4.7.1. Cálculo de la resistencia al pie de la torre

El valor de la resistencia al pie de la torre representa uno de los parámetros principales para la evaluación de las sobretensiones de retorno en las líneas de transmisión, por lo que el conocimiento del valor de esta resistencia es importante.

El valor R_p está asociado y depende directamente del valor de la resistividad del terreno, pero depende también de la forma en cómo se conecta a tierra la torre, es decir, el elemento físico de conexión de las patas de la torre al suelo y que puede ser por medio de:

- Electrodo (varillas)
- Contratenas (conductores de cobre desnudos)

2.4.7.1.1. Conexión por medio de varillas

La resistencia a tierra cuando se hace la conexión por medio de varillas se puede hacer por medio de la expresión:

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{a}\right) \quad (\Omega)$$

(Ec. 2.23)

Donde:

ρ = resistividad del terreno, en $\Omega\cdot m$

a = radio de la varilla, en metros

l = longitud de la varilla, en metros

Cuando se conectan varias varillas en paralelo, se puede encontrar el radio equivalente como se indica para los siguientes casos:

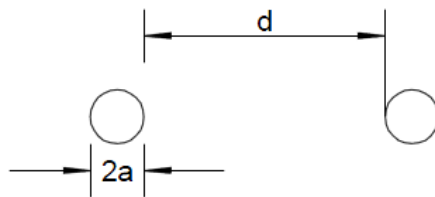
- Colocación de dos electrodos

Donde A es equivalente a la siguiente expresión:

$$A = \sqrt{a * d}$$

(Ec. 2.24)

Figura 12. Configuración de dos electrodos



Fuente: ilustración propia.

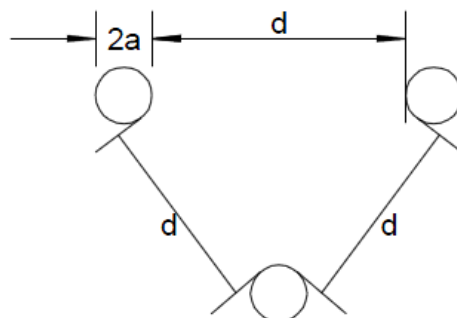
- Colocación de tres electrodos

Donde A es equivalente a la siguiente expresión:

$$A = \sqrt[3]{a * d^2}$$

(Ec. 2.25)

Figura 13. Configuración de tres electrodos



Fuente: ilustración propia.

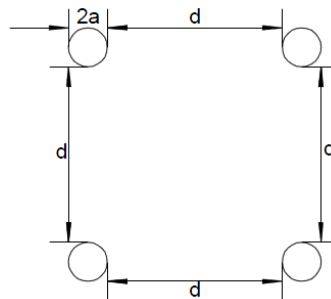
- Colocación de cuatro electrodos

Donde A es equivalente a la siguiente expresión:

$$A = \sqrt[4]{\sqrt{2} * a * d^2}$$

(Ec. 2.26)

Figura 14. Configuración de cuatro electrodos



Fuente: ilustración propia.

Donde:

d= separación entre electrodos

a= radio del electrodo

2.4.7.1.2. Conexión por medio de contrantenos

Para torres instaladas en terrenos con alta resistividad, el uso de varillas puede ser insuficiente para obtener valores de resistencia al pie de la torre bajos, en estos casos es recomendable el uso de una red de tierras a base de contrantenos o conductores enterrados a una profundidad de 60 a 70 cm respecto al nivel del suelo. La resistencia de una contrantena se calcula como:

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{4ad} - 1\right) \quad (\Omega)$$

(Ec. 2.27)

Donde:

ρ = resistividad del terreno, en Ω -m

a = radio del conductor, en metros

l = longitud de la contrantena, en metros

d = profundidad de instalación, en metros

Cuando se usan 2 o 4 contrantenas en paralelo, es conveniente recordar aquí que es mejor instalar varios conductores en paralelo, en lugar de grandes longitudes de contrantena.

De hecho, las ondas de corriente se propagan en la tierra a una velocidad de aproximadamente 1/3 de la velocidad de la luz, de manera que la resistencia transitoria para una longitud de conductor dada, se reducirá a su valor de estado permanente más rápido en conductores cortos que en conductores largos.

El diseño de la conexión a tierra de las torres se debe seleccionar de acuerdo al valor de la resistividad del terreno, para obtener un valor aceptable de resistencia al pie de la torre. Valores típicos de resistividad para algunos tipos de terrenos son los siguientes:

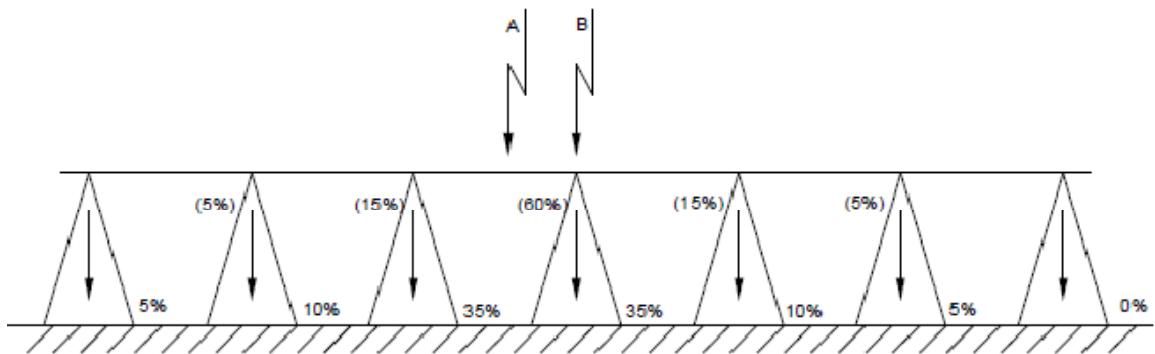
–	Terreno de cultivo	10 – 100	Ω -m
–	Terreno seco	100 – 1000	Ω -m
–	Terreno de cultivo	10^3 – 10^6	Ω -m
–	Terreno de cultivo	10^7 – 10^8	Ω -m

2.4.8. Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso

Las sobretensiones de retorno se pueden presentar cuando sobretensiones de origen atmosférico o debidas al rayo en las líneas de transmisión, por descarga directa sobre los conductores de fase, porque no exista blindaje o bien porque el blindaje no opere correctamente y exista una falla de blindaje.

El denominado flameo inverso se presenta por lo general cuando el rayo incide en forma directa sobre una torre de la línea o sobre los cables de guarda. Los casos extremos son que caiga el rayo en forma franca sobre la torre o bien sobre los conductores en el punto medio del claro sobre los cables de guarda, y como estos están conectados directamente a las torres, la corriente se conduce a través de éstas a tierra, en ambos casos influye la forma en cómo se encuentran conectadas a tierra las torres. De estudios que se han realizado, se tiene una distribución porcentual de la corriente del rayo como muestra la figura 15, según sea que incida sobre la torre directamente o sobre los conductores de fase.

Figura 15. Distribución porcentual de la corriente de rayo



Fuente: **Análisis de Flameo Inverso.**

<http://itzamna.bnct.ipn.mx:8080/dspace/handle/123456789/3184>

Para una descarga directa a torre, esta conduce aproximadamente un 60% de la corriente. Desde el punto de vista práctico, la corriente del rayo al ser conducida a tierra por las torres metálicas, produce una caída de tensión V_p en la resistencia de conexión a tierra de la torre. Esta caída de tensión se puede expresar en forma simplificada por la Ley de Ohm como:

$$V_p = I_T R_p \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Donde:

I_T = Corriente a través de la torre, en kA

R_p = Resistencia al pie de la torre, en Ω

El potencial total que aparece en la línea en caso de descarga atmosférica es:

$$V = I_T R_p + L \frac{d_i}{d_t} - V_k + V_i \pm V_n \quad (\text{Ec. 2.29})$$

Donde:

$L d_i/d_t$ = Caída de tensión debida a la inductancia de la torre, en kV

L = es la inductancia de la torre, en $\mu\text{H}/\text{m}$

V_k = voltaje inducido del cable de guarda al conductor de fase, en kV

V_i = voltaje inducido por el rayo sobre el conductor de fase, en kV

V_n = valor momentáneo de la tensión nominal con su respectiva polaridad, en kV

Para algunos casos prácticos, se pueden despreciar los valores de V_k , V_i y eventualmente se puede hacer lo mismo con el término $L di/dt$.

Se dice que se presenta la descarga retroactiva o sobretensión de retorno cuando se cumple que:

$$V_p + |V_n| > V_A \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Siendo V_A el valor de la tensión resistente en la cadena de aisladores.

Es decir, que la condición para que no se presente la descarga retroactiva es que:

$$I_T R_P + |V_n| < V_A \quad (\text{Ec. 2.31})$$

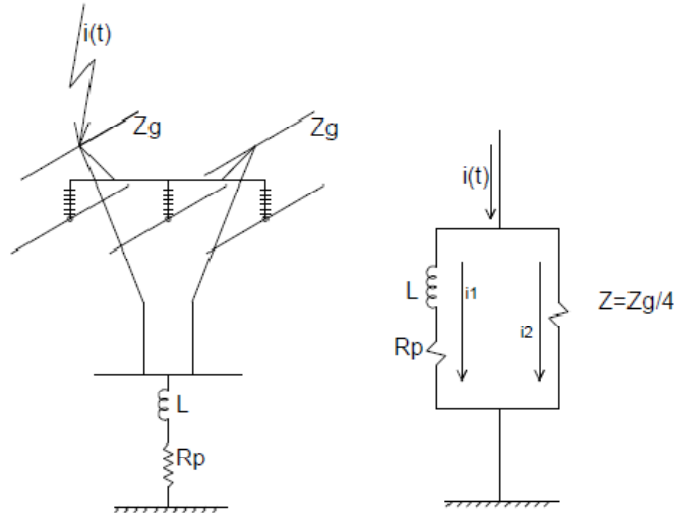
Esto significa que el valor de la resistencia de puesta a tierra no puede ser arbitrario, tiene que cumplir con:

$$R_P < R_{P_{\max}} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

Donde $R_{P_{\max}}$ es un valor de resistencia de puesta a tierra al cual se presenta el flameo inverso.

