

**CRITERIOS DE DISEÑO PARA AISLAMIENTOS EN SUBESTACIONES DE 500  
kV**

**NELLY ALEXANDRA ARENAS SALGADO  
ANDRÉS FELIPE URAZÁN MARTÍNEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2016**

**CRITERIOS DE DISEÑO PARA AISLAMIENTOS EN SUBESTACIONES DE 500  
kV**

**NELLY ALEXANDRA ARENAS SALGADO  
ANDRÉS FELIPE URAZÁN MARTÍNEZ**

**Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electricista**

**Director  
Msc. JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2016**

## **Dedicatoria**

Primeramente, a Dios que me ha dado la fortaleza para continuar cuando he estado a punto de caer, por estar conmigo en todas las dificultades y llenarme de sabiduría para enfrentarlas de la mejor manera.

De igual forma, les estoy inmensamente agradecido a mi mamá y papá, que sin los cuales esto no hubiera sido posible, que han luchado y sacrificado tantas cosas para darnos un mejor futuro, que, aunque muchas veces las cosas no andaban de la mejor manera ellos pusieron por encima de todo el bienestar de sus hijos y hoy el fruto de todo su esfuerzo se ve reflejado en este logro que no es solo mío sino también de ustedes. Todo lo que soy y seré se los debo a ustedes. Los amo mucho.

A mi hermano quien siempre confió en mí, que me apoyó incondicionalmente, aunque no siempre nos llevamos bien, hoy estoy muy orgulloso de la persona que es y todo lo que he aprendido de él, a ser un luchador, nunca a bajar los brazos y otras tantas cosas que solo puedes aprender de un hermano mayor.

A Alejandra Ospina quien me acompañó en gran parte de mi carrera y quien siempre estuvo ahí para ayudarme en muchísimos trabajos y en infinidad de cosas, siempre preocupándose por mi bienestar. Gracias por todo tu apoyo y paciencia.

A todos mis compañeros con los que compartí un aula de clase, pero sobre todo a Alexa, David Rodríguez, Gabriel, Jhonny, Pipe, Daniel, David Ramírez, Andrés y Mónica, personas que Dios me permitió conocer y los cuales fueron fundamentales en mi paso por la universidad.

A mis familias Urazán y Martínez porque siempre me han brindado su apoyo incondicional y por compartir conmigo buenos y malos momentos.

**Andrés Felipe Urazán Martínez**

## Dedicatoria

Dios tu bondad no tiene fin, gracias por permitirme sonreír ante todos mis logros y darme la fortaleza para seguir cada día ayudándome a realizar mis sueños.

A mi papito gracias por apoyarme siempre, gracias por brindarme tu sabiduría y enseñarme a seguir adelante a pesar de los problemas que se nos presentan en el diario vivir, gracias por los ejemplos de perseverancia y constancia que te caracterizan y que me has infundido siempre, gracias por el valor mostrado para salir adelante y por todo tu amor.

A mi mamita gracias por ser tú, gracias por tu paciencia y tus buenos consejos, gracias por brindarme tu amor incondicional y por estar ahí siempre para mí cuando más te necesito, gracias por enseñarme a caminar por la vida y hacer de mí una mejor persona, por ser mi amiga, confidente y ayudarme a cumplir todos mis sueños, gracias por todo.

A mi colega favorito, mi hermano, gracias por creer en mí y apoyarme incondicionalmente, fue maravilloso crecer al lado de alguien como tú, Tenerte como hermano es un regalo de Dios y sé que no es casualidad que él nos haya puesto en el mismo lugar para que nos ayudáramos el uno al otro, gracias por acompañarme durante mi vida.

A toda mi familia: A mis abuelitos Luisa, Pablo, Rito, Blanca por su amor y por consentirnos siempre, a mi familia materna, a mis tíos en especial a Dolly por ser mi amiga, Marina por ser tan especial con la familia, Blanca por su cariño, Rosita, Beatriz, Lili, Juan, José Montaña, John, Milton, Marcos, Eugenio, a mi familia paterna a mis tíos en especial a Humberto, Elver, Ana, Etelvina, Sandra, Jaime, Aura, a mis primos en especial a Paola por compartir conmigo parte de esta etapa, Ricardo, Julian, Yusselly, Leo, Stefy Carito, Gustavo, Nata, Karencita, Andrés,

Santi, Esteven, Juan Camilo, Bayardo, Paty, Diego, Leandro, Alex, Osmar, Javier, Yeny, Liliana,, Arnulfo, Dayana, Carolina, Beto, Zulma, Andrés, David, Alejo, Yeimi, Ronald, Natalia, Jhonny. A mis amigas de toda la vida Mónica Rodríguez, Jenni Silva, Anita. A Andrea Contreras por compartir conmigo tantos momentos especiales.

A Deisy, Gracias por tus consejos y amistad incondicional, por enseñarme el verdadero valor de la amistad, el destino nos hizo amigas, pero el tiempo nos convirtió en hermanas.

A David, Muchas personas pueden llegar a mi vida, pero solo algunas se quedarán para siempre, así como tú. Eres un excelente amigo y no tengo palabras para expresar lo significativa que es tu amistad.

A Erikilla, Risas, alegrías y también lágrimas han estado presentes en nuestra amistad, estoy muy agradecida por tener tu afecto.

Hemos cultivado una hermosa amistad que con el paso de los años se ha visto más fortalecida, Los consejos más francos y bien intencionados solamente los puedo recibir de personas que siempre me demostraron ser los amigos más sinceros que he podido encontrar en mi camino. Gracias por ser como miembros de mi familia: Danilo, Cesar, David, Gabriel, Moni, Andrés, Ángela, Andrea y Eliana, Jholman, Daniel, Kate, Aleja, Mauro, Wilson, Stefy, Edinson.

A mi compañero de proyecto Andrés Felipe Urazán muchas gracias.

A todas las personas que me brindaron su amistad cuando inicié esta etapa de mi vida: Lina, Sandra, Johana, Laura, Steven, miguel rojas, Sandra Fontecha, Don Fabio. Mil gracias

**ALEXANDRA ARENAS SALGADO**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por estar entre nosotros y brindarnos salud y la oportunidad de lograr nuestras sueños y permitirnos formarnos como personas y profesionales.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones. A todos los profesores y personal administrativo que hicieron parte de nuestro crecimiento y formación, dejan un recuerdo imborrable en nuestros corazones.

Al ingeniero Julio César Chacón por ser nuestro director por su tiempo paciencia y dedicación porque sin su ayuda no habría sido posible la realización de este libro.

Al ingeniero Tarcisio Leal por brindarnos su conocimiento, por el tiempo que dedicó para orientarnos en la elaboración de este proyecto.

A todos nuestros amigos y compañeros que empezaron este sueño con nosotros y que poco a poco vamos haciendo realidad, por su amistad, por todos los momentos vividos.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	21
1. ASPECTOS GENERALES .....	22
1.1 CARACTERÍSTICAS DEL ACTUAL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	22
1.1.1 Generación .....	23
1.1.2 Transmisión .....	24
1.1.3 Distribución .....	25
1.2 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	26
1.2.1 Nueva subestación a 500 kV en el área Atlántico .....	27
1.2.2 Nuevos enlaces a nivel de 500 kV para el área Oriental .....	27
1.2.3 Nueva subestación a 500 kV en el sur de Cali .....	28
1.2.4 Expansión del STN en el sur del país. ....	28
1.2.5 Localización estratégica de generación .....	29
1.3 VENTAJAS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIONES DE 500 kV. ....	30
1.4 ANTECEDENTES.....	32
1.5 NORMATIVIDAD UTILIZADA ACTUALMENTE .....	35
1.6 PROCEDIMIENTO PROPUESTO POR LA IEC.....	36
1.6.1 Finalidad de la coordinación de aislamiento en subestaciones .....	36
1.6.2 Métodos propuestos .....	37
1.6.2.1 Método determinístico.....	38
1.6.2.2 Método probabilístico .....	38
1.6.3 Metodología para la coordinación de aislamiento según la norma IEC 60071-2 .....	41
1.6.3.1 Determinación de las sobretensiones representativas ( $V_{rp}$ ). ....	41
1.6.3.2 Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación ( $V_{cw}$ ). .....	41
1.6.3.3 Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas ( $V_{rw}$ ).....	42

1.6.3.4 Determinación de las tensiones de soportabilidad normalizadas ( $V_w$ ).....	42
2. CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES DE 500 kV SEGÚN NORMA IEEE 1313.2.....	45
2.1 DEFINICIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....	46
2.2 CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA UNA ADECUADA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	47
2.2.1 Esfuerzo de tensión. ....	47
2.2.1.1 Tensión de operación continua (frecuencia industrial). ....	48
2.2.1.2 Sobretensiones temporales. ....	48
2.2.1.3 Sobretensiones por maniobra (frente lento). ....	52
Valores típicos de sobretensiones de maniobra (fase-tierra). ....	57
2.2.1.4 Sobretensiones por descargas atmosféricas (frente rápido) .....	60
2.2.2 Resistencia de aislamiento .....	66
2.2.2.1 Generalidades .....	66
2.2.2.2 Tipos de aislamiento .....	67
2.2.3 Tensión soportada a frecuencia industrial.....	69
2.2.4 Influencias de las condiciones atmosféricas en el aislamiento externo .....	69
2.2.4.1 Corrección por altura formulas .....	70
2.2.5 Probabilidad de descarga disruptiva .....	71
2.2.6 Influencia de la polaridad y la forma de la onda de la sobretensión .....	72
2.2.7 Aislamiento fase-fase y longitudinal .....	73
2.2.8 Criterio de rendimiento / fiabilidad.....	73
2.2.9 Subestaciones .....	74
3. DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....	75
3.1 PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO PARA TENSIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL Y SOBRETENSIONES TEMPORALES. (3).....	75
3.1.1 Aproximación en el diseño .....	76
3.1.2 El riesgo de la contaminación .....	76

3.1.3 Resistencia de aislamiento con respecto a la contaminación – recomendación de la IEEE Std 1243-1997 .....	78
3.1.4 Comparación de los diferentes métodos y recomendaciones .....	79
3.1.5 Resistencia a impulsos tipo maniobra y tipo rayo.....	80
3.1.6 Efectos de la altura sobre el nivel del mar.....	81
3.1.7 Opciones para mejorar el rendimiento del aislamiento.....	81
3.1.8 Cálculo de aisladores [13].....	82
3.1.8.1 Método determinista .....	82
3.2 PROCEDIMIENTOS PARA SOBRETENSIONES DE TIPO MANIOBRA. (3)..	84
3.2.1 Subestaciones fase-tierra .....	84
3.2.1.1 Aislamiento autorecuperable.....	84
3.2.1.2 Aislamiento no autorecuperable.....	89
3.2.2 Subestaciones fase-fase.....	89
3.2.3 Selección del DPS para impulso tipo maniobra.....	92
3.3 PROCEDIMIENTO PARA SOBRETENSIONES TIPO ATMOSFÉRICO .....	93
3.3.1 Distancias mínimas en el aire y distancias de seguridad y BILS [26]. .....	93
3.3.1.1 Distancia fase tierra. ....	93
3.3.1.2 Distancia fase-fase. ....	96
3.3.1.3 Distancias de seguridad.....	97
3.1.2 Relación entre la tensión máxima del sistema y BILS .....	97
3.1.3 Apantallamiento .....	98
3.1.4 Cálculo de apantallamiento [28].....	100
3.1.5 Método electrogeométrico [28].....	100
3.1.5.1 Altura promedio.....	102
3.1.5.2 Radio corona. ....	102
3.1.5.3 Impedancia característica .....	103
3.1.5.4 Corriente crítica de descarga .....	103
3.1.5.5 Distancia de descarga crítica ( $S_m$ ).....	104
3.1.5.6 Tensión crítica de flameo (CFO). ....	104
3.1.5.7 Altura efectiva del cable de guarda .....	105

3.1.5.8 Separación de cables de guarda.....	106
3.1.5.9 Riesgo de falla en el apantallamiento [7].....	106
3.1.6 Selección de DPS para impulsos tipo rayo .....	107
3.2 MÉTODO SIMPLIFICADO [1]. .....	108
3.2.1 Punto de flameo.....	110
3.2.2 Determinación de tensiones en el sistema .....	111
3.2.2.1 Tensión y corriente en el DPS.....	111
3.2.2.2 Tensión en el transformador .....	113
3.2.2.3 Tensión en la unión DPS-BARRA .....	114
3.2.2.4 Tensión en el interruptor .....	114
3.2.3 Proceso para la determinación del BIL.....	115
3.2.3.1 BIL del transformador .....	115
3.2.3.2 BIL de los bujes del transformador.....	115
3.2.3.3 BIL del interruptor .....	116
3.2.3.4 BIL de los seccionadores .....	116
3.2.3.5 BIL de los aisladores.....	116
3.2.3.6 BIL con factor de corrección atmosférica. ....	116
4. EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA UNA SUBESTACIÓN DE 500 KV .....	118
4.1 CONTAMINACIÓN .....	119
4.1.1 Tipo de aislador .....	119
4.1.1.1 Procedimiento de cálculo de la cadena de aisladores.....	119
4.2 SOBRETENSIONES DE MANIOBRA .....	120
4.2.1 Fase-Tierra .....	121
4.2.1.1 Aislamiento auto recuperable.....	121
4.2.1.2 Aislamiento no autorecuperable.....	123
4.2.2 Fase-Fase .....	123
4.3 SOBRETENSIONES TIPO RAYO .....	125
4.3.1 Cálculo de la distancia del punto de flameo .....	126

4.3.2 Corriente y tensión del DPS .....	127
4.3.3 Tensión en el transformador. ....	128
4.3.4 Tensión en la unión DPS-barra.....	129
4.3.5 Tensión en el interruptor .....	130
4.3.6 Tensión en la entrada de la subestación .....	130
4.3.7 Proceso para la determinación del BIL.....	130
4.3.7.1 BIL del transformador .....	130
4.3.7.2 BIL de los bujes del transformador.....	131
4.3.7.3 BIL del interruptor .....	131
4.3.7.4 BIL de los seccionadores .....	132
4.3.7.5 BIL de los aisladores del barraje .....	132
4.3.7.6 Cálculo de la distancia mínima en el aire para resistir sobretensiones tipo rayo. (Distancia disruptiva metal-metal) .....	132
4.4 APANTALLAMIENTO (MÉTODO ELECTROGEOMÉTRICO).....	133
4.4.1 Cálculo de la tensión crítica de flameo.....	133
4.4.2 Altura promedio. ....	134
4.4.3 Radio corona. ....	134
4.4.4 Cálculo de la impedancia característica. ....	135
4.4.5 Corriente crítica de descarga .....	135
4.4.6 Distancia de descarga crítica ( $S_m$ ).....	136
4.4.7 Altura efectiva del cable de guarda .....	136
4.4.8 Separación de cables de guarda.....	137
4.4.9 Riesgo de falla en el apantallamiento .....	137
4.5 RESULTADOS OBTENIDOS.....	138
5. RECOMENDACIONES.....	140
6. CONCLUSIONES .....	141
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	142

BIBLIOGRAFÍA.....	145
ANEXOS .....	149

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Composición de la generación del SIN en 2013 (izquierda) y generación del SIN en 2014 (derecha).....	24
Figura 2.	Cálculo del riesgo de falla.....	39
Figura 3.	Cálculo del riesgo de falla en aislamiento no autorecuperable. ....	40
Figura 4.	Tipos de sobretensiones .....	48
Figura 5.	Sobretensiones por maniobra. ( $T_r = 20-5000 \mu s$ , $T_h < 20\ 000 \mu s$ ) ....	53
Figura 6.	Descargas eléctricas atmosféricas .....	61
Figura 7.	Niveles cerámicos de Colombia .....	62
Figura 8.	Sobretensiones por descargas atmosféricas. ( $T_r = 0.1-20 \mu s$ , $T_h < 300 \mu s$ ).....	65
Figura 9.	Factores de separación típicos en una subestación. (4).....	87
Figura 10.	Forma de apantallamiento contra descargas atmosféricas.....	98
Figura 11.	Método de la esfera rodante.....	101
Figura 12.	Distancia entre torres para un campo.....	105
Figura 13.	Distancia entre torres para dos campos .....	106
Figura 14.	Esquema típico para usarse con el método simplificado (con transformador). ....	110
Figura 15.	Esquema típico para usarse con el método simplificado (sin transformador). ....	110
Figura 16.	Características del DPS. ....	112
Figura 17.	Sobretensión en el transformador .....	113
Figura 18.	Esquema utilizado para el ejemplo.....	125
Figura 19.	Anchos de barra para un campo .....	137

