

**ESTADO DEL ARTE DE LAS METODOLOGÍAS PARA LA COORDINACIÓN DE
AISLAMIENTO DE SUBESTACIONES A PARTIR DE SOBRETENSIONES DE TIPO
ATMOSFÉRICO**

ANDRÉS MAURICIO ZAPATA GALLEGO

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MEDELLÍN**

2013

**ESTADO DEL ARTE DE LAS METODOLOGÍAS PARA LA COORDINACIÓN DE
AISLAMIENTO DE SUBESTACIONES A PARTIR DE SOBRETENSIONES DE TIPO
ATMOSFÉRICO**

ANDRÉS MAURICIO ZAPATA GALLEGO

Trabajo de grado para optar título de Ingeniero Electricista

Director

MARIO ALBERTO SUÁREZ CARDONA

Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MEDELLÍN

2013

Notas de aceptación

Firma Presidente del Jurado

Firma de Jurado

Firma de Jurado

Medellín, Julio de 2013

DEDICATORIA

Quiero dedicarle este trabajo de grado con todo el cariño de mi corazón, a Dios, por darme la oportunidad de obtener mi segundo título como ingeniero, además de mi padre y mi madre que siempre han estado conmigo, y todo lo que tengo y en donde estoy, se lo debo a ellos.

AGRADECIMIENTOS

Quiero primeramente agradecerle a Dios, a mis padres y a la Universidad Pontificia Bolivariana, por ser pilares fundamentales para el desarrollo del presente trabajo de grado.

Además quiero dar un sincero agradecimiento al director de este trabajo de grado, el Ingeniero Electricista Mario Alberto Suárez Cardona, ya que desde el principio se mostró con una excelente disposición y siempre presto a llevar a buen puerto este proyecto, aportando con su excelente formación y amplio conocimiento, para obtener como resultado un producto de calidad.

También quiero incluir en mis agradecimientos a las personas que de una u otra manera estuvieron relacionadas en la ejecución de este proyecto, como es el caso del ingeniero Andrés Emiro Díez, que gracias a él, se logro un contacto con el director. Al Ingeniero Idi Amín Isaac Millán que siempre estuvo al tanto del desarrollo y participó con valiosos aportes desde la formulación del presente proyecto. Al ingeniero Jorge Wilson González, que también demostró mucho compromiso y apoyo para lograr obtener y presentar un trabajo de grado de excelente calidad.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	19
1. SOBRETENSIONES Y COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	20
1.1 Introducción a la coordinación de aislamiento	20
1.2 Descargas atmosféricas.....	21
1.2.1 Variación temporal y espacial	22
1.2.2 Parámetros del rayo.....	22
1.3 Introducción a los transitorios en los sistemas eléctricos de potencia	25
1.3.1 El estudio de las sobretensiones	25
1.4 Coordinación de aislamiento	28
1.4.1 Aislamiento externo e interno.....	29
1.4.2 Aislamiento auto-recuperable y no-autorecuperable.....	29
1.4.3 Procedimientos para la coordinación de aislamiento	29
1.5 Sobretensiones representativas (U_{rp}).....	31
1.6 Tensión de coordinación soportada para sobretensiones de frente rápido (U_{cw}).....	31
2. NORMA IEC60071-2 PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	32
2.1 DETERMINACIÓN DE LA DISTANCIA LÍMITE [60].....	33
2.1.1 Protección con pararrayos en la subestación	33
2.1.2 Autoprotección de la subestación	34
2.2 ESTIMACIÓN DE LA AMPLITUD DE LA SOBRETENSIÓN REPRESENTATIVA TIPO RAYO [61].....	36
2.2.1 Falla en el apantallamiento	36
2.2.2 Flameos inversos.....	37
2.3 MÉTODO SIMPLIFICADO	39
2.3.1 Pendiente de una sobretensión de frente rápido (s)	39
2.3.2 Pendiente de la sobretensión representativa (s_{rp}).....	40

2.3.3 Sobretensión representativa de frente rápido para descargas atmosféricas.....	42
2.3 TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA.....	44
2.3.1 Factor de corrección atmosférica.....	45
2.3.2 Determinación de la tensión de soportabilidad requerida	50
2.3.3 Determinación de la tensión de soportabilidad normalizada	50
3. ANÁLISIS NORMA IEEE PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	53
3.1 IEEE GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO STD 1313.2-1999	53
3.1.1 Configuración del aislamiento.....	53
3.2 MÉTODO SIMPLIFICADO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO BASADO EN LA NORMA IEEE STD 1313.2-1999	54
3.2.1 Tensiones en los equipos	55
3.2.2 Pendiente de la sobretensión incidente	55
3.2.3 Determinación de tensiones en el sistema.....	57
3.2.4 Proceso para la determinación del los BIL.....	60
3.2.5 BIL con factor de corrección atmosférica	62
4. METODOLOGÍAS PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO APLICADAS A NIVEL MUNDIAL.....	66
4.1 COMPARACION ENTRE LAS METODOLOGÍAS IEC E IEEE	66
4.1.1 Resumen metodología IEC 60071-2.....	66
4.1.2 Resumen metodología IEEE STD 1313.2-1999.....	66
4.1.3 Comparación del factor de corrección atmosférico	69
4.2 NORMA JAPONESA JEC JAPANESE ELECTROTECHNICAL COMMITTEE	71
4.3 EJEMPLOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS A NIVEL MUNDIAL.....	73
4.3.1 Estudio de coordinación de aislamiento de la CFE para una subestación de 115 kV.....	73
4.3.2 Coordinación del aislamiento en subestaciones de alta tensión y aplicaciones especiales. ABB - Perú Noviembre 2010.	74

4.3.3 Optimización del aislamiento en un proyecto para la ampliación de una Subestación a 220 kV a elevada altitud en Perú.....	75
4.3.4 Software para coordinación de aislamiento de acuerdo a la Norma IEC 60071-2 (Bangkok).....	76
4.4 METODOLOGIA EMPLEADA EN LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES COLOMBIANAS	78
CONCLUSIONES.....	79
BIBLIOGRAFÍA.....	81
ANEXOS	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación esquemática de los diferentes tipos de sobretensión.	28
Figura 2. Disposición típica de una subestación afectada por una sobretensión del tipo atmosférico	32
Figura 3. Dependencia del exponente m en la tensión de coordinación soportada al impulso de maniobra.	48
Figura 4. Disposición típica de una subestación afectada por una sobretensión del tipo atmosférico	54
Figura 5. Características del pararrayos.....	57
Figura 6. Tensiones de soportabilidad ante impulsos tipo rayo y tipo maniobra según la norma IEC.....	68
Figura 7. Tensiones de soportabilidad ante impulsos tipo rayo y tipo maniobra según la norma IEEE.....	69
Figura 8. Comparación entre los factores de corrección atmosférico obtenido a partir de la metodología propuesta por IEC e IEEE	71
Figura 9. Mapa de la densidad de descargas atmosféricas a nivel mundial.....	72
Figura 10. Mapa de la densidad de descargas atmosféricas a nivel mundial (acercamiento en Japón).	72
Figura 11. Tensiones de soportabilidad ante impulsos tipo rayo y tipo maniobra según la norma JEC	73
Figura 12. Figura ilustrativa ABB para coordinación de aislamientos.....	74
Figura 13. Interfaz gráfica del software para coordinación de aislamientos, basado en el la norma IEC 60071-2.....	77
Figura 14. Parámetros de entrada y cálculo de la sobretensión representativa de coordinación, a partir del software.....	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Constante de amortiguación para el efecto corona K_{co}	34
Tabla 2. Parámetros que describen el desempeño de una línea aérea conectada a una subestación ante descargas atmosféricas	43
Tabla 3. Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{kV}$)	51
Tabla 4. Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango II ($U_m > 245\text{kV}$)	52
Tabla 5. Constante de amortiguamiento por efecto corona	56
Tabla 6. Valores de las constantes A y B	59
Tabla 7. Niveles de aislamiento normalizados para tensiones clase I ($15\text{kV} < V_m \leq 242\text{kV}$)	63
Tabla 8. Niveles de aislamiento normalizados para tensiones clase II ($V_m > 242\text{kV}$)	64
Tabla 9. Tabulación final de los BIL	64
Tabla 10. Factores de corrección atmosférica variando alturas, respecto a las Normas IEEE-IEC	70
Tabla 11. Subestaciones colombianas en operación actual, cuya coordinación de aislamiento se realizó mediante la metodología propuesta por la norma IEC 60071-2	78

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Anteproyecto de grado

Anexo B. Artículo publicable

GLOSARIO

Aislador

Tiene como función eléctrica proveer el aislamiento para líneas y equipos, como también la retención mecánica de cables, conductores o barrajes rígidos dentro de la subestación. Los aisladores están constantemente sometidos a condiciones de contaminación, viento, esfuerzos de cortocircuito y sismos los cuales generan esfuerzos y tensiones sobre ellos. [1]

Aislamiento externo

Son las distancias y superficies en contacto con aire del aislamiento sólido del equipo, que están sujetas a los esfuerzos dieléctricos, a los efectos atmosféricos y otras condiciones externas, tales como la humedad contaminación, etc. [2]

Aislamiento interno

Corresponde las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales se encuentran protegidas de los efectos atmosféricos y demás condiciones externas. [3]

BIL: Del inglés (*Basic lightning impulse insulation level*)

Nivel básico de aislamiento ante impulsos tipo rayo. [4]

BSL: Del inglés (*Basic switching impulse insulation level*)

Nivel básico de aislamiento ante impulsos tipo maniobra. [5]

Coordinación de aislamiento

Consiste en 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, considerando las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles. [6]

Descarga atmosférica

Las descargas eléctricas atmosféricas o también definidos como rayos se pueden definir como transferencias de carga eléctrica las cuales generan altas corrientes, transformando de esta manera energía eléctrica, en energía audible (trueno) y energía lumínica (relámpago). [7]

DPS

Sigla del dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias, también llamado descargador de sobretensiones. [8]

Factor de coordinación (K_c)

Es el factor con el cual se deberá multiplicar la sobretensión representativa para lograr obtener el valor de la tensión de coordinación soportada. [9]

Factor de corrección atmosférico (K_a)

Es el factor que debe ser aplicado a la tensión de coordinación soportada para tener en cuenta la diferencia entre las condiciones atmosféricas promedio en servicio y las condiciones atmosféricas normalizadas. Éste aplica a aislamiento externo únicamente. [10]

Factor de falla a tierra

En determinado punto de un sistema trifásico, y para cierta configuración, es la relación entre el valor r.m.s más alto de la tensión fase-tierra a frecuencia industrial en una fase sana durante una falla a tierra que afecta una o más fases en cualquier punto del sistema y la tensión a frecuencia industrial fase-tierra obtenida en el punto dado en la ausencia de cualquier falla. [11]

Factor de seguridad (K_s)

Es el factor total el cual debe ser aplicado a la tensión de coordinación soportada, posteriormente a la aplicación del factor de corrección atmosférico (si se requiere), para de esta manera obtener la tensión de soportabilidad requerida, para tener en cuenta todas las otras diferencias entre las condiciones en servicio y las del ensayo de soportabilidad normalizado. [12]

Nivel cerámico N_i

Número promedio de días por año durante los cuales se escuchan truenos en un sitio específico. [13]

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 ciertas condiciones específicas. [14]

Puesta a tierra

Circuitos, sistemas o equipos los cuales se encuentran provistos con tierra, con el fin de establecer un circuito de retorno de tierra y mantener su potencial aproximadamente igual al potencial de la tierra. [15]

Sobrecorriente

Pueden resultar de fallas en sistemas, cortocircuitos, maniobras y su estudio ayuda en la determinación de los esfuerzos de interrupción en interruptores, de los esfuerzos mecánicos y térmicos dentro de las máquinas, transformadores y barrajes. [16]

Sobretensión

Cualquier tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase cuyo valor pico excede el correspondiente valor pico de la tensión más alta del equipo. Las sobretensiones se pueden clasificar por la forma y la duración, ya sea temporal o transitoria. [17]

Sobretensión atmosférica

Es una sobretensión fase-tierra o fase-fase en un punto dado del sistema, y se debe a una descarga atmosférica. Esta sobretensión es usualmente de muy corta duración y de una muy elevada amplitud del orden de 6,0 p.u. [18]

Sobretensión de maniobra

Es una sobretensión fase-tierra o fase-fase en un punto dado del sistema. Y es originada por una operación en un equipo de maniobra. Esta sobretensión es fuertemente amortiguada y de corta duración. [19]

Sobretensión temporal

Es una sobretensión fase-tierra o fase-fase en un punto dado del sistema. Es oscilatoria, de duración relativamente larga, poco amortiguada o sin amortiguación. Generalmente son causadas por maniobras (por ejemplo

rechazos de carga), fallas, fenómenos no lineales como ferro-resonancia o efecto Ferranti. [20]

Sobretensiones representativas (U_{rp})

Corresponde a sobretensiones asumidas las cuales producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de alguna clase dada ocurridas en servicio y ocasionadas a partir de diferentes orígenes. Son tensiones con la forma de onda normalizada para cada clase y se pueden definir por un valor o un conjunto de valores o una distribución de frecuencias de valores que caracteriza las condiciones de servicio. [21]

Subestación eléctrica

Es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual se transforma la energía a niveles adecuados de voltaje, para su transmisión, distribución y consumo, teniendo en cuenta ciertos requisitos de calidad. [22]

Tensión de coordinación soportada (U_{cw})

Para cada clase de tensión, corresponde al valor de la tensión soportada de la configuración de aislamiento el cual cumple el criterio de desempeño en condiciones reales de servicio. [23]

Tensión de soportabilidad

Es el valor de la tensión de prueba a ser aplicado bajo condiciones específicas en una prueba de soportabilidad, mediante la cual se tolera cierto número específico de descargas disruptivas. [24]

Tensión de soportabilidad normalizada (U_w)

Es el valor normalizado de la tensión de prueba aplicada en un ensayo de soportabilidad normalizado. Este es el valor asignado del aislamiento y prueba que el aislamiento cumple con una o más tensiones de soportabilidad requeridas. [25]

Tensión de soportabilidad requerida (U_{rw})

Es la tensión de prueba la cual el aislamiento deberá soportar en un ensayo de soportabilidad normalizado, para afirmar que el aislamiento cumplirá el criterio de desempeño cuando esté sometido a una clase de sobretensión dada en condiciones reales de servicio. La tensión requerida de soportabilidad tiene la forma de la tensión de coordinación soportada, y se especifica con referencia a todas las condiciones del ensayo de soportabilidad normalizado seleccionado para verificarla. [26]

Tensión más alta para el equipo (U_m)

Corresponde al valor r.m.s. 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. [27]

Tensión máxima del sistema (U_s)

Es la tensión máxima de operación la cual se puede presentar durante operación normal en cualquier momento y en cualquier punto del sistema. [28]

RESUMEN

En el desarrollo de este trabajo de grado se realiza un estudio del estado del arte de las metodologías para coordinación de aislamiento aplicado a subestaciones. En la exploración se hace énfasis en la forma de determinar el nivel de aislamiento requerido para sobretensiones de origen atmosférico. En esta exploración, se analiza la expresión que describe la Norma IEC 60071-2 para el cálculo de sobretensiones representativas de coordinación ante impulsos tipo rayo, se realiza un análisis comparativo entre las Normas (IEC, IEEE y otras) respecto a sus metodologías en el tratamiento de sobretensiones de origen atmosférico y la aplicación del factor de corrección atmosférico según la altura de la instalación. Se parte de una fundamentación teórica acerca de las sobretensiones y coordinación de aislamiento, luego se hace un estudio las metodologías IEC e IEEE y por último, se da una mirada a la forma como actualmente se aplican las metodologías para la coordinación de aislamiento en diferentes países del mundo.