Para una línea que tiene torres con dos cables de guarda, la ecuación para determinar la sobretensión de retorno o descarga retroactiva, se obtiene como indica la figura 16.

Figura 16. Diagrama equivalente del sistema de tierras y los hilos de guarda ante una corriente de rayo



Fuente: **Análisis de Flameo Inverso.**

<http://itzamna.bnct.ipn.mx:8080/dspace/handle/123456789/3184>

El voltaje en la parte superior de la torre es:

$$V_T = \frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) + \frac{Z - R_p}{R_p + Z} L \frac{d_i(t)}{d_t} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Tomando en consideración el coeficiente de acoplamiento (c) entre los cables de guarda y los conductores de fase, así como el valor instantáneo del voltaje a la frecuencia del sistema, el voltaje a través de la cadena de aisladores (V_A) es:

$$V_A = \frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) - c \frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) + \frac{Z - R_p}{R_p + Z} L \frac{d_i}{d_t} - c \frac{R_p Z}{R_p + Z} L \frac{d_i}{d_t} \pm V_n \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Si se resuelve la ecuación anterior, para obtener la expresión de la corriente del rayo necesaria para producir flameo inverso es:

$$i(t) = V_A \frac{R_p + Z}{R_p Z(1 - C)} \frac{Z - R_p}{R_p Z} L \frac{d_i}{d_t} \pm \frac{R_p + Z}{R_p Z(1 - C)} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

Si se supone que el valor máximo del índice de elevación de la corriente del rayo d_i/d_t se presenta casi coincidente con el valor pico de la corriente de rayo que produce un flameo inverso en los aisladores es:

$$I_M = V_A \frac{R_p + Z}{R_p Z(1 - C)} - \frac{Z - R_p}{R_p Z} L \frac{d_i}{d_t} \pm \frac{R_p + Z}{R_p Z(1 - C)} V_n \quad (\text{Ec. 2.36})$$

El voltaje de fase a neutro del valor pico de la onda senoidal para la descarga, el signo + se toma cuando se superpone el máximo positivo y - cuando se considera el máximo negativo de la onda, se calcula con la expresión:

$$V_n = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_{\max} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

2.5. Coordinación de aislamiento de líneas de transmisión por maniobra

Las sobretensiones por maniobra se pueden limitar o evitar empleando interruptores con cierre sincronizado. Debido a que la sobretensión que se puede originar con una maniobra depende de la tensión que exista en el lado de la fuente cuando se cierra el interruptor, el valor de la sobretensión puede reducirse drásticamente, o incluso no originarse sobretensión, si el cierre se sincroniza con la tensión de la fuente, y tiene lugar cuando esta tensión es nula o cercana a cero.

2.5.1. Comportamiento de las líneas de transmisión por maniobra

Para coordinar el aislamiento en líneas de transmisión debido a maniobra, se debe cambiar el valor de la desviación estándar de la Tensión Crítica de Flameo de $\sigma = 0.03$ a 0.06 en la expresión:

$$TCF = \frac{NBI}{1 - 1.3\sigma}$$

(Ec. 2.38)

Al obtener el valor de la Tensión Crítica de Flameo se pueden determinar las distancias dieléctricas.

La tensión de flameo con una probabilidad de 50% denominada también Tensión Crítica de Flameo por maniobra de interruptores.

Para distancias de aislamiento en aire y condiciones atmosféricas estándar está dada por la expresión:

$$V_{50\%} = TCF = K_2 \frac{3400}{1 + 8/d}$$

(Ec. 2.39)

Donde:

K_2 = coeficiente que depende de la geometría de los electrodos

d = distancia entre electrodos, en metros

Se considera también que las sobretensiones por maniobra tienen una distribución normal con una distribución estándar del orden 6%. Tratándose de distancias en aire si las condiciones ambientales son variables y existe lluvia, las tensiones de ruptura dieléctrica con una probabilidad del 50%, se obtienen aumentando la desviación estándar.

Tratándose de aisladores, la lluvia reduce la Tensión Crítica de Flameo aproximadamente en un 50% con respecto al valor en seco obtenido.

2.5.2. Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra

Muchas de las sobretensiones que se pueden originar en una red eléctrica tienen carácter estadístico. En general se acepta que las sobretensiones originadas por maniobras y las causadas por el rayo deben ser descritas por una distribución estadística a consecuencia de la naturaleza aleatoria de muchos de los parámetros y variables involucradas, y cuya influencia es importante en ambos tipos de sobretensiones.

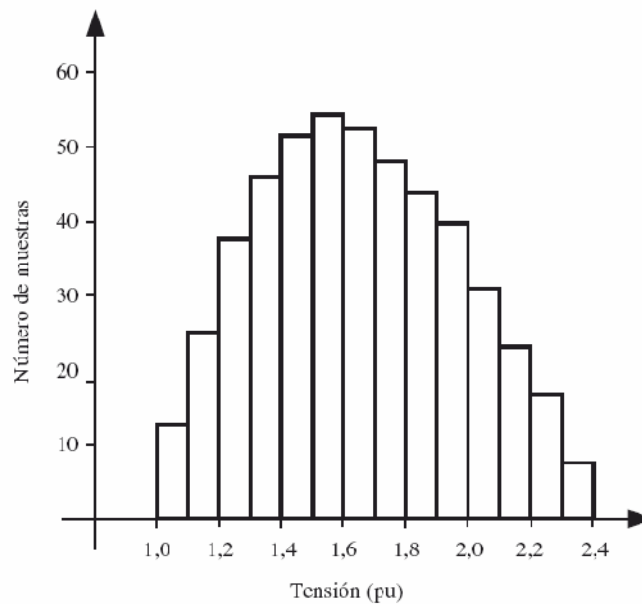
En el caso de maniobra de conexión de una línea aérea que se encuentra sin demanda en su extremo receptor, las sobretensiones máximas se originarán en este extremo y dependerán, entre otros factores, del instante en el que se cierra el interruptor. Conviene tener en cuenta que en una maniobra con interruptor trifásico el cierre de las tres fases no es simultáneo, y que la probabilidad de que en una fase el interruptor se cierre con un determinado ángulo de fase es la misma para cualquier valor de este ángulo situado entre $-\pi/2$ y $+\pi/2$ radianes. Es decir, por un lado hay que considerar una distribución estadística para obtener el ángulo de tensión de la fase de referencia, y por otro hay que considerar otra distribución estadística, que en general se considera diferente de la anterior, para calcular el retardo con el que se cerrarán las otras dos fases respecto a este ángulo.

El cálculo de la distribución estadística de un tipo de sobretensión requiere el empleo de un método probabilista cuya aplicación puede describirse mediante los siguientes tres pasos:

- Selección de una distribución estadística para todas las variables y parámetros de carácter aleatorio
- Desarrollo de un modelo matemático para el sistema en estudio, teniendo en cuenta el tipo de sobretensión a calcular
- Aplicación de un procedimiento de cálculo estadístico o probabilista, generalmente basado en el método de Monte Carlo

Para obtener la distribución estadística de sobretensiones originadas por maniobras de conexión en una línea aérea. El resultado original de un procedimiento como el anterior es una tabla de valores de tensión pico ordenados en orden creciente o decreciente. La tabla puede ser reordenada de forma que se indique el número de muestras obtenidas en un determinado intervalo ($u, u + \Delta u$) y sea presentada en forma de histograma como el de la figura 17.

Figura 17. Histograma de sobretensiones



Fuente: Juan Antonio Martínez Velasco. **Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión.** Pág. 10.

En la práctica, el número de muestras a obtener dependerá del tipo de sobretensiones en estudio y de otros factores, como el tamaño del sistema a estudiar. Para sobretensiones por maniobras se suele recomendar un número mínimo comprendido entre 200 y 300 muestras.

La función de densidad de probabilidad de sobretensiones servirá para obtener el riesgo de falla. Sin embargo, la distribución estadística de sobretensiones se puede expresar también mediante la función de distribución acumulada o su función complementaria.