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Obras de transmisión requeridas en el largo plazo. ....	29
Tabla 2.	Resumen del procedimiento de coordinación de asilamiento. ....	44
Tabla 3.	Sobretensión típica de recierre en una carga atrapada .....	57
Tabla 4.	Severidad de la contaminación del sitio. ....	78
Tabla 5.	Resistencia de la cadena de aisladores a tensión a frecuencia industrial .....	78
Tabla 6.	Número de unidades estándar requeridas .....	78
Tabla 7.	Comparación de la contaminación según los requerimientos IEEE vs CIGRE .....	79
Tabla 8.	Distancias de fuga recomendadas por IEC 60071-2 .....	80
Tabla 9.	Valores típicos de $V_3/E_2$ para aislamiento autorecuperable fase-tierra.	85
Tabla 10.	Valores típicos de los factores de separación para aislamiento fase- tierra.....	87
Tabla 11.	BIL y BSL para IEC 60071-1 .....	90
Tabla 12.	Valores sugeridos para $V_{30}/E_{2z}$ del aislamiento autorecuperable fase- fase.....	90
Tabla 13.	Factores de abertura para impulsos tipo maniobra fase-fase. ....	91
Tabla 14.	Distancias eléctricas mínimas recomendadas para subestaciones aisladas en aire para condiciones tipo rayo. Para tensiones > 242 kV.	94
Tabla 15.	Tensión estándar no disruptiva para tensiones >242 kV. ....	95
Tabla 16.	Valores de CFOs para impulso tipo rayo para aberturas con y sin aisladores .....	96
Tabla 17.	Relación entre BIL y tensión máxima del sistema. ....	97
Tabla 18.	Valores sugeridos para la constante corona. ....	111
Tabla 19.	Valores de las constantes A y B. ....	114
Tabla 20.	Características donde se ubicara la subestación .....	118
Tabla 21.	Características eléctricas de la subestación.....	118

Tabla 22. Iteraciones para corrección por altura. ....	122
Tabla 23. Características de la subestación.....	126
Tabla 24. Valores de las constantes A y B.....	129
Tabla 25. Características de la subestación.....	133
Tabla 26. Resumen de resultados sobretensiones tipo maniobra. ....	139
Tabla 27. Resumen de resultados sobretensiones tipo rayo. ....	139
Tabla 28. Resultados obtenidos para el procedimiento de apantallamiento .....	139

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. catálogo que se utilizó para la sección del DPS. ....	149
ANEXO B. catálogo que se utilizó para la selección del aislador. ....	152

## RESUMEN

**TÍTULO: CRITERIOS DE DISEÑO PARA AISLAMIENTOS EN SUBESTACIONES DE 500 kV. \***

**Autores:**

Nelly Alexandra Arenas Salgado  
Andrés Felipe Urazán Martínez\*\*

**Palabras claves:**

DPS, flameo inverso, el nivel básico de aislamiento para impulso tipo rayo (BIL), el nivel básico de aislamiento para impulso tipo maniobra (BSL), distancias, valor de cresta, factor de falla a tierra, coordinación de aislamiento, diseño de aislamientos, sobretensión, configuración de aislamiento fase-tierra, configuración de aislamiento fase-fase, margen de protección, radio de protección, fallas de apantallamiento, tensiones disruptivas estándar, esfuerzo de tensión, resistencia de aislamiento.

**Descripción**

Lo que se expondrá en el presente proyecto será una revisión de la norma IEEE 1313.2-1999 la cual es la guía de aplicación para coordinación de aislamiento. El proceso para la realización de este proyecto consistirá en completar una serie de etapas en las cuales se comenzará haciendo una descripción de la metodología que se ha venido utilizando en la coordinación de aislamientos en subestaciones de 500 [kV] en Colombia, lo que permitirá tener un conocimiento previo del objetivo de una adecuada coordinación de aislamiento, seguidamente se hará recopilación de información acerca de los criterios de diseño para aislamientos que presenta la norma IEEE std. 1313.2-1999, posteriormente se procederá extraer la información necesaria para subestaciones extra alta tensión, con la información seleccionada se destacarán las pautas para el diseño de aislamientos en subestaciones de 500 [kV], para finalmente aplicarlo a un ejemplo práctico, ya que para realizar este proceso se necesitaran ciertos parámetros que no están contemplados en este proyecto estos se asumirán en la etapa de diseño, por lo cual se hará énfasis que el ejemplo se enfocará en determinar los niveles de tensión, todo esto basado en la normatividad vigente específicamente en la norma IEEE std. 1313.2-1999. Cumpliendo con las etapas mencionadas permitirá hacer una buena selección de los niveles de aislamiento, lo que a su vez genera una confiabilidad mayor en el sistema.

---

\*Trabajo de grado.

\*\*Facultad de ingenierías Físico-Mecánica, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Director: Msc. Julio César Chacón.

## ABSTRACT

**TITLE: DESIGN CRITERIA FOR INSULATION IN 500 kV SUBSTATIONS.\***

**AUTHORS:**

Nelly Alexandra Arenas Salgado  
Andrés Felipe Urazán Martínez\*\*

**KEYWORDS:**

DPS, backflash, basic lightning impulse level (BIL), basic switching impulse insulation level (BSL), clearances, crest value, insulation coordination, insulation design, overvoltage, phase-to-ground insulation configuration, phase-to-phase insulation configuration, protective margin, protective radio, shielding failures, standard withstand voltages, voltage stress, insulation strength.

**Description**

What this grade Project shows it will be a shot revision of the IEEE 1313.2-1999 norm which is the guide of the application to isolation coordination. The process to do this project it will consist in complete a series of phases which it will start to doing a description of the method that it has used in the isolation coordination in substations of 500 (kV) in Colombia, this will allow to have a previews knowledge about object of the real good isolation coordination, after, it will do a recompilation of the information about designs requirements for isolation that presents this IEEE std. 1313.2-1999 norm, then it will proceed to extract the information that we need for substations of extra over voltage, with the selected information it will show the points for isolation designs in substations of 500 (kV), and finally it'll apply a practical example due to execute this project we need some parameters that it isn't contemplated in this work, this parameters should assume in the stage of design, so it'll make an emphasis in the example to determinate the stages of voltages, all of this based on present normativity and taking account the IEEE std. 1313.2-1999 norm. Getting the stages previously announced, it allow to make a good selection of two isolation levels, at the same time it generate a high reliability in the system.

---

\* Degree work.

\*\* Physical-Mechanical Engineerings Faculty, School of Electric, Electronic and Telecommunication Engineering, Director: Msc. Julio César Chacón.

## INTRODUCCIÓN

El continuo incremento de demanda de energía eléctrica ha obligado a un desarrollo en los sistemas de generación de energía. Para satisfacer de forma eficiente estos requerimientos ha sido necesario aumentar cada vez más los niveles de tensión, que exigen contar con un sistema de transmisión de gran capacidad para transportar la energía generada hacia los grandes centros de consumo, haciéndose necesario construir subestaciones que manejen niveles de tensión más alto para así abarcar mejor las necesidades que se presentan cada día. Los diferentes tipos de sobretensiones que se presentan a diario en los sistemas eléctricos ponen exigencias especiales a estos, ya que es muy difícil predecir cuando estas van a ocurrir, lo que se puede hacer es controlarlas para así reducir su impacto sobre el sistema, además, del que puede causar sobre los seres humanos que allí trabajan como los animales que pueden vivir en sus alrededores.

La parte central de la ingeniería eléctrica es evitar que estas sobretensiones causen daños en los diferentes equipos que se estén utilizando, además, de la posibilidad de que ocurra un corte en el suministro de energía eléctrica. Consecuentemente, es muy importante al momento del diseño de las subestaciones el cálculo y dimensionamiento de los aislamientos de sus equipos, de tal manera que se pueda garantizar que al momento de presentarse una sobretensión ya sea por una descarga atmosférica u otra circunstancia y la sobretensión incidente no afecten ningún equipo. Es por esto que en el presente trabajo hace una revisión de la técnicas utilizada actualmente para coordinación de aislamiento basados en la metodología propuesta en la IEEE std 1313.2-1999 [1].

## **1. ASPECTOS GENERALES**

Con base en el plan de expansión de electrificación de 2013-2027 en Colombia propuesto por la UPME (unidad de planeación minero energética) y al alto crecimiento de población e infraestructuras en los últimos años, se ha observado una alta demanda de energía eléctrica, lo que hace que se implementen nuevos proyectos de inversión que satisfagan las necesidades de confiabilidad en el área de la generación transmisión y distribución, ya que el incremento de demanda de energía a nivel nacional obliga a una constante evolución de estos mismos. Una manera muy adecuada para satisfacer estos requerimientos es rediseñar subestaciones existentes y o aumentar los niveles de tensión, ya que se incrementa la capacidad de transmisión de la línea, se mejora la regulación de tensión debido a la reducción de pérdidas en la línea, flexibilidad y fácil interconexión a grandes sistemas de potencia.

Es por eso que a continuación se hace una breve descripción de la evolución y situación actual de los sistemas de generación, transmisión y distribución en Colombia. Enfatizando más en el segundo ítem con el fin de justificar la necesidad de la utilización de las redes de 500 kV y por ende el desarrollo del presente trabajo.

### **1.1 CARACTERÍSTICAS DEL ACTUAL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO**

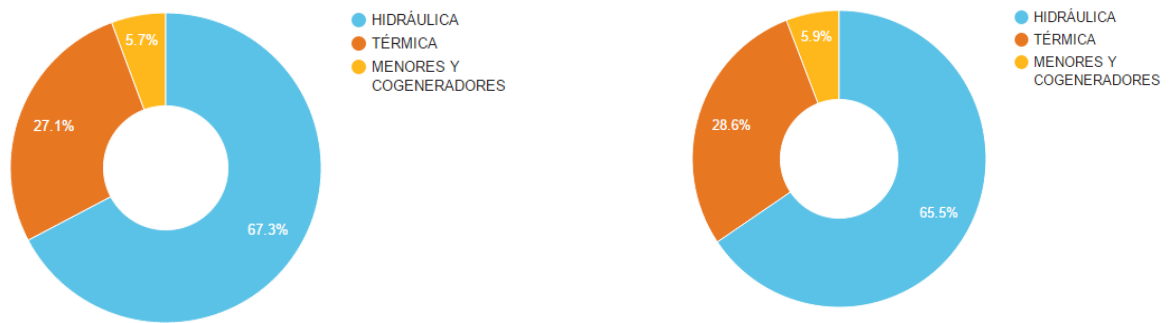
En las primeras décadas del siglo XX el crecimiento de la actividad energética fue bastante lento y estaba concentrado en ciudades como Medellín Cali y Bogotá, para el año de 1930 el país contaba con 45 MW de potencia instalada para abastecer a siete millones de habitantes por eso se vio la necesidad de crear una normatividad que regulara las tarifas y con la entrada de la ley 109 de 1936 y el decreto 1606 de 1937 se dio participación a la nación de crear nuevas plantas y

así convertirse en un proveedor del servicio. Para lograr esta ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica se requería, primero, una disminución en los costos de suministro por lo que se optó, en primera instancia, por la optimización de los parámetros de generación y de transmisión, que finalmente llevó en 1967 a la creación de ISA (Interconexión Eléctrica S. A.) que elaboró planes de expansión y principalmente desarrollo de la infraestructura de interconexión a nivel nacional. A pesar de los beneficios de la interconexión y de la optimización de la generación, muchos sectores del país notaron en esta una restricción a su autosuficiencia regional, agravada por el mismo proceso de desarrollo del sistema eléctrico, al no contar con una Política Energética Nacional que permitiera articular de manera óptima y sostenible las inversiones que se realizaban. Para mostrar algunos aspectos de la crisis, a comienzos de la década de los 80 el sector eléctrico representaba el 30% de la deuda nacional, el 40% de la inversión pública y cerca del 33% del déficit de la nación. En la década de los 90, la situación llegó a tal punto que el sector considerado globalmente enfrentaba la quiebra financiera, que finalmente se tradujo en las condiciones propicias para que se presentara un racionamiento del suministro de energía a escala nacional que abarcó el período 1991-1992 [2].

**1.1.1 Generación.** A finales del año 2014, la generación anual de energía eléctrica en Colombia fue de 64327,9 GWh, 3,4% por encima de la registrada en 2013 para este mismo período (62196,6 GWh). Este crecimiento está asociado principalmente con el aumento en la demanda del SIN [3].

En 2014, la generación térmica se incrementó en un 9,3%, pasando de una participación del 27% en 2013, al 29% en 2014 (ver gráfica), mientras la generación hidráulica para 2014 aumentó en un 0,8% frente a 2013. El crecimiento en la generación térmica, similar al año 2013, fue consecuencia del déficit en aportes hídricos frente a los históricos y a la incertidumbre sobre la ocurrencia y fortaleza de un fenómeno de El Niño en el verano 2014– 2015 [3].

Figura 1. Composición de la generación del SIN en 2013 (izquierda) y generación del SIN en 2014 (derecha).



Fuente: [informesanuales.xm.com.co](http://informesanuales.xm.com.co) <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/2-4-Generacion-del-SIN.aspx>

**1.1.2 Transmisión.** Los estudios de proyección elaborados para 2013 – 2027 asumen una perspectiva de largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, para lograr un propicio suministro de la demanda de energía eléctrica, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) realiza una revisión anual del plan de expansión de los recursos de generación y de las redes de transmisión de electricidad

Como resultado del plan de transmisión se recomienda la ejecución de ocho proyectos en el Sistema de Transmisión Nacional - STN:

- Nuevo punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional en Santander (Palenque),
- Nuevo punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional en Boyacá (San Antonio),
- Nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas,

- Segundo circuito Copey – Fundación 220 kV,
- Reconfiguración del enlace Virginia – San Marcos 230 kV en Virginia – Cartago 220 kV y Cartago – San Marcos 220 kV,
- Cambio de Nivel de tensión Hermosa – Esmeralda 230 kV
- Reconfiguración Esmeralda San Felipe en Esmeralda – Enea 230 kV y Enea – San Felipe 230 kV
- Cambio de configuración de la subestación Barranca 230 kV.

También se tuvo en cuenta la necesidad de importación de potencia a nivel de 500 kV y dos dispositivos FACTS para el área Oriental, expansión que se requiere en operación en el horizonte 2017 – 2022. Aun así, a partir del año 2025 se necesitaría de un nuevo refuerzo a nivel de 500 kV, o generación adicional en la zona, ello para evitar desatención de demanda (déficit de potencia reactiva y capacidad de importación limitada).

Con todo este análisis y los problemas ambientales, prediales, sociales y con comunidades, se debe establecer la posibilidad de tener una nueva línea de 500 kV en el área Oriental, la cual resolvería los problemas identificados, pero también considerar los recursos energéticos de la zona, principalmente carbón, GLP e hidroelectricidad, para obtener una generación que tenga el mismo desempeño eléctrico que la solución convencional de red. Teniendo en cuenta las necesidades energéticas futuras de todo el país y los resultados obtenidos de la valoración de la confiabilidad energética del SIN.

**1.1.3 Distribución.** Esta sección no es de interés para el presente trabajo que se orienta más a la coordinación de aislamiento en S/E de 500 kV, para lo cual se hará una recopilación de información más específica sobre la transmisión de EHV en Colombia, y la normatividad vigente.

## 1.2 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

La visión de largo plazo direcciona los proyectos que se deben ejecutar en el mediano y corto plazo, logrando una expansión solidaria con los sistemas regionales. Aunque se especifican obras, el objetivo debe ser flexible, de tal manera que se adapte al progreso de la demanda y la generación, por esto los análisis buscan especificar la red objetivo con la cual el país debe contar a largo plazo, para que la demanda se pueda satisfacer de una manera segura, confiable y bajo criterios de eficiencia económica, permitiendo también el desarrollo de la expansión de generación y el mercado mismo [4].

La UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) analizó el año 2025 bajo las siguientes consideraciones:

- Escenario alto de demanda. Proyecciones de marzo de 2011.
- Expansión de generación definida. Así mismo, según la disponibilidad de recursos y con el objetivo de determinar requerimientos de transmisión, se realizaron análisis adicionales contemplando nuevos proyectos de generación en Antioquia, el área Caribe y el sur del país.
- Proyectos de transmisión definidos y expansión reportada por los Operadores de Red.

Se asume en Boyacá y Meta un nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV.