INTRODUCCIÓN

Las descargas atmosféricas son un fenómeno que pone exigencias especiales a los sistemas eléctricos. Su aparición es imposible de predecir y de evitar, lo que sí está en la mano de la ingeniería es controlarlas, darle manejo en tierra y minimizar su impacto sobre las personas animales o equipos que pueda afectar.

Pero en el caso más puntual de la ingeniería eléctrica es de gran importancia que estas descargas atmosféricas, al impactar sobre algún elemento del sistema eléctrico, no tengan consecuencias sobre los equipos, pudiéndolos dañar y produciendo indisponibilidad y cortes en el suministro de energía.

Por tanto, es crítico al momento del diseño de subestaciones el cálculo y dimensionamiento de los aislamientos de sus equipos, de tal manera que se pueda garantizar que al momento de una descarga atmosférica, la sobretensión incidente no afecte ningún elemento conectado en el patio de la subestación.

Para esto se han desarrollado diferentes metodologías para el procedimiento de coordinación de aislamiento, las cuales difieren dependiendo de la tendencia y del país donde se utilicen.

En este trabajo se hace una exploración de las metodologías utilizadas actualmente para la coordinación de aislamiento y se analiza su forma de aplicación en diferentes regiones del mundo.

1. SOBRETENSIONES Y COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

1.1 Introducción a la coordinación de aislamiento

La conductividad en todos los materiales, obedece a la migración de partículas cargadas. Los conductores poseen un elevado número de electrones libres que se mueven al aplicarle un campo eléctrico, a diferencia de los materiales aislantes los cuales poseen muy pocos electrones libres.

En el momento en que se incrementan los esfuerzos eléctricos en determinado aislamiento a un nivel suficientemente alto, la resistividad del aislamiento varía de un valor alto, a un similar al de un conductor. Esta variación de resistividad se denomina disrupción o falla del aislamiento y se desarrolla principalmente en tres pasos:

- La ionización inicial en un punto o varios.
- El aumento de un canal ionizado a través de la distancia del aislamiento.
- Aparición de arco eléctrico y la transición a una descarga auto mantenida.

Pueden influir en la rigidez dieléctrica del aislamiento factores como:

- Magnitud, duración, forma y polaridad de la tensión aplicada.
- La distribución del campo eléctrico en el aislamiento.
- Tipo de aislamiento.
- Estado físico del aislamiento.
- Deformación del aislamiento.

Las fallas del aislamiento en el aire dependen en gran medida de la configuración de la distancia de aislamiento, polaridad, y forma de onda de la tensión aplicada. También tienen gran influencia factores como las condiciones atmosféricas, las cuales afectan en gran medida la resistencia del aislamiento independientemente de la forma y polaridad de la tensión aplicada. [29]

1.2 Descargas atmosféricas

A mediados del siglo XVIII, gracias a los trabajos preliminares de investigación de Benjamín Franklin, acerca del rayo y la electricidad, se establecieron unos fundamentos para el entendimiento de éste fenómeno. Pero a principios del siglo XX con los trabajos del físico C.T.R Wilson se pudo empezar a hablar de la investigación moderna y sistemática acerca de la física del rayo.

El físico Wilson, fue la primera persona en sugerir que las tormentas son generadores de carga los cuales mantienen diferencia de potencial entre la atmósfera superior y la superficie terrestre. [30]

En 1929 Wipple, realizó una comparación acerca de la variación diurna encontrada y presentada por Brooks en 1925 hallando evidencias que “La contribución al circuito eléctrico global está dominada por una superposición de efectos en las tres principales zonas de convección profunda: Suramérica tropical, África y el Continente marítimo”. Estas hipótesis fueron soportadas recientemente por resultados y observaciones satelitales de la NASA.

En 1980 Anderson y Eriksson del comité CIGRE WG 33.01 “Lighting”, realizaron la presentación actualizada acerca de los parámetros del rayo haciendo énfasis en aplicaciones ingenieriles. Posteriormente en el año 2000 fue aprobado en el mismo comité la consideración de las variaciones espaciales y temporales las cuales pueden ser divididas en 5 grupos, los cuales son:

- De incidencia.
 - Nivel Cerámico (NC).
 - Densidad de descargas a tierra (DDT).
 - Polaridad (P).
 - Multiplicidad (M).
 - Duración.
- Amplitud de la corriente de retorno del rayo.
- Carga.
- Energía.
- Forma del impulso de la corriente del rayo. [31]

1.2.1 Variación temporal y espacial

El punto de vista temporal está relacionado con los parámetros de la descarga atmosférica caracterizados por la variación multianual, anual, mensual y diaria. El punto de vista espacial se relaciona con la magnitud de los parámetros de la descarga atmosférica y como estos varían local y globalmente.

1.2.2 Parámetros del rayo

Existen alrededor de 15 parámetros mensurables determinados por investigadores dedicados a estudiar la física del rayo. Según el orden de magnitud espacial, se va desde los fenómenos atómicos los cuales comienzan con la electrificación de la nube de tormenta en una magnitud de 10^{-13} km, hasta la circulación del aire de la nube de tormenta, la cual da por terminado el proceso de carga, en escalas de decenas o centenas de kilómetros. En el tiempo los órdenes de magnitud están comprendidos desde los 10^{-6} segundos, tiempo en el cual duran los pasos del líder escalonado, hasta el tiempo total que dura una tormenta, el cual puede ser hasta de horas.

El tener conocimiento de los parámetros característicos del rayo desde el punto de vista tecnológico, da la posibilidad de realizar diseños óptimos y proteger adecuadamente seres vivos y equipo tanto eléctrico como electrónico, además de ofrecer un mantenimiento oportuno, generando de esta manera operaciones confiables, económicas y seguras. [32]

1.2.2.1 Nivel Cerámico

El comité Meteorológico Internacional (IMC) en el año 1873 reunido en Viena, adoptó una unidad denominada como “Día con trueno oído”. [33] Pero una expresión más acertada corresponde al número promedio de días por año durante los cuales se escuchan truenos en un sitio específico. [34]

1.2.2.2 Densidad de descargas a tierra - DDT

Mediante el parámetro de Densidad de descargas a tierra por $\text{km}^2 - \text{año}$ - DDT, se puede ofrecer un concepto mucho más riguroso acerca de la actividad eléctrica atmosférica, provisto por la severidad tormentosa, en comparación con el nivel

cerámico, el cual es un concepto más débil y rudimentario para arrojar una medida utilizable acerca de la severidad de las tormentas y ofrecer información acerca de la existencia de áreas locales más propensas a descargas atmosféricas.

La determinación de este parámetro, se realiza por dos métodos, los cuales son mediante mediciones directas gracias a equipos contadores de descargas atmosféricas y mediante el uso de ecuaciones empíricas las cuales relacionan las DDT con el nivel cerámico. [35]

1.2.2.3 Amplitud de la corriente de retorno de rayo

Comúnmente se refiere al parámetro más importante en aplicaciones de ingeniería. [36]La descarga de retorno consiste en la etapa del fenómeno con mayores aplicaciones en ingeniería del diseño y en la protección contra rayos en sistemas eléctricos y electrónicos. Su importancia se debe a que se presentan las mayores magnitudes de corriente eléctrica entre el centro de carga de la nube y la tierra, además el suceso es caracterizado por ser ópticamente más brillante audible, visible y presenta un mayor calentamiento del canal aproximadamente a 28.000° C. Por tanto, se genera un fuerte gradiente térmico el cual genera una onda de choque que se escucha como tormenta y es conocida como el Trueno. [37]

1.2.2.4 Multiplicidad

Es definida como el número de rayos, los cuales impactan en una descarga eléctrica atmosférica.

Entre una tercera parte y la mitad de descargas a tierra, simples o múltiples, impactan en más de un punto, con separaciones espaciales entre las terminaciones del canal, pudiendo llegar a ser hasta de varios kilómetros.

Se tiene que el promedio de descargas atmosféricas en Nuevo México, y Florida, es de 1,7 a diferencia de Arizona y Francia que es de 1,5. Por lo tanto en el momento de registro de un rayo por descarga en determinado sitio, el factor necesario para medir los valores de DDT debe ser multiplicado por 1,7 o 1,5 para de esta manera tener en cuenta los múltiples canales o la multiplicidad de la descarga. [38]

1.2.2.5 Polaridad del rayo

En los sistemas de protección contra rayos es de gran importancia tener en cuenta la polaridad del rayo, ya que de estos puede depender una óptima protección. Mediciones realizadas por Berger en las décadas del 50 y 70 en el Monte san Salvatore (Italia – Suiza) arrojaron como resultado que la distribución promedio de la polaridad de una descarga atmosférica se encuentra alrededor de 90% y 95% para polaridad negativa y entre 5% y 10% para polaridad positiva. Sin embargo, esos datos han sido cuestionados por otras investigaciones como la de Sugimoto¹, la cual habla que se tiene una relación cercana de uno a uno entre las descargas negativas y las positivas. Uman² afirma que existen condiciones que favorecen la aparición de rayos con polaridad positiva, estas condiciones son aparentemente grandes elevaciones, climas fríos, latitudes altas y tormentas severas, pero tras de más de 10 años realizando observaciones en Colombia con la antena TSS 420 y tres años con el sistema con el sistema de localización de rayos de ISA, se observó que los rayos de polaridad positiva no solo dependen de condiciones espaciales como el clima, la latitud y la elevación, sino también de condiciones temporales como hora diaria de presentación de la tormenta y el periodo del año.

En Colombia el sistema de localización de rayos, con cubrimiento para la región de central, arroja un reporte de algunas zonas con cambios de polaridad en meses a diferencia de otras en las cuales la proporción de descargas negativas – positivas permanecen inalterables durante el año. También se encontró que la región ubicada cerca de la población de Segovia en Antioquia, la fracción de descargas positivas varía de 45% en noviembre a 100% en enero (1995- 1996), respecto al total de descargas.

1. Sugimoto H., Saiki M., Kanao S., Inoue A. "Observation of the Winter lightning at transmission lines located at mountainous areas" . 22nd International conference on lightning protection. Budapest. Sept, 1994.

2. Torres, H. El rayo, Mito, Ciencia y Tecnología, 409pp. Ed Unibiblos, Bogota, 2002

Además se tiene un reporte que en el transcurso del periodo enero- abril, en Colombia las descargas eléctricas atmosféricas que cubren el sistema muestran una distribución de 31% (215.513) descargas positivas contra 69% (482.552) descargas negativas. No obstante, en el periodo Mayo – Agosto, las descargas positivas aumentan con registros de 46% (226.151) descargas positivas, contra 54% (269.625) descargas negativas. [39]

1.3 Introducción a los transitorios en los sistemas eléctricos de potencia

A pesar que los sistemas eléctricos operan en régimen permanente la mayor parte del tiempo, éstos deben ser dimensionados para soportar las peores solicitaciones a las cuales pueden ser sometidos. Estas solicitaciones externas son normalmente producidas durante situaciones transitorias en los sistemas. Por lo tanto el sistema de potencia está determinado más por las condiciones transitorias, que por su operación en régimen permanente. [40]

En los sistemas eléctricos los transitorios pueden ocurrir debido a una variedad de razones, pudiendo generar:

- Sobretensiones.
- Sobrecorrientes.
- Formas de onda anormal.
- Transitorios electromecánicos.

1.3.1 El estudio de las sobretensiones

Una sobretensión es una tensión variable con el tiempo, entre una fase y tierra o entre fases, cuyo valor cresta es superior al valor de cresta de la tensión máxima de un sistema. Se tienen básicamente dos tipos de sobretensiones que son las externas y las internas, las cuales defieren solamente de la localización de los eventos que causarían. Las sobretensiones externas son originadas fuera del sistema considerado, teniendo como fuente principal las descargas atmosféricas. En cuanto a las sobretensiones internas, se producen por eventos dentro del sistema de potencia en sí, como por ejemplo maniobras en interruptores, corto circuitos entre otros.

La determinación de las sobretensiones que puedan ocurrir en un sistema de transmisión es de fundamental importancia, ya que ofrece herramientas para la coordinación de aislamiento en líneas y subestaciones, además de poder realizar especificaciones en equipos. [41]

Se tienen tres categorías de sobretensiones:

- Sobretensiones temporales.
- Sobretensiones de maniobra.
- Sobretensiones atmosféricas

1.3.1.1 Sobretensiones temporales

Es una sobretensión fase-tierra o fase-fase en un punto dado del sistema. Es oscilatoria, de duración relativamente larga, poco amortiguada o sin amortiguación. Generalmente son causadas por:

- Maniobras (rechazos de carga),
- Fallas (cortocircuitos monofásicos)
- Fenómenos no lineales (ferro-resonancia)
- Efecto Ferranti.

Se caracterizan por:

- Amplitud, en general inferior a 1,5 p.u.
- Frecuencia de oscilación
- Duración total (Tiempo de duración, superior a decenas de milisegundos). [42]

1.3.1.2 Sobretensiones de maniobra

Es una sobretensión fase-tierra o fase-fase en un punto dado del sistema. Y es originada por una operación en un equipo de maniobra. Esta sobretensión es fuertemente amortiguada y de corta duración.

La expresión “corta duración” empleada en esta definición, sirve para la caracterización de esta sobretensión en cuanto a tiempo de frente de onda y el tiempo hasta el valor medio. Con base en estos dos parámetros, se hace una distinción entre sobretensión de maniobra y sobretensión atmosférica.

Así sobretensiones con tiempo de frente de onda entre $100\ \mu\text{s}$ y $500\ \mu\text{s}$ (correspondientes a frecuencias entre $10\ \text{kHz}$ y $2\ \text{kHz}$) y con tiempo hasta el valor medio del orden de $2500\ \mu\text{s}$, son generalmente consideradas como sobretensiones de maniobra. [43].