La función de distribución acumulada se obtiene mediante la integración de la función de densidad de probabilidad:

$$F_s(u) = P[U \leq u] = \int_0^u f_s(U) \cdot dU$$

(Ec. 2.40)

Y permite obtener la probabilidad de que se origine una sobretensión con un valor de cresta inferior a un valor determinado. En general suele ser más útil la función complementaria, que proporciona la probabilidad de que la sobretensión que se origine tenga un valor de cresta superior a un valor determinado.

$$P[U > u] = \int_u^{\infty} f_s(U) \cdot dU$$

(Ec. 2.41)

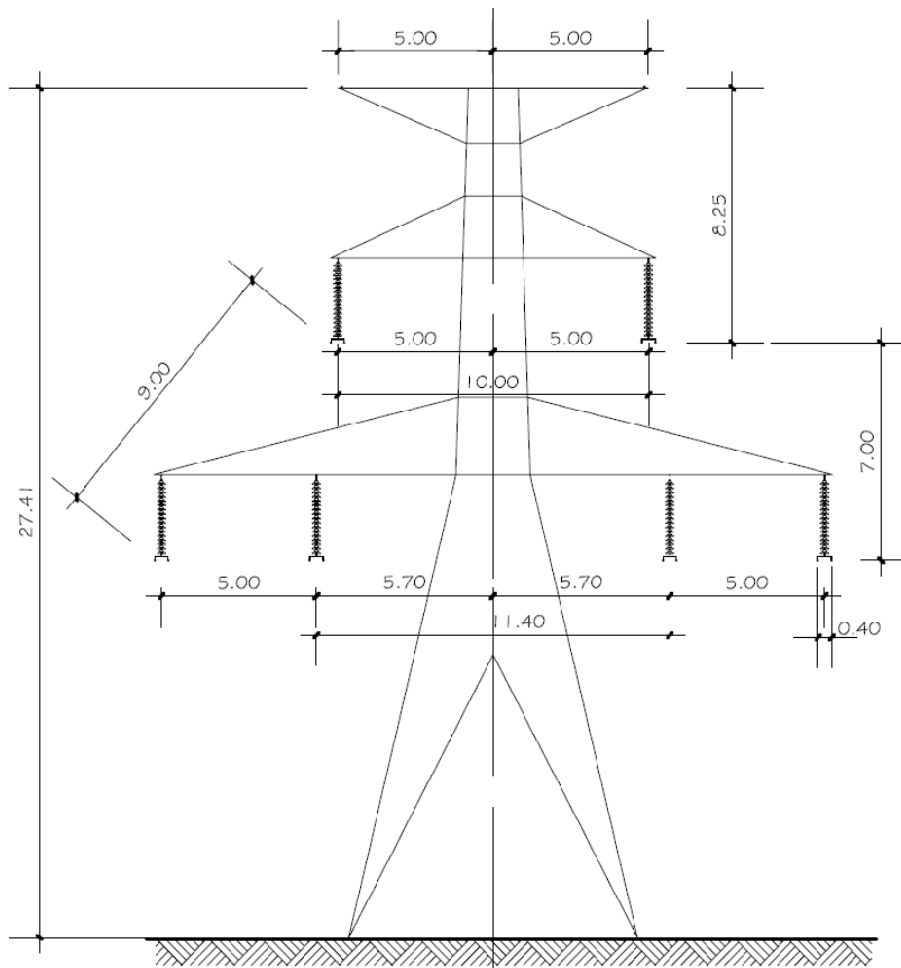
La función de densidad de probabilidad suele presentar una distribución normal o gaussiana cuando se trata de sobretensiones por maniobra. La distribución de las sobretensiones causadas por el rayo es distinta, y presenta distintas densidades de probabilidad para las sobretensiones originadas por flameo inverso y para las originadas por una falla de apantallamiento.

3. INFORMACIÓN DE LA LÍNEA 230 KV QUIXAL-TACTIC

3.1. Tipo de estructura

La información de las dimensiones de la estructura típica de la línea de doble circuito de 230 kV del tramo Quixal a Tactic fue proporcionada por ETCEE – INDE, las dimensiones se indican en la en la figura 18.

Figura 18. Torre típica del tramo Quixal-Tactic



Fuente: ETCEE – INDE.

3.2. Distancia entre estructuras y sus flechas

La distancia media de los vanos en la línea de Quixal a Tactic que existe entre la estructura típica antes mencionadas es de de 268 metros. De acuerdo a la tabla V se determinan las flechas del conductor.

Tabla V. Flechas del conductor HAWK ACSR 477 MCM 26/7

Vano (m)	Flecha del conductor HAWK 477 (m)
50	0.2133
100	0.8533
150	1.9200
200	3.4134
250	5.3334
300	7.6802
350	10.4536
400	13.6537
450	17.2804
500	21.3339

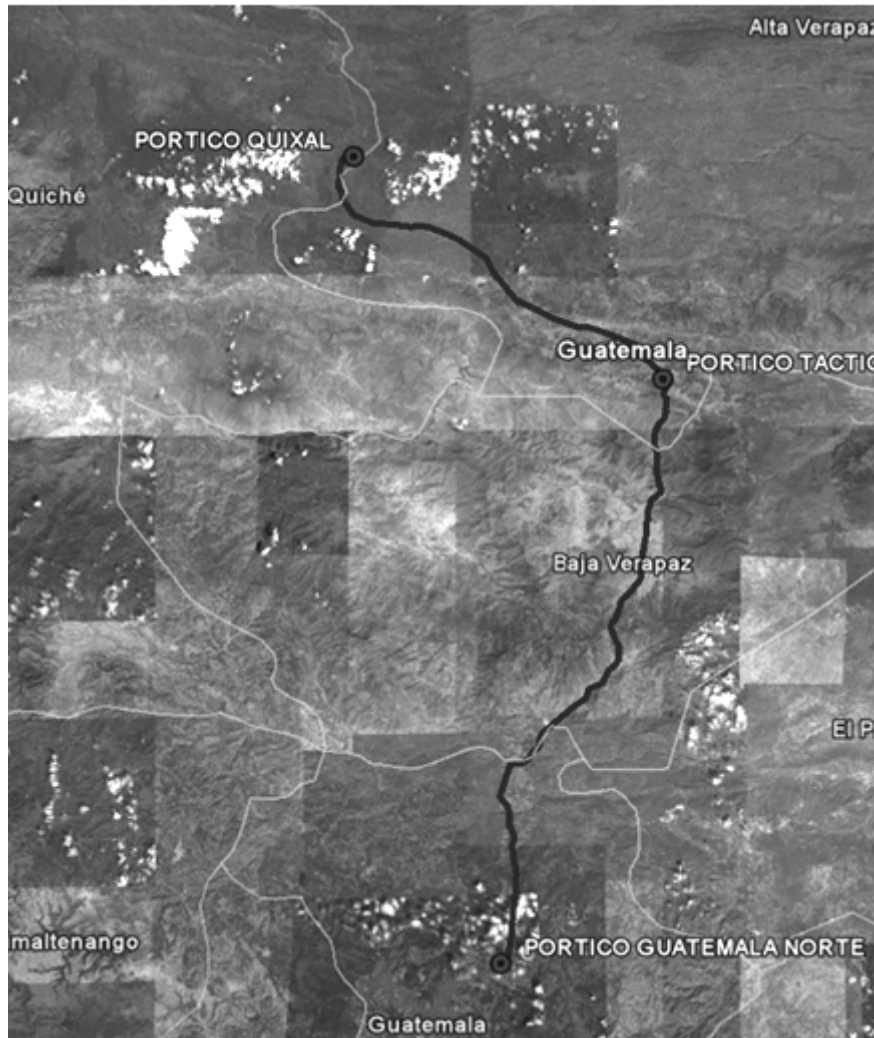
Fuente: **HAWK ACSR 477 MCM 26/7.**

<http://www.electrificaribe.com/LinkClick.aspx?fileticket=q1xTICrD48c%3D&tabid=334&mid=384&language=es-ES>

Para el vano en estudio, interpolando los valores se obtiene que la flecha es de 6.1782 metros.

En la figura 19 se puede apreciar vía satelital, el trayecto que tiene la línea de Quixal a Tactic y de Tactic a Guatemala Norte.

Figura 19. Tramo Quixal-Tactic-Guatemala Norte



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Registro geográfico del Sistema de Transporte.**

3.2.1. Tipo de conductores

La línea de Quixal a Tactic es un doble circuito de 230 kV, con una longitud de 49.92 km. El conductor utilizado por fase es 2 x HAWK ACSR 477 MCM 26/7 cuyas características van de acuerdo a la norma ASTM B232.

Las características dimensionales se muestran en la tabla VI.

Tabla VI. Características dimensionales

CONDUCTOR	636 MCM	477 MCM	336,4 MCM	266 MCM	4/0 AWG	1/0 AWG
Tamaño						
AWG	-	-	-	-	4/0	1/0
(MCM)	636	477	336,4	266	212	105
Sección						
Aluminio (mm ²)	322,26	241,53	170,3	135,19	107,22	53,54
Acero (mm ²)	52,45	39,33	27,72	22,02	17,87	8,92
Total (mm ²)	374,71	280,86	198,03	157,22	125,1	62,46
Diámetro						
Alma (mm)	9,26	8,01	6,75	6,00	4,77	3,37
Total (mm)	25,247	21,793	18,29	16,307	14,31	10,109
Composición						
Nº alambres de aluminio	26	26	26	26	6	6
Diámetro alambres de aluminio (mm)	3,97	3,44	2,89	2,57	4,77	3,37
Nº alambres de acero	7	7	7	7	1	1
Diámetro alambres de acero (mm)	3,09	2,67	2,25	2,00	4,77	3,37

Fuente: **HAWK ACSR 477 MCM 26/7.**

<http://www.electrizaribe.com/LinkClick.aspx?fileticket=q1xTICrD48c%3D&tabid=334&mid=384&language=es-ES>

Las características mecánicas se muestran en la tabla VII.