- En operación:
  - Corredores a nivel de 230 kV Bello – Guayabal – Ancón, Chivor – Chivor
  - Norte – Bacatá y Flores – Caracolí - Sabanalarga,
  - la nueva subestación Alférez 230 kV,
  - la Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad 600 MW
  - la integración energética entre Colombia, Ecuador, Bolivia y Chile.

**1.2.1 Nueva subestación a 500 kV en el área Atlántico.** Se tienen expectativas de nuevos proyectos de generación bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla, Como propuesta se plantea Nueva Barranquilla y su conexión al Sistema a través de los circuitos Nueva Barranquilla – Sabana y Nueva Barranquilla – Bolívar. Así mismo, la instalación de dos nuevos transformadores 500/220 kV, uno en Nueva Barranquilla y otro en Sabana que mejoraría los perfiles de tensión en el área Bolívar, reduciendo la programación de generación de seguridad para el soporte de potencia reactiva. Esta expansión debe estar acompañada de refuerzos a nivel de transformación 220/110 kV en la misma Nueva Barranquilla y nuevos enlaces a 110 kV, de tal manera que se evite la congestión del STR (Sistema de transmisión regional) y el mismo agotamiento de la capacidad de transformación en Tebsa y Flores.

Adicionalmente, con el objetivo de maximizar las transferencias hacia la Costa Atlántica y el Suroccidente del país, se propone la instalación de dos nuevos transformadores 500/230 kV en las subestaciones Copey y San Marcos que permite incrementar los límites de importación a las áreas Caribe y Suroccidental [1].

**1.2.2 Nuevos enlaces a nivel de 500 kV para el área Oriental.** En el plan de expansión se observa una reducción en la importación de energía al área Oriental, la cual puede comprometer la atención de la demanda de la ciudad de Bogotá. En este sentido, además del corredor Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, se requeriría nueva infraestructura a nivel de 500 kV. Una alternativa podría ser el enlace Virginia – Nueva Esperanza. Este mejoraría la estabilidad del Sistema, los perfiles de tensión en el SIN y aumentaría también la capacidad de importación del área suroccidental.

Aun así, se siguen observando elevados flujos de potencia activa y reactiva por el enlace Primavera - Bacatá 500 kV y bajas tensiones en el STR ante la

contingencia de esta línea. Por lo anterior, se propone un segundo enlace para Bogotá, el cual puede provenir desde primavera o desde Sogamoso [1].

**1.2.3 Nueva subestación a 500 kV en el sur de Cali.** En el plan de expansión se observa que la capacidad instalada del área Suroccidental es menor a las estimaciones de generación que se demandan en el área, por eso se debe ampliar su límite de importación a través de nuevos enlaces a nivel de 500 kV. En este sentido, adicional a la red planteada para la conexión de Ituango, es decir, el corredor Ituango - Occidente – San Marcos, es importante tener nuevos enlaces para sobrellevar los futuros progresos de demanda que se prevén en el sur de Cali. Por esto, se plantea la nueva subestación Alférez 500 kV y su conexión al Sistema a través de las líneas Alférez – Virginia y Alférez – San Marcos.

**1.2.4 Expansión del STN en el sur del país..** La expansión de energía eléctrica para estas zonas se ve afectada por las exportaciones al Ecuador y el adelanto de futuros proyectos de generación. Con nueva capacidad instalada, se pueden atender las altas exportaciones de energía eléctrica; sin ella, se observan altas exigencias de potencia activa y reactiva, lo cual implicaría expansión en el STN. Con la integración energética Colombia – Chile, sería necesario llevar la red a 500 kV hasta Nariño. Por ellos, se propone la nueva subestación Jamondino con su conexión a Alférez, y un nuevo enlace entre Colombia y Ecuador en este mismo nivel de tensión.

Respecto al área Suroccidental, los análisis eléctricos evidencian limitaciones a los intercambios de potencia con el resto del Sistema. Para transferencias de potencia superiores a 550 MW por la línea San Carlos – Virginia 500 kV, la contingencia del transformador 500/230 kV de la subestación San Marcos ocasiona una sobrecarga no admisible en el transformador 500/230 kV de la subestación Virginia. Esta situación, dependiendo del despacho económico, puede ocasionar restricciones. Vale la pena mencionar que esta problemática se mantendría invariante en el

tiempo hasta la entrada de Ituango y su red asociada, junto con el desarrollo de la etapa a 500 kV en la subestación Alférez [4].

**1.2.5 Localización estratégica de generación.** Deben explorarse todas las posibilidades de implementación de generación distribuida en el largo plazo, incluyendo los análisis regulatorios correspondientes. Nuevas líneas de transmisión por la conexión de importantes demandas industriales, como son refinерías y siderúrgicas En el corto, mediano y largo plazo se observan grandes consumidores con la intención de conectarse al STN [5].

En la Tabla 1 se presenta el resumen de las obras de transmisión requeridas en el Largo Plazo.

Tabla 1. Obras de transmisión requeridas en el largo plazo.

OBRA PROPUESTA	POSIBLE CONEXIÓN
<b>Se asume en operación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Boyacá y meta con un nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV.</li> <li>• Bello-guayabal-Ancón 230 kV.</li> <li>• Chivor-Chivor II-Norte-Bacata 230 kV.</li> <li>• Flores-Caracolí-Sabanalarga 220 kV.</li> <li>• Normalizar el enlace Tebsa-B/quilla-sabana 220 kV en Tebsa-Sabana 220 kV.</li> <li>• Subestación Alférez 230 kV.</li> <li>• Cerromatoso-Panamá Dc (600 MW)</li> </ul>
<b>Expansión de STN en el área Atlántico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Subestación nueva Barranquilla–Sabana 500 kV.</li> <li>• Línea nueva Barranquilla-Sabana 500 kV.</li> <li>• Línea nueva Barranquilla-Bolívar 500 kV.</li> <li>• Transformador nueva Barranquilla 500/220 kV.</li> <li>• 4° transformador 500/220 kV en sabana.</li> </ul>
<b>Conexión de Ituango (2400 MW)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ituango-Cerromatoso 500 kV.</li> <li>• Ituango-Primavera 500 kV.</li> <li>• Ituango-Occidente 500 kV.</li> <li>• Occidente-San Marcos 500 kV.</li> <li>• Cerromatoso-Copey 500 kV.</li> <li>• 2° transformador San Marcos 500/230 kV.</li> <li>• 2° transformador Copey 500/230 kV.</li> </ul>
<b>Nuevos enlaces a 500 kV para el área de Bogotá</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Primavera-Norte 500kV.</li> <li>• Norte-Nueva Esperanza 500kV.</li> <li>• Virginia-Nueva Esperanza 500 kV.</li> <li>• Transformador Norte 500/230 kV.</li> </ul>

<p><b>Nueva subestación 500 kV en el sur de Cali. Posiblemente Alférez</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nueva subestación Alférez 500 kV.</li> <li>• Virginia-Alférez 500 kV.</li> <li>• Alférez-San Marcos 500 kV.</li> <li>• Transformador Alférez 500/230 kV.</li> </ul>
<p><b>Expansión del STN en el Sur del país</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nueva subestación Jamondino 500 kV.</li> <li>• Transformador Jamondino 500/230 kV.</li> <li>• Alférez-Jamondino 500 kV.</li> <li>• Jamondino-Ecuador 500 kV.</li> <li>• Nueva subestación Tumaco 230 kV.</li> <li>• Corredor Jamondino-Tumaco 230 kV.</li> </ul>

Fuente: unidad de planeación minero energética. [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2012/PLAN\\_COMPLETO\\_2012-2025.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2012/PLAN_COMPLETO_2012-2025.pdf)

### **1.3 VENTAJAS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIONES DE 500 kV.**

El incremento de la demanda de energía eléctrica que se vive año tras año en Colombia ocasiona que los sistemas eléctricos presenten estados críticos en sus redes, causando que la infraestructura actual sea escasa para suplir la demanda futura de energía eléctrica, por esto se hace necesario rediseñar o incrementar los niveles de tensiones en las subestaciones que generan ciertas ventajas con respecto de las subestaciones comunes ya que la correcta y oportuna expansión de una red eléctrica permite asegurar la continuidad y la calidad en el suministro, obligando a la toma de provisiones necesarias que deriven en efectividad y eficiencia de la prestación del servicio de energía indicada en las normas nacionales e internacionales, logrando un abastecimiento de la demanda, evitando pérdidas y la importación de esta, por el contrario permite la Interconexión internacional a nivel de 500 kV con otros países, contribuyendo a la fomento y crecimiento del sector productivo del país brindando un servicio de alta calidad, flexible y a tiempo haciendo un balance entre el costo y la confiabilidad necesaria para el sistema. Para ser más específicos, la confiabilidad depende de los requerimientos de las cargas, de manera que la repotenciación de los equipos y sus características deben guardar correspondencia con la confiabilidad deseada. Otra de las grandes ventajas de la implementación de subestaciones de 500 kV es que Colombia cuenta con una amplia disponibilidad de recursos naturales para la

generación de energía gracias a la riqueza hídrica que posee y que cuenta con reservas de carbón, petróleo además de un alto potencial eólico y solar en los llanos orientales y costa atlántica que le permiten invertir en nuevas formas de generar energía. Además, existen ciertas garantías que permiten la inversión de Proyectos de generación de energía eléctrica de bienes y servicios que pueden instalarse en Zonas Francas y beneficiarse del régimen especial aduanero, tributario y de comercio exterior. Adicionalmente, existe la posibilidad de reconocer como Zona Franca Permanente Especial o Uni-empresarial a una sola empresa que desarrolle un proyecto nuevo de inversión, tanto de bienes como de servicios [6].

Otro aspecto fundamental a tener en cuenta en el diseño o rediseño de una subestación de extra alta tensión es la tensión ya que no es constante si no que varían de acuerdo con las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico debe respetar los límites impuestos por las normas correspondientes (IEEE, IEC, etc.), estas variaciones de tensión se deben mantener dentro de los límites establecidos por las características del aislamiento de los equipos Con el propósito de seleccionarlos adecuadamente [7].

Existen entes encargados del mejoramiento del suministro de energía eléctrica, que velan por las necesidades de las personas generando más empleos y mejor calidad de vida para los colombianos uno de estos entes es la UPME (Unidad De Planeación Minero Energética) que efectúa revisiones anuales del plan de Expansión de cobertura de energía eléctrica, con el fin de aportar ideas que se reflejen en proyectos a futuro para alcanzar un adecuado nivel de abastecimiento del servicio que permita expandir el sector energético colombiano.

Es por esto que está poniendo en Funcionamiento el SIMEC, al cual pertenece el Sistema de Información Eléctrica, como parte de su visión de disponer de la mejor información para la toma de decisiones de inversión en expansión de los sectores

de energía. Este sistema se alimenta de la información suministrada por las empresas a la UPME para la elaboración de las proyecciones de demanda de energía eléctrica, del Plan de Expansión de Referencia y del Plan Energético Nacional [8].

#### **1.4 ANTECEDENTES**

Analizando la anterior información y llevándola hacia donde este proyecto está dirigido, es decir el análisis de la coordinación de aislamiento en subestaciones de 500 kV, según la norma IEEE 1313.2, se debe hacer una revisión de las normas que se han utilizado y se están utilizando en la construcción de las diferentes subestaciones a este nivel de tensión, normas que estarían consideradas en el RETIE.

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (**RETIE**) es un documento expedido por el Ministerio de Minas y Energía, que establece entre otras las medidas de seguridad de las personas, animales y medioambientales que se deben cumplir para prevenir, minimizar o eliminar los **riesgos de origen eléctrico**. Esta normativa se debe aplicar obligatoriamente en toda instalación eléctrica nueva, ampliación y remodelación de un proyecto constructivo, por ello es la herramienta de trabajo de las personas involucradas en el proceso como son las empresas constructoras, los diseñadores eléctricos, los fabricantes y comercializadores de productos, entre otros [9].

Teniendo en cuenta lo anterior se realizó la investigación sobre que normas se han estado utilizando en el diseño y construcción de las subestaciones de extra alta tensión en Colombia, citando el **RETIE 2013**:

- Las subestaciones exteriores o de patio de alta y extra alta tensión deben cumplir las distancias de seguridad y lineamientos expresados en las Figuras

23.1, 23.2 y 23.3 y las Tablas 23.1 y 23.2, relacionadas con la coordinación de aislamiento y el Comité 23 del CIGRE y la norma **IEC 60071-2** [10].

Por consiguiente, se inició la búsqueda de información en algunas subestaciones con el fin de determinar que normas se han utilizado tanto en el diseño como en la construcción de las mismas, revisando las actualizaciones del RETIE que fué creado en 2004, hasta en 2005 se agrega a esta norma algo referente a la coordinación de aislamiento, pero enfocado hacia los DPS. Solo hasta la actualización hecha en 2013 se agrega normatividad referente a la coordinación de aislamientos, es decir que las subestaciones de extra alta tensión que fueron creadas antes del 2004 se diseñaron según la norma IEC 60071 aunque no existía una reglamentación establecida para utilizar en el diseño y construcción. Poco a poco se fueron agregando más puntos incluyendo normas internacionales como la que se encuentra en la última versión de este reglamento (**IEC 60071**), en la cual está inmerso la selección de DPS y las distancias de seguridad que se deben tener en subestaciones exteriores de alta y extra alta tensión.

La información que se pudo obtener, de alguna de las subestaciones más antiguas a nivel de tensión de 500 kV, es la de Cerromatoso que en 1995 realizó la ampliación del nivel de tensión al que posee actualmente. En la parte del proyecto en donde se hacen los cálculos de los "Niveles de Aislamiento y Distancias Eléctricas", se evidencia la utilización de la norma **IEC 60071**, la cual se empleó en la elaboración de todos los cálculos correspondientes para tener la adecuada coordinación de aislamiento que demanda un nivel de tensión de 500 kV.

Ya que la información relacionada con la normatividad que se utilizó para el diseño de la coordinación de aislamiento en las subestaciones de extra alta tensión es de difícil acceso, se dirigió la búsqueda hacia los requerimientos que da la **UPME** (Unidad de Planeación Minero Energética) para la construcción de las subestaciones. La **UPME** genera una convocatoria en el cual se hace una

descripción del proyecto donde se presentan los requerimientos que debe tener en cuenta el ente que va a construir la subestación es ahí donde se exige una serie de estudios eléctricos dentro de los cuales esta: "*Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y distancias eléctricas.*", lo anterior como los demás estudios deben estar soportados "*por normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC o IEEE*", lo anterior es citado de la convocatoria de la UPME que se ejecutaría en la subestación de Copey, así como lo extraído de esa convocatoria las demás presentan exigencias similares, en algunas más antiguas como la Convocatoria Pública UPME-01-2007 (Construcción Subestación Porce III) se cita de la siguiente forma: [11].

- *Selección de aislamiento de acuerdo con metodología IEC, incluye selección de pararrayos y distancias eléctricas.*

Además de lo anterior otra recomendación que hace la UPME en lo referente a si la subestación es **GIS** (Gas Insulated Substation) tiene que ver con el cumplimiento de cierta normatividad, como por ejemplo la misma **Insulation Coordination – IEC60071** [11].

Para obtener más información acerca de qué manera han sido diseñadas las diferentes subestaciones en Colombia se centró la búsqueda en las empresas que son propietarias de subestaciones y las que las han diseñado y construido, CODENSA S.A. empresa que construyó y opera la subestación Bacatá contesto por medio de correo electrónico a la pregunta: *¿Qué normatividad se utilizó en el momento de diseñar la coordinación de aislamiento para el nivel de 500 kV en subestaciones?*, dando como respuesta lo siguiente:

*En atención a su comunicación, nos permitimos informarle que la norma en coordinación de aislamiento para alta tensión es la IEC 60071-1-2-3.*

Analizando lo anterior y con el fin de obtener más evidencia sobre los antecedentes de la coordinación de aislamiento en Colombia se encontró una empresa muy reconocida y la cual ha trabajado en diferentes proyectos de subestaciones de extra alta tensión en las áreas de interventoría, diseño y construcción: **HMV** (Hidroestudios S.A y Mejía Villegas S.A.). Esta empresa lleva más de 50 años de experiencia en el desarrollo de proyectos en los sectores de energía eléctrica y debido a lo anterior decidieron en 1989 publicar la primera edición del libro "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión", como un gran ejercicio de recopilación temática sobre el diseño de subestaciones de Alta y Extra Alta tensión. Su base fundamental fueron los trabajos de normalización desarrollados para ISA (Interconexión Eléctrica S.A.) en subestaciones diseñadas durante las décadas de los setenta y ochenta por la firma de Ingenieros Mejía Villegas S.A. La metodología que utilizan para desarrollar la coordinación de aislamiento se basa en la norma **IEC 60071**, lo que también indica que en los diferentes proyectos de subestaciones en los que han participado utilizan la misma norma que se señala en el RETIE [12].