Se tienen dos tipos de sobretensiones de maniobra:

- Sobretensiones de maniobra máxima
- Sobretensiones de maniobra estática

1.3.1.3 Sobretensiones atmosféricas

Es una sobretensión fase-tierra o fase-fase en un punto dado del sistema, y se debe a una descarga atmosférica. Esta sobretensión es usualmente de muy corta duración y de una muy elevada amplitud del orden de $6,0\ \text{p.u.}$

La expresión “muy corta duración” sirve para caracterizar esta sobretensión con relación al tiempo de frente de onda y el tiempo hasta el valor medio. Por lo tanto las sobretensiones con tiempo de frente de onda hasta $20\ \mu\text{s}$ (correspondientes a frecuencias mayores que $50\ \text{kHz}$) y el tiempo hasta el valor medio del orden de $50\ \mu\text{s}$, son generalmente consideradas como sobretensiones atmosféricas. [44]

Las sobretensiones en las subestaciones dependen de la amplitud y de la forma de onda de la sobretensión que incide en la subestación, desde la línea aérea, o desde la misma subestación. La frecuencia de estas sobretensiones, está determinada por las características de la línea que entra en la subestación.

Las partes de la subestación que no se encuentren conectadas a ningún elemento protector contra sobretensiones, deben tener como parámetro principal la amplitud de la sobretensión que incide. Para subestaciones protegidas por pararrayos se debe tener muy presente la rata de crecimiento de la sobretensión y la distancia de los equipos bajo su consideración. [45]

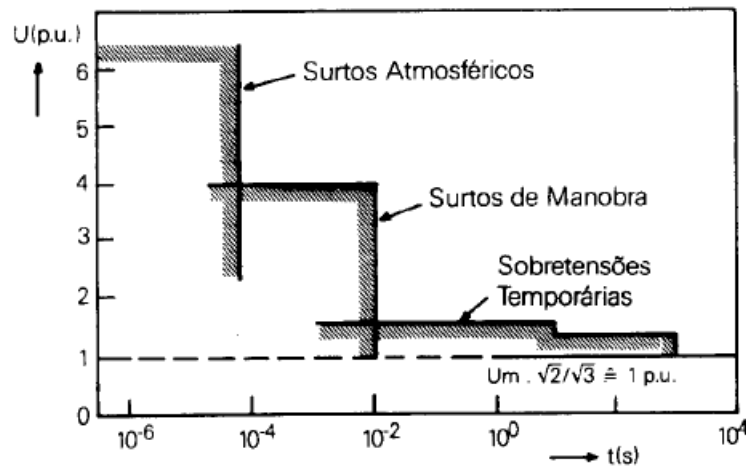


Figura 1. Representação esquemática de los diferentes tipos de sobretensión.

Fuente: Furnas. Universidad Federal Fluminense. Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión. Río de Janeiro. P 36.

1.4 Coordinación de aislamiento

La 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, considerando las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles. [46]

Más puntualmente, el objetivo de la coordinación de aislamiento es determinar las características suficientes y necesarias de los aislamientos, para que los equipos de las redes interconectadas y más específicamente de las subestaciones no se vean afectados, garantizando que el nivel de tensión soportada por el aislamiento no sea menor que las posibles sobretensiones transitorias luego de haber sido limitada por el pararrayos. [47]

NOTA: Se define la tensión soportada o de soportabilidad como el valor de tensión de prueba a partir del cual el aislamiento soporta determinado número de descargas disruptivas sin evidenciar falla alguna. Esta prueba es ejecutada bajo ciertas condiciones especificadas.

1.4.1 Aislamiento externo e interno

Es de gran importancia al momento de estudiar la coordinación de aislamientos la diferencia entre aislamiento externo y aislamiento interno.

- **Aislamiento externo:** Corresponde a las superficies (aislantes) las cuales se encuentran expuestas de una manera directa al medio ambiente y por ende tienen consecuencias debido a factores como la humedad, la contaminación, la altura sobre el nivel del mar, entre otros.
- **Aislamiento interno:** Se encuentra protegido dentro del equipo en cuestión y no tiene contacto alguno con el medio ambiente. No se ve afectado por factores medio ambientales.[48]

1.4.2 Aislamiento auto-recuperable y no-autorecuperable

Es de gran importancia al momento de estudiar la coordinación de aislamientos la diferencia entre el aislamiento auto-recuperable y el aislamiento no-autorecuperable con respecto a su comportamiento ante pruebas dieléctricas.

- **Auto-recuperable:** Es un aislamiento el cual no pierde cualidades ni características dieléctricas y se recupera totalmente tras la ocurrencia de una descarga disruptiva generada por tensiones de prueba. Generalmente, los aislamientos externos son auto-recuperables.
- **Aislamiento no-autorecuperable:** Este tipo de aislamiento tras la ocurrencia de una descarga disruptiva generada por tensiones de prueba, pierde de una manera total o parcial sus cualidades dieléctricas. Generalmente los aislamientos internos son no auto-recuperables.[49]

1.4.3 Procedimientos para la coordinación de aislamiento

La determinación de la coordinación de tensiones de soportabilidad, se realiza con la selección del valor más bajo de las tensiones soportadas por el aislamiento, cumpliendo el criterio de desempeño en el momento en que esté sujeto a sobretensiones representativas en condiciones normales de operación.

Los métodos utilizados para la coordinación de aislamiento básicamente son dos, el método estadístico y el determinístico, aunque se tienen mezclas aplicadas de ambos métodos. El empleo de cualquiera de los dos métodos va a depender de la información que se encuentre disponible acerca de las tensiones representativas y del sistema o de la instalación en cuestión a ser analizada [50].

1.4.3.1 Método determinístico

Se aplica normalmente en casos donde no se tenga información estadística que provenga de pruebas y simulaciones relacionadas con la posible tasa de fallas del equipo el cual se pondrá en servicio [51].

En el método determinístico se considera que no hay presente descargas disruptivas a partir de la inyección de tensiones de prueba en ensayos de tensiones soportadas, lo cual arroja una probabilidad del 100% de soportar las tensiones de prueba aplicadas. Pero en este método no se especifica las posibles tasas de falla de los equipos [52].

1.4.3.2 Método estadístico

Se basa en la frecuencia de ocurrencia de algún origen específico, de la distribución de probabilidades de sobretensiones que provienen de este origen y de la probabilidad de descarga del aislamiento. [53] Este método crea la posibilidad de hallar el riesgo de falla a partir de la combinación de los cálculos de sobretensiones y de probabilidad de descarga.

El método estadístico difiere del método determinístico en cuanto a que el primero da la posibilidad de la estimación de la tasa de falla a partir de factores de diseño los cuales emplean estudios y metodologías más elaboradas.

Muchos de los procedimientos que se aplican en la actualidad han sido un desarrollo de ambas metodologías mezcladas ya que algunos factores los cuales se emplean en el método determinístico provienen de experiencias estadísticas [54].

1.4.3.3 Método determinístico para la coordinación de aislamiento para sobretensiones de frente rápido

En el caso de las sobretensiones atmosféricas de frente rápido, se emplea un factor de coordinación determinístico de $K_{CD}=1$ al valor máximo que se asumió para la sobretensión. [55]

1.5 Sobretensiones representativas (U_{rp})

Corresponde a sobretensiones asumidas las cuales producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de alguna clase dada ocurridas en servicio y ocasionadas a partir de diferentes orígenes. Son tensiones con la forma de onda normalizada para cada clase y se pueden definir por un valor o un conjunto de valores o una distribución de frecuencias de valores que caracteriza las condiciones de servicio [56].

Para el estudio de estas sobretensiones representativas de frente rápido se asume como elemento de protección el pararrayos y para la determinación de la tensión de coordinación soportada de se empleará un método estadístico el cual a partir de una serie de pasos arroja dicho valor.

1.6 Tensión de coordinación soportada para sobretensiones de frente rápido (U_{cw})

Para cada clase de tensión, corresponde al valor de la tensión soportada de la configuración de aislamiento el cual cumple el criterio de desempeño en condiciones reales de servicio. [57]

Se considera para el caso de frente rápido las descargas atmosféricas, y para el cálculo de esta tensión de coordinación soportada se aplica un método estadístico simplificado, en el cual intervienen las características de las líneas involucradas, los pararrayos entre otros.

El desarrollo de este método estadístico simplificado arroja valores tanto para aislamientos auto-recuperable y para los no-autorecuperables, generando valores mucho más precisos y acertados para los aislamientos con propiedades de auto-recuperación [58].

2. NORMA IEC60071-2 PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

El objetivo de realizar el estudio de coordinación del aislamiento en subestaciones (según IEC) es:

- Seleccionar el nivel de aislamiento normalizado para todos los equipos de la subestación
- Verificar la distancia de protección de los pararrayos con respecto a los equipos a proteger dentro de la subestación.
- Determinar las distancias mínimas en aire, entre fase y tierra, y entre fases.

Las sobretensiones en las subestaciones dependen, de la amplitud y forma del frente de onda proveniente de las líneas aéreas.

Para subestaciones en las cuales no haya conectados pararrayos, el parámetro más importante es la amplitud del frente de onda incidente. Para subestaciones protegidas por pararrayos el parámetro más importante es la pendiente de la sobretensión y la distancia entre el pararrayos y los equipos en consideración [59].

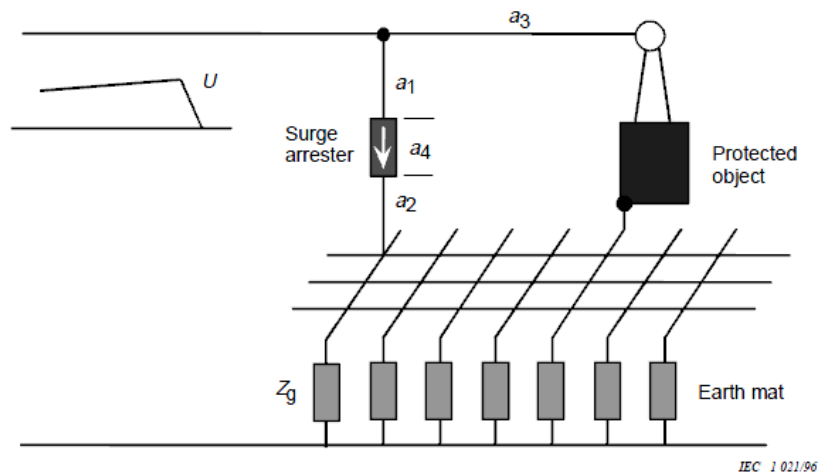


Figura 2. Disposición típica de una subestación afectada por una sobretensión del tipo atmosférico

Fuente: IEC60071-2 P.55

2.1 DETERMINACIÓN DE LA DISTANCIA LÍMITE [60]

2.1.1 Protección con pararrayos en la subestación

Cuando hay más de una línea aérea conectada a la subestación, la pendiente original (S), de la sobretensión incidente puede ser dividida por el número de líneas (n), sin embargo, el número de líneas deberá corresponder al mínimo número de líneas que razonablemente, permanecerán en servicio teniendo en cuenta las posibles contingencias o mantenimientos.

Teniendo en cuenta que la pendiente de la sobretensión incidente se reduce inversamente con el viaje de la onda en la línea aérea, la pendiente (S) aproximadamente equivale a:

$$s = \frac{1}{n K_{co} X} \quad (1)$$

Donde:

- n:** Es el número de líneas aéreas conectadas a la subestación. Si la torre es multicircuito, y se tiene doble sistema de respaldo contra flameos, este factor debe estar dividido por dos.
- K_{co}:** Corresponde a la constante de amortiguación para el efecto corona, se determina a partir de la Tabla 1. ($\mu\text{s}/(\text{kV}\cdot\text{m})$).
- X:** Corresponde a la distancia del punto de impacto del rayo y la subestación (m).

El uso del valor de esta pendiente obtenido a partir de la ecuación (1), no produce resultados precisos para el cálculo de las sobretensiones en los equipos, por lo tanto hay que emplear expresiones más elaboradas las cuales se tratarán más adelante en el desarrollo de este capítulo.

Para el cálculo de la distancia límite se emplea la expresión (2):

$$X_p = \frac{2T}{[nK_{co}(U - U_{pl})]} \quad (2)$$

Donde:

U: Es la amplitud más baja de la sobretensión considerada

T: Es el tiempo de viaje de la onda entre cualquier punto de la subestación a ser protegida y el descargador de sobretensiones más cercano, (μs)

U_{pl} : Nivel de protección del pararrayos ante impulsos tipo rayo, kV.

Para distancias superiores a X_p , la pendiente de la sobretensión se reducirá, de tal manera que la sobretensión en los equipos será, en general, más pequeña que el valor U asumido

Tabla 1. Constante de amortiguación para el efecto corona K_{co}

CONFIGURACIÓN DE CONDUCTORES	K_{co} ($\mu s/(kV \cdot m)$)
Un conductor	$1,5 \times 10^{-6}$
Haz de 2 conductores	$1,0 \times 10^{-6}$
Haz de 3 o 4 conductores	$0,6 \times 10^{-6}$
Haz de 6 u 8 conductores	$0,4 \times 10^{-6}$

2.1.2 Autoprotección de la subestación

La autoprotección de la subestación existe cuando la sobretensión generada por un evento atmosférico que incide en la subestación a partir de la línea aérea, disminuye por debajo de la tensión soportada. Esto se debe a las reflexiones presentes dentro de la propia subestación sin ninguna acción del pararrayos. Esta onda incidente no causa altas sobretensiones, ya que las reflexiones en las líneas adicionales ayudan a reducir este efecto. El requerimiento fundamental es que el número de líneas conectadas a la subestación sean suficientes.

El número necesario de líneas conectadas puede ser calculado por:

$$n \geq \left[\frac{U_{50}^-}{U} \right] - 1 \quad (3)$$

Donde:

n: Número de líneas aéreas conectadas.

U_{50}^- : Es la tensión que tiene el 50% de probabilidad de flameo ante impulso tipo rayo en el aislamiento de la línea, de polaridad negativa.

U: Es la amplitud de la sobretensión considerada.

Esto se puede considerar como válido cuando el impacto del rayo se encuentra más allá de la distancia límite.

$$X_p \geq 4 \left(\frac{T}{K_{co} U} \right) \quad (4)$$

Donde T es el tiempo de viaje hasta el punto más alejado de la barra de la subestación (μ s).

Un apreciable efecto de autoprotección se presenta en el caso de las subestaciones GIS, para las cuales las reflexiones en la línea de entrada disminuyen la sobretensión incidente a valores permitidos. Esto se puede asumir como válido si:

$$U > \left(\frac{6Z_s}{Z_s + Z_L} \right) U_{50}^- \quad (5)$$

Donde:

Z_s : Impedancia característica de la subestación

Z_L : Impedancia característica de la línea aérea.

Sin embargo, la distancia entre el punto de impacto del rayo y la entrada de la subestación no puede ser tan pequeña que la reflexión de la subestación interfiera con la del rayo. Por esta razón se aplica la siguiente distancia mínima límite:

$X_p=1$ Vano - Para fallas de apantallamiento.

$X_p= 2$ Torres - para flameos inversos.