Tabla VII. Características mecánicas

CONDUCTOR	636 MCM	477 MCM	336,4 MCM	266 MCM	4/0 AWG	1/0 AWG
Carga de rotura (daN)	≥ 11 214	≥ 8 677	≥ 6 270	≥ 5 028	≥ 3 716	≥ 1 949
Masa						
Aluminio (kg/m)	0,872	0,655	0,460	0,366	0,294	0,144
Acero (kg/m)	0,429	0,301	0,216	0,169	0,139	0,068
Total (kg/m)	1,301	0,975	0,676	0,545	0,433	0,216
Modulo de elasticidad (daN/mm ²)	≤ 7700	≤ 7700	≤ 7700	≤ 7700	≤ 8100	≤ 8100
Coef. De dilatación lineal (°C ⁻¹)	≤ 18,9·10 ⁻⁶			≤ 19,1·10 ⁻⁶		

Fuente: **HAWK ACSR 477 MCM 26/7.**

<http://www.electrizaribe.com/LinkClick.aspx?fileticket=q1xTICrD48c%3D&tabid=334&mid=384&language=es-ES>

Las características eléctricas se muestran en la tabla VIII.

Tabla VIII. Características eléctricas

CONDUCTOR	636 MCM (Grosbeak)	477 MCM (Hawk)	336,4 MCM (Linnet)	266 MCM (Partridge)	4/0 AWG (Penguin)	1/0 AWG (Raven)
Resistencia eléctrica con C.C. a 20 °C (Ω/km) para cualquier elemento del lote.	≤ 0,0877	≤ 0,1171	≤ 0,1661	≤ 0,2092	≤ 0,2611	≤ 0,5232

Fuente: **HAWK ACSR 477 MCM 26/7.**

<http://www.electrizaribe.com/LinkClick.aspx?fileticket=q1xTICrD48c%3D&tabid=334&mid=384&language=es-ES>

El conductor utilizado para los cables de guarda es el PETREL ACSR 101 MCM cuyas características se muestran en la tabla IX.

Tabla IX. Características cable de guarda

Code Name	Area			Equivalent copper area	Stranding and wire diameter		Approx. overall diameter	Weight			Rated Strength	Maximum dc resistance at 20 °C	
	Aluminum	Steel	Total		Aluminum	Steel		Aluminum	Steel	Total			
AWG or MCM	mm ²	mm ²	mm ²	AWG or MCM	mm	mm	mm	kg/km	kg/km	kg/km	NN	Ω/km	
PETREL 1018	51.61	30.10	81.71	64	32	12/2.34	7/2.34	11.70	143.0	285	378	49.16	0.5595

ASTM SIZES

Fuente: **PETREL ACSR 101 MCM.**

<http://www.midalcable.com/DataSheets/ACSR-metric.PDF>

3.2.2. Impedancia del conductor de fase

Con los datos establecidos con anterioridad se tiene:

altura del conductor de fase = 12.16 m

radio del conductor = 0.01090 m

Debido a que el terreno es montañoso, se aplica la expresión (Ec. 2.5):

$$h_m = 2 h_c = 24.32 \text{ m}$$

Se calcula la impedancia característica del conductor por medio de la expresión (Ec. 2.2):

$$Z_c = 60 \ln \left(\frac{2h_m}{r_e} \right)$$

$$Z_c = 504 \Omega$$

3.2.3. Impedancia del cable de guarda

Con los datos establecidos con anterioridad se tiene:

altura del cable de guarda = 27.41 m

radio del conductor = 0.00585 m

Debido a que el terreno es montañoso, aplica la expresión (Ec. 2.13):

$$H_g = 2 h_g = 54.82 \text{ m}$$

Para calcular la impedancia característica del cable de guarda se utiliza la expresión (Ec. 2.10):

$$Z_g = 60 \ln \left(\frac{H_g}{r_g} \right)$$

$$Z_g = 548.72 \Omega$$

3.3. Impedancia de la estructura

De acuerdo a la forma de las estructuras, se determina que la geometría de ésta permite calcular la impedancia para una silueta cilíndrica y se calcula según la expresión (Ec.2.22):

$$Z_T = 60 \ln \left(\sqrt{2} \frac{2h_T}{r_T} \right) - 60$$

La impedancia característica de la torre es igual a 130 Ω .

3.4. Tipos de aisladores

Los aisladores, para las líneas de transmisión aéreas, se construyen normalmente de porcelana o vidrio y suelen ser tipo disco; actualmente estos aisladores se han reemplazado por aisladores del tipo polimérico.

Las principales características que influyen en la selección de los aisladores son las siguientes:

- a) distancia de fuga

- b) el comportamiento adecuado del aislador a sobretensiones por rayo y por maniobras de interruptor

- c) la capacidad del aislador de soportar las cargas mecánicas de tensión y compresión, así como el tipo de acoplamiento con los herrajes

Existen los aisladores de vidrio que actualmente se usan para algunos proyectos y es un diseño con un diámetro más largo que el prototipo estándar, que cuentan con 2 o 3 carcassas con una buena profundidad en su prototipo. Además, en el espacio entre carcassas tienen una auto limpieza efectiva con aire o lluvia. Asimismo permite una limpieza manual si es necesario.

Los aisladores utilizados en la línea Quixal – Tactic son de vidrio del tipo ANSI 52-6, la tabla X indica las características principales de este aislador.

Tabla X. Características aislador ANSI 52-6

Clase ANSI (1)	52-6	
Características Mecánicas	Unidad	
Fuerza M y E	kN	120
	lbs	25000
Fuerza de Impacto	m.N	45
	pulg-lb	400
Prueba de Tensión	kN	60
	lbs	12500
Tiempo de Carga	kN	70
	lbs	15000
Dimensiones	Unidad	
Diámetro	mm	255
	pulgadas	10
Alto	mm	146
	pulgadas	5 3/4
Distancia de Fuga	mm	320
	pulgadas	12 5/8
Tipo ajustador metálico (1)	Tipo horquilla	
Características Eléctricas (1) (2)	Unidad	
Baja frecuencia de descarga disruptiva en seco	kV	80
Baja frecuencia de descarga disruptiva húmeda	kV	50
Flameo crítico de impulso positivo	kV	125
Flameo crítico de impulso negativo	kV	130
Baja frecuencia de tensión de punción	kV	130
R.I.V Prueba de tensión a baja frecuencia	kV	10
Max. RIV a 1 MHz	μV	50

(1) Acorde a normas ANSI C29.2

(2) Acorda a normas ANSI C29.1

Fuente: Aislador ANSI 52-6.

http://electrodesign.info/ansi/ansi_120_kn.jsp

3.5. Distancias de seguridad

Son las distancias de seguridad verticales de conductores sobre el nivel del suelo, carreteras, vías férreas y superficies con agua. El requisito es que cumpla con la altura mínima que deben guardar los conductores y cables de líneas aéreas, respecto del suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas.

Las distancias verticales mínimas deben ser como las indicadas en la tabla XI.

Tabla XI. Distancias mínimas verticales de seguridad

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores de comunicación aislados, retenidas aterrizadas, conductores neutros y cables eléctricos aislados (m)	Cables suministradores aislados de más de 750 V y conductores suministradores en línea abierta de 0 – 750 V (m)	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 750 V a 22 kV. (m)	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 22 a 470 kV. (m)
Vías férreas	7.2	7.5	8.1	8.1 + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito	4.7	5.0	5.6	5.6 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	2.9	3.8	4.4	4.4 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Aguas donde no está permitida la navegación	4.0	4.6	5.2	5.2 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV
Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de:	5.3	5.6	6.2	6.2/8.7/10.5 ó 12.3 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV
a) Hasta 8 ha	7.8	8.1	8.7	
b) Mayor a 8 hasta 80 ha	9.6	9.9	10.5	
c) Mayor de 80 hasta 800 ha	11.4	11.7	12.3	
d) Arriba de 800 ha				

Nota: todas las tensiones son dadas de fase a tierra

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDROID–.**

Estas se aplican bajo las siguientes condiciones:

- a) La condición que ocasione la mayor flecha final: temperatura en los conductores de 50°C, sin desplazamiento de viento, o la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50°C
- b) Flecha final sin carga, en reposo
- c) Para tensiones entre 22 y 470 kV, la altura básica de los conductores especificada en la tabla XI deberá incrementarse 0.01m por cada kV en exceso de 22 kV. Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV deben ser basadas en la máxima tensión de operación
- d) Para tensiones mayores de 50 kV, la distancia adicional del inciso anterior deberá aumentarse tres por ciento (3%) por cada 300 m de altura de exceso de 1,000 m sobre el nivel del mar

3.6. Contaminación de la región

En caso de que el aislamiento externo trabaje en condiciones de contaminación, su comportamiento bajo la tensión permanente cobra especial importancia y se hace necesario considerar criterios de diseño encaminados a evitar su contorneo en estas circunstancias ya que la descarga disruptiva en condiciones de funcionamiento normal ocurre generalmente cuando la superficie está contaminada y se humedece debido a la llovizna, nieve, rocío o niebla sin efecto de lavado significativo.

En caso de lugares con elevado grado de contaminación, podría recomendarse el engrase o lavado periódico de la superficie del aislador.

La norma IEC 60071-2 establece cuatro niveles cualitativos de contaminación que se indican en la tabla XII, en la que se incorpora su descripción considerando los ambientes contaminantes típicos.

Tabla XII. Líneas de fuga recomendadas

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV) ¹
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción - Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes - Zonas agrícolas² - Zonas montañosas - Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos distintos desde el mar³ 	16.0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción - Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia - Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)³ 	20.0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación - Zonas cercanas al mar o, en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar³ 	25.0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos - Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o á vientos muy fuertes y contaminados desde el mar - Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular 	31.0
<p>Nota: Esta tabla deberá aplicarse únicamente a aislamiento de vidrio o porcelana y no cubre algunas condiciones ambientales, tales como nieve y hielo bajo fuerte contaminación, lluvia intensa, zonas áridas, etc.</p> <p>¹ De acuerdo con la Norma CEI 60815, línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).</p> <p>² El empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.</p> <p>³ Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.</p>		

Fuente: Juan Antonio Martínez Velasco. **Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión.** Pág. 457.