Por todo lo anterior se puede llegar a la conclusión que hasta el día de hoy la coordinación de aislamiento en subestaciones de extra alta tensión en Colombia se hecho a partir de la norma internacional **IEC 60071**.

## **1.5 NORMATIVIDAD UTILIZADA ACTUALMENTE**

A continuación, se darán algunos conceptos muy sencillos sobre la coordinación de aislamiento con el fin de hacer una breve descripción de la norma **IEC 60071**, estos conceptos serán estudiados profundamente en los capítulos siguientes donde se describirá el procedimiento la norma IEEE 1313.2.

La coordinación de aislamiento tiene como objetivo la selección de un conjunto de tensiones soportadas estandarizadas que junto con la determinación de las

distancias en el aire caracterizan el aislamiento de los equipos con el fin de que estos puedan soportar las sollicitaciones dieléctricas a las que serán sometidos, ya sea en condiciones normales como también en presencia de sobretensiones que se presentan en el sistema.

Lo que se debe tener en cuenta en un procedimiento de coordinación de aislamiento son los factores que intervienen en la soportabilidad del aislamiento, entre los que están:

- La forma de ondas de la sobretensión.
- Tipo de aislamiento.
- Condiciones atmosféricas (aislamiento externo).
- Estado de los equipos.

## **1.6 PROCEDIMIENTO PROPUESTO POR LA IEC**

Lo que propone la norma IEC 60071-2 consiste en seleccionar el nivel de aislamiento normalizado y determinar las distancias en el aire a partir de las sobretensiones representativas y de ciertos factores que influyen en la soportabilidad del aislamiento. Estos criterios tiene como fin, el reducir a niveles aceptables el riesgo de daño de la instalación por falla de los aislamientos [12].

**1.6.1 Finalidad de la coordinación de aislamiento en subestaciones.** Los siguientes serán los pasos a realizar en el estudio de coordinación de aislamiento en subestaciones según la norma IEC 60071-2 son:

- Seleccionar el nivel de aislamiento normalizado para todos los equipos de la subestación.
- Comprobar la distancia de protección de los DPS con relación a los equipos a salvaguardar dentro de la subestación.

- Establecer las distancias mínimas en el aire, entre fase y tierra, y entre fases [9].

**1.6.2 Métodos propuestos** . Para poder cumplir con los objetivos antes mencionados, la metodología seguida por la norma IEC 60071-2 se apoya en dos métodos, por medio de los cuales se pueden calcular las diferentes tensiones de soportabilidad necesarias para tener un adecuado aislamiento en la subestación que se esté diseñando.

Los métodos utilizados para la coordinación de aislamiento son:

- El método convencional consiste en especificar la mínima resistencia estableciéndola igual al esfuerzo máximo. Así, la regla es *mínima resistencia = esfuerzo máximo*.
- El método probabilístico consiste en seleccionar la resistencia de aislamiento o espacio libre basado en un criterio de fiabilidad específica. La aplicación de uno u otro método dependerá de la información disponible sobre el sistema o instalación a estudiar y de la información que es posible estimar sobre las tensiones representativas [13].

En un sistema eléctrico de alta tensión las sobretensiones que se producen son ocasionadas principalmente por maniobras y por descargas atmosféricas, se describen de forma estadística y mediante una función de densidad de probabilidad se pueden caracterizar. De igual forma el comportamiento del aislamiento que es sometido a ondas normalizadas tiene carácter aleatorio lo que permite identificar este comportamiento por medio de una distribución estadística normal o gaussiana, otra cosa a tener en cuenta es el tipo de aislamiento si es autorecuperable o no autorecuperable. Para la primera opción es normal que se utilice la función de distribución acumulada es decir la probabilidad de que el aislamiento falle cuando el valor de cresta de la onda de tensión normalizada que

se aplica supera un determinado valor, mientras que para aislamiento no autorecuperable se suele suponer un único valor frontera, que separa la zona de fallo de la zona de supervivencia [14].

1.6.2.1 Método determinístico. El método determinista, también conocido como convencional, se aplica cuando no es posible conocer la distribución estadística de las sobretensiones. Con este método, la selección del aislamiento se puede realizar de forma que este soporte la máxima sobretensión representativa que se puede originar. En la práctica, se suele distinguir entre aislamiento autorecuperable y aislamiento no autorecuperable. En el primer caso, aislamiento autorecuperable, se suele utilizar como parámetro de diseño el valor  $V_{10}$ , es decir el valor de la tensión soportada con una probabilidad de falla del 10 por 100 [14]. 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 [15].

1.6.2.2 Método probabilístico. El método de coordinación probabilístico se puede aplicar cuando es posible obtener la función de densidad de probabilidad de las sobretensiones representativas, que serán empleadas en la selección del aislamiento. Este método crea la posibilidad de hallar el riesgo de falla a partir de la distribución estadística de las sobretensiones y de la función de probabilidad de descarga. Lo que permitirá seleccionar y dimensionar el aislamiento de forma que la frecuencia de falla se halle dentro de los límites aceptables

Supóngase que  $f_s(v)$  es la función de densidad de probabilidad de las sobretensiones, mientras que  $F_a(v)$  es la función de distribución acumulada del aislamiento. Puesto que la probabilidad de que se origine una sobretensión con valor comprendido entre  $v$  y  $(v + dv)$  es  $f_s(v)dv$ , y la probabilidad de que ese

aislamiento falle con esta sobretensión es  $F_a(v)$ , la probabilidad de fallo para esta sobretensión se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$dR = f_s(v) \cdot F_a(v) \cdot dv \quad (1.1)$$

De aquí se deduce que el riesgo de falla total del aislamiento frente a este tipo de sobretensiones será

$$R = \int_0^{\infty} f_s(V) \cdot F_a(V) \cdot dV \quad (1.2)$$

La Figura 2 muestra gráficamente el cálculo del riesgo de falla. En la práctica, tal como se deduce de la figura, el cálculo de la integral se extenderá entre dos límites diferentes a los de la expresión (1.2), ya que no se puede esperar fallo con tensión aplicada nula ni tampoco se puede esperar una sobretensión de valor infinito. Se comprueba que el riesgo de falla puede aumentarse o disminuirse si se traslada la curva de soportabilidad del aislamiento,  $F_a(v)$ , hacia la derecha o hacia la izquierda, respectivamente. O dicho de otra manera, si se disminuye o se aumenta la tensión soportada dieléctrica,  $V_{50}$ , el aislamiento, véase la Figura 2.

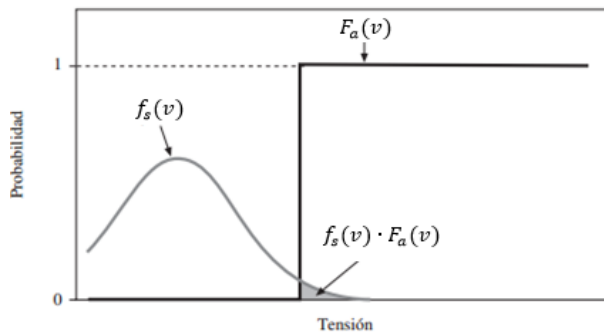


Figura 2. Cálculo del riesgo de falla

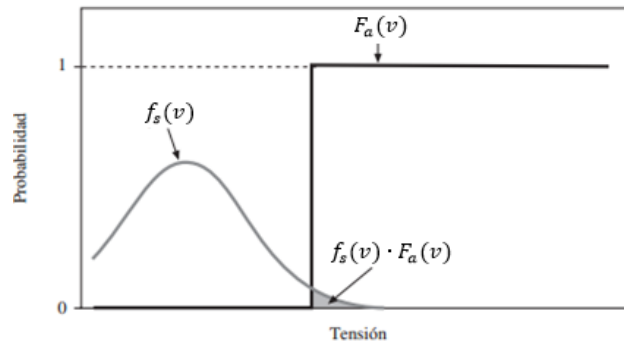
Fuente: libro MARTÍNEZ VELASCO Juan Antonio, “Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión”.

El aislamiento no autorecuperable, que se caracteriza por un único valor de tensión soportada, constituye un caso particular. La Figura 3 muestra el cálculo del

riesgo de falla para este tipo de aislamiento. Este valor se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$R = \int_{V_w}^{V_{max}} f_s(V) \cdot dV \quad (1.3)$$

Figura 3. Cálculo del riesgo de falla en aislamiento no autorecuperable.



Fuente: libro MARTÍNEZ VELASCO Juan Antonio, “Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión”.

En este caso, la integral se extiende entre dos límites definidos:  $V_w$ , la tensión soportada por el aislamiento, y  $V_{max}$ , la máxima sobretensión que puede aparecer en el aislamiento [14].

Al comparar los dos métodos es evidente la diferencia entre ambos ya que el estadístico da la opción de estimar la tasa de falla por medio de factores de diseño también es cierto que actualmente los procedimientos que se hacen de coordinación de aislamiento traen una mezcla de ambos métodos ya que en la aplicación del método determinístico se emplean factores que derivan de prácticas estadísticas

### 1.6.3 Metodología para la coordinación de asilamiento según la norma IEC 60071-2

1.6.3.1 Determinación de las sobretensiones representativas ( $V_{rp}$ ). El primer paso a realizar es la estimación de las sobretensiones representativas en los equipos o en la instalación a diseñar, teniendo en cuenta los niveles de protección proporcionados por los dispositivos de protección instalados y el valor máximo de la tensión de operación:

- Para instalaciones de rango I (tensiones entre 1 kV – 242 kV) se analizan las sobretensiones temporales y las de origen atmosférico.
- Para instalaciones de rango II (tensiones mayores de 242 kV) se analizan las sobretensiones de frente lento y las de origen atmosférico (1).

*Las sobretensiones representativas ( $V_{rp}$ ) corresponden 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 [7].*

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

1.6.3.2 Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación ( $V_{cw}$ ). Se determina la tensión soportabilidad para coordinación, la selección de esta tensión se basa, por tanto, en la tasa de riesgo aceptada y su cálculo se realizará

multiplicando la tensión representativa por el factor de coordinación,  $K_c$ , cuyo valor depende del tipo de aislamiento (autorecuperable, no autorecuperable) y del método de coordinación de aislamiento (determinista, estadístico) que es posible aplicar.

*Tensión de soportabilidad para coordinación ( $V_{cw}$ ):* Es la tensión soportada que cumple los criterios de diseño en las condiciones de servicio en que funcionarán los equipos o la instalación (1).

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 DPS entre otros (2).

1.6.3.3 Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas ( $V_{rw}$ ). . La tensión soportabilidad para coordinación se convierte en la tensión de soportabilidad requerida, esta se obtiene multiplicando la tensión soportada de coordinación por un factor de seguridad,  $K_s$ , que compensa las diferencias entre las condiciones reales de servicio y las de ensayo a tensiones soportadas normalizadas. En el caso de aislamiento externo también se aplicará un factor de corrección atmosférico,  $K_a$ , que tenga en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales de servicio y las normalizadas.

*Tensión de soportabilidad requeridas ( $V_{rw}$ ):* Es la tensión normalizada de ensayo que el aislamiento debe soportar para asegurar que cumplirá con el criterio de diseño (1).

1.6.3.4 Determinación de las tensiones de soportabilidad normalizadas ( $V_w$ ). Se selecciona el conjunto de tensiones de soportabilidad normalizadas que satisfacen las tensiones soportadas especificadas, su selección permite justificar que el aislamiento aguantará las tensiones soportadas especificadas que fueron estimadas en el paso anterior. La tensión de soportabilidad normalizada puede

elegirse para la misma forma de onda normalizada que la tensión de soportabilidad requeridas (continua, tipo maniobra, tipo rayo) o para una forma de onda distinta mediante la aplicación del factor de conversión de ensayo,  $K_t$  [14].

*Tensión de soportabilidad normalizadas ( $V_w$ ):* Es la tensión aplicada en un ensayo de tensión normalizado. Este es el valor asignado del aislamiento y prueba que el aislamiento cumple con una o más tensiones de soportabilidad requeridas [9].

A continuación, se mostrará la tabla 2 en la que se resume el procedimiento de coordinación de aislamiento según la metodología de la norma internacional IEC 60071-2, mostrando cada uno de los pasos para lograr adecuadamente la coordinación de aislamiento.

Tabla 2. Resumen del procedimiento de coordinación de asilamiento.

	Sobretensión temporal		Sobretensión de frente lento o de maniobra		Sobretensión de frente rápido o por impulsos atmosféricos.	
	Aislamiento externo	Aislamiento interno	Aislamiento externo	Aislamiento interno	Aislamiento externo	Aislamiento interno
<b>Paso 1: Sobretensiones representativas</b> $V_{rp}$	$V_{rp}$ (temporal)		$V_{e2}$ $V_{ps}$		Se calcula directamente $V_{cw}$	
<b>Paso 2: Tensiones soportadas de coordinación <math>V_{cw}</math></b>						
Factores de Coordinación	Kc=1		Kcs	Kcd	$V_{cw} = V_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{(L_{sp} + L_a)}$	
	$V_{cw} = V_{rp}$		$V_{cw} = V_{ps} * K_{cs}$	$V_{cw} = V_{e2} * K_{cd}$		
<b>Paso 3: Tensiones soportadas de requeridas <math>V_{rw}</math></b>						
Factores de Corrección por altura: $K_a = e^{m(\frac{H-100}{8150})}$	Si	No	Si	No	Si	No
Factor de seguridad Ks	1,05	1,15	1,05	1,15	1,05	1,15
	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$
<b>Paso 4: Nivel de aislamiento normalizado <math>V_w</math></b>						
Factor de conversión de $V_{rw}$ a SIW	seco: 1,4 húmedo : 1,7	GIS: 1,6 Líquido 2,3 Sólido 2,0	<b>Niveles de asilamiento para equipos de Rango II</b>			
	SIW= $V_{rw}$ * Factor de Conversión		$V_w \geq V_{rw}$	$V_w \geq V_{rw}$	$V_w \geq V_{rw}$	$V_w \geq V_{rw}$

Fuente: Adaptación norma Internacional IEC 60071-2 (Ajustada para niveles de tensión rango II).

## **2. CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES DE 500 kV SEGÚN NORMA IEEE 1313.2**

El mundo está en constante cambio, la ingeniería no es ajena a la aplicación de nuevas tecnologías entre las que se encuentran últimamente, el comportamiento dieléctrico de los materiales, hecho que ha permitido que los materiales aislantes tengan una mejoría significativa, estos han sido optimizados para poder mejorar su desempeño y tamaño con el fin de ser utilizados en diseños en los que se necesite utilizar un espacio más reducido.

La coordinación de aislamiento tiene como propósito en cualquier instalación eléctrica establecer los niveles de aislamiento que deben tener los equipos cuando sean sometidos a solicitaciones dieléctricas, no solo ante la aparición de sobretensiones sino también en condiciones normales de funcionamiento para que siendo el caso fallen equipos menos importantes, por consiguiente, más económicos protegiendo así los elementos más importantes, que en el caso de una subestación corresponde al transformador de potencia, este por ejemplo dispone de DPS (Dispositivo de Protección contra Sobretensiones) exclusivos para su protección, esto no quiere decir que los demás equipos no posean una adecuada protección sino que tendrán que estar dentro de la zona de protección de los DPS existentes.

Asimismo, es de vital importancia tener presente la ubicación de la subestación y por consiguiente las condiciones medioambientales de la misma. Para sistemas del Rango II (tensiones mayores a 242 kV) se definen tensiones soportadas a sobretensiones atmosféricas y a sobretensiones de maniobra, siendo estas últimas las de mayor importancia para este rango. Se considera además, que un aislamiento externo es autorecuperable y que uno interno es no autorecuperable.

## 2.1 DEFINICIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Haciendo una recopilación de las diferentes normas que en las cuales se aplica el concepto de coordinación de aislamiento, se dará una definición de la misma desde el punto de vista de cada norma.

Una definición de la coordinación de aislamiento fundamental y simple será:

- Selección de la resistencia de aislamiento [13].

Si a lo anterior se le agrega el criterio de fiabilidad y algo referente al esfuerzo de tensión se llegaría a lo siguiente:

- Selección de la resistencia de aislamiento de acuerdo con las sobretensiones que se puedan presentar, con un riesgo de falla aceptable [16].