2.2 ESTIMACIÓN DE LA AMPLITUD DE LA SOBRETENSIÓN REPRESENTATIVA TIPO RAYO [61]

Como el cálculo completo para el análisis de la onda viajera y la simulación del comportamiento de la línea aérea es un proceso complejo, ha sido propuesto un procedimiento simplificado. Este procedimiento consiste en calcular la corriente del rayo con la tasa de retorno deseada y obtener la sobretensión a partir de cálculos de la onda viajera presente en la subestación

2.2.1 Falla en el apantallamiento

Para la determinación de la corriente de rayo en un evento transitorio se emplea la tasa de falla del apantallamiento, con la distancia límite y la probabilidad de ser excedida.

$$F(I) = F(I_m) + \left(\frac{R_t}{R_p} \right) \quad (6)$$

Donde:

F(I_m): Es la probabilidad de corriente de rayo correspondiente a la máxima corriente de apantallamiento.

R_t: Es considerada la tasa de retorno.

R_p: Es la tasa de falla del apantallamiento con la distancia límite.

$$R_p = \frac{R_{sf}}{F(I_{cr}) - F(I_m)} \quad (7)$$

Donde:

R_{sf} : Es la tasa de fallas en el apantallamiento por flameos.

$F_{(Im)}$: Es la probabilidad correspondiente a que la corriente cause en el aislamiento de la línea flameos de polaridad negativa.

La amplitud de la sobretensión incidente es determinada a partir de la ecuación (8) y la pendiente puede ser asumida de acuerdo a la ecuación (9).

$$U_I = \frac{Z_L I}{2} \quad (8)$$

$$S = \frac{1}{K_{co} X_T} \quad (9)$$

Donde :

$$X_T = X_P/4$$

2.2.2 Flameos inversos

La determinación de la corriente de rayo en un evento transitorio es determinada a partir del número de relámpagos en la torre de la línea aérea y los cables de guarda en la distancia límite y la probabilidad de ser excedida es:

$$F(I) = \frac{R_t}{R_f} \quad (10)$$

Donde

R_t : Es considerada la tasa de retorno

R_f : Es la tasa de relámpagos en la distancia límite

La amplitud de la sobretensión incidente es determinada a partir de la ecuación 13,

Para lo cual

$$R_{hc} = \frac{R_{lc}}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (11)$$

Donde

R_{lc} : Es la resistencia de corriente baja

I_g : Es la corriente límite (kA)

La corriente límite I_g representa la ionización del suelo y se representa por:

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \frac{E_0 \rho}{R_{lc}^2} \quad (12)$$

Donde

ρ = Es la resistividad del suelo ($\Omega \cdot m$).

E_0 = Es el gradiente de ionización de suelo (Un valor recomendable es 400 kV/m).

A partir de lo anterior es posible hallar la amplitud de la sobretensión incidente

$$U_l = \frac{(1 - C_f) R_{lc} I}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (13)$$

Donde:

C_f = Es el factor de acople entre el cable de guarda y el conductor de fase. Algunos valores típicos son:

$C_f = 0,15$ para un solo cable de guarda.

$C_f = 0,35$ para doble cable de guarda

La pendiente puede ser asumida de acuerdo a la ecuación 14.

$$s = \frac{1}{K_{co} X_T} \quad (14)$$

2.3 MÉTODO SIMPLIFICADO

2.3.1 Pendiente de una sobretensión de frente rápido (s)

La pendiente de una sobretensión de frente rápido (s) depende básicamente de tres factores:

- Del efecto corona por el cual, se experimentan reducciones en la rata de crecimiento de la onda ya que al presentarse este fenómeno, por las pequeñas descargas generadas alrededor del conductor, se crea un radio mayor del mismo, lo que equivale en un incremento de su capacitancia; esto afecta de manera determinante la velocidad de propagación de la onda original y en consecuencia la disminución de su pendiente. [62]
- De la distancia que recorre la onda entre el punto de impacto de la descarga atmosférica y la subestación, disminuyendo la pendiente y teniendo menores efectos negativos sobre los equipos a proteger. [63]
- Del número de líneas que se tengan conectadas a la subestación ya que entre mayor sea el número, menor será el impacto negativo, debido a que la pendiente inicial será dividida entre las líneas involucradas.[64]

Retomando la ecuación 1, que dice que la pendiente de la sobretensión incidente se reduce inversamente al viaje de la onda en la línea aérea, se tiene que la pendiente (s) de la sobretensión aproximadamente equivale a :

$$s = \frac{1}{n K_{co} X}$$

Donde:

- n:** Es el número de líneas aéreas conectadas a la subestación. Si la torre es multicircuito, y se tiene doble sistema de respaldo contra flameos, este factor debe estar dividido por dos.
- Kco:** Corresponde a la constante de amortiguación para el efecto corona, se determina a partir de la Tabla (1) ($\mu\text{s}/(\text{kV}\cdot\text{m})$).
- X:** Corresponde a la distancia del punto de impacto del rayo y la subestación (m).

En el método simplificado se establece una distancia desde el (punto de impacto de la descarga atmosférica y la subestación) en la cual, si la descarga atmosférica se presenta dentro de ésta, habrán consecuencias en los equipos a proteger dentro de la subestación, pero si ocurren fuera del área, las sobretensiones no tendrán un impacto significativo sobre los equipos en la subestación.

En el método simplificado es importante tener determinada la distancia X con la cual se realizará el cálculo de la pendiente (s). Esta distancia es posible ubicarla sobre el primer vano a partir de la subestación ya que este se encuentra libre de que se presenten fallas por descargas atmosféricas debido a que se tienen protección por los cables de guarda y apantallamiento de la subestación además de una excelente puesta a tierra conectada a la malla de ésta.

Por lo tanto, en la torre que se encuentre más cercana a la subestación no se presentarán flameos inversos (esto se ha evidenciado en la práctica).

En el caso más desfavorable, en el cual, se presente una falla a partir de una descarga atmosférica lo más cerca de la subestación, la distancia mínima será la correspondiente a la longitud que presente el primer vano a partir de la subestación.

2.3.2 Pendiente de la sobretensión representativa (s_{rp})

Tiene en cuenta la mínima distancia correspondiente al primer vano a partir de la subestación y una longitud equivalente de la línea que produce un número de salidas por descargas atmosféricas R_{km} igual a la tasa de fallas aceptables R_t . [m].

Por lo tanto la distancia que se tendrá en cuenta para el cálculo de S_{rp} va ser:

$$x = L_{sp} + L_t \quad (15)$$

En donde:

L_{sp} : Longitud del primer vano a partir de la subestación

L_t : Longitud equivalente de la línea que produce un número de salidas igual a la tasa de fallas aceptables [m].

Reemplazando la longitud en la expresión de la pendiente (s) de la sobretensión incidente (1) se obtiene la pendiente de la sobretensión de frente rápido representativa (S_{rp})

$$S_{rp} = \frac{1}{nK_{co} (L_{sp} + L_t)} \quad (16)$$

De lo anterior especificando L_t se tiene que:

$$L_t = \frac{R_t}{R_{km}} \left[\frac{\frac{1}{\text{año}}}{\frac{1}{\text{km}} \times \text{año}} \right] \quad (17)$$

Se debe tener en cuenta la expresión mediante la cual se halla la sobretensión representativa en los equipos de la subestación protegidos.

$$U_{rp} = U_{pl} + 2ST \text{ para } U_{pl} \geq 2ST \quad (18)$$

Donde:

U_{rp} : Sobretensión representativa (de frente rápido). (kV).

U_{pl}: Nivel de protección del pararrayos ante impulsos tipo rayo (kV).

S: Es la pendiente de una sobretensión de frente rápido (kV/μs).

T: Tiempo de vuelo de la onda de la sobretensión de frente rápido (μs)

El tiempo de viaje de la onda de la sobretensión de frente rápido depende básicamente del cociente entre la distancia de separación entre el pararrayos y el equipo a proteger dentro de la subestación en metros y la velocidad de la luz correspondiente a 300 m/μs.

2.3.3 Sobretensión representativa de frente rápido para descargas atmosféricas

Reemplazando la pendiente representativa y el tiempo de vuelo en la ecuación 18 se obtiene:

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{2L}{cnK_{co} \cdot (L_{sp} + L_t)} \quad (19)$$

Sabiendo que el parámetro $A = 2 / (K_{co} \cdot c)$ y reemplazando en la ecuación 19 se obtiene la expresión mediante la cual se determina la sobretensión representativa de frente rápido para descargas atmosféricas U_{rp}

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_t} \quad (20)$$

Donde:

U_{rp}: Amplitud de la sobretensión representativa (kV).

A: Parámetro que caracteriza el desempeño de una línea aérea conectada a una subestación ante descargas atmosféricas. Se determina a partir de la Tabla 2.

U_{pl}: Nivel de protección al impulso atmosférico del pararrayos (kV).

n: Mínimo número de líneas conectadas a la subestación. (n=1 o n=2).

L: Distancia entre el pararrayos y el equipo protegido (m).

L_{sp}: Vano típico de la línea (m).

L_t: Longitud equivalente de la línea que produce un número de salidas igual a la tasa de fallas aceptables (m).

Tabla 2. Parámetros que describen el desempeño de una línea aérea conectada a una subestación ante descargas atmosférica

TIPO DE LÍNEA	A (kV)
LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN (Flameos fase-fase)	
Con crucetas aterrizadas (Flameos a tierra a baja tensión)	900
Líneas en postes de madera (Flameos a tierra a baja tensión)	2700
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (Flameos una sola fase a tierra)	
Un conductor	4500
Haz de dos conductores	7000
haz de cuatro conductores	11000
haz de seis y ocho conductores	17000

La sobretensión de coordinación para sobretensiones de frente rápido se obtiene al sustituir L_t por L_a lo cual es longitud equivalente de la línea que produce un número de salidas igual a la tasa de fallas aceptables por los equipos.

En el U_{cw} se relaciona las sobretensiones representativas, y el efecto de los pararrayos con el comportamiento deseado del aislamiento en función de un índice de fallas.

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (21)$$

Adicionalmente:

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \left[\frac{\frac{1}{\text{año}}}{\frac{1}{km} \times \text{año}} \right] \quad (22)$$

Asumiendo para la sobretensión representativa de frente rápido para descargas atmosféricas U_{rp} que la tasa de fallas aceptables o tasa de retorno sean cero, se obtiene una simplificación igual válida de la expresión la cual es: [65]

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp}} \quad (23)$$

2.3 TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA

Hasta ahora solo se ha calculado la sobretensión de coordinación de frente rápido, pero en este parámetro no han sido incluidas las características propias de los equipos instalados en condiciones de operación y mucho menos las condiciones atmosféricas del sitio. Por lo tanto, es necesario definir una tensión de soportabilidad requerida que tenga en cuenta todos estos parámetros los cuales tienen como consecuencia la reducción de la soportabilidad del aislamiento.

Para la determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas, se multiplican las tensiones soportadas de coordinación previamente calculadas, por una serie de factores, los cuales darán la precisión requerida en condiciones normales de operación. Se tiene dos tipos principales de factores

- Factor asociado a las condiciones atmosféricas.
- Factor de seguridad

Estos factores de corrección aplicados a las sobretensiones de coordinación, arrojan como resultado una tensión de soportabilidad requerida la cual garantiza que el

aislamiento cumpla un excelente desempeño ante condiciones normales de operación y ante eventos de sobretensiones (En este caso tipo rayo), estando en capacidad de evitar fallas a partir de descargas disruptivas.

2.3.1 Factor de corrección atmosférica

La corrección atmosférica sólo es aplicable a los aislamientos externos, debido a que éstos son los que están en contacto con el medio ambiente y por ende son afectados por sus condiciones, dando como resultado de esto cambios en la rigidez dieléctrica de los aislamientos.

Nota: La norma IEC 60060-1 establece las reglas para la corrección atmosférica de tensiones de soportabilidad del aislamiento externo

El factor de corrección atmosférico es definido a partir de la ecuación 24, en la cual se obtiene a partir del producto entre el factor de corrección en función de la densidad del aire y el factor de corrección en función de la humedad.

Estas reglas para realizar las correcciones atmosféricas en los procedimientos de coordinación de aislamiento, se basan en medidas de altitudes de hasta 2000 m y su utilización en casos donde se tengan mayores altitudes, se debe realizar con cuidado. Por tanto, es de suma importancia tener en cuenta las siguientes recomendaciones adicionales:

- En el caso de los aisladores limpios y distancias de aire, las correcciones se deben hacer para las tensiones soportadas al impulso atmosférico y de maniobra de coordinación. En el caso en que los aisladores no se encuentren en óptimas condiciones de limpieza y necesiten pruebas de contaminación, es necesaria también una corrección de la tensión de soportabilidad de larga duración a frecuencia industrial.
- Para la determinación del factor de corrección atmosférica aplicable, es posible suponer que las consecuencias de la temperatura ambiente y humedad se cancelan mutuamente. A partir de esto en el caso del cálculo de la coordinación de aislamiento solamente la presión del aire (correspondiente a la altitud del lugar), se debe tener en cuenta para aisladores secos y húmedos.

$$K_t = k_1 \times k_2 \quad (24)$$

Donde:

K_t: Factor de corrección atmosférico

k₁: Factor de corrección en función de la densidad del aire

k₂: Factor de corrección en función de la humedad

Con respecto al factor de corrección en función de la densidad del aire k_1 se tiene lo siguiente en la ecuación 25

$$k_1 = \delta^m \quad (25)$$

Donde:

δ : Densidad relativa del aire

m: Valor del exponencial

Nota: El valor del exponencial m , se explicará en detalle más adelante.

Es posible asumir el factor de corrección en función de la humedad $k_2=1$, ya que la humedad y la temperatura se mantienen constantes e idénticas a los valores de las condiciones atmosféricas estandarizadas, por lo tanto la expresión que determina el factor de corrección atmosférico, se presenta en la ecuación 26.

$$K_t = k_1 = \left(\frac{b}{b_0}\right)^m \quad (26)$$

Donde:

b: Presión atmosférica en el sitio donde se instalará el equipo.

b₀: Presión atmosférica para condiciones estandarizadas [kPa]

m: Valor del exponencial

Nota: El valor del exponencial m , se explicará en detalle más adelante [66].

2.3.1.1 Factor de corrección por altitud

Inicialmente hay que tener en cuenta varios parámetros los cuales son:

- Para instalaciones las cuales se encuentren a altitudes hasta de 1000 m.s.n.m, el factor de corrección por altura , deberá corresponder a la altura de 1000 m.s.n.m, debido a que los aislamientos de los equipos sólo están normalizados hasta ese punto (IEC 60694 (2002))
- En el caso que se tengan altitudes mayores a 1000 m.s.n.m, el factor de corrección por altura, deberá corresponder a la altura total de la instalación.
- Las distancias Fase-Fase y Fase-Neutro, deberá corresponder a las distancias establecidas por la norma IEC 60071-2 para el nivel de aislamiento finalmente seleccionado.

Se tienen evidencias que muestran que la presión del aire tiene un comportamiento exponencial decreciente con la altura. Debido a esto y en consecuencia, la rigidez dieléctrica del aislamiento igual tendrá un comportamiento similar al comportamiento de la presión del aire (exponencial decreciente). A partir de esto es posible sugerir una expresión a partir de la cual se plantee un factor que muestre como disminuye la rigidez dieléctrica del aislamiento en función de la altura. Esta expresión corresponde a la ecuación 27.

$$K_a' = e^{-m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (27)$$

Donde

K_a': Corresponde al factor de decrecimiento de la rigidez dieléctrica del aislamiento con el aislamiento.