3.7. Nivel isoceráunico de la región

El nivel isoceráunico de un lugar es el número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta. Se considera día con tormenta a aquel en el que al menos se oye un trueno.

Para crear mapas útiles como referencia sobre la probabilidad de caída de rayos, se acude al trazado de líneas isoceráunicas, que son aquellas que delimitan áreas territoriales con un mismo nivel ceráunico.

Al realizar una investigación de la densidad de tormentas eléctricas que caen en la república de Guatemala en el transcurso del año, se tiene que en el tramo de la línea de Quixal a Tactic que está ubicada al sur de Alta Verapaz, un promedio de 40 tormentas eléctricas al año. Ver mapa de niveles isoceráunicos en anexo 1.

3.8. Indisponibilidad forzada de la línea al año

El período de control más reciente a la calidad del servicio de transporte es de julio 2009 a junio 2010, la tabla XIII muestra el número de indisponibilidades forzadas que tubo la línea de Quixal a Tactic.

Tabla XIII. Indisponibilidades forzadas

Línea Quixal- Tactic	Número de indisponibilidades forzadas											
	2009						2010					
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Circuito A	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Circuito B	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	3	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Base de datos de indisponibilidades forzadas de ETCEE.**

La duración de las indisponibilidades forzadas se muestra en la tabla XIV:

Tabla XIV. Duración de indisponibilidades forzadas

Línea Quixal- Tactic	Duración en minutos de las indisponibilidades forzadas											
	2009						2010					
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Circuito A	0	13	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Circuito B	0	63	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	76	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Base de datos de indisponibilidades forzadas de ETCEE.**

La tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada, que permite las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS- emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para una línea con nivel de tensión de 230 kV, es de 180 minutos por año, debido a que ésta no supera el tiempo, no existen sanciones por la duración total de las indisponibilidades forzadas. Y la tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas al año es de 2 para líneas de 230 kV, por lo que en este rubro sí se sanciona, ya que excede el límite de la tolerancia con un total de 5 indisponibilidades forzadas. Para ver el procedimiento del cálculo de las sanciones ver el anexo 2.

4. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

4.1. Análisis del ángulo de blindaje

Para analizar el ángulo de blindaje total es necesario determinar la Tensión Crítica de Flameo, TCF. De acuerdo a la norma IEEE Std. 1313.1, el Nivel Básico de Impulso, NBI, estadístico de una aislación corresponde a la tensión, en términos de valor pico, y de frente rápido, que es capaz de soportar sin romperse el 90% de las veces que es aplicada.

Por otra parte, se define la Tensión Crítica de Flameo como la tensión, en términos de valor pico, y de frente rápido, para la cual la aislación se rompe el 50% de las veces que es aplicada.

Con una desviación estándar de 3% para aislamiento por rayo, según norma IEEE Std 1313.2-1999, valuando la expresión (Ec.2.38) tenemos:

$$TCF = \frac{NBI}{0.961} \quad (Ec. 4.1)$$

Las sobretensiones a las cuales están sometidas las cadenas de aisladores en una línea de transmisión difícilmente tendrán una forma de onda como la del impulso de rayo normalizado, por lo que algún resguardo debe tomarse.

Se utiliza un margen de seguridad de 15% para dar cuenta de la situación antes expuesta, tal como se hace en el caso de aislaciones no autoregenerativas y en las distancias mínimas en subestaciones como lo indica la norma IEEE Std 1427-2006.

Dado lo anterior se tiene que:

$$TCF = 1.15 \frac{NBI}{0.961}$$

(Ec. 4.2)

Con respecto a la corrección por altura, la norma IEEE Std 1313.2-1999 indica que en el caso de realizar una coordinación de aislación mediante impulso de rayo, la rigidez del aislamiento disminuye como función lineal de la densidad relativa del aire, por lo que el NBI debe ser dividido por este valor, y debe multiplicarse por el factor de humedad atmosférica, finalmente tenemos:

$$TCF = 1.15 \frac{NBI \cdot K_h}{0.961 \cdot \delta}$$

(Ec. 4.3)

La densidad relativa del aire se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{3.92 \cdot b}{273 + T}$$

(Ec. 4.4)

Donde:

b = presión barométrica, en cm Hg

t = temperatura ambiente, en °C

La presión barométrica se relaciona con la altitud sobre el nivel del mar de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\log(b) = \log(76) - \frac{h}{18336} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

h = Altitud sobre el nivel del mar, en metros

De acuerdo a la tabla II se utiliza un NBI de 1050 kV, la mayor elevación del tramo se da en Tactic con 1440 msnm, a una temperatura media de 20°C. Valuando la expresión tenemos que TCF es igual a 1332.63 kV.

El ángulo de blindaje que proporciona un blindaje total se determina con la expresión (Ec. 2.18):

$$\theta_T = \text{sen}^{-1} \frac{r_c - h_c}{r_c} - \text{sen}^{-1} \frac{C}{2r_c}$$

El radio crítico de flameo esta dado por la expresión (Ec. 2.17):

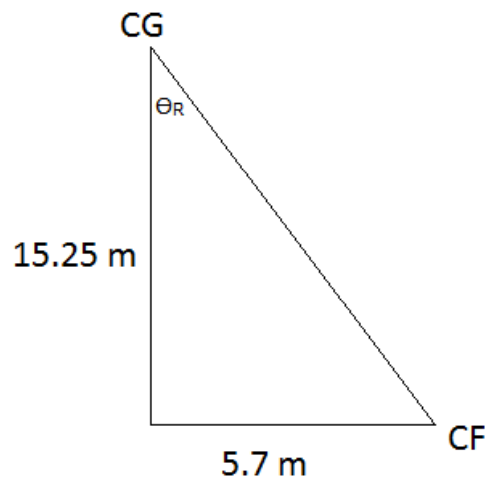
$$r_c = 9.4(1.1I)^{2/3}$$

Donde I es la intensidad de la corriente que produce flameo y está dada por $2TCF/Z_c$, teniendo los valores de 1332.63 kV (Tensión Crítica de Flameo) y 504 Ω (impedancia del conductor), se tiene que $I = 5.29$ kA.

Al evaluar la expresión (Ec. 2.17), se tiene que $r_c = 30.39$ m. La distancia entre el cable de guarda y el conductor de fase es 16.28 m, la altura del conductor de fase tiene un valor de 12.16 m, al evaluar estos en la expresión (Ec. 2.18), se obtiene el ángulo de blindaje total igual a $\theta_T = 21.33^\circ$.

De las dimensiones de la estructura determinamos el ángulo de blindaje real, con una distancia horizontal del cable de guarda al conductor de fase de 5.7 m y una distancia vertical del cable de guarda al conductor de fase de 15.25 m, como se indica en la figura 20.

Figura 20. Ángulo de blindaje real



Fuente: ilustración propia.

El ángulo de blindaje real se calcula como:

$$\theta_R = \tan^{-1} \left(\frac{5.7}{15.25} \right) = 20.49^\circ$$

Otra alternativa para verificar si se está logrando un ángulo de apantallamiento total se puede tomar en función de la altura del conductor la cual tiene un valor de 12.6 metros, la distancia entre el hilo guarda y el conductor externo con una longitud de 16.28 metros, estos valores relacionados con el radio crítico de flameo que tiene un valor de 30.39 metros. De acuerdo a las relaciones mencionadas en el capítulo 2 se tiene que:

$$Y/r_c = 0.40$$

$$C/r_c = 0.54$$

El eje X de la figura 9 corresponde a la relación Y/r_c , se localiza el punto 0.40 y se traza una línea imaginaria vertical hasta interceptar la curva que representa la relación C/r_c igual 0.54. Teniendo localizado este punto, en el eje Y se encuentra el correspondiente ángulo de blindaje total que tiene un valor aproximado de 22 grados.

El ángulo de blindaje total, es decir el ángulo ideal, se calculó por medio de dos métodos distintos, para la verificación de cuan efectivo es la colocación geométrica del cable de guarda. Comparando ambos ángulos ideales con el ángulo de blindaje real, se puede indicar con certeza que el blindaje de la línea de transmisión de Quixal a Tactic es el adecuado y es muy poco probable que una descarga incida directamente en los conductores de fase, por lo que en caso de no incidir en los hilos de guarda, estas se darán directamente en el suelo como lo predice el modelo electrogeométrico.

4.2. Análisis de probabilidad de fallas por blindaje

Para analizar la probabilidad de fallas por blindaje de la línea se utilizará el ángulo de blindaje real, el método más directo para determinar esta probabilidad es el de de Burgsdorf-Kostenko que se calcula según la expresión (Ec. 2.19).

$$\text{LogPf} = \frac{\theta\sqrt{H_t}}{90} - 2$$

Donde:

$$\theta = 20.49^\circ$$

$$H_t = 27.41 \text{ m}$$

Valuando los datos en la expresión anterior, se tiene una probabilidad de falla por blindaje de $\text{Pf} = 15.57\%$.