Otro de los temas que abarcaría la coordinación de aislamiento es el concerniente a los DPS, lo que amplificaría la anterior definición a esta:

- Proceso de generar una correlación entre la resistencia de aislamiento de los equipos, las sobretensiones que se puedan presentar y con las características que poseen los DPS [17].

Si se amplía más la anterior definición se obtiene:

- Selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que se pueden presentar en el sistema para el cual fueron diseñados, teniendo en cuenta el medio ambiente del servicio y las características de los DPS disponibles [18].

En mundo actual además de la protección que se debe tener, las exigencias también están presentes en el punto de vista financiero es por esto que se llega a la siguiente definición la cual abarca todo lo anterior.

“Coordinación de aislamiento comprende la selección de la resistencia eléctrica de los equipos y su aplicación, en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema para el que está destinado el equipo, y teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, a fin de reducir económica y operativamente a un nivel aceptable la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes sobre los equipos llegara a causar daño al aislamiento del equipo o llegue a afectar a la continuidad del servicio” [19].

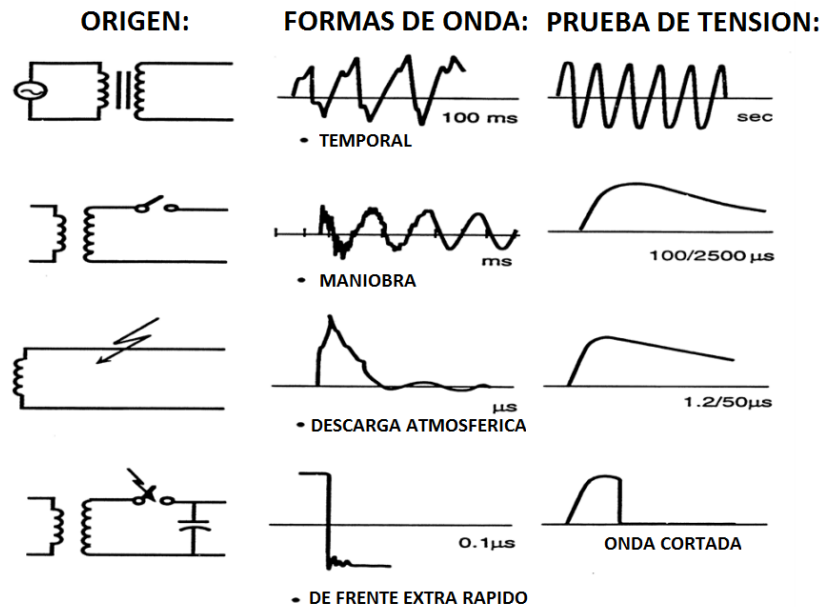
## **2.2 CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA UNA ADECUADA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.**

- Comprender acerca del esfuerzo de tensión que afecta el aislamiento de los equipos.
- Comprender acerca de la resistencia de aislamiento y el impacto que tiene en la protección del sistema.
- Tener un diseño adecuado de los diferentes sistemas de aislamiento.

**2.2.1 Esfuerzo de tensión.** Durante la operación de los diferentes equipos de la subestación, aparecen diferentes esfuerzos de tensión o también llamados esfuerzos dieléctricos, a continuación se nombrarán los tipos de esfuerzos que deterioran el aislamiento.

- Tensión de operación continua (frecuencia industrial).
- Sobretensiones temporales.
- Sobretensiones por maniobra (frente lento).
- Sobretensiones por descargas atmosféricas

Figura 4. Tipos de sobretensiones



Fuente: <http://www.energypa.org/InsulationCoordinationStudies-AdamSparacino.pdf>

2.2.1.1 Tensión de operación continua (frecuencia industrial). También llamada tensión máxima del equipo, aunque bajo condiciones de operación normal, la tensión a frecuencia industrial puede variar en el tiempo y ser diferente en otro punto del sistema. Pero en el estudio de la coordinación de aislamiento será constante y como se dijo anteriormente igual a la tensión máxima para la cual fue diseñado el equipo.

2.2.1.2 Sobretensiones temporales. Las sobretensiones temporales tienen ciertas características en las que sobresale la amplitud, ya que es menor en comparación con otros tipos de sobretensiones, además de tener una duración que se puede considerar larga con una frecuencia cercana a la fundamental (60 Hz) por lo que puede ser considerada como de frecuencia industrial.

Para tener claro cuáles son los parámetros característicos de la sobretensión hay que saber cuál fue el origen de la misma, estas sobretensiones se originan en operaciones de maniobra o por fallas a tierra unos ejemplos de estas pueden ser:

- Rechazo de carga.
- Efectos de Resonancia y Ferro resonancia [7].

### **Sobretensiones temporales a causa de fallas**

Al aparecer una falla en un sistema eléctrico de potencia tiene una serie de consecuencias en las que se encuentran una condición transitoria la cual rápidamente se atenúa, permaneciendo en estado estacionario, pero donde las variables eléctricas no presentan el mismo valor que antes de la falla. Un caso crítico es el presentado en las fases en donde no hubo falla, ya que estas fases presentan un elevamiento de la tensión que va a depender de como este aterrizado el sistema. Esta condición de sobretensión transitoria desaparecerá hasta que sea despejada la falla, para que vuelva a su estado normal [1] [7].

Las fallas que producen las mayores sobretensiones en las fases sanas son la bifásica y monofásica a tierra, siendo esta última la que genera más sobretensiones y es utilizada para caracterizar este tipo de sobretensiones temporales. La forma de estas sobretensiones es la de una tensión a frecuencia industrial.

Las sobretensiones que se presentan a causa de estas fallas tienen una duración que va desde el inicio de la falla hasta el despeje de la misma. En sistemas aterrizados eficazmente, la sobretensión llega a un valor de 1,3 pu con una duración de menos de 1 segundo. La sobretensión en sistemas con puesta a tierra resonante llegaría a un valor aproximado de 1,73 pu o mayor, con una duración menor a 10 segundos. Las sobretensiones se expresan en pu con referencia a  $\sqrt{2}(V_m)/\sqrt{3}$  donde  $V_m$  es la tensión máxima del sistema [1].

### **Sobretensiones por rechazo de carga**

La elevación de tensión en todo un sistema eléctrico puede ser el resultado de operar de manera errónea un interruptor lo que se suele llamar rechazo de carga. Lo anterior ocurre ya que al abrirse el interruptor va a existir una pérdida de carga, lo que a su vez causará una disminución del flujo de corriente, el efecto capacitivo de las líneas aumentará y se reducirá la caída de tensión en las impedancias.

Las sobretensiones que se presentan a causa del efecto conocido como rechazo de carga pueden ser fase tierra o longitudinales estas dependerán de la carga rechazada, de las características de las fuentes como lo son el nivel de cortocircuito en la subestación, velocidad y regulación de tensión en los generadores, asimismo, la disposición del sistema posterior a la desconexión [20]. El aumento de las tres tensiones fase a tierra es equivalente y, por consiguiente, surgen las mismas sobretensiones relativas fase-tierra y fase-fase. Este incremento puede ser sustancialmente considerable en el caso de un inesperado rechazo de carga en el extremo más retirado de una línea larga la cual es alimentada en su otro extremo, es a esto a lo que se le denomina efecto Ferranti. Los equipos que más sufren daños a causa de estas sobretensiones son los de la subestaciones que se encuentran al extremo de la línea en el cual ocurrió el rechazo de carga [1] [7].

A continuación se hará una descripción del grado y duración de las sobretensiones fase-tierra y longitudinal en los dos siguientes tipos de subestaciones:

- *Subestación del sistema:* En caso de un rechazo de carga total en sistemas moderadamente grandes las sobretensiones fase a tierra son usualmente menores de 1,2 pu. La duración de las sobretensiones depende de la operación del equipo de control de tensión y puede permanecer por varios minutos. En sistemas grandes, después de un rechazo de carga total, las sobretensiones de fase a tierra pueden alcanzar 1,5 pu o aún más cuando hay un efecto Ferranti o resonancias. Su duración puede ser del orden de varios

segundos. Si en el lado rechazado hay sólo cargas estáticas, la sobretensión temporal longitudinal normalmente es igual a la sobretensión fase a tierra. En sistemas con motores o generadores en el lado del rechazo, una separación en la red puede ocasionar unas sobretensiones longitudinales compuestas de dos sobre tensiones fase a tierra en oposición de fase [1][7][20].

- *Subestación de generación:* En caso de un rechazo de carga total, la sobretensión en la subestación puede alcanzar hasta 1,5 pu con una duración que puede ser de hasta tres segundos, aunque dependerá también de las características y de control del generador. La sobretensión temporal longitudinal es la diferencia entre la tensión de servicio fase-tierra en un terminal y la sobretensión temporal fase-tierra en el otro terminal. En el caso de oposición de fase las sobretensiones longitudinales podrían ser de hasta 2,5 pu [1].

Las sobretensiones por rechazo de carga se pueden controlar con compensación reactiva, reactores shunt, capacitores en serie o compensadores estáticos, los cuales reducen la elevación de la tensión.

### **Sobretensiones a causa de resonancia y ferrorresonancia**

En subestaciones el fenómeno de resonancia y ferrorresonancia se deben a la energización de circuitos con componentes muy capacitivos (líneas, cables, condensadores de la serie) y componentes inductivos que tienen características de magnetización no lineales (transformadores, reactores en derivación) o como resultado de un rechazo de carga. Por su característica no lineal al tener una inductancia variable esta ocasionará que se puedan presentar varios puntos de resonancia y consigo una mayor probabilidad de ocurrencia [7] [20].

Las medidas para limitar sobretensiones temporales debido a la ferresonancia y resonancia incluyen el desintonizar al sistema de la frecuencia de resonancia, cambiar la configuración del sistema, o el uso de resistores damping [1].

Las sobretensiones temporales presentadas por el fenómeno de resonancia alcanzan valores considerablemente altos, sin embargo, debido a que en un sistema de potencia se debe prevenir y limitar sobretensiones de esta naturaleza, estas no se consideran para el diseño del aislamiento [7].

### **Sobretensiones producidas por la energización del transformador**

La energización de un transformador causa una irrupción de corriente y sobretensión en las terminales del transformador. Estas sobretensiones podrán tener una duración de segundos y unas magnitudes en el rango de 1,5-2,0 pu [1].

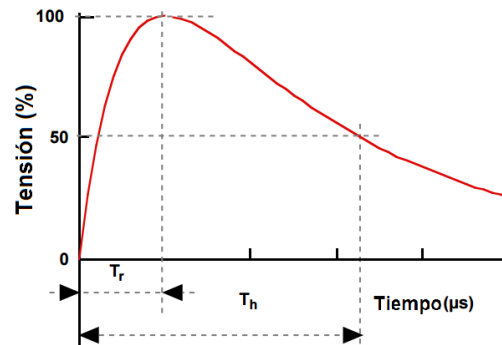
### **Limitación de sobretensiones temporales por medio de DPS**

Normalmente los DPS no están dimensionados para controlar las sobretensiones temporales, excepto en casos especiales. Sin embargo, los DPS pueden utilizarse para limitar o incluso evitar sobretensiones por resonancia. En este caso, el esfuerzo térmico en los DPS debe ser estudiado para determinar si se requieren DPS de maniobra paralelos o especiales [1].

2.2.1.3 Sobretensiones por maniobra (frente lento).. Las sobretensiones de frente lento se originan ante la operación de equipos de maniobra o súbitas modificaciones en la topología de la red eléctrica. Son causadas por:

- Energización y re-cierre de una línea.
- Inicio y despeje de fallas.
- Rechazo de carga.
- Interrupción de corrientes capacitivas o inductivas.

Figura 5. Sobretensiones por maniobra. ( $T_r = 20\text{-}5000 \mu\text{s}$ ,  $T_h < 20\ 000 \mu\text{s}$ )



Fuente: IEEE Standard 1313.1-1996, IEEE standard for insulation coordination-definitions, principles, and rules.

Estas sobretensiones tienen frentes de duración de 20 a 5000  $\mu\text{s}$  y duraciones de cola hasta 20 000  $\mu\text{s}$ , son oscilatorias por naturaleza y son de mayor magnitud que las sobretensiones temporales.

En general, el tiempo de frente de onda es más importante, ya que la tensión crítica de flameo CFO (por sus siglas en inglés) está en función del frente de onda. El CFO mínimo se produce en el frente de onda crítica (CWF), que en  $\mu\text{s}$  es igual a aproximadamente 50 veces la distancia disruptiva en metros (m). Para un frente de onda menor o mayor que el CWF, el CFO se aumenta. El CFO aumenta en un 10% cuando el frente de onda es del orden de 1000  $\mu\text{s}$  a 2000  $\mu\text{s}$ , generalmente ocurre cuando se hace una maniobra en el lado de baja del transformador.

Para obtener la distribución de sobretensiones de maniobra se utiliza un programa donde los interruptores se cierran o recierran 200 a 400 veces. Estas sobretensiones se analizan estadísticamente para obtener una distribución de probabilidad, que puede ser aproximada por una distribución gaussiana o normal ya que son las utilizadas con más frecuencia. Esta distribución probabilística sin la operación de DPS se caracteriza por el valor de 2%, llamada sobretensión

estadística de maniobra ( $E_2$ ), y por su desviación estándar  $\sigma$  en pu de  $E_2$ . La desviación estándar en pu sería:  $\sigma/ E_2$  [1].

### **Sobretensiones causadas por energización y re-cierre de líneas.**

En la mayoría de los casos ante la energización trifásica o reconexión de una línea eléctrica se producen sobretensiones de maniobra en las tres fases. En el caso más crítico se presentarán tres sobretensiones fase-tierra en cada una de las fases, así como tres sobretensiones entre fases. Lo anterior dependerá de numerosos factores, como los siguientes:

- El instante de cierre del interruptor respecto de la onda de tensión. Esto define la amplitud del escalón de tensión aplicado a cada fase de la línea.
- La diferencia, en el tiempo, del instante de cierre de cada polo del interruptor, es decir, de la 'discrepancia entre polos'.
- La potencia de cortocircuito de la red a la cual se conecta la línea.
- Si la red de alimentación es del tipo compleja o mallada (con otras líneas y transformadores conectados en la misma barra), o inductiva pura (transformador).
- De la longitud de la línea a energizar.
- Si el interruptor posee resistores de pre-inserción.
- Si la línea está compensada con reactores shunt.
- Si la línea tiene carga atrapada.
- Las características de los descargadores de línea [21].

Además de lo anterior para que se genere la sobretensión dependerá del interruptor; algunos de estos no generaran ninguna sobretensión. Un ejemplo típico es el interruptor que se cierra cuando la tensión a través del contacto es cero.

Ya que el recierre de una línea tiene como objetivo despejar una falla transitoria en donde estarán involucrados los interruptores de potencia en el proceso de apertura y cierre.

Analizando el caso de que el interruptor de potencia tenga que desconectar una línea en vacío, ya que por la naturaleza capacitiva del circuito al momento de interrumpir la corriente por su paso por cero, la tensión estará en su valor máximo induciendo así que las tres fases queden con una tensión aproximadamente iguales a la tensión fase tierra de la fuente de alimentación por consiguiente como producto de esta maniobra se genera la “carga atrapada” [7].

Después se ejecuta el recierre que es donde se produce las altas sobretensiones. Esto ocurre como producto de las altas diferencias de potencial que se pueden generar en caso de que el cierre ocurra antes de haber drenado la carga residual o si los polos del disyuntor cierran cuando la tensión del sistema tenga polaridad opuesta a la línea. Por lo anterior y debido a que la carga atrapada permanecerá en la línea durante varios minutos, hay que tener presente el tiempo que tarda la línea en evacuar la carga atrapada y el tiempo en el que se ejecutará el recierre. Las sobretensiones producidas durante el recierre son de mayor amplitud que las originadas en la energización debido principalmente a la carga atrapada [15].

Existen dos métodos los cuales permitirán la caracterización de la función de distribución de probabilidad de sobretensión, según el número de sobretensiones por operación de maniobra, se elige que método utilizar:

*Método del valor pico por caso:* De cada operación de maniobra, se selecciona y se incluye en la distribución de probabilidad de sobretensiones el valor pico más alto de las tres sobretensiones, por lo que cada maniobra contribuye solo con un valor a la curva de distribución. Esta distribución es entonces aplicable a un aislamiento en cada tipo.