H: Altura sobre el nivel del mar, m

Seguidamente es necesario realizar una compensación, para equilibrar el decremento en la rigidez dieléctrica del aislamiento, para la determinación de las tensiones soportadas requeridas. Este factor se presenta en la expresión 29.

$$K_a = \frac{1}{K_a'} = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (28)$$

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (29)$$

Donde

K_a: Corresponde al factor de corrección por altura, para la compensación de la disminución de la rigidez dieléctrica del aislamiento.

m: La determinación del valor del exponencial se realiza a partir de los siguientes parámetros:

- 1,0 para la coordinación del aislamiento ante impulsos del tipo atmosférico.
- De acuerdo a la figura 3, para coordinación de aislamiento ante impulsos del tipo maniobra, en función de la tensión de coordinación soportada U_{cw} .
- 1,0 para tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial con distancias en el aire y aisladores limpios.

H: Altura sobre el nivel del mar, [m]

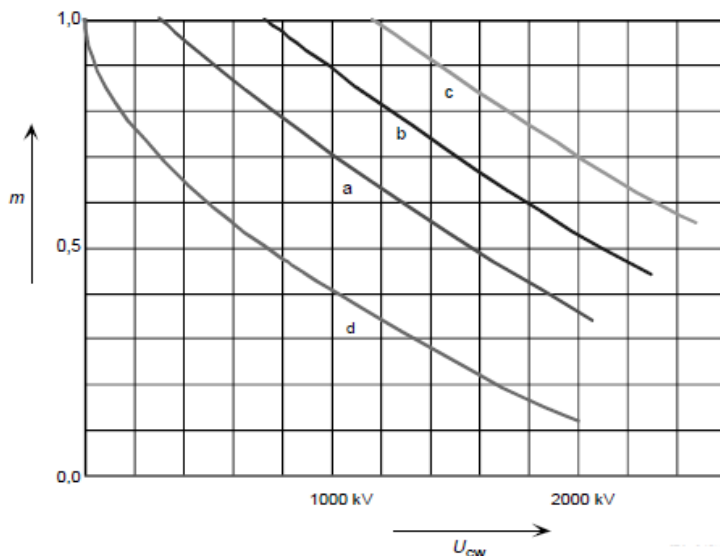


Figura 3. Dependencia del exponente m en la tensión de coordinación soportada al impulso de maniobra.

Fuente: IEC 60071-2 "Insulation co-ordination" –Part 2: Application guide -International Standard, Third edition 1996-12. P 173. P 87.

- a) Aislamiento fase – tierra.
- b) Aislamiento longitudinal.
- c) Aislamiento fase- fase.
- d) Espacio varilla – plano (espacio de referencia).

2.3.1.2 Factores de seguridad

Los factores de corrección de seguridad, involucran las condiciones reales de servicio, los cuales serán determinantes en el correcto funcionamiento de los aislamientos en condiciones continuas de operación y ante la presencia de fallas. A partir de lo anterior se presenta lo siguiente:

Esfuerzos operacionales

- Esfuerzos térmicos.
- Esfuerzos eléctricos.
- Esfuerzos medioambientales.

A partir de los factores aplicados se compensa lo siguiente:

- Las diferencias en el ensamblaje del equipo
- La dispersión en la calidad del producto.
- La calidad de la instalación
- El envejecimiento del aislamiento durante el tiempo de vida esperado
- Otras influencias desconocidas.

2.3.1.2.1 Factores de seguridad recomendados

Los factores de seguridad que se recomiendan para la realización de la corrección corresponden a [67]:

- Factor de seguridad para aislamiento externo: $K_s = 1,05$
- Factor de seguridad para aislamiento interno: $K_s = 1,15$

2.3.2 Determinación de la tensión de soportabilidad requerida

La tensión de soportabilidad requerida se obtiene al multiplicar en el caso del aislamiento externo la tensión soportada de coordinación por el factor de corrección por altura y por el factor de seguridad. En el caso del aislamiento interno basta con multiplicar la tensión soportada de coordinación por el factor de seguridad (no es necesario incluir el factor de corrección por altura debido a que ésta no tiene efectos en el aislamiento interno) [68]

$$\text{Aislamiento Externo } U_{rw} = U_{cw} \times K_a \times K_s \quad (30)$$

$$\text{Aislamiento Interno } U_{rw} = U_{cw} \times K_s \quad (31)$$

2.3.3 Determinación de la tensión de soportabilidad normalizada

A partir de los valores de soportabilidad requerida, se selecciona el valor normalizado inmediatamente superior que cubra los valores requeridos para todos los tipos de sobretensiones. En las siguientes tablas se pueden observar los valores de aislamiento normalizados para equipos en el Rango I y en el Rango II.

Tabla 3. Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{kV}$)

Tensión máxima del equipo U_m kV (rms)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial. kV (rms)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo. kV(pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5 *	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52 *	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170 ^a	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Fuente: Tomada de IEC 60071-1 (1993)

Tabla 4. Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango II ($U_m > 245\text{kV}$)

Tensión máxima del equipo U_m kV (rms)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo. kV(pico)
	Aislamiento longitudinal kv (pico)	Fase-Tierra kV (pico)	Fase-Fase (relación con el valor pico fase-tierra)	
300	750	750	1.5	850 950
	750	850	1.5	950 1050
362	850	850	1.5	950 1050
	850	950	1.5	1050 1175
420	850	850	1.6	1050 1175
	950	950	1.5	1175 1300
	950	1050	1.5	1300 1425
525	950	950	1.7	1175 1300
	950	1050	1.6	1300 1425
	950	1175	1.5	1425 1550
765	1175	1300	1.7	1675 1800
	1175	1425	1.7	1800 1950
	1175	1550	1.6	1950 2100

Fuente: Tomada de IEC 60071-1 (1993)

3. ANÁLISIS NORMA IEEE PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

En este capítulo se hace una revisión de la recomendación STD 1313.2-1999 [69] que es la que establece el procedimiento para la coordinación de aislamiento según la IEEE, de aplicación en Estados Unidos y algunos otros países. Esta recomendación ofrece un procedimiento alternativo al de la IEC 60071 por lo que merece ser analizada en este trabajo.

3.1 IEEE GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO STD 1313.2-1999

El proceso para la coordinación de aislamiento, usualmente solo se ejecuta en el desarrollo de nuevas subestaciones, con nuevos niveles de tensión o para la reconfiguraciones en éstas.

Este proceso consiste en la selección del BIL, del BSL y de las distancias mínimas requeridas, para equipos fase-fase o y fase- tierra en sistemas de aislamiento, a partir de las características de protección de los pararrayos.

3.1.1 Configuración del aislamiento

Es la configuración geométrica completa consistente del aislamiento y de todos los terminales. Esto incluye todos los elementos (aisladores 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 y, 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, el terminal 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.

3.2 MÉTODO SIMPLIFICADO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO BASADO EN LA NORMA IEEE STD 1313.2-1999

El método simplificado es apropiado para obtener una aproximación de los requerimientos de protección o el BIL para subestaciones relativamente simples o pequeñas. También puede ser empleado como parte de estudios preliminares para subestaciones complejas antes de realizar análisis detallados.

En la figura 4 se tiene una disposición típica de una línea, la cual en su entrada, presenta un frente de onda de una sobretensión incidente con su pendiente (s), ésta circula por el interruptor y llega al pararrayos en el pórtico de la subestación hasta alcanzar el transformador.

Las sobretensiones que se presentan a la entrada de la subestación son causadas por el flameo inverso o fallas en el blindaje de la línea de transmisión. Los tiempos T_c , T_b , T_T y T_A , corresponden a los tiempos de viaje de la onda.

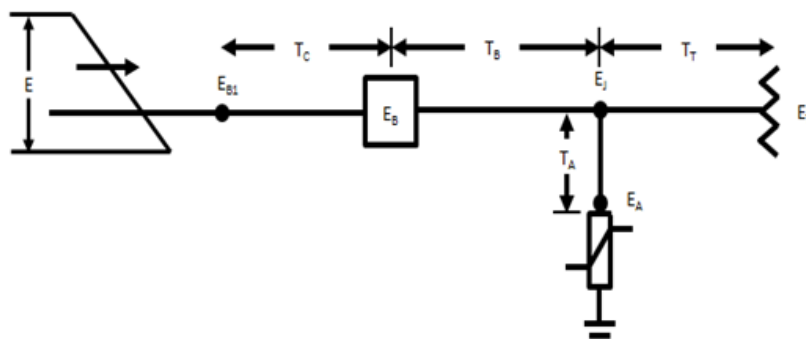


Figura 4. Disposición típica de una subestación afectada por una sobretensión del tipo atmosférico

Fuente: IEEE Std 1313.2-1999. Simplified method. P41

3.2.1 Tensiones en los equipos

Diferentes tensiones se ven reflejadas en los equipos de la subestación, éstas se presentan a continuación:

- E Frente de onda de la sobretensión incidente
- S Pendiente de la sobretensión incidente
- E_T Sobretensión en el transformador
- E_t Tensión fase – tierra total en el transformador
- E_d Tensión de descarga del pararrayos
- E_A Es la suma de la tensión de descarga del pararrayos y la tensión de frecuencia industrial
- E_j Sobretensión en la unión pararrayos-barra
- E_j Tensión fase – tierra total en la unión pararrayos-barra
- E_B Sobretensión en el interruptor
- E_b Tensión fase – tierra total en el interruptor
- E_o Tensión en la cual el pararrayos comienza a comportarse linealmente en la característica de tensión vs corriente
- T_C Tiempo de vuelo entre la unión pararrayos-barra y el final de la línea abierta.
- T_A Tiempo de viaje entre el pararrayos y la unión pararrayos-barra
- T_B Tiempo de viaje entre la unión pararrayos-barra y el interruptor
- T_T Tiempo de viaje entre la unión pararrayos-barra y el transformador.
- V_{PF} Tensión de frecuencia industrial de polaridad opuesta.

3.2.2 Pendiente de la sobretensión incidente

Inicialmente en el método simplificado, se halla el valor de pendiente de la sobretensión mediante la expresión correspondiente a la ecuación 32.

$$s = \frac{K_s}{d} \quad (32)$$

Donde:

Ks: Constante de amortiguación por efecto corona kV/s.

d: Distancia, es la distancia entre el punto de flameo y la subestación en km

La constante de amortiguación por efecto corona se determina a partir de la tabla 5.

Tabla 5. Constante de amortiguamiento por efecto corona

Conductor	Ks (kV-km)/μS
Conductor sencillo	700
Haz de dos conductores	1000
Haz de 3 a 4 conductores	1700
Haz de 6 a 8 conductores	2500

El cálculo de la distancia del punto de flameo d, la cual se requiere en el cálculo de la pendiente de la sobretensión incidente, se realiza mediante la expresión 33

$$d = \frac{1}{n(MTBF)(BFR)} \quad (33)$$

Donde:

n: Es el número total de líneas incluyendo la que recibe la descarga

MTBF: Tiempo Medio entre Fallas, MTBF [años].

BFR: Tasa de flameo inverso, BFR [fallas por 100 km/año].

Para la determinación del término VPF se emplea la ecuación 34, en la cual se tiene que corresponde al 83% de la tensión fase neutro pico del sistema.

$$V_{PF} = \text{Tensión de operación de la subestación} \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} 0.83 \quad (34)$$

3.2.3 Determinación de tensiones en el sistema

3.2.3.1 Tensión y corriente en el pararrayos

Los valores de las tensiones y corrientes E_{A1} y E_{A2} y I_{A1} y I_{A2} , se determinan a partir de las tablas suministradas por los fabricantes en cuanto a las características del pararrayos y con base a la Figura 5.

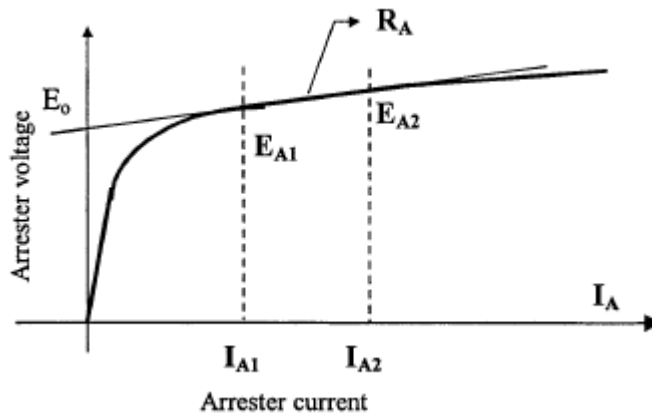


Figura 5. Características del pararrayos

Fuente: IEEE Std 1313.2-1999.Simplified method. P43

Para el cálculo de la resistencia del pararrayos R_A , se emplea la expresión 35:

$$R_A = \frac{E_{A2} - E_{A1}}{I_{A2} - I_{A1}} \quad (35)$$

Seguidamente se calcula la tensión E_0

$$E_0 = E_d - I_A R_A \quad (36)$$

Teniendo en cuenta lo anterior, es posible entrar a calcular I_A , correspondiente a la corriente que circula por el pararrayos mediante la expresión 37.

$$I_A = 1.6 \frac{\frac{2E}{n} - E_A}{\frac{Z}{n}} = 1.6 \frac{\frac{2E}{n} - E_0 - V_{PF}}{\frac{Z}{n}} \quad (37)$$

Donde:

Z: Impedancia característica de la línea.

n: Número de líneas.