Para encontrar el número de descargas directas sobre la línea al año (N_L), se calcula por medio de la expresión:

$$N_L = 2.7 \times \frac{1}{30} \times \text{NI} \times h$$

(Ec. 4.6)

Donde:

NI: Nivel isocerámico

h: altura del cable de guarda, en metros

Conociendo el nivel isocerámico de la zona igual a 40 días de tormenta al año y la altura del cable de guarda con un valor de 27.41 m, se utiliza la expresión (Ec 4.6) y se tiene que:

$$N_L = 2.7 \times \frac{1}{30} \times 40 \times 27.41 = 98.68 \quad \text{descargas al año / 100 km}$$

El número probable de descargas que terminan sobre el conductor de fase debido a la probabilidad de falla se calcula como:

$$N_D = N_L \times Pf = 0.1557 \times 98.68 = 15.36 \quad \text{descargas al año / 100 km}$$

Tomando en cuenta que el tramo de la línea es de 49.92 kilómetros de longitud, el número probable de descargas que inciden en el conductor de fase es:

$$N_D = 7.67 \quad \text{descargas al año por 49.92 km}$$

La probabilidad de que la corriente de descarga exceda el nivel de aislamiento, se calcula mediante la expresión:

$$\text{Log}(P_1) = 2 - \frac{I_c}{60} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde I_c es la intensidad crítica que produce flameo que se calculó anteriormente $I_c = 5.29$ kA. Valuando la expresión anterior, se obtiene una probabilidad de $P_1 = 81.64$ %

La tasa de flameo por blindaje está dada por la expresión:

$$SFO = N_L \times P_1 \times P_f \quad (\text{Ec. 4.8})$$

De los valores calculados anteriormente se calcula el número probable de descargas electroatmosféricas que inciden en el conductor de fase que llevan corrientes mayores que I_c y provocan flameo:

$$SFO = 12.54 \quad \text{flameos al año / 100 km}$$

Para la longitud de la línea sería:

$$SFO = 6.26 \quad \text{flameos al año por 49.92 km}$$

Un método alternativo para determinar la cantidad de flameos de la línea es el recomendado por la IEEE, que está dado por la expresión:

$$NDL = 0.04NI^{1.25} [0.0133(h_m + 2h_g) + 0.1S_g] \text{ flameos al año / 100 km} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Donde:

NI: Nivel isocerámico

H_m : altura media del conductor de fase

H_g : altura media del cable de guarda

S_g : distancia entre los conductores de fase

Al evaluar la expresión anterior con los datos que tenemos, se obtiene:

NDL = 11.19 flameos al año / 100 km

Para la longitud de la línea sería:

NDL = 5.59 flameos al año por 49.92 km

Si se promedian las dos probabilidades tenemos 5.92 flameos al año en el tramo de línea de 49.92 kilómetros.

En base a las características de la línea y según las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS- emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la línea puede tener un máximo de dos indisponibilidades forzadas durante el año del período de control, sin provocar sanción alguna.

4.3. Análisis de las distancias de seguridad

Las distancias dieléctricas en aire, son parámetros de gran importancia, estas distancias se determinan a partir de pruebas de rompimiento en el aire a diferentes tipos de electrodos bajo impulso por rayo. Los principios básicos que las distancias de seguridad deben cumplir son los siguientes:

- Limitar la posibilidad de contacto por personas con los circuitos o equipos

- Impedir que las instalaciones entren en contacto con las instalaciones de otro o con la propiedad pública o privada

Las distancias mínimas en el aire son todos aquellos valores que garantizan la soportabilidad dieléctrica de la línea ante los impulsos de tensión tipo rayo, maniobra o sobretensiones a frecuencia industrial.

Las distancias de seguridad son las distancias mínimas que deben ser mantenidas en el aire entre partes energizadas de equipos (conductores) y tierra, o entre equipos (conductores) sobre los cuales es necesario llevar a cabo un trabajo.

La rigidez dieléctrica es una característica de los aislamientos de los equipos eléctricos, ésta se representa con un valor de tensión que al aplicarlo no produce un rompimiento dieléctrico.

Para el cruzamiento de una línea de transmisión con una vía de ferrocarril no electrificada. La altura mínima que debe tener la línea de transmisión con respecto al nivel de tierra está dada por la siguiente expresión, basada en las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica:

$$h = 8.1 + 0.01 V$$

(Ec. 4.10)

Donde V es la tensión de la línea y para la línea en estudio la altura mínima debería de ser 10.4 metros, con la aclaración que en ningún tramo de Quixal a Tactic se produce este tipo de cruzamiento.

Para el cruzamiento de una línea de transmisión por una carretera, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito, la altura mínima vertical a la que deben cruzar está dada por la siguiente expresión, basada en las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica:

$$h = 5.6 + 0.01 V \quad (\text{Ec. 4.11})$$

Donde V es la tensión de línea, valuando la expresión se tiene que debe de ser de 7.9 metros, esta línea cruza en múltiples ocasiones carreteras y caminos, no obstante, no es de preocupar ya que el conductor más bajo de la línea supera esta altura por más del 50 por ciento.

Para el cruzamiento de aguas donde no está permitida la navegación. La altura mínima vertical a la que deben cruzar está dada por la siguiente expresión, basada en las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica:

$$h = 5.2 + 0.01 V \quad (\text{Ec. 4.12})$$

Donde V es la tensión de línea. Valuando la expresión se tiene que debe de ser de 7.5 metros.

Para el cruzamiento de aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos, y canales con un área de superficie sin obstrucción de:

Hasta 8 ha: $h = 6.2 + 0.01 V$ (Ec. 4.13)

Mayor a 8 ha hasta 80 ha: $h = 8.7 + 0.01 V$ (Ec. 4.14)

Mayor a 80 ha hasta 800 ha: $h = 10.5 + 0.01 V$ (Ec. 4.15)

Mayor a 800 ha: $h = 12.3 + 0.01 V$ (Ec. 4.16)

La altura mínima vertical a la que deben cruzar, para los casos anteriores son 8.5, 11, 12.8, 14.6 metros respectivamente, basada en las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Cruce de líneas de transmisión por zonas de bosques, árboles y masas de arbolado. La distancia horizontal mínima está dada por la expresión:

$$d = 1.5 + \frac{V}{150}$$

(Ec. 4.17)

Donde V es la tensión de línea y para la línea en estudio el valor mínimo debería de ser de 3.03 metros.

Existen otras distancias que se podrían verificar, que sin embargo no aplican ya que el tramo de línea en estudio está ubicado de tal forma que interacciona casi exclusivamente con la naturaleza no así con sistemas de transmisión de energía eléctrica o edificios. Las distancias reales de la línea superan las distancias anteriormente descritas desde un 15 por ciento hasta un 50 por ciento por lo que se consideran aceptables.

4.3.1. Análisis de distancias de fase

A partir de conocer la Tensión Crítica de Flameo se puede calcular la distancia mínima de fase a tierra con la siguiente expresión:

$$d_{ft} = \frac{TCF}{K_r}$$

(Ec. 4.18)

Donde:

TCF: Tensión Crítica de Flameo

Kr: Factor geométrico de entrehierros (electrodos) para sobretensiones por rayo igual a 550

La Tensión Crítica de Flameo que se determinó es de 1332.63 kV. Valuando la expresión anterior se obtiene la distancia mínima de fase a tierra igual a 2.42 metros. Debido a que la mayor elevación de la línea está situada en Tactic con 1440 msnm, es necesario corregir la distancia por medio de la expresión:

$$d_h = d_{1000} + 0.0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) d_{1000} \quad (\text{Ec. 4.19})$$

Valuando la expresión se obtiene una distancia mínima de fase a tierra de 2.56 metros.

La línea utiliza 17 aisladores, con una altura de 0.146 metros por aislador, aumentando la distancia de la cadena un 5% debido a los herrajes se tiene una distancia de 2.61 metros, por lo que la distancia mínima de fase a tierra es superada en un 2%.

Se considera que es un valor adecuado ya que es superado por el caso más crítico, debido a que no todo el tramo de ésta línea se encuentra a esta altitud y en los tramos que no sobrepase los 1000 msnm, se debe tomar 2.42 metros como la distancia mínima de fase a tierra.

4.3.2. Análisis de distancias de línea

Para las estructuras utilizadas en la línea Quixal a Tactic, la distancia entre líneas es de 5 metros y ésta se mantiene a lo largo de todo el tramo. De acuerdo a las especificaciones de la norma IEC para calcular las distancias de fase a fase se debe tomar en cuenta que la tensión máxima que puede aparecer entre fases es igual al NBI más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, por lo que IEC recomienda, que D_{ff} es igual a 15% mayor que D_{ft} . Además se debe considerar en estas distancias el diámetro de los conductores o elementos metálicos.

Aplicando los términos establecidos por la norma IEC, se obtiene que la distancia fase a fase, debe ser 2.94 metros. Por lo que se considera adecuada la distancia fase a fase real, ya que esta la supera por casi el doble.

4.4. Análisis de los sistemas de tierras

La resistencia al pie de la torre por medio de contrantenas, es lo equivalente a la red de tierras en las líneas de transmisión. Las contrantenas se hacen con conductores de acero para terrenos no corrosivos, como los terrenos de cultivo o secos, o bien con conductores de cobre o aluminio, para terrenos corrosivos.

Este tipo de redes busca la mayor área de contacto con el terreno y por eso se diseña con trayectorias horizontales, las cuales es recomendable que deben enterrarse a profundidades de 60 cm o 70 cm y es deseable que el calibre del conductor o su diámetro sea el mismo que el cable de guarda.

De los valores medidos se determinó una resistividad del terreno de 100 ohm-metro, la red de tierras para este caso se compone de contrantenas con una longitud de 20 metros, un radio de 0.00585 metros, a una profundidad de 0.75 metros. Valuando estos datos en la expresión (Ec. 2.27)

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{4ad} - 1\right) (\Omega)$$

Da como resultado una resistencia al pie de la torre de 6.15 Ω . Que es un valor adecuado, ya que es de gran importancia mantener la resistencia al pie de la torre con valores bajos, particularmente en zonas con alto nivel isocerámico, donde no deben ser superiores a 15 Ω .