*Método del valor pico por fase:* Consiste en realizar un número determinado de maniobras de cierre del interruptor, cada una con diferentes instantes de cierre y discrepancia de polos. De cada una de ellas se extrae el máximo valor pico de cada fase, por lo que cada maniobra aporta tres valores a la curva de distribución. Si se simulan 100 maniobras de cierre, se obtienen 300 valores de tensión fase-tierra (ó entre fases). Lo que da como resultado una distribución por fase de sobretensiones que se podrá utilizar para calcular la probabilidad por fase de flameo por operación de maniobra [7] [21].

Estos métodos se utilizan para determinar una distribución de sobretensión tanto de fase-tierra como de fase a fase. Debido a que la probabilidad de sobretensiones polaridad positiva y negativa es igual, estos métodos sólo consideran el valor absoluto de sobretensiones, independientemente de la polaridad. El efecto de polaridad negativa y positiva se considera en el cálculo de la tasa de flameo por maniobra.

Las sobretensiones de maniobra en la línea pueden reducirse mediante el uso de:

- a) resistencias de pre-inserción en los interruptores de circuito,
- b) el cierre controlado del interruptor,
- c) DPS.

Una resistencia de pre-inserción y el cierre controlado reduce la sobretensión a lo largo de toda la línea. Los DPS solamente reducen las sobretensiones cerca de ellos.

Sin embargo, dentro de una subestación, efectos de separación de los DPS pueden desprejarse, es decir, la tensión de impulso de maniobra es aproximadamente la misma en toda la subestación. Por lo tanto, un DPS ofrece protección a todos los equipos conectados. La máxima sobretensión debido a maniobra está en el rango de 1,0 y 1,5 desviaciones estándar por encima de  $E_2$

Los DPS se instalan usualmente en la configuración fase-tierra. Si se utilizan DPS de óxido metálico para limitar la sobretensión fase-tierra de maniobra a un nivel inferior que será aproximadamente el 70% de  $E_2$  (2% de probabilidad), el nivel de sobretensión fase-fase alcanzará alrededor del doble del nivel de protección del DPS [1].

### Valores típicos de sobretensiones de maniobra (fase-tierra).

La norma IEEE 1313.2-1999 presenta la siguiente tabla que muestra valores típicos de sobretensiones debidas a recierre, con y sin el uso de resistores de preinserción, además de lugares al final de la línea donde no hay presentes DPS. Estos valores fueron calculados mediante el método del valor pico por caso.

Tabla 3. Sobretensión típica de recierre en una carga atrapada

	$E_2$ pu	$\sigma/E_2$	Perfil de tensión
<b>Con resistencias de pre-inserción</b>	1,8-2,0	0,05-0,08	0,8-0,9
<b>Sin resistencias de pre-inserción</b>	2,8-3,0	0,08-0,16	0,6-0,7

Fuente: IEEE Standard 1313.2-1999

Cuando los DPS están ubicados al final de la línea, la distribución de sobretensiones se puede aproximar como una combinación de dos distribuciones gaussianas, una de las cuales es válida hasta el punto en que el DPS influye de manera significativa la tensión, la otra será para tensiones más altas. El valor de  $E_2$  en el extremo abierto de la línea se puede aproximar de forma conservadora a la tensión de impulso tipo maniobra del DPS. Ya que el DPS no puede disminuir la sobretensión de maniobra a lo largo de toda la línea el valor máximo de  $E_2$  se encontrará en 1/3 a 1/4 de la longitud de la línea hasta donde está el descargador, por ende, es difícil estimar el perfil de tensión ya que la tensión aumenta inicialmente desde donde se inició la sobretensión a lo largo de la línea y luego disminuye durante el resto de la línea. El valor máximo de  $E_2$  es habitualmente menor que 30% mayor que el nivel de protección del DPS [1].

### **Sobretensiones por fallas.**

Hay sobretensiones que aparecen en los primeros instantes del inicio o despeje de una falla, estas tienen características que corresponden a las del tipo de maniobra. En el inicio de la falla, la sobretensión se presentaría primordialmente en las fases sanas al ocurrir un cortocircuito monofásico, por el contrario en el despeje la sobretensión podrá aparecer con cualquier cortocircuito. En la ecuación 1 y 2 se plantea una estimación conservadora de la máxima sobretensión [1][7].

$$\text{Iniciación de la falla: máximo} = (2k - 1) pu \quad (2.1)$$

$$\text{Despeje de falla: máximo} = 2.0 pu \quad (2.2)$$

Donde

$k$  Es el factor de falla a tierra

En un sistema eléctrico trifásico  $k$  es la relación entre la mayor tensión a frecuencia industrial entre una fase que no se ve afectada por la sobretensión y la tierra durante una falla a tierra que influye varias fases en cualquier punto del sistema, y el valor eficaz de la tensión de fase a tierra a frecuencia industrial, que se obtendría en un sitio dado, en ausencia de la falla. El factor de falla se define para el punto de falla [22].

Las sobretensiones importantes ocurren entre fase y tierra, y por lo tanto las sobretensiones entre fases pueden despreciarse.

En sistemas con tensiones máximas dentro del Rango II, las sobretensiones de maniobra durante el inicio o despeje de falla deben analizarse con más detenimiento cuando las sobretensiones por energización o re-energización de líneas no estén limitadas por debajo de 2 pu.

### **Sobretensiones producidas por rechazo de carga.**

El rechazo de carga produce una sobretensión tipo maniobra. Este evento puede aumentar esfuerzos de tensión longitudinal a través de dispositivos de

conmutación, el esfuerzo de aislamiento fase-tierra y la energía descargada a través de los DPS. Si se utilizan los DPS para limitar las sobretensiones producidas por energización y recierre por debajo del 2 pu, la disipación de energía en los DPS deberá ser estudiada, particularmente cuando están presentes generadores, transformadores, líneas de transmisión largas, o condensadores en serie. Lo anterior solo tiene importancia en sistemas de rango II.

### **Sobretensiones debidas a maniobras de corriente inductivas y capacitivas.**

La maniobra de corrientes inductivas o capacitivas puede producir sobretensiones de frente lento. Particularmente, se deben examinar las siguientes operaciones de maniobra:

- a) Interrupción de la corriente de arranque del motor.
- b) Interrupción de corrientes de magnetización del transformador o reactor.
- c) Maniobra y operación de los hornos de arco y sus transformadores, lo cual podrá producir cortes de corriente.
- d) Maniobra de cables sin carga y de bancos de condensadores.
- e) Interrupción de las corrientes por fusibles de alta tensión

De las anteriores operaciones de maniobra, las sobretensiones más considerables se producen sobre el equipo maniobrado, pero no sobre el sistema de alimentación [1].

Una excepción es la energización de bancos de capacitores, ya que en un primer momento se comportan como un cortocircuito, lo que hace la tensión en bornes llegue prácticamente a cero en bornes del banco. En seguida, durante el período de carga del capacitor, se llegará a generar una sobretensión de amplitud teórica de 2,0 pu, aunque en la práctica no supera aproximadamente 1,7 pu debido a las pérdidas.

La desconexión del banco de capacitores sólo produce sobretensiones de magnitud en caso de que se produzca el reencendido de la corriente del arco en un polo del interruptor durante la apertura. La amplitud en tal caso puede llegar a cerca de 6 pu y ser de muy alta frecuencia, comparables a las del tipo atmosférico, pudiendo dar lugar a una descarga a tierra en bornes del capacitor y/o el reencendido de la corriente de arco de otros polos, en caso de que no sea limitada mediante la instalación de descargadores [21].

2.2.1.4 Sobretensiones por descargas atmosféricas (frente rápido) Las sobretensiones de frente rápido son causadas por descargas atmosféricas o por operaciones de maniobra estas últimas al poseer una amplitud mucho menor tienen menor importancia. Los rayos pueden impactar en las líneas aéreas ya sea directamente en un conductor de fase, en los cables de guarda, en la torre, o en el terreno aledaño.

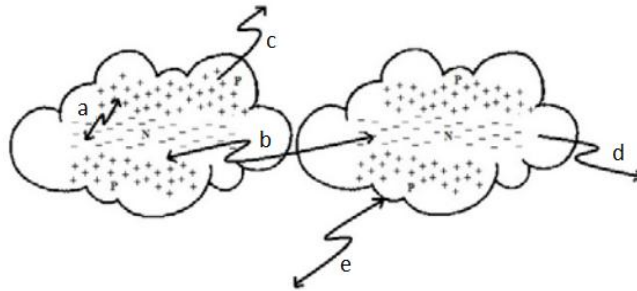
#### **Definición del rayo**

Los rayos se producen en la atmosfera por la carga electrica entre nubes o entre una nube y la tierra, estas descargas vienen acompañadas por una emision de luz (relampago) la electricidad (corriente electrica) pasa a traves de la atmósfera caliente y se expande rapidamente ene el aire produciendo el ruido caracteristico del trueno del relampago y se pueden clasficiar en cuatro grupos:

En la siguiente figura se pueden observar cinco tipos de rayos conocidos:

- a) Dentro de la nube
- b) Entre las nubes
- c) Entre nubes y la inosfera
- d) Entre nube y aire
- e) Entre nube y tierra o entre tierra y nube

Figura 6. Descargas eléctricas atmosféricas



Fuente: Elaboración de una herramienta software para el diseño del apantallamiento en subestaciones eléctricas; Lina Paola Salamanca Torres, Yeison Jesús Torres Ardila; Universidad industrial de Santander.

### Parámetros del rayo

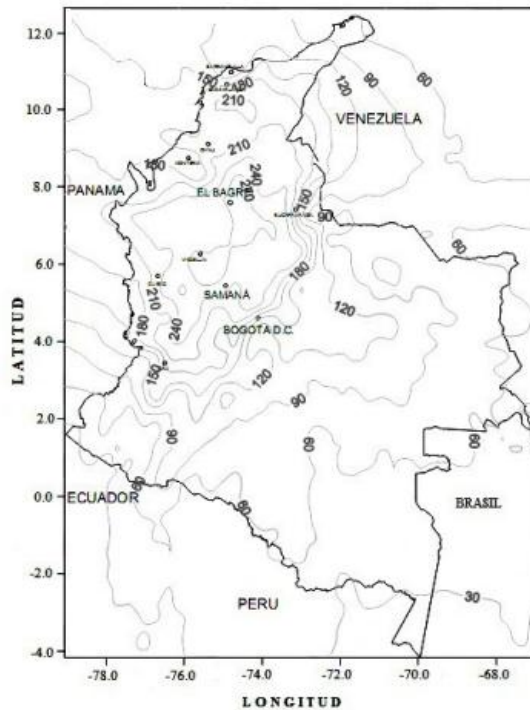
Existen diferentes estudios sobre descargas atmosféricas y se han establecido más de 15 parámetros del rayo. Existe la perspectiva temporal que se caracteriza por viajar en el tiempo de forma diaria, mensual, anual. También existe la perspectiva espacial que se caracteriza por la magnitud de los parámetros del rayo, que varía global y localmente, los cuales se dividen en 5 grupos [5].

#### 1. De incidencia

- nivel cerámico

número promedio de días al año en los que se escuchan tormentas eléctricas en un sitio específico.

Figura 7. Niveles ceraúnicos de Colombia



Fuente: Elaboración de una herramienta software para el diseño del apantallamiento en subestaciones eléctricas; Lina Paola Salamanca Torres, Yeison Jesús Torres Ardila; Universidad industrial de Santander.

- Densidad de descargas a tierra DDT

Número de rayos por kilómetro cuadrado-año.

- Polaridad P

Positiva o negativa.

- Multiplicidad M

Número de descargas individuales por cada descarga.

- Duración

En milisegundos duración total del rayo o intervalo entre descargas individuales.

2. Amplitud de corriente de retorno de rayo.

En kA generalmente referenciada como el parámetro más importante para aplicaciones de ingeniería.

### 3. Carga

En culombios, total, primera descarga y descargas subsecuentes.

### 4. Energía

En  $kJ/\Omega$ .

### 5. Forma del impulso de corriente de rayo.

En  $kA/\mu s$  incluyendo particularidades dependientes del tiempo, con énfasis en las características de la rata de ascenso de la corriente de rayo [5].

Las descargas atmosféricas es el fenómeno natural que ha sido de los más maravillosos, analizados e investigados por el ser humano a través del tiempo; además de ser el fenómeno natural que más afecta los sistemas eléctricos. La ubicación geográfica que tiene Colombia lo hace uno de los países con mayor actividad de descargas atmosféricas, comparándolo con Europa y Norteamérica se presentan zonas con 80 días de tormenta en el año, mientras en regiones como el Magdalena Medio se presentan 140 días de tormenta al año, otras regiones presentan un número muy cercano de días tormenta año a la región del Magdalena.

En el sistema colombiano de transmisión y distribución de energía eléctrica, el origen de muchas de las fallas, perturbaciones son precisamente las descargas atmosféricas que también generan daños en equipos de las subestaciones como transformadores, DPS, interruptores, equipos de comunicación, entre otros, con consecuencias en la disminución de la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica [23].

En una subestación la ocurrencia de una descarga atmosférica se podría dar de dos maneras:

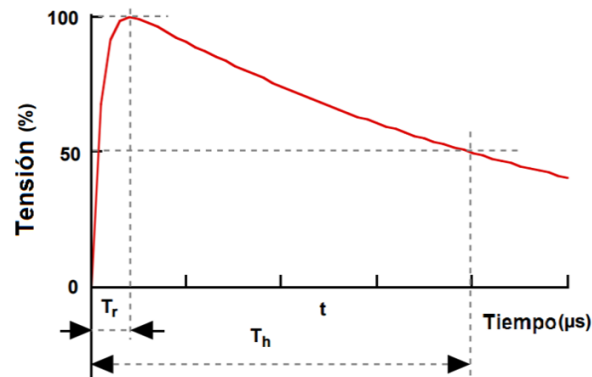
- Caída del rayo directamente en el patio de la subestación afectando los equipos.
- Caída del rayo sobre una línea de transmisión asociada a la subestación, lo que generará sobretensiones que se propagarán a través de la línea hasta llegar a los equipos de la subestación.

Como el primero de los casos antes mencionado es un suceso muy poco factible ya que una subestación cuenta con su respectivo sistema de apantallamiento, además de tener un área de exposición relativamente pequeña.

Las sobretensiones por descargas atmosféricas son clasificadas según su lugar de impacto:

- *Fallas de apantallamiento:* Rayos que impactan directamente en los conductores de fase evitando el apantallamiento que tienen las líneas [21].
- *Flameo inverso:* Rayos que impactan en los cables de guarda o en torre, generándose una diferencia de potencial entre la estructura y el conductor de fase que superará el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores, lo que provocará el flameo en la cadena [15].
- *Sobretensiones inducidas:* Rayos que impactan en terreno aledaño a la línea generando sobretensiones inducidas en ella. Estas tensiones inducidas llegarán a un valor cercano a los 500 kV, por esto se tienen en cuenta en sistemas donde su nivel de aislamiento es inferior a la tensión inducida [1][7].

Figura 8. Sobretensiones por descargas atmosféricas. ( $T_r = 0.1\text{--}20 \mu\text{s}$ ,  $T_h < 300 \mu\text{s}$ )



Fuente: IEEE Standard 1313.2-1999

El criterio de confiabilidad seleccionado determina las características de la sobretensión. El método de cálculo se describirá más adelante, y se basa en el tiempo medio entre fallas (MTBF por sus siglas en inglés) [1].

Para descargas atmosféricas cerca de las subestaciones, las sobretensiones de origen atmosférico entre fases tienen aproximadamente la misma magnitud que la fase-tierra.

### **Sobretensiones tipo rayo causadas por maniobras.**

La conexión o desconexión de los equipos de sistema producen este tipo de sobretensiones, además pueden ocurrir al presentarse un flameo en aislamiento externo. Lo que causará un gran esfuerzo sobre el aislamiento interno cercano.

La forma de onda de estas sobretensiones será similar a las producidas por descargas atmosféricas pero su magnitud dependerá de las características de los equipos de corte y seccionamiento, aunque también es cierto que en la mayoría de los casos tienen una magnitud menor a las sobretensiones de origen atmosférico; su importancia es condicionada para casos especiales.

Los siguientes serán los máximos valores esperados para la amplitud de estas sobretensiones:

- *Interruptores sin reencendido:* 2,0 pu.
- *Interruptores con reencendido:* 3,0 pu.

Ya que es bastante improbable que ocurra una sobretensión de frente rápido por maniobra en el mismo instante en varias fases, se asumirá que la tensión máxima fase-fase será igual al valor de la tensión fase-tierra.

La selección adecuada de equipos para el seccionamiento y corte, servirán para controlar este tipo de sobretensiones además de los DPS que siempre estarán presentes.