La tensión de descarga del pararrayos se halla teniendo en cuenta la expresión previamente analizada (ecuación 37), pero despejando el término E_d y empleando el nuevo valor de corriente y la tensión E_0

$$E_d = E_0 + I_A R_A \quad (38)$$

Por último, para el cálculo de E_A la cual es la suma de la Tensión de descarga del pararrayos y la tensión de frecuencia industrial se emplea la siguiente expresión 39.

$$E_A = E_d + V_{PF} \quad (39)$$

3.2.3.2 Tensión en el transformador.

El transformador es modelado como un capacitor a tierra. Para el cálculo de la tensión en el transformador se emplea la siguiente expresión:

$$E_T = E_A \left(1 + \frac{A}{1 + \frac{B}{K_1}} \right), \quad K_1 = \frac{S(T_T + T_A)}{E_A} \quad (40)$$

Los valores de las constantes A y B, se determinan en función al número de líneas

Tabla 6. Valores de las constantes A y B

Número de líneas	A	B
1	1	0,14
2	0,98	0,16
3	0,84	0,18
4	0,68	0,25

Los tiempos T_T y T_A son los tiempos de viaje de la onda y se especifican en la figura 4. La tensión E_A se calculó en el ítem anterior (Tensión y corriente en el pararrayos)

Para determinar la tensión fase–tierra total en el transformador se emplea la expresión 41

$$E_t = E_T - V_{PF} \quad (41)$$

3.2.3.3 Tensión en la unión pararrayos-barra

En el punto de unión entre el pararrayos y la barra se presenta una tensión denominada E_J , la cual es determinable a partir de la expresión 42.

$$E_J = E_A \left(1 + \frac{A}{1 + \frac{B}{K_2}} \right), \quad K_2 = \frac{ST_A}{E_A} \quad (42)$$

Para determinar la tensión fase – tierra total en la unión pararrayos-barra se emplea la expresión 43.

$$E_j = E_J - V_{PF} \quad (43)$$

3.2.3.4 Tensión en el interruptor

Las tensiones en el interruptor se determinan a partir de las expresiones 44 y 45.

$$E_B = E_J + 2ST_B \quad (44)$$

$$E_b = E_B - V_{PF} \quad (45)$$

3.2.3.5 Tensión en la entrada de la subestación.

Las tensiones en la entrada de la subestación se determinan a partir de las expresiones 46 y 47.

$$E_{B1} = E_J + 2S(T_C + T_B) \quad (46)$$

$$E_{b1} = E_{B1} - V_{PF} \quad (47)$$

3.2.4 Proceso para la determinación del los BIL

3.2.4.1 BIL del transformador

La estimación del BIL en el transformador asume un factor de seguridad del 15%. Para su determinación se tiene en cuenta E_t (Tensión total a tierra en el transformador) y t_T (Tiempo de cresta, el cual se calcula de acuerdo a la expresión 48.)

$$t_T = \pi \sqrt{(T_T + T_A)(ZC_T + T_T)} + \frac{E_A}{S} \quad (48)$$

Si el tiempo de cresta t_T es mayor a 3 μ s, el BIL del equipo de transformación está dado por la expresión 49.

$$BIL_{TRANSFORMADOR} = 1,15E_t \quad (49)$$

Si el tiempo de cresta t_T es menor o igual a 3 μ s y la relación $E_t/E_d \leq 1,10$, el BIL del equipo de transformación está dado por la expresión 50.

$$BIL_{TRANSFORMADOR} = 1,15 \frac{E_t}{1,10} \quad (50)$$

3.2.4.2 BIL de los bujes del transformador

Los asilamientos externos e internos, ambos deben ser considerados en la evaluación de los bujes del transformador. Los bujes internos son tratados de manera idéntica como un transformador. El BIL requerido para porcelana externa se determina a partir de la expresión 51. Hay que tener en cuenta a qué altura sobre el nivel del mar se encuentra la subestación.

$$BIL = \frac{E_t}{1.15} \quad (51)$$

3.2.4.3 BIL del Interruptor

El BIL requerido es posible determinarlo a partir de la expresión 52, donde el término δ determina la densidad relativa del aire.

$$\text{si } \frac{E_b}{E_d} \leq 1.15 \text{ entonces } BIL = \frac{E_b}{\delta} \quad \text{o} \quad \text{si } \frac{E_b}{E_d} \geq 1.15 \text{ entonces } BIL = \frac{E_b}{1.15\delta} \quad (52)$$

3.2.4.4 BIL de los seccionadores

El BIL es asumido igual al calculado para los interruptores.

3.2.4.5 BIL de los aisladores

El BIL requerido es posible determinarlo a partir de la expresión 53, donde igualmente que en el caso de los interruptores el término δ determina la densidad relativa del aire.

$$BIL = \frac{E_{B1}}{1.15\delta} \quad (53)$$

3.2.5 BIL con factor de corrección atmosférica

Si la subestación está ubicada a alturas elevadas, el BIL de la porcelana externa debe ser mayor que el del aislamiento interno. Por lo tanto, es necesario calcular la densidad relativa del aire a partir de la expresión 54, y posterior a eso se afecta el BIL con la expresión 55.

$$\delta = e^{-\frac{A}{8.6}} \quad (54)$$

Donde

A: Elevación en kilómetros

$$BIL_{\delta} = \frac{BIL}{\delta} \quad (55)$$

Finalmente se especifica el BIL obtenido con el factor de corrección atmosférica y se busca su valor correspondiente estandarizado en las tablas 7 y 8.

**Tabla 7. Niveles de aislamiento normalizados para tensiones clase I
(15kV<Vm≤242kV)**

Tensión máxima del sistema V _m kV (rms)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (rms)	Nivel básico de aislamiento ante impulsos tipo rayo BIL kV (pico)
15	34	95 110
26.2	50	150
36.2	70	200
48.3	95	250
72.5	95 140	250 350
121	140 185 230	350 450 550
145	230 275 325	450 550 650
169	230 275 325	550 650 750
242	275 325 360 395 480	650 750 825 900 975 1050

Fuente: Tomada de IEEE 1313.1 (1996).

Tabla 8. Niveles de aislamiento normalizados para tensiones clase II ($V_m > 242\text{kV}$)

Tensión máxima del sistema V_m kV (rms)	Nivel básico de aislamiento ante impulsos tipo rayo BIL kV (pico)	Nivel básico de aislamiento ante impulsos tipo maniobra BSL kV (pico)
362	$\left. \begin{array}{l} 900 \\ 975 \\ 1050 \\ 1175 \\ 1300 \end{array} \right\}$	$\left\{ \begin{array}{l} 650 \\ 750 \\ 825 \\ 900 \\ 975 \\ 1050 \end{array} \right.$
550	$\left. \begin{array}{l} 1300 \\ 1425 \\ 1550 \\ 1675 \\ 1800 \end{array} \right\}$	$\left\{ \begin{array}{l} 1175 \\ 1300 \\ 1425 \\ 1550 \end{array} \right.$
800	$\left. \begin{array}{l} 1800 \\ 1925 \\ 2050 \end{array} \right\}$	$\left\{ \begin{array}{l} 1300 \\ 1425 \\ 1550 \\ 1675 \\ 1800 \end{array} \right.$

Fuente: Tomada de IEEE 1313.1 (1996).

Por último los valores seleccionados se tabulan en un formato similar al que se ilustra en la tabla 9.

Tabla 9. Tabulación final de los BIL

EQUIPO	TENSIÓN	TENSIÓN PICO kV	BIL REQUERIDO kV	BIL ESTANDARIZADO kV	BIL SELECCIONADO ESTANDARIZADO kV
Transformador	E_t				
Bujes del transformador Internos	E_t				
Bujes del Transformador Externos	E_t				Con factor de corrección atmosférico

Interruptor	E_b				Con factor de corrección atmosférico
Seccionador	E_b				Con factor de corrección atmosférico
Aisladores	Todos				Con factor de corrección atmosférico

4. METODOLOGÍAS PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO APLICADAS A NIVEL MUNDIAL

En este capítulo se hace una exploración de las metodologías aplicadas para coordinación de aislamiento en diversos países, con el fin de establecer cuáles son las más usadas y analizar la forma en que son aplicadas en cada caso.

4.1 COMPARACION ENTRE LAS METODOLOGÍAS IEC E IEEE

4.1.1 Resumen metodología IEC 60071-2

La metodología que propone la norma IEC 60071-2 para el cálculo de la coordinación de aislamiento en subestaciones básicamente se fundamenta en las siguientes etapas:

- **Etapa 1:** Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp}).
- **Etapa 2:** Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw}).
- **Etapa 3:** Determinación de las tensiones soportadas requeridas (U_{rw}).
- **Etapa 4:** Determinación del nivel de aislamiento normalizado (U_w).

4.1.2 Resumen metodología IEEE STD 1313.2-1999

La metodología que propone la norma IEEE STD 1313.2-1999 para el cálculo de la coordinación de aislamientos en subestaciones, básicamente se fundamenta en las siguientes etapas:

- **Etapa 1:** Análisis disposición y determinación de tensiones y sobretensiones en cada parte del sistema
 - Tensión en el pararrayos
 - ✓ E_d : Tensión de descarga del pararrayos
 - Tensión en el transformador.
 - ✓ E_T : Sobretensión en el transformador
 - ✓ E_i : Tensión fase – tierra total en el transformador

- Tensión en la unión pararrayos-barra
 - ✓ E_J : Sobretensión en la unión pararrayos-barra
 - Tensión en el interruptor
 - ✓ E_B : Sobretensión en el interruptor
 - ✓ E_b : Tensión fase – tierra total en el interruptor
 - Tensión en la entrada de la subestación.
 - ✓ E_{B1} : Sobretensión en la entrada de la subestación
 - ✓ E_{b1} : Tensión fase – tierra total en la entrada de la subestación
- **Etapa 2:** Determinación de los BIL en cada parte del sistema
 - **Etapa 3:** Estandarización de los BIL
 - **Etapa 4:** Factor de corrección atmosférica aplicados a :
 - Bujes del transformador externos
 - Interruptor
 - Seccionador
 - **Etapa 5:** Estandarización de los BIL con corrección atmosférica previamente aplicada.

Las metodologías IEC e IEEE, difieren en cuanto a su metodología procedimental para la coordinación de aislamiento ya que en la norma IEC a partir de una serie de parámetros definidos se llega a un valor de tensión de soportabilidad, mientras que la norma IEEE analiza toda la subestación por separado, hallando tensiones en cada una de las partes representativas del sistema y; a partir de estas tensiones se determinan las soportabilidades requeridas, para por último proceder a normalizar.

De las gráficas 6 y 7 es posible apreciar que la norma IEEE ofrece más valores de normalización, en comparación con la Norma IEC.

Un punto de similitud entre ambas normas es que comienzan a considerar sobretensiones de maniobra a partir de 245 kV a diferencia de la normatividad Japonesa, que se analizará en el próximo numeral, la cual debido a sus bajos niveles de aislamiento, las empieza a contemplar a partir de 187 kV.

En síntesis los valores de normalización de las Normas IEEE e IEC son muy similares en cuanto a las tensiones de operación y los niveles normalizados de soportabilidad.

En ambas metodologías, para el análisis de las sobretensiones de tipo atmosférico, se tienen en cuenta la pendiente del frente de onda de la sobretensión incidente y el efecto corona, adoptando para su análisis valores muy similares según el número de conductores que se tengan en las líneas que llegan a la subestación.

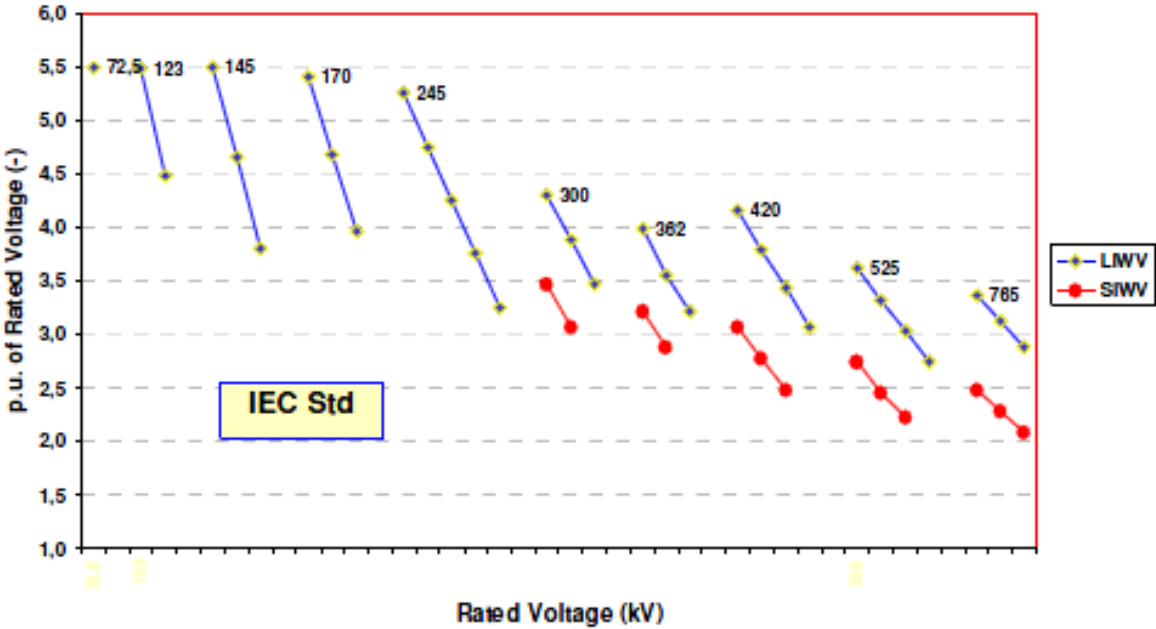


Figura 6. Tensiones de soportabilidad ante impulsos tipo rayo y tipo maniobra según la norma IEC

fuentes: bo wahlström- tokio yamagiwa- enrico colombo- françois gallon “possible applications and benefits expected through reduced insulation co-ordination voltages”. CIGRE WG B3.01 – TF 03

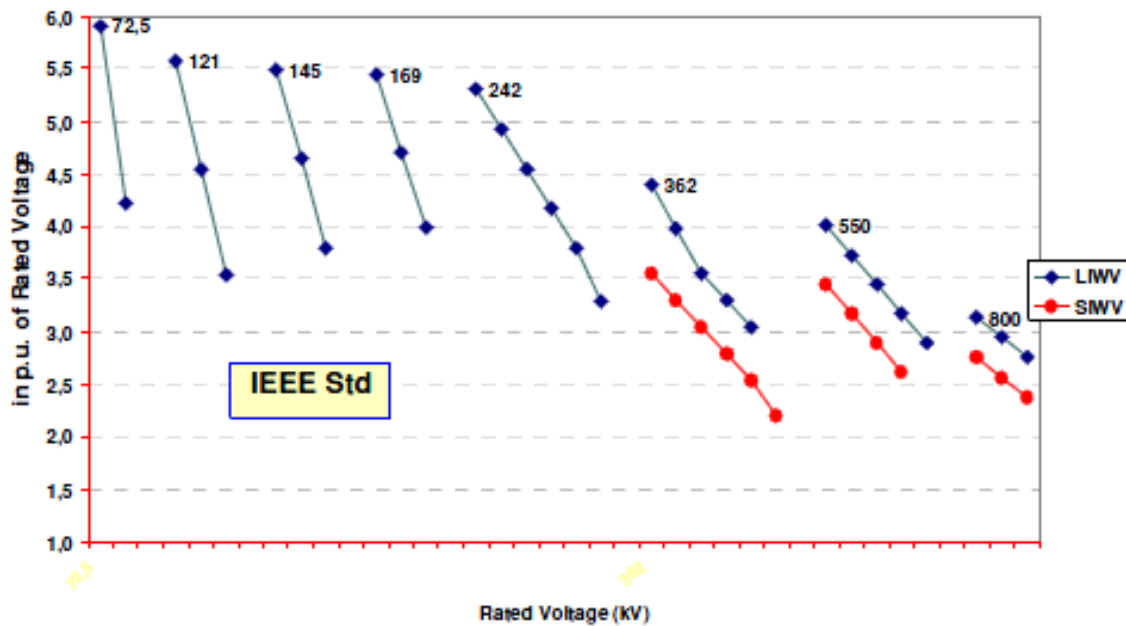


Figura 7. Tensiones de soportabilidad ante impulsos tipo rayo y tipo maniobra según la norma IEEE

fuentes: bo wahlström- tokio yamagiwa- enrico colombo- françois gallon “possible applications and benefits expected through reduced insulation co-ordination voltages”. CIGRE WG B3.01 – TF 03

4.1.3 Comparación del factor de corrección atmosférico

Las recomendaciones IEC e IEEE presentan diferentes expresiones para la corrección atmosférica que debe realizarse a la soportabilidad requerida dependiendo de la altura sobre el nivel del mar donde se construya la subestación.