Debido a la baja resistividad del suelo se puede decir que su acidez es elevada y provocara un alto grado de corrosión en las partes metálicas que se encuentran dentro de este.

Por lo anterior, será necesario revisar en un tiempo no mayor de cinco años la resistencia a tierra, para verificar que si las contrantenas en conjunto con el terreno siguen manteniendo valores bajos de resistencia, si el caso fuera un aumento de la resistencia a tierra se deberá dar mantenimiento ya sea aplicando gel en el suelo, adicionando bentonita o cambiando los conductores de las contrantenas.

Para mantener la función primordial del sistema de tierras se deberá realizar inspecciones periódicas de los cables de bajada de los hilos de guarda al suelo ya que en determinado momento pueden ser objeto del vandalismo ya que se encuentran desprotegidos ante el hurto.

4.5. Análisis de flameo inverso

Para la línea de 230 kV el valor mínimo de la corriente de rayo que produce flameo inverso en los aisladores se puede calcular en base a algunos valores típicos.

El índice de elevación de la corriente de rayo se puede tomar como:

$$\frac{d_i}{d_t} = 40 \text{ kA}/\mu\text{s}$$

La impedancia característica de los cables de guarda se calculó anteriormente con un valor de 548.72Ω . La impedancia equivalente de los cables de guarda se obtiene suponiendo que en cada cable la intensidad de la descarga se divide en dos y como son dos cables de guarda entonces se tiene:

$$Z = \frac{Z_g}{4} \tag{Ec. 4.20}$$

Dando como resultado una impedancia equivalente de los cables de guarda de 137.18Ω .

Con un factor de acoplamiento entre los hilos de guarda y los de la línea de $C = 0.155$.

La inductancia de la torre es de $L = 20 \mu\text{H}$, para alturas de torre de hasta 40 metros.

Tal como se calculó con anterioridad tenemos una impedancia al pie de la torre de 6.15Ω , la tensión necesaria para producir flameo en la cadena de aisladores es de 1332.63 kV.

El voltaje de fase a neutro, se calcula en base al voltaje máximo de operación con la expresión:

$$V_n = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_{\max} \quad (\text{Ec. 4.21})$$

Donde V_{\max} es igual a 245 kV dando como resultado un voltaje de fase a neutro $V_n = 200.04 \text{ kV}$.

Con los datos presentados anteriormente se calcula la corriente de rayo que produce flameo inverso en los aisladores con la expresión (Ec. 2.36):

$$I_M = V_A \frac{R_p + Z}{R_p Z (1 - C)} - \frac{Z - R_p}{R_p Z} L \frac{d_i}{d_t} \pm \frac{R_p + Z}{R_p Z (1 - C)} V_n$$

Valuando la expresión se determinó que las intensidades de rayo que produce flameo inverso cuando se superpone el máximo pico positivo de la onda de tensión fase a neutro es de:

$$I_M = 183.84 \text{ kA}$$

Y cuando se superpone el máximo pico negativo de la onda de tensión fase a neutro la intensidad de rayo que produce un flameo inverso es de:

$$I_M = 103.43 \text{ kA}$$

La probabilidad de que estas intensidades de rayo se presenten está dada por la expresión (Ec. 2.14):

$$p(i) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}}$$

Donde n_c e I_{50} deben ser deducidos de observaciones experimentales. Los valores recomendados para el estudio de líneas de distribución en IEEE Std 1410-1997 son $n_c = 2.6$ e $I_{50} = 31$ kA.

Dando como resultado las siguientes probabilidades:

$$p(i = 183.84 \text{ kA}) = 0.97\%$$

$$p(i = 103.43 \text{ kA}) = 4.18\%$$

De acuerdo con las curvas de distribución probabilística de la corriente del rayo, una corriente de 100 kA tiene una probabilidad de ocurrencia muy baja. De hecho, a pesar de ser un problema de naturaleza aleatoria, las descargas atmosféricas, para los propósitos de tener una idea de comportamiento, se puede considerar que:

- El 99% de las corrientes del rayo son inferiores a 5 kA
- El 95% de las corrientes del rayo son menores de 10 kA
- El 5% son inferiores a 100 kA

Por lo que probabilísticamente se puede considerar que no existirán flameos inversos en la línea en estudio a menos que el sistema de tierra o la impedancia del hilo de guarda cambien drásticamente, la otra posibilidad es que la tensión que soporta el aislamiento se degrade por las condiciones atmosféricas y la contaminación.

4.6. Análisis de los números de aisladores

4.6.1. Por nivel de contaminación

La norma IEC 60071-2 establece cuatro niveles cualitativos de contaminación que se indican en la tabla XII, en la que se incorpora su descripción considerando los ambientes contaminantes típicos, se considera que el nivel de contaminación de la línea bajo estudio es ligero, ya que su entorno típico es con baja densidad de industrias y viviendas, y gran parte es de zonas montañosas y agrícolas.

El número de aisladores en una cadena esta dado por la expresión:

$$N_a = V_{\max} \frac{d_{ff}}{D_f} \quad (\text{Ec. 4.22})$$

Donde:

V_{\max} : Tensión máxima de servicio del sistema, en kV

d_{ff} : Distancia de fuga mínima requerida según norma IEC 60071-2, en mm/kV

D_f : Distancia de fuga del aislador, en mm

La expresión anterior es válida para instalaciones sobre el nivel del mar, por lo que es necesario corregirla a otra altura geográfica y aplicándole un factor de seguridad de 10% para dar cuenta de una sobretensión temporaria en el sistema, la cantidad de aisladores requeridos por cadena esta dado por la expresión:

$$N_a = 1.1 V_{\max} \frac{d_{ff}}{D_f \cdot \delta} \quad (\text{Ec. 4.23})$$

Donde:

δ : Densidad relativa del aire

En base a la tabla XII se selecciona la distancia de fuga mínima requerida según la norma IEC 60071-2 y es de 16 mm/kV.

La presión barométrica se relaciona con la altitud sobre el nivel del mar de acuerdo a la expresión (Ec. 4.5):

$$\log(b) = \log(76) - \frac{h}{18336}$$

Con una altura sobre el nivel del mar de 1440 msnm, se valúa la expresión anterior, dando una presión barométrica de 634 mm Hg. A una temperatura media de 20°C la densidad relativa del aire se calcula mediante la expresión (Ec. 4.4):

$$\delta = \frac{3.92 \cdot b}{273 + T}$$

Valuando los datos anteriores tenemos una densidad relativa del aire $\delta = 0.85$.

Con una tensión máxima de servicio igual a 245 kV y con los datos anteriores, se valúa la expresión (Ec. 4.23) y se obtiene el número de aisladores:

$$N_a = 15.88 \text{ aisladores}$$

4.6.2. Por distancia de fase a tierra

Otra forma de verificar el número de aisladores es por medio de la distancia mínima de fase a tierra, calculada en la sección 4.3.1 con un valor de 2.56 m, en este caso se tomaron todas las condiciones atmosféricas y geográficas, es decir se tomo en cuenta la densidad relativa del aire, el factor de corrección de humedad atmosférica y la altura sobre el nivel del mar, por lo que el número de aisladores es dado por la expresión:

$$N_a = \frac{d_{ft}}{h_{ais}} \quad (\text{Ec. 4.24})$$

Donde:

h_{ais} : Altura del aislador, en metros

Al valuar la expresión anterior, se obtiene el número de aisladores:

$$N_a = 17 \text{ aisladores}$$

El número máximo de aisladores por medio de ambos métodos fue de 17 aisladores, por lo que se puede verificar que el número de aisladores instalados en la línea de Quixal a Tactic es el correcto, ya que cuenta con 17 aisladores en suspensión y 18 aisladores en remate, en ambos casos son de vidrio y cumplen con las características de la tabla X.

4.7. Resultados óptimos de aislamiento

Los valores que se consideran como óptimos para la línea de 230 kV de Quixal a Tactic se presentan en la tabla XIV.

Tabla XV. Resultados óptimos

Nivel básico de aislamiento	1050 kV
Ángulo de blindaje total	21°
Resistencia al pie de la torre	No mayor a 15 ohms
Número de aisladores en suspensión	17 aisladores por cadena
Número de aisladores en remate	18 aisladores por cadena
Distancia de fuga	5.44 m
Distancia mínima de fase a tierra	2.56 m

Fuente: tabla propia.

Con base a los resultados anteriores se puede verificar que la línea cumple con todos los parámetros necesarios para que esté en operación y no sufra más de cinco indisponibilidades forzadas tal como lo prescribe el método de probabilidades, se considera que su aislamiento es el correcto.

CONCLUSIONES

1. El blindaje de la línea de transmisión de Quixal a Tactic se considera aceptable y es muy poco probable que una descarga incida directamente en los conductores de fase.
2. El modelo electrogeométrico y el modelo probabilístico predicen que la línea de Quixal a Tactic sufrirá 5 flameos al año, número de flameos que coincide con el número de indisponibilidades forzadas durante el año en análisis.
3. Al evaluar y analizar las distancias de seguridad, éstas cumplen con las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, debido a que éstas superan las distancias óptimas, desde un 15 hasta un 50 por ciento, por lo que se consideran aceptables.
4. El número de aisladores es el correcto, ya que cumple con los niveles de contaminación, las condiciones atmosféricas y la distancia de fase a tierra.
5. La resistencia calculada al pie de la torre se considera aceptable, ya que es de gran importancia mantener valores bajos, particularmente en zonas con alto nivel isocerámico, donde no deben ser superiores a 15 Ω .