### **Limitación de sobretensiones de origen atmosférico.**

Los DPS limitan primordialmente sobretensiones de origen atmosférico en los equipos de la subestación. Otro método para limitar las sobretensiones causadas por rayos que inciden en los equipos consiste en disminuir la pendiente y la magnitud de la sobretensión. Esto se puede lograr mediante la reducción de la tasa de flameo inverso de la línea en las torres adyacentes a la subestación al disminuir la resistencia de puesta a tierra de la torre.

En algunos casos, la tensión de descarga de las líneas contiguas a la estación es limitada por la instalación de drenadores de sobretensión. Sin embargo, una reducción de la resistencia de aislamiento de la línea sin disminuir la resistencia puesta a tierra de la torre, aumentará la tasa de flameo inverso y dará lugar a una sobretensión con una magnitud mayor y más pronunciada que el MTBF. Sucesivamente, el MTBF disminuirá.

## **2.2.2 Resistencia de aislamiento**

2.2.2.1 Generalidades. Los esfuerzos dieléctricos que se producen por las sobretensiones generan envejecimiento que puede acortar el nivel de protección de los equipos de una subestación eléctrica, por eso para una buena coordinación de aislamiento se debe tener en cuenta la resistencia de aislamiento, por lo tanto

para especificarla, se debe tener en cuenta las condiciones habituales, normales y estándar que se utilizan. Existen varios métodos para describirla como el BIL, BSL, y CFO.

Algunos factores de influencia de la ruptura dieléctrica del aislamiento son:

- Las sobretensiones y las bajas tensiones ocasionan fatiga anormal dentro del aislamiento que puede conducir al agrietamiento y laminación del propio aislamiento.
- La afectación del aislamiento por vapores corrosivos, la suciedad y el aceite pueden reducir la efectividad del aislamiento, tipo del aislamiento (gaseoso, líquido, o una combinación de éstos; impurezas y no homogeneidades locales).
- Los daños mecánicos, tales como golpear un cable cuando se excava una trinchera, son bastante obvios pero la fatiga mecánica también puede ocurrir por operar una máquina fuera de balance o por paros y arranques frecuentes. La vibración resultante al operar la máquina puede ocasionar defectos dentro del aislamiento.
- La operación de una maquinaria en condiciones excesivamente calientes o frías ocasionará sobre expansión o sobre contracción del aislamiento que darán lugar a grietas y fallas. Sin embargo, también se incurre en fatigas térmicas cada vez que la máquina se arranca o se para. A menos que la maquinaria esté diseñada para uso intermitente, cada paro y cada arranque afectarán adversamente el proceso de envejecimiento del aislamiento [24].

2.2.2.2 Tipos de aislamiento. El aislamiento puede ser clasificado como interno o externo y también como autorecuperable y no autorecuperable [1][13].

### **Aislamiento externo**

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

### **Aislamiento interno**

Son las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales son protegidas por la carcasa del equipo de los efectos atmosféricos. Como ejemplo se tiene el aislamiento de los transformadores y los aislamientos externos de las boquillas.

### **Aislamiento autorecuperable**

El aislamiento que recobra completamente sus propiedades de aislamiento después de una descarga disruptiva producida por la aplicación de tensiones. La ruptura depende en gran medida de la configuración apropiada de la distancia, la forma de onda y la polaridad de la oleada, y de las condiciones ambientales. Para los aisladores expuestos al aire, el efecto de la humedad, la lluvia y la contaminación en la superficie del aislamiento también se vuelven importantes. Para los sistemas con aislamiento de gas cerrado de metal, el efecto de la presión interna y la temperatura, así como las faltas de homogeneidad e impurezas locales juegan un papel importante.

### **Aislamiento no autorecuperable**

Es el aislamiento que pierde sus propiedades de aislamiento, o no las recobra completamente, después de una descarga disruptiva producida por la aplicación de tensiones. En el aislamiento líquido, las impurezas de partículas, burbujas causadas por efectos químicos y físicos, o por descargas locales, pueden reducir drásticamente la resistencia del aislamiento. Un aspecto importante es también que la cantidad de degradación química del aislamiento puede tender a aumentar

en el tiempo, lo mismo es válido para el aislamiento sólido. Sin embargo, en este caso la tensión mecánica también puede afectar a la resistencia de aislamiento [7].

**2.2.3 Tensión soportada a frecuencia industrial.** Estas sobretensiones se producen a la frecuencia nominal del sistema, debido a fallas monofásicas o bifásicas a tierra o por la apertura de una o dos fases. Este tipo de sobretensiones persistirán mientras no se haga desaparecer las condiciones de desequilibrio que los produjeron y causarán una reducción significativa en el aislamiento de equipos debido a las condiciones ambientales severas o por el envejecimiento del aislamiento.

La lluvia reduce la tensión de descarga disruptiva considerablemente para las ondas de baja frecuencia y las ondas por accionamiento, pero su efecto es leve sobre las ondas por descargas atmosféricas.

La lluvia, junto con la contaminación puede reducir drásticamente la resistencia de aislamiento, la niebla, la formación de rocío, la lluvia ligera, o la contaminación en general hacen que las condiciones empeoren [1].

**2.2.4 Influencias de las condiciones atmosféricas en el aislamiento externo.**

Las características de los aislamientos externos dependen de la temperatura ambiente, la presión atmosférica y la humedad. La tensión de flameo de los aisladores en el aire varía en proporción directa del factor de densidad del aire, cuando las condiciones atmosféricas no son las condiciones estándar, es necesario estimar la fuerza de estas características. Y para ello en la norma, IEEE Std 4-2013 se encuentra una descripción de cómo deben ser calculadas.

Cuando se diseña una subestación se tienen en cuenta las condiciones de lluvia. Por lo tanto, las correcciones atmosféricas se basan en condiciones de humedad. Para el aislamiento de la subestación, el nivel básico de aislamiento para impulso

tipo maniobra (BSL por sus siglas en inglés) se define para condiciones de humedad. Sin embargo, el nivel básico de aislamiento para impulso tipo rayo (BIL por sus siglas en inglés) se prueba bajo condiciones secas bajo la premisa de que las condiciones húmedas no degradan gravemente la resistencia de aislamiento. Aunque esto no es una verdad universal, el BIL húmedo se supone igual al BIL seco.

Para el aislamiento de línea CFO seco, se obtiene normalmente de pruebas paramétricas. El CFO húmedo se calcula multiplicando el CFO seco con un factor de corrección determinado experimentalmente (3).

2.2.4.1 Corrección por altura formulas. Según lo expresado en la norma IEEE std 1313.1 de 1996 al comparar las sobretensiones con la resistencia de aislamiento en condiciones atmosféricas que no están normalizadas, se llega a la conclusión de modificar la resistencia de aislamiento para condiciones no estándar. Se hace énfasis en el hecho que para propósitos de coordinación de aislamiento se asumen condiciones de humedad y solo la densidad relativa del aire correspondiente a la altitud de trabajo debe tenerse en cuenta al momento de realizar la corrección.

### **Sobretensiones de tipo rayo [13].**

Para este tipo de sobretensiones solo se tiene en cuenta la densidad relativa del aire.

$$BSL_A = \delta * BSL_S \quad (2.3)$$

$$CFO_A = \delta * CFO_S \quad (2.4)$$

### **Sobretensiones de maniobra [13].**

A diferencia de las sobretensiones de tipo rayo en donde solo se tiene en cuenta la densidad relativa del aire a cierta altura, en este caso se tienen que tener otras consideraciones, como lo son el factor  $G_0$  y  $m$ .

$$BSL_A = \delta^m * BSL_S \quad (2.5)$$

$$CFO_A = \delta^m * CFO_S \quad (2.6)$$

$$\delta = e^{-\frac{A}{8,6}} \quad (2.7)$$

$$m = 1,25 * G_0 * (G_0 - 0,2) \quad (2.8)$$

$$G_0 = \frac{CFO_S}{S(500)} \quad (2.9)$$

Donde el subíndice S se refiere a condiciones atmosféricas estándar y el subíndice A, a la resistencia de aislamiento a un altitud de A en km.

**2.2.5 Probabilidad de descarga disruptiva.** No hay métodos disponibles actualmente para determinar la probabilidad de una descarga disruptiva del aislamiento no autorecuperable. Por lo tanto, la probabilidad de soportar se asume que es 100% en o por debajo del BIL y el BSL. Sin embargo, para tensiones por encima del BIL y nivel BSL se supone que la probabilidad de soportar es cero.

Para el aislamiento autorecuperable, la probabilidad de descarga disruptiva puede ser descrita por una curva característica de la fuerza de aislamiento. Esta curva tiene dos parámetros básicos CFO que corresponden al 50% de probabilidad de descarga disruptiva para una sola aplicación de los impulsos y la desviación estándar (para el coeficiente de variación  $\frac{\sigma_f}{CFO}$ ). La resistencia característica de aislamiento está modelada por una función de distribución gaussiana acumulativa y se considera válida para por lo menos cuatro desviaciones estándar por debajo del CFO. El punto de truncamiento real, por debajo del cual no se puede producir combustión súbita y la resistencia característica de aislamiento, pueden ser estimados por métodos estadísticos de pruebas dadas en IEEE Std 4-2013. El BIL o BSL estadístico, que se define por la probabilidad del 10% de la descarga disruptiva, se define matemáticamente como se muestra en la ecuación (2.10):

$$BIL \text{ or } BSL = CFO \left[ 1 - 1,28 * \frac{\sigma_f}{CFO} \right] \quad (2.10)$$

Para el aislamiento autorecuperable, el valor del coeficiente de variación es menor para los impulsos tipo rayo que para el impulso maniobra. Para impulsos tipo rayo, este coeficiente es de aproximadamente 3%. Para el impulso maniobra de la línea o el aislamiento de la torre, el coeficiente aumenta a un promedio de alrededor de 5%. Para el aislamiento de la subestación, el coeficiente de variación generalmente se asume entre 6% y 7% [1].

**2.2.6 Influencia de la polaridad y la forma de la onda de la sobretensión.** Las tensiones de flameo de polaridad negativa son mayores que las tensiones de flameo de polaridad positiva. Por consiguiente, para el diseño del aislamiento el requerimiento crítico será la resistencia al flameo de polaridad positiva. El comportamiento de un aislador sometido a tensiones de impulso similares a los producidos por rayos depende principalmente de su longitud y en grado menor de la geometría del aislador, el valor al que se flamea un aislador sometido a tensiones depende tanto de la magnitud de los impulsos como del tiempo que estén aplicados.

Para el impulso maniobra, existe un frente de onda crítica (CWF) o el tiempo para el valor de cresta, que se traduce en un CFO mínimo. Este CWF varía con el espacio de separación. El valor aproximado de la CWF ( $\mu\text{s}$ ), a mayor distancia de separación, el cambio en la resistencia de aislamiento a la CWF es más elevada que en distancias más cortas. En sistemas débiles, el tiempo de frente de onda está en el intervalo de 1000-2000  $\mu\text{s}$ . En estos casos, tanto el CFO y la desviación estándar aumenta, lo que resulta en alrededor de un aumento de 10%, en la resistencia de aislamiento.

Normalmente el nivel de aislamiento a impulsos atmosféricos se ha establecido en un valor del orden de 20 al 25% arriba del nivel de protección, verificando este valor con pruebas de sobretensión al impulso (con una onda de 1,2 /50  $\mu$ s). En contraste con el impulso de conmutación, la cola o el tiempo para un medio valor del impulso de rayo determina generalmente la CFO [1].

**2.2.7 Aislamiento fase-fase y longitudinal.** El aislamiento longitudinal hace referencia al aislamiento existente entre dos bornes abiertos de una misma fase. En esta circunstancia un borne puede estar sometido a la tensión de red y el otro a una sobretensión de forma de onda determinada por ejemplo (tipo rayo o tipo maniobra) esto es muy común en los seccionadores [25].

Para el aislamiento fase-fase, el ensayo especificado por IEC 60071-1 (1993) para establecer el BSL fase-fase, consta de dos impulsos de maniobras sincronizados, cada uno de igual valor, pero de polaridad opuesta. El impulso de maniobra positivo aplicado a un electrodo de conmutación tiene la forma de onda de impulso estándar. El impulso de maniobra polaridad negativa, aplicada al otro terminal, tiene una forma de onda con un tiempo que la cresta y un tiempo para el valor medio, los cuales no son más cortos que la forma de onda en el terminal de polaridad positiva. Por lo tanto, en la evaluación de los BSLs requeridos, los resultados del cálculo se deben ajustar a las especificaciones de las pruebas anteriores de tensión en cada uno de los terminales [1].

**2.2.8 Criterio de rendimiento / fiabilidad.** Se evalúa por medio de una tasa de falla aceptable. La tasa de falla aceptable es un parámetro técnico y económico que depende de la importancia de la instalación, las consecuencias de una falla y la vida útil esperable del equipamiento, es diferente para una línea de transmisión que para una subestación [1].

**2.2.9 Subestaciones.** Al referirse a la confiabilidad de una subestación, es común utilizar el 'tiempo medio entre fallas' (MTBF). El MTBF aceptable depende del tipo de subestación, dado que no es lo mismo una falla en una subestación convencional al aire libre, que una subestación aislada en gas SF6 (GIS). Generalmente las subestaciones se diseñan con aislamiento no autorecuperable y se debe tener en cuenta que la seguridad en una subestación eléctrica debe ser mayor que en una línea de transmisión [1].

### **3. DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

#### **3.1 PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO PARA TENSIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL Y SOBRETENSIONES TEMPORALES. (3)**

El aislamiento que se diseña para una subestación deberá resistir la tensión máxima del sistema durante la vida útil del equipo para el cual se diseñó. Además, el aislamiento deberá soportar y proteger en caso de presentarse sobretensiones temporales que tienen una magnitud que se asemeja a una sobretensión de corta duración.

Algo muy importante a tener en cuenta al momento de realizar el diseño es la contaminación que estará presente en el lugar donde se construía la subestación, ya que la respuesta del aislamiento externo a tensiones de frecuencia industrial es muy diferente con el tipo de contaminación que esté presente en el lugar. Para que se presenten flameos generalmente se deben dar las dos siguientes condiciones:

- Contaminación en la superficie del aislador.
- Superficie del aislador húmeda ya sea a causa de una lluvia ligera, neblina, rocío, sin lavado para remover la contaminación.

Al juntar esta serie de factores de humedad y contaminación generara una película conductora, lo que permitirá que corriente fluya a través de la capa de contaminación. En ciertos lugares angostos del aislador, la corriente se concentra lo que permite que la capa de contaminación que estaba húmeda se seque, lo que a su vez creara bandas secas en donde aparecerá la tensión fase-tierra que permitirá la aparición de arcos, los cuales aumentaran gradualmente hasta llegar a producir un flameo.

**3.1.1 Aproximación en el diseño.** La regla de diseño determinista se enfoca en establecer la tensión estadística no disruptiva  $V_3$  igual a la máxima tensión fase-tierra  $E_m$ , la cual incluye sobretensiones temporales.

$$V_3 = E_m \quad (3.1)$$

Donde

$$V_3 = CFO \left[ 1 - 3 \frac{\sigma_f}{CFO} \right] \quad (3.2)$$

El CFO (critical flashover) es la tensión disruptiva a frecuencia industrial bajo condiciones de contaminación y el coeficiente de variación  $\frac{\sigma_f}{CFO}$ , se asume 10%.

También hay que tener en cuenta que el esfuerzo que aparece a través de los aisladores es la tensión fase-tierra y que la contaminación disminuye la resistencia del aislador a tensión de frecuencia industrial.

**3.1.2 El riesgo de la contaminación.** La contaminación se separa en dos clases generales:

- a) *Industrial:* La contaminación industrial es causada por partículas impulsadas por el viento y depositadas sobre la superficie del aislador. La contaminación puede ser polvo del camino o zonas rurales, cemento, ceniza, piedra caliza, etc. Estos materiales contienen sal y forman una capa conductora que llega a humedecerse.
  
- b) *Mar:* Ya que en las cercanías al mar el ambiente contiene grandes cantidades de sal que al ser impulsado por el viento también puede contaminar las superficies aislantes. Esto forma una capa conductora. En este caso, la contaminación y la humedad se producen simultáneamente.

El grado o la gravedad de la contaminación se describen de dos maneras:

- La contaminación industrial, con la cantidad de sal en la superficie, se especifica normalmente en unidades de  $\text{mg} / \text{cm}^2$ .
- La contaminación del mar, la cantidad de sal por volumen de agua, se especifica normalmente en gramos por litro o en kilogramos por metro cúbico de agua.

Para estandarizar la contaminación industrial, se utiliza la densidad equivalente de sal depositada (DESD), definida como la cantidad equivalente en miligramos de sal NaCl por centímetro cuadrado de la superficie de un aislador, que tiene una conductividad eléctrica igual que el contaminante. Otro método de medición de la gravedad contaminación industrial, que es utilizado en Alemania, es medir la conductividad de la capa humedecida. La unidad de medida adecuada es microsiemens,  $\mu\text{S}$ .

Los métodos para obtener el nivel de contaminación y la recolección de contaminación se presentan en la norma IEEE Std 4-2013

Existen varias normas las cuales permitirán obtener un concepto claro de las consecuencias de la contaminación en los sistemas eléctricos y para este caso en las subestaciones dentro de esas normas las que nombra la IEEE Std 1313.2-1999. Son:

- *IEEE Std 4-1995*: De esta norma se obtiene el método para recolección y medición del nivel de la contaminación.
- *IEEE Std 1243-1997*: La gravedad en el sitio y su definición.

De las anteriores normas y apoyándose del CIGRE Technical Bulletin 63, se obtiene la tabla 4 de la gravedad de la contaminación según el lugar.

Tabla 4. Severidad de la contaminación del sitio.

Severidad según el sitio	ESDD [mg/cm <sup>2</sup> ]	
	CIGRE	IEEE
Ninguno	0,0075-0,015	
Muy ligero	0,015-0,03	0-0,03
Ligero	0,03-0,06	0,03-0,06
Moderado	0,06-0,12	0,06-0,10
Pesado	0,12-0,24	> 0,10
Muy pesado	0,24-0,48	
Excepcional	>0,48	

FUENTE: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

**3.1.3 Resistencia de aislamiento con respecto a la contaminación – recomendación de la IEEE Std 1243-1997.** La resistencia de aislamiento se define como la razón de tensión soportada y la distancia de conexión. La forma de determinar la tensión soportada es mediante el ensayo libre de neblina. En la tabla 5 y 6 se mostrarán los resultados:

Tabla 5. Resistencia de la cadena de aisladores a tensión a frecuencia industrial

Clasificación	Severidad mg/cm <sup>2</sup>	Unidades estándar (kV/m) 146 mm x 254 mm		Unidades de altas distancias de fuga
		Cadena I	Cadena V	
Muy ligero	0,03	86,9	98,6	91-99
Ligero	0,06	67,5	82,0	74-88
Moderado	0,10	59,3	74,8	64-82
Pesado	0,40	49,36	66,0	56-73

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

Tabla 6. Número de unidades estándar requeridas

Tensión del sistema	Número de unidades estándar para la severidad de la contaminación (Cadena I/Cadena V)			
	Muy ligero	Ligero	Moderado	Pesado
138	6/6	8/7	9/7	11/8
161	7/7	10/8	11/9	13/10
230	11/10	14/12	16/13	19/15
345	16/15	21/17	24/19	29/22
500	25/22	32/27	37/29	44/33
765	36/32	47/39	53/42	64/48

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

**3.1.4 Comparación de los diferentes métodos y recomendaciones.** La Tabla 7 evidencia que, excepto para el nivel  $0,40 \text{ mg/cm}^2$  de contaminación, los resultados del método Kieselguhr son cercanos a los valores del método IEEE. Los otros métodos requieren mayores valores de distancia de fuga específica y por lo tanto requieren más aisladores. En el nivel más bajo de 0,03, los métodos de niebla salina y resistencia a la niebla requerirían 23 y 22 aisladores de 345 kV, mientras que los métodos de Kieselguhr o IEEE requieren 16 unidades. Por lo tanto, excepto para el método de Kieselguhr, la CIGRE recomienda distancias de fuga que son muy conservadoras.

Los métodos que son proporcionados por la IEEE Std 1313.2-1999 son para obtener información adicional sobre el tema de la contaminación, pero el diseño se hará a partir de la tabla 4 y de la experiencia que se tenga sobre el tema.

Tabla 7. Comparación de la contaminación según los requerimientos IEEE vs CIGRE

ESDD [mg/cm <sup>2</sup> ]	CIGRE mm/kV (línea a tierra)			IEEE [mm/kV]
	Niebla salina	Kieselguhr	Niebla resistente	Libre de neblina
0,03	32	22	30	23
0,06	38	29	36	30
0,10	42	35	41	34
0,40	58	60	57	41

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

Ya que la norma que se utiliza actualmente para coordinación de aislamiento es la IEC 60071-2 a modo de comparación y soporte para realizar un mejor diseño, se tendrá en cuenta la recomendación que se hace en esa norma. Sin embargo, la recomendación no cubre algunos entornos ambientales, como lluvia fuerte, las zonas áridas, etc.

Tabla 8. Distancias de fuga recomendadas por IEC 60071-2

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Distancias de fuga nominal [mm/kV]
<b>I Ligero</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción.</li> <li>- Las zonas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a vientos frecuentes y/o lluvia.</li> <li>- Zonas de agricultura.</li> <li>- Zonas montañosas.</li> <li>- Todas estas áreas se encuentran al menos 10 km a 20 km del mar y no debe ser expuestas a brisas marinas.</li> </ul>	16
<b>II Medio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con densidad media de casas equipadas con calefacción.</li> <li>- Áreas con una alta densidad de viviendas y/o industrias, sometidas a vientos frecuentes y/o lluvia.</li> <li>- Las áreas expuestas a la brisa marina, pero no demasiado cerca de las costas (al menos varios kilómetros cerca de distancia).</li> </ul>	20
<b>III Pesado</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de las grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción que producen contaminación.</li> <li>- Áreas cercanas al mar, expuestas a brisas marinas relativamente fuertes.</li> </ul>	25
<b>IV Muy pesado</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas de extensión moderada sometidas a polvos conductivos y al humo industrial que producen densos depósitos conductores.</li> <li>- Áreas de extensión moderada, muy cerca de la costa y expuestas al rocío de agua del mar o vientos muy fuertes y contaminantes provenientes del mar.</li> <li>- Zonas desérticas. Caracterizadas por no tener ninguna lluvia durante mucho tiempo, expuestas a vientos fuertes que llevan arena y sal.</li> </ul>	31

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

**3.1.5 Resistencia a impulsos tipo maniobra y tipo rayo.** La contaminación en la zona donde se encuentra ubicada la subestación tendrá consecuencias sobre la resistencia a los impulsos tipo maniobra y tipo rayo, siendo afectados de diferente

manera cada uno de ellos. Ya que el impulso tipo rayo tiene la característica de ser de corta duración, la resistencia a este impulso no se verá afectada de una manera significativa, por lo que no se tendrá en cuenta. El efecto que tiene la contaminación en la resistencia a impulsos tipo maniobra se evidencia ya que esta resistencia estará en función del grado de contaminación, por consiguiente, la resistencia será alrededor del doble a la resistencia a frecuencia industrial cuando se presenta una contaminación pesada y para una contaminación ligera el incremento será de hasta tres veces.

**3.1.6 Efectos de la altura sobre el nivel del mar.** Hasta este punto no ha sido de interés la altura en la que se trabajará en el diseño, pero al hacer el cálculo de los aisladores estos cambiarán según la altura a la que se vaya a diseñar. La siguiente ecuación mostrará la cantidad de aisladores según la altura sobre el nivel del mar.

$$N_A = N_g e^{\frac{A}{14}} \quad (3.3)$$

Donde

$N_g$  Es el número de aisladores a nivel del mar.

$A$  Es la altitud en km.

**3.1.7 Opciones para mejorar el rendimiento del aislamiento.** La norma IEEE Std 1313.2-1999 da unas recomendaciones para mejorar el desempeño de los aisladores que se van a utilizar en el diseño. Como para los aisladores cerámicos la distancia de fuga es el parámetro más importante el incremento de esta permitirá una mejora en el rendimiento, lo realmente importante es tener un rendimiento que sea óptimo, pero con la distancia de fuga más pequeña, además se pueden implementar lavados habituales con el fin de evitar acumulación

contaminación o llegando a cambiar las propiedades de la superficie del aislador. A continuación, se nombrarán los métodos sugeridos por la norma.

- a) *Aisladores con distancias de fuga grandes*: los aisladores tipo niebla amplían la distancia de fuga.
- b) *Aisladores no cerámicos*: lo que los caracteriza es tener superficies hidrófobas lo que aumentará el rendimiento, la mejoría se ve reflejada en la tensión soportada aumentando del 40% a un 100%.
- c) *Engrasado*: con grasa o silicona se aplicará a la superficie del aislador, pero tendrá que ser removida y reaplicada periódicamente.
- d) *Lavado/limpieza*: mediante agua a alta presión o por aire seco abrasivo se remueve la contaminación de la superficie del aislador.
- e) *Revestimientos RTV*: los aisladores de porcelana son recubiertos con caucho vulcanizado lo que producirá que la superficie se vuelva hidrófoba y así mejorará el rendimiento.
- f) *Aisladores con esmalte semiconductor*: si se cubre el aislador con una capa de esmalte resistiva permitirá que la corriente de fuga caliente la superficie lo que prevendría la humedad y condensación, lo que a su vez mejorará el rendimiento.

### **3.1.8 Cálculo de aisladores [13].**

Para seleccionar la longitud y el tipo de cadena de aisladores existen dos métodos pueden ser utilizados:

- El método determinista (más utilizado)
- El método probabilístico.

Solo se tendrá en cuenta el método más utilizado por lo tanto la metodología probabilística no está expuesta en este proyecto.

3.1.8.1 Método determinista. Anteriormente se mencionó el objetivo de la metodología determinista que consiste en igualar la mínima resistencia con el esfuerzo máximo, en este caso se tendrá dos procedimientos para lograr ese

cometido, algo que se debe tener en cuenta es que para ambos procedimientos el primer paso es seleccionar el nivel máximo de contaminación.

Procedimiento 1: Con el nivel máximo de contaminación, se procede a calcular el CFO/m de la ecuación 3.4 para cadena tipo vertical o **cadena I** y ecuación 3.5 si se utilizara **cadena V**.

$$CFO \left( \frac{kV}{m} \right) = 72,3 + \frac{1,64}{C} \quad \text{para } 0,02 < C < 0,04 \left[ \frac{mg}{cm^2} \right] \quad (3.4)$$

$$CFO \left( \frac{kV}{m} \right) = 64,4 + \frac{1,96}{C} \quad \text{para } C > 0,04 \left[ \frac{mg}{cm^2} \right]$$

$$CFO \left( \frac{kV}{m} \right) = 106 + \frac{1,22}{C} \quad \text{para } 0,02 < C < 0,04 \left[ \frac{mg}{cm^2} \right] \quad (3.5)$$

$$CFO \left( \frac{kV}{m} \right) = 87,6 + \frac{1,96}{C} \quad \text{para } C > 0,04 \left[ \frac{mg}{cm^2} \right]$$

Con el valor del CFO se procede a calcular  $V_3$  con la ecuación 3.2 que como se dijo antes el valor de  $\frac{\sigma_f}{CFO}$  será del 10% lo que hace que quede reducida así:

$$V_3 = CFO * (0,7) \left[ \frac{kV}{m} \right] \quad (3.6)$$

El valor de  $V_3$  permitirá calcular la longitud de la cadena a partir de la ecuación 3.7

$$L_{cadena} = \frac{V_m}{\frac{\sqrt{3}}{V_3}} \quad (3.7)$$

Para calcular el número de aisladores, se necesita las dimensiones del tipo aislador, el aislador estándar tipo suspensión tiene 146 x 254 mm y una distancia de fuga por aislador de 305 mm, el valor que se necesita es la distancia de espaciamiento de 146 mm (0,146 m).

$$N_{aisladores} = L_{cadena}/0,146 \quad (3.8)$$

Ya que es muy probable que el resultado de la ecuación 3.8 no sea un número entero, el valor obtenido se aproxima al entero siguiente.

Procedimiento 2: Con el nivel máximo de contaminación, el tipo de aislador (cadena **V** o **I**) y la distancia de fuga ( $D_F$ ) que obtenemos de la tabla 7 según el grado de contaminación, se calcula la distancia de fuga total con la ecuación 3.9.

$$D_{TF} = \frac{V_m}{\sqrt{3}} * D_F \quad (3.9)$$

Con el valor de la distancia de fuga total ( $D_{TF}$ ) se procede a calcular el número de aisladores con la ecuación 3.10. (*305 mm es la distancia de fuga de un aislador estándar*).

$$N_{\text{aisladores}} = \frac{D_{TF}}{\text{distancia de fuga del aislador seleccionado}} = \frac{D_{TF} [mm]}{305 [mm]} \quad (3.10)$$

Igual que en el *procedimiento 1* el resultado de la ecuación 10 puede llegar a no ser un número entero positivo, por lo que se aproximara al entero siguiente.

### 3.2 PROCEDIMIENTOS PARA SOBRETENSIONES DE TIPO MANIOBRA. (3)

**3.2.1 Subestaciones fase-tierra.** El objetivo en esta sección es determinar el BSL y las distancias fase-tierra, al existir dos tipos de aislamiento habrá un procedimiento por cada tipo de aislamiento. Mientras que para el aislamiento autorecuperable existirá un BSL estadístico y la resistencia de aislamiento se definirá a partir del CFO, para él no autorecuperable se utilizará una función simple. Un concepto a tener en cuenta es que al exceder la tensión al BSL la probabilidad de falla se asumirá del 100%.

3.2.1.1 Aislamiento autorecuperable . Para el cálculo del BSL y las distancias primero hay que calcular la tasa de flameos por impulso tipo maniobra (**SSFOR** por sus siglas en ingles), la cual se determina por el cálculo de la probabilidad de que el esfuerzo eléctrico exceda el límite de la resistencia de aislamiento. La ecuación 3.11 muestra la tasa de flameo:

$$SSFOR = \frac{1}{2} \int_{E_1}^{E_m} f_s(V) [1 - \prod_{i=1}^n q_i] dV \quad (3.11)$$

Donde

**SSFOR** es la tasa de flameos por impulso tipo maniobra en términos de flameos por número de maniobras.

$f_s(V)$  Es la función de densidad de probabilidad de sobretensiones tipo maniobra.

$q_i$  Es la probabilidad de no flameo por cada aislamiento autorecuperable.

$E_1$  Es la mínima sobretensión de maniobra.

$E_m$  Es la máxima sobretensión de maniobra.

Ya que se tendrá un número pequeño de aisladores en paralelo, en la norma se aplican una serie de aproximaciones que resultan ser muy conservativas. Para este caso en la tabla 9 se muestran las relaciones sugeridas de fuerza-tensión, además se da un valor sugerido para  $\frac{\sigma_f}{CFO}$  de 0,07.

Tabla 9. Valores típicos de  $V_3/E_2$  para aislamiento autorecuperable fase-tierra.

<b>SSFOR</b>	<b>Condición</b>	$\sigma_0/E_2$	$V_3/E_2$
1/100	sin DPS	0,10-0,15	0,9
1/100	con DPS	0,01-0,03	0,96
1/1000	sin DPS	0,10-0,15	1,00
1/1000	con DPS	0,01-0,03	1,02

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

Analizando la tabla 9 se indica que al tener DPS en la línea de entrada, se disminuirá la desviación estándar de la función de probabilidad lo que requerirá un mayor valor de la relación resistencia-esfuerzo para un mismo valor de SSFOR.

Para calcular el valor de  $E_2$  se tendrán en cuenta dos cosas, el valor varía si el diseño posee DPS de entrada o no. Para cuando el diseño posee un DPS de

entrada el valor de  $E_2$  será la tensión de descarga de impulso tipo maniobra del DPS y en el caso de no ser utilizado el valor de  $E_2$  se calculara con la ecuación 3.12:

$$E_2 = E_{2\ pu} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{V_m}{\sqrt{3}} \quad (3.12)$$

Donde

$E_{2\ pu}$  Es sobretensión de maniobra estadística (valores típicos en pu de sobretensiones de maniobra. Ver sección 2.2.1.3.2).

$V_m$  Es la máxima tensión del sistema (para subestaciones de 500 kV el valor será 550 kV).

El valor de diseño del SSFOR está por lo general en el rango de un flameo por cada 100 operaciones de maniobra, es decir, 1/100. Ya que los flameos o fallas en una subestación tienen consecuencias más severas en el sistema eléctrico, en algunos casos se trabajará con un SSFOR más bajo de 1/1000.

El cálculo de los BSL de postes y seccionadores no están descritos en las normas, pero la norma IEEE Std 1313.2-1999 da una aproximación