La recomendación IEC60071-2 usa la siguiente expresión

$$K_a = e^{\frac{H}{8150}} \quad (56)$$

Donde H, corresponde a la altura sobre el nivel del mar (m).

La recomendación IEEE STD 1313.2-1999 usa la siguiente expresión:

$$K_a = \frac{1}{e^{-\frac{A}{8.6}}} \quad (57)$$

Donde A, corresponde a la altura sobre el nivel del mar (km) y el denominador de la expresión a δ , correspondiente a la densidad relativa del aire.

De las ecuaciones 56 y 57, se tomaron alturas sobre el nivel del mar a partir de 1km hasta 3 km (a manera ilustrativa) y se evaluaron las expresiones con el fin de obtener los factores de corrección atmosférica, obtenidos a partir de ambas metodologías. Los resultados se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Factores de corrección atmosférica variando alturas, respecto a las Normas IEEE-IEC

Altura sobre el nivel del mar	K _a IEEE	K _a IEC
1000	1.12	1.13
2000	1.26	1.27
3000	1.41	1.44

De la tabla 10 es posible apreciar, que los factores de corrección atmosférica, a diferentes altitudes, son casi idénticos, lo cual muestra que las tensiones de soportabilidad requeridas obtenidas a partir del método propuesto por la IEEE o por IEC tienen en cuenta un parámetro en común de igual valor correspondiente a este valor. En la figura 8, es posible apreciar la comparación entre los factores de corrección atmosférica obtenida por la metodología propuesta por IEC e IEEE, a diferentes altitudes.

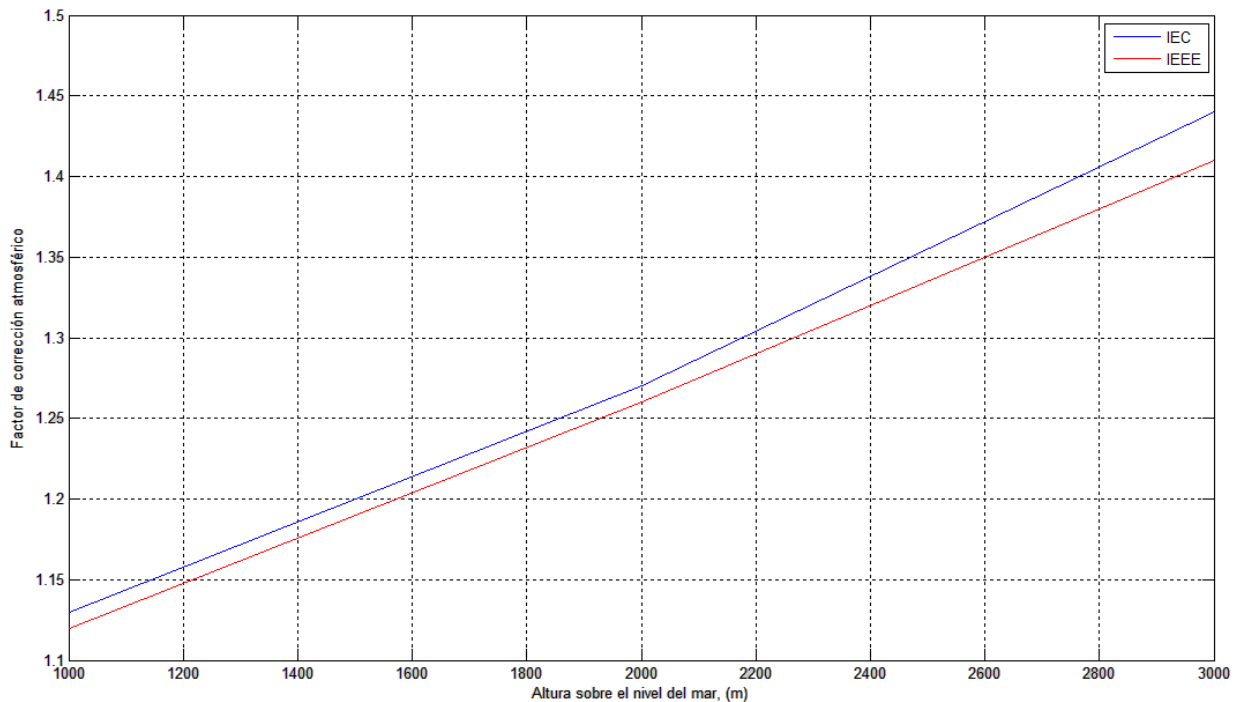


Figura 8. Comparación entre los factores de corrección atmosférico obtenido a partir de la metodología propuesta por IEC e IEEE

4.2 NORMA JAPONESA JEC JAPANESE ELECTROTECHNICAL COMMITTEE

En Japón, la normatividad empleada para la coordinación de aislamiento en subestaciones corresponde a la JEC *Japanese Electrotechnical Committee* y difiere bastante de las otras metodologías (IEEE e IEC). Los márgenes de seguridad aplicados para determinar la tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo y al impulso por maniobra son menores que en las otras normas. Por ésta razón se encuentra que que en Japón los equipos de UHV tienen un nivel de aislamiento bajo.

Una factor que permite la disminución del aislamiento es que Japón tiene un nivel cerámico bajo, lo cual hace que se tenga un riesgo más bajo. En la figura 9, se puede apreciar el nivel cerámico de Japón en comparación con otras regiones del mundo.

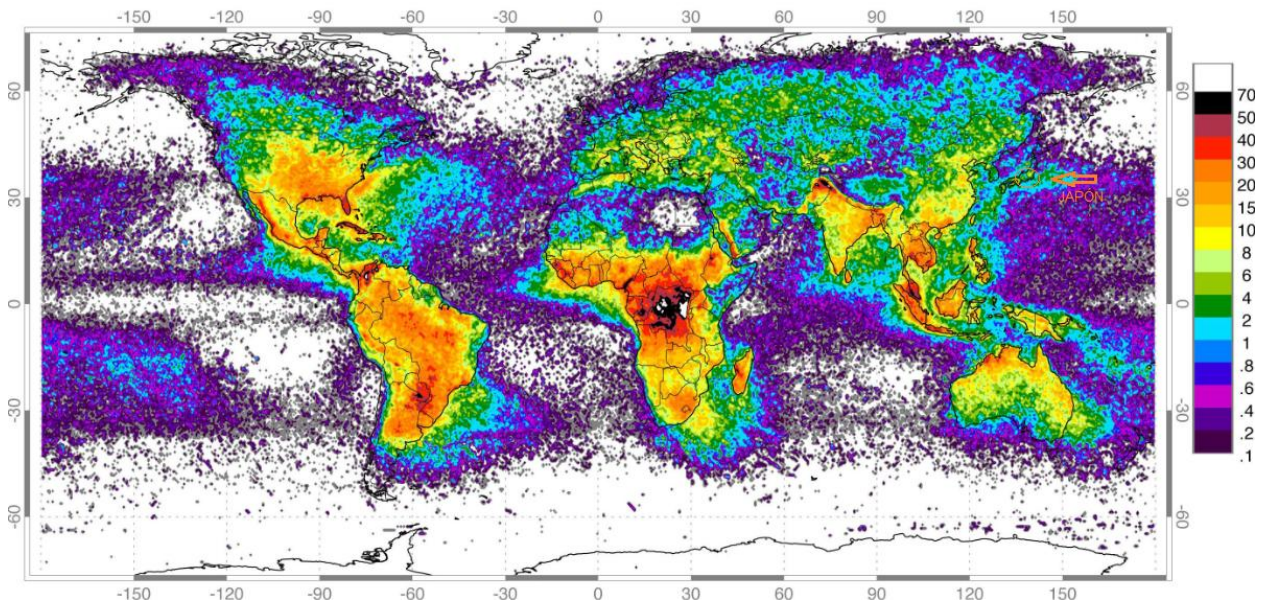


Figura 9. Mapa de la densidad de descargas atmosféricas a nivel mundial

Fuente: Global distribution of lightning April 1995-February 2003 from the combined observations of the NASA OTD (4/95-3/00) and LIS (1/98-2/03) instruments

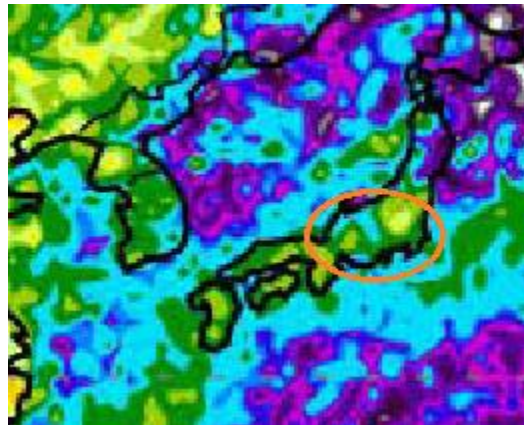


Figura 10. Mapa de la densidad de descargas atmosféricas a nivel mundial (acercamiento en Japón).

Fuente: Global distribution of lightning April 1995-February 2003 from the combined observations of the NASA OTD (4/95-3/00) and LIS (1/98-2/03) instruments

Otro factor que contribuye a que en Japón se tengan niveles de aislamientos tan bajos es que para los pararrayos empleados (tipo óxido de zinc –ZnO-), la norma JEC-2373-1998 recomienda que la tensión residual sea reducida en un 15% en comparación con la norma JEC-217-1984 y un 25% en comparación con la norma JEC-217-1994 respectivamente [70].

Esta disminución en el aislamiento conlleva a que se consideren los efectos de las sobretensiones de maniobra a partir de 187 kV, a diferencia de las recomendaciones IEEE e IEC que las consideran a partir de 245 kV.

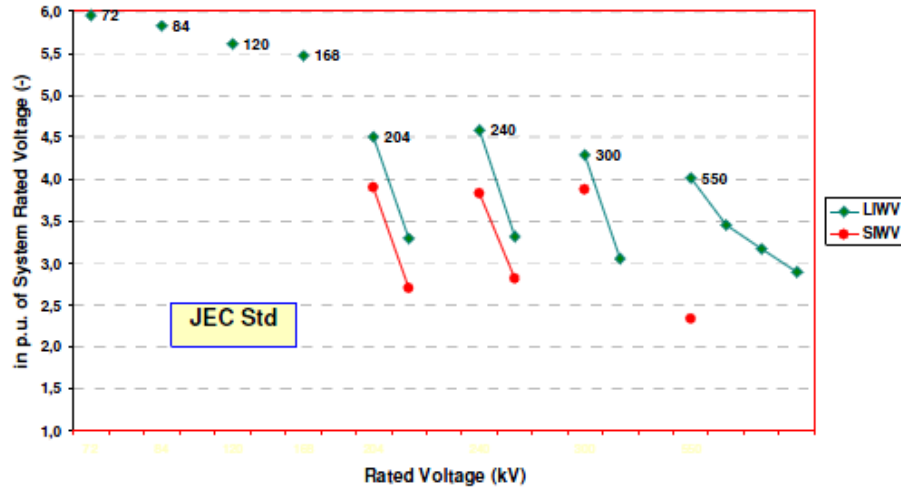


Figura 11. Tensiones de soportabilidad ante impulsos tipo rayo y tipo maniobra según la norma JEC

fuentes: bo wahlström- tokio yamagiwa- enrico colombo- françois gallon “possible applications and benefits expected through reduced insulation co-ordination voltages”. CIGRE WG B3.01 – TF 03

4.3 EJEMPLOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS A NIVEL MUNDIAL

4.3.1 Estudio de coordinación de aislamiento de la CFE para una subestación de 115 kV.

El estudio fue presentado ante el CIGRÉ (Comité Nacional de México) y básicamente muestran los resultados del estudio de coordinación de aislamiento para la selección del nivel de aislamiento de los equipos a instalar en una subestación de 115 kV, con el propósito de normalizar el diseño de acuerdo a los criterios que se establecen.

El estudio incluye parámetros y consideraciones adicionales como recomendaciones sobre los dispositivos de protección a ser seleccionados.

El procedimiento para el cálculo fue el siguiente:

- Determinar el criterio de comportamiento de las líneas de transmisión que llegan a la subestación y del equipo a instalar.

- Características de los pararrayos (equipo de protección) con base en los cuales se selecciona el nivel de aislamiento.
- Cálculo de coordinación de aislamiento basado en la **norma IEC-60071-2**. [71]

4.3.2 Coordinación del aislamiento en subestaciones de alta tensión y aplicaciones especiales. ABB - Perú Noviembre 2010.

La empresa ABB realizó un estudio de coordinación de aislamientos para subestaciones de alta tensión en Perú en noviembre de 2010, en el cual se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

Metodología utilizada por ABB Perú:

- Determinación del aislamiento según las normas IEC 60071-1 y 60071-2.
- Análisis de sobretensiones de origen atmosférico
- Simulaciones de sobretensiones de origen atmosférico que aparecerán en las líneas de transmisión y que llegarán a las subestación.
- Selección del pararrayos y distancias de aislamiento en aire. [72]



Figura 12. Figura ilustrativa ABB para coordinación de aislamientos.

Fuente: Cuevas –Johnny. “Coordinación del aislamiento en subestaciones de alta tensión y aplicaciones especiales”. ABB-Perú Noviembre 2010.

4.3.3 Optimización del aislamiento en un proyecto para la ampliación de una Subestación a 220 kV a elevada altitud en Perú.

Para la ampliación de una Subestación en Perú, la cual se encuentra ubicada a una altura por encima de 4000 m.s.n.m., debido a la disminución de la rigidez dieléctrica del aire, se concluye que se deberán usar valores del aislamiento externo más elevados de los convencionales.

Para los equipos de la subestación, se deberá considerar una soportabilidad al impulso tipo rayo (LIWL) más elevado; lo cual, conllevará a una especificación especial de los equipos (ejemplo: interruptores de dos cámaras, empleados en sistemas de 400 kV y mayores).

En este trabajo se presenta un criterio de localización de pararrayos adicionales en lugares específicos de la subestación, lo cual permite controlar la magnitud de las sobretensiones de origen atmosférico, logrando adoptar equipos con niveles menores de aislamiento dentro de los valores que se indican en la norma.

De esa forma, con esta optimización de diseño se logra aumentar la confiabilidad de la subestación correspondiente a su comportamiento frente a las sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas.

Este trabajo se realizó basado en la Norma IEC 60071-2.de 1996.

Para el proyecto Sierra Norte en Perú fue necesario determinar el nivel y coordinación del aislamiento en los equipos a instalar en las subestaciones 220 kV, en particular lo correspondiente a seccionadores, interruptores, transformadores de medida y pararrayos.

Subestaciones a equipar:

- Ampliación SE Carhuamayo: 4344 msnm
- Ampliación SE Paragsha: 4362 msnm
- Nueva SE Conococha: 4100 msnm
- Nueva SE Huallanca: 1709 msnm
- Ampliación SE Cajamarca: 3600 msnm

- Ampliación SE Cerro Corona: 3863 msnm
- Ampliación SE Carhuaquero: 400 msnm

Debido a que algunas subestaciones se encuentran a elevadas altitudes sobre el nivel del mar, es necesario realizar las correcciones por altura pertinentes para la coordinación del aislamiento externo del equipamiento. [73]

4.3.4 Software para coordinación de aislamiento de acuerdo a la Norma IEC 60071-2 (Bangkok).

En el departamento de ingeniería eléctrica, de la Universidad de Chulalongkorn en Bangkok, se desarrolló un software para la coordinación de aislamiento de acuerdo a la norma IEC 60071-2. Este software reduce la complejidad en el proceso del cálculo de la coordinación de aislamiento y la necesidad de tener un gran conocimiento en la metodología y cuerpo de la norma

El software se desarrolló siguiendo una serie de pasos para lograr el cálculo de la coordinación de aislamiento y obtener las tensiones de soportabilidad en equipos de subestaciones.

El usuario tiene la posibilidad de cambiar parámetros de entrada en cada fase del proceso (fuentes de sobretensiones, parámetros de líneas, etc.), lo que facilita su uso, con una interfaz gráfica amigable y con excelentes resultados respecto a los cálculos.

En las figuras 12 y 13 se muestra el software con su interfaz gráfica, además de ciertos parámetros ingresados. En la figura 5 se aprecia la pestaña para ingreso de la sobretensión representativa de coordinación U_{rp}, parámetro básico en la coordinación de aislamiento en subestaciones. [74]

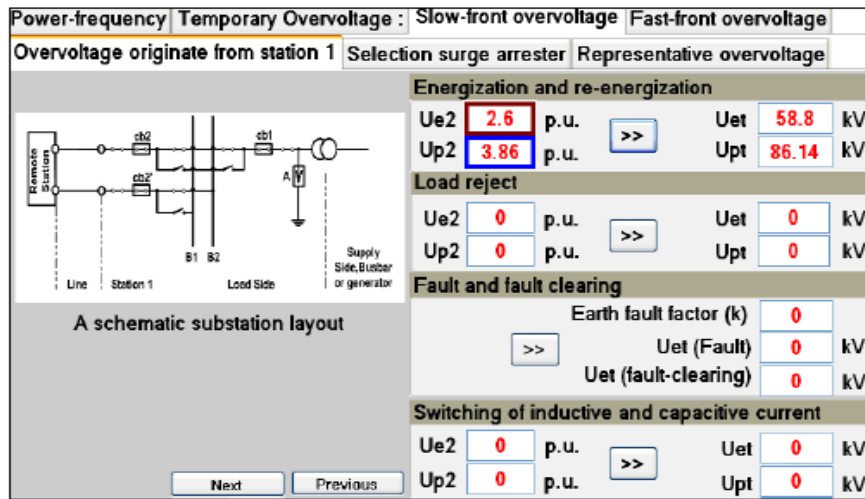


Figura 13. Interfaz gráfica del software para coordinación de aislamientos, basado en el la norma IEC 60071-2

Fuente: Sangkakool -Sakon. Petcharaks -Komson. “A Computer Software for Insulation Co-Ordination According to IEC 60071-2”. Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Chulalongkorn University, Bangkok.

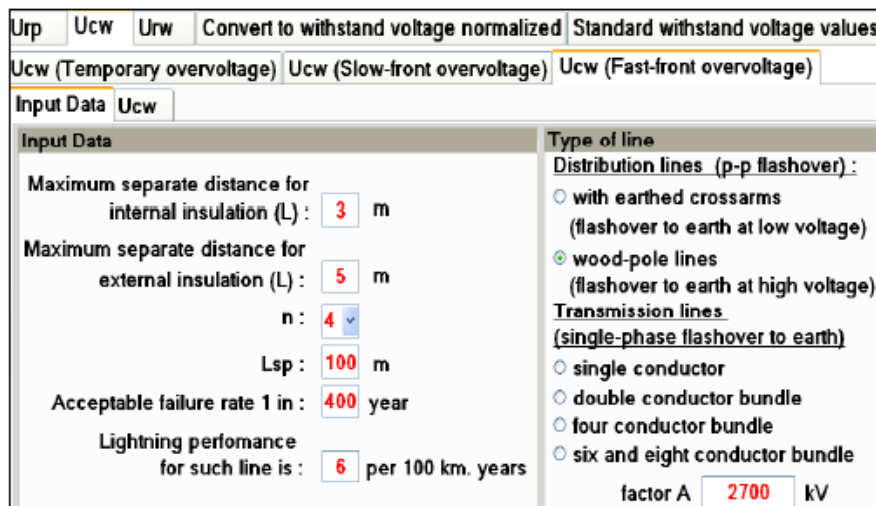


Figura 14. Parámetros de entrada y cálculo de la sobretensión representativa de coordinación, a partir del software.

Fuente: Sangkakool -Sakon. Petcharaks -Komson. “A Computer Software for Insulation Co-Ordination According to IEC 60071-2”. Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Chulalongkorn University, Bangkok.

4.4 METODOLOGIA EMPLEADA EN LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES COLOMBIANAS

En Colombia, la coordinación de aislamiento se realiza basada en la metodología propuesta por la norma IEC 60071-2, la cual en el pasar del tiempo y soportado por datos estadísticos y por la experiencia ha presentado un excelente resultado, habiéndose aplicado en subestaciones ubicadas a diferentes altitudes, con aislamientos dimensionados para soportar sobretensiones generadas por impulsos tipo rayo.

En la tabla 11 se presentan algunas subestaciones con distintos niveles de tensión, en las cuales, su coordinación de aislamiento se realizó mediante la metodología propuesta por la norma IEC 60071-2.

Tabla 11. Subestaciones colombianas en operación actual, cuya coordinación de aislamiento se realizó mediante la metodología propuesta por la norma IEC 60071-2

SUBESTACIÓN	EMPRESA	NIVELES DE TENSIÓN	LIWL. kV
Primavera	ISA	500/230 kV	1550/1050
Copey	ISA	500/220 kV	1550/1050
Ocaña	ISA	500/230 kV	1550/1050
Bolívar	ISA	500/220 kV	1550/1050
San Marcos	ISA	500/230 kV	1550/1050
Virginia	ISA	500/230 kV	1550/1050
Purnio	ISA	230 kV	1050
Sochagota	ISA	230 kV	1050
Guatiguara	ISA	230 kV	1050

CONCLUSIONES

Se realizó un estudio del estado del arte de las metodologías para la coordinación de aislamiento de subestaciones a partir de sobretensiones de tipo atmosférico, el cual se enfatizó en la forma de determinación del nivel de aislamiento requerido para sobretensiones de origen atmosférico, analizando la expresión que describe la norma IEC60071-2 para el cálculo de sobretensiones representativas de coordinación ante impulsos tipo rayo.

Se analizaron comparativamente las Normas (IEC, IEEE y otras) respecto a sus metodologías en el tratamiento de sobretensiones de origen atmosférico. Se llegó a que en las metodologías propuestas por la IEC e IEEE, se tienen consideraciones comunes, como la pendiente de la sobretensión incidente, y la característica de protección de los pararrayos. Además, en ambas metodologías, las constantes de amortiguación por efecto corona son casi idénticos. Las metodologías difieren en su procedimiento para encontrar las tensiones de soportabilidad requeridas pero arrojan resultados similares en la selección del nivel de aislamiento.

Se pudo determinar que la norma IEC es la más usada a nivel mundial, ya que muchos países la adoptan para sus cálculos de coordinación de aislamiento en subestaciones incluyendo a Colombia.

En Japón tienen su propia metodología implementada por la JEC Japanese Electrotechnical Committee, sin embargo, en mucha parte Asia se realiza la coordinación de aislamiento basado en la norma IEC, como es el caso de sistemas de transmisión y subestaciones en China y Tailandia. La metodología propuesta por la JEC emplea factores de seguridad menores que las demás normas para aplicarlos a las sobretensiones de impulso tipo rayo e impulso tipo maniobra. Adicionalmente,

acostumbran utilizar pararrayos con tensión residual reducida en un 15%. Por estas razones, se puede encontrar que los niveles de aislamiento usados en Japón son inferiores comparados con otros.

Las descargas atmosféricas son fenómenos que ponen exigencias especiales a los sistemas eléctricos, su aparición es difícil de predecir y aún de evitar, por tanto, las metodologías propuestas por la IEC, IEEE y JEC consideran factores de seguridad que conducen a niveles de aislamientos adecuados que evitan posibles daños en equipos y posibles indisponibilidades en el suministro de energía eléctrica .

Para el cálculo del factor corrección atmosférica a diferentes altitudes, la norma IEC propone una expresión que difiere de la IEEE, pero en su aplicación se obtiene que para ambas expresiones los valores de corrección son muy similares. Esto hace que las tensiones de soportabilidad halladas por ambas metodologías son afectadas por factores similares de corrección atmosférica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 390.
- [2]. IEEE Std 1313.1-1996. “IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules”. P 3.
- [3]. IEEE Std 1313.1-1996. “IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules”. P 4.
- [4]. Ministerio de Minas y Energía. “Reglamento técnico de instalaciones eléctricas. RETIE”. Colombia 02 de Abril de 2007. P 14.
- [5]. Basic Switching Impulse Insulation Level (bsl). En línea:<<http://technav.ieee.org/tag/3182/basic-switching-impulse-insulation-level-bsl>>. [Citado en Marzo 05 de 2012].
- [6]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 60.
- [7]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. “Protección contra rayos”. Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 28.
- [8]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. “Protección contra rayos”. Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 393.
- [9]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 61.
- [10]. IEEE Std 1313.1-1996. “IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules”. P 3.
- [11]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 61.
- [12]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 61.

- [13]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 118.
- [14]. IEEE Std 1313.1-1996. “IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules”. P 6.
- [15]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 544.
- [16]. FURNAS. Universidad Federal Fluminense. “Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión”. Río de Janeiro. P 15.
- [17]. IEEE Std 1313.1-1996. “IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules”. P 5
- [18]. FURNAS. Universidad Federal Fluminense. “Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión”. Río de Janeiro. P 36.
- [19]. FURNAS. Universidad Federal Fluminense. “Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión”. Río de Janeiro. P 35.
- [20]. FURNAS. Universidad Federal Fluminense. “Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión”. Río de Janeiro. P 35.
- [21]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 63.
- [22]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 1.
- [23]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 62.
- [24]. IEEE Std 1313.1-1996. “IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules”. P 6.

- [25]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 62.
- [26]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 63.
- [27]. IEEE Std 1313.1-1996. “IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules”. P 4.
- [28]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 62.
- [29]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 78.
- [30]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. “Protección contra rayos”. Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 55.
- [31]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. “Protección contra rayos”. Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 56.
- [32]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. “Protección contra rayos”. Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 55.
- [33]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. “Protección contra rayos”. Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 57.
- [34]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Medellín Colombia 2003. P 118.
- [35]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. “Protección contra rayos”. Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 65.
- [36]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. “Protección contra rayos”. Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 71.
- [37]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. “Protección contra rayos”. Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 72.

- [38]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. "Protección contra rayos". Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 75.
- [39]. TORRES-SÁNCHEZ Horacio. "Protección contra rayos". Universidad Nacional de Colombia. Colombia 2008. P 77.
- [40]. FURNAS. Universidad Federal Fluminense. "Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión". Río de Janeiro. P 15.
- [41]. FURNAS. Universidad Federal Fluminense. "Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión". Río de Janeiro. P 35.
- [42]. FURNAS. Universidad Federal Fluminense. "Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión". Río de Janeiro. P 35.
- [43]. FURNAS. Universidad Federal Fluminense. "Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión". Río de Janeiro. P 35.
- [44]. FURNAS. Universidad Federal Fluminense. "Transitorios eléctricos y coordinación de aislamientos. Aplicados en sistemas de potencia de alta tensión". Río de Janeiro. P 36.
- [45]. IEC 60071-2 "Insulation co-ordination" –Part 2: Application guide -International Standard, Third edition 1996-12. P 173.
- [46]. HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. "Subestaciones de alta y extra alta tensión". Medellín Colombia 2003. P 60.
- [47] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P90

- [48] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P91.
- [49] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P92.
- [50] HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. "Subestaciones de alta y extra alta tensión". Medellín Colombia 2003. P 79.
- [51] HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. "Subestaciones de alta y extra alta tensión". Medellín Colombia 2003. P 79.
- [52] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P93.
- [53] HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. "Subestaciones de alta y extra alta tensión". Medellín Colombia 2003. P 80.
- [54] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P94.
- [55] HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. "Subestaciones de alta y extra alta tensión". Medellín Colombia 2003. P 84.
- [56] HVM Ingenieros. Mejía Villegas S.A. "Subestaciones de alta y extra alta tensión". Medellín Colombia 2003. P 63.
- [57] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P98.
- [58] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P112.

- [59] IEC 60071-2 “Insulation co-ordination” –Part 2: Application guide -International Standard, Third edition 1996-12. P 173.
- [60] IEC 60071-2 “Insulation co-ordination” –Part 2: Application guide -International Standard, Third edition 1996-12. P 173.
- [61] IEC 60071-2 “Insulation co-ordination” –Part 2: Application guide -International Standard, Third edition 1996-12. P 177.
- [62] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P113.
- [63] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P114.
- [64] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P115.
- [65] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P117.
- [66] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P121.
- [67] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P126.
- [68] MORALES MARIÑO Náthali Elizabeth. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008. P126.

- [69] STD 1313.2-1999 "IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination".
Approved 26 June 1999
- [70] YAMAGIWA Tokio. COLOMBO Enrico. GALLÓN Francois. WAHLSTROM Bo.
"Possible applications and benefits expected through reduced insulation co-
ordination voltages" Cigre WG B3.01 – TF03
- [71] Villalobos-Andrés R, Ramírez-Maurilio, del Razo- José. " Estudio de coordinación
de aislamiento, para una subestación tipo de 115 KV". CIGRÉ Comité Nacional de
México. 2001
- [72] Cuevas –Johnny. " Coordinación del aislamiento en subestaciones de alta tensión
y aplicaciones especiales". ABB-Perú Noviembre 2010.
- [73] Disenfeld- Héctor. Falconi- Oscar. "Optimización del aislamiento en un proyecto
E.T. 220KV a elevadas altitudes". XIII ERIAC. Décimo tercer encuentro regional
Iberoamericano del CIGRÉ. Puerto Iguazú Argentina Mayo 2009.
- [74] Sangkakool -Sakon. Petcharaks -Komson. "A Computer Software for Insulation Co-
Ordination According to IEC 60071-2". Department of Electrical Engineering,
Faculty of Engineering, Chulalongkorn University, Bangkok.

ANEXOS

Anexo A. Anteproyecto de grado

Anexo B. Artículo Publicable