6. Probabilísticamente se puede considerar que no existirán flameos inversos en la línea bajo estudio, ya que el conjunto de estructura, resistencia al pie de la torre y el coeficiente de acoplamiento tienen valores que sólo las descargas electroatmosféricas con valores mayores a 100 kA, las cuales tienen una probabilidad extremadamente baja de aparecer, son capaces de provocar este fenómeno.

RECOMENDACIONES

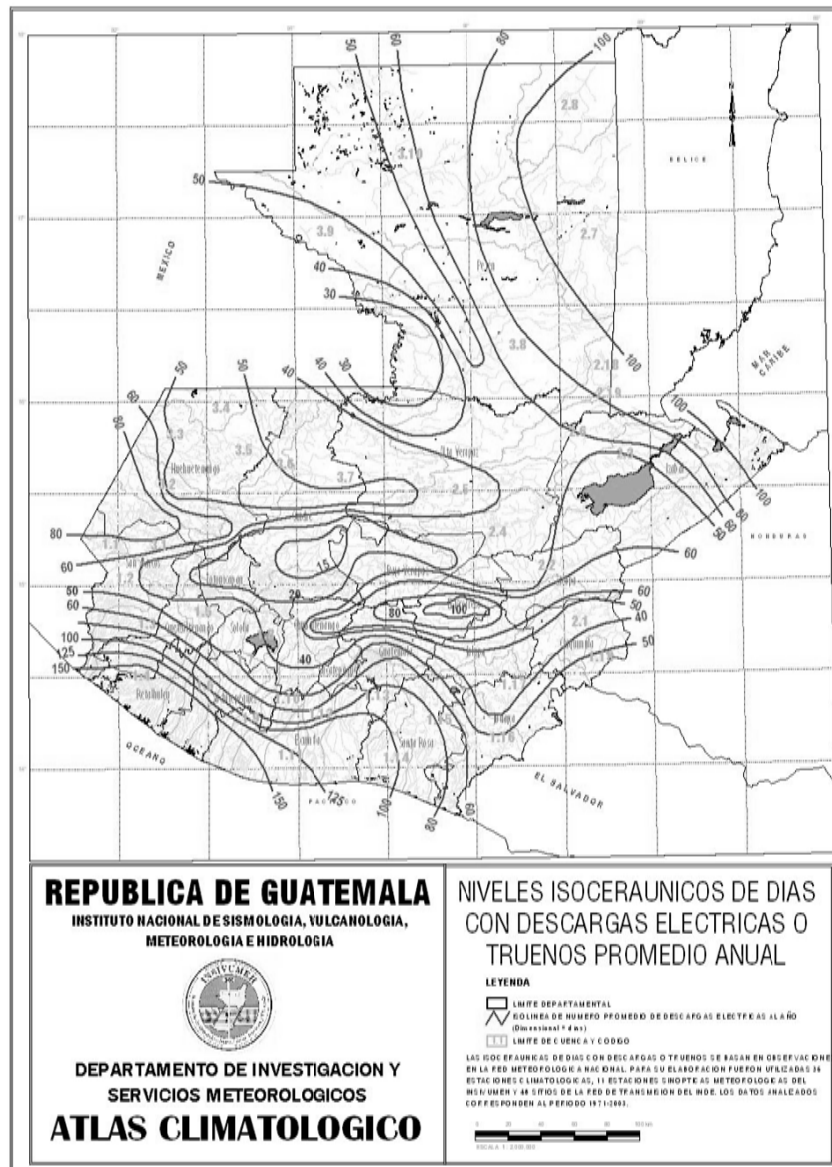
1. Es necesario revisar la resistencia a tierra de todas las torres de la línea de transmisión, para verificar si las contratenas en conjunto con el terreno siguen manteniendo valores bajos de resistencia, si el caso fuera un aumento de la resistencia a tierra se deberá dar mantenimiento, adicionando bentonita en el suelo o cambiando los conductores de las contratenas.
2. Se deberá garantizar una efectiva puesta a tierra de cada torre, con el objetivo de proveer un buen camino de conducción de la corriente de rayo a tierra y descartar salidas forzadas por flameo inverso, realizando inspecciones periódicas debido a conexiones flojas, bajadas de los hilos de guarda al suelo, ya que en determinado momento pueden ser objeto del vandalismo, debido a que se encuentran desprotegidos ante el hurto.
3. Realizar inspecciones detalladas a la línea, a fin de determinar si existen torres que permitan un ángulo de blindaje superior a 22° , y realizar la respectiva corrección, bien sea instalando o desplazando el hilo de guarda.
4. Darle mantenimiento periódicamente, a las cadenas de aisladores para verificar el grado de contaminación e identificar las que necesiten mantenimiento de tipo preventivo o correctivo para lograr una limpieza efectiva y mantener en buen estado la línea.

BIBLIOGRAFÍA

1. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS-*. Resolución CNEE No. 50-99. Guatemala: CNEE, 1999.
2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -NTDOID-*. Resolución CNEE No. 47-99. Guatemala: CNEE, 1999.
3. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -NTDOST-*. Resolución CNEE No. 49-99. Guatemala: CNEE, 1999.
4. GRAINGER, John J; STEVENSON, William D. *Análisis de Sistemas de Potencia*. México: McGraw-Hill, 1996.
5. MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio. *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión*. España: McGraw-Hill, 2008.
6. MEJÍA VILLEGAS. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. 2a ed. Colombia: HVM Ingenieros, 2003.
7. RAÚLL MARTÍN, José. *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. 2da ed. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2006.

ANEXO 1

Mapa de niveles isoceráunicos de Guatemala



Fuente: Niveles isoceráunicos de Guatemala.

http://www.insivumeh.gob.gt/hidrologia/ATLAS_HIDROMETEOROLOGICO/Atlas_Clima.htm

ANEXO 2

1. Ecuaciones y términos aplicables para el cálculo de costos por sanciones debido a salidas forzadas

Tanto las indisponibilidades forzadas como las indisponibilidades programadas de las líneas de transmisión, están sujetas a sanciones que originan costos para las empresas propietarias de la red de transporte, de acuerdo con las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS- de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala.

1.1. Sanciones por indisponibilidad forzada

De acuerdo al Artículo 48 de las NTCSTS, se aplican las siguientes expresiones:

Si el número total de indisponibilidades forzadas es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i , es igual a:

$$SNTIFLi = (NTIFLi - NTIF) * (DTIFLi / NTIFLi) * k * RTH / 60$$

Si la duración total de indisponibilidad forzada es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i , es igual a:

$$SDTIFLi = [DTIFLi - DTIF] * k * RHT / 60$$

La sanción total, para el período de control será:

$$ST = \sum SNTIFLi + \sum SDTIFLi$$

Donde:

SNTIFLi: Sanción por el número total de indisponibilidad forzada para la línea i.

SDTIFLi: Sanción, en quetzales, por la duración total de indisponibilidad forzada para la línea i.

NTIF: Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea.

NTIFLi: Número total de indisponibilidades forzadas para la línea i.

DTIF: Tolerancia a la duración total de indisponibilidad forzada para cada línea.

DTIFLi: Duración total de indisponibilidad forzada, para la línea i.

RHT: Remuneración horaria del transportista, para la instalación que corresponda, según el artículo 132 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

k: Coeficiente según la categoría de la instalación.

ST: Sanción total, para el período de control.

1.2. Sanción por desconexión automática

La sanción por desconexión automática la establece el artículo 49 de las NTCSTS de la siguiente forma:

$$SDAFLi = DAFLi * k * RTH / 60$$

Donde:

SDAFLi: Sanción por duración de indisponibilidad que obliga a la desconexión de generación y/o carga, para la línea i

DAFLi: Duración, en minutos, de la indisponibilidad forzada que obliga a la desconexión de generación y/o carga, para la línea i

1.3. Sanción por reducción de la capacidad de transporte:

Esta sanción se aplica de acuerdo con el artículo 50 de las NTCSTS:

$$SRCT = DTRTC * (1 - CTD/CTM) * k * RTH / 60$$

Donde:

SRCT : Sanción por reducción a la capacidad de transporte

DTRCT: Tiempo, en minutos, de duración total de la reducción a la capacidad de transporte

CTD: Capacidad de transporte disponible

CTM: Capacidad de transporte máxima

1.4. Sanción por Indisponibilidades del equipo de compensación

Esta sanción se aplica de acuerdo con el artículo 51 de las NTCSTS:

$$SIFEC = (1/3) * PDR * T * \# \text{ kVAr} / 60$$

Donde:

SIFEC: Sanción por indisponibilidad forzada del equipo de compensación.

T: Es el tiempo, en minutos, de duración de la indisponibilidad forzada del equipo de compensación.

#kVAr: Capacidad, en kVAr, del equipo de compensación indisponible.

1.5. Sanción por Indisponibilidades programada

Esta sanción se aplica de acuerdo con el artículo 52 de las NTCSTS:

$$SDIP = 0.1 * DIP * k * RHT/60$$

Donde:

SDIP: Sanción por duración a la indisponibilidad programada.

DIP: Tiempo, en minutos, de la duración de cada indisponibilidad programada.

1.6. Costo de generación no vendida

La generación no vendida implica un costo, el cual se calcula multiplicando el costo de venta de un MWh por el total de MWh perdidos durante el período total de la indisponibilidad, como se indica:

$$CG = P * E$$

CG: Costo de generación no vendida

P: Costo de venta de un MWh

E: MWh perdidos durante el período de indisponibilidad de la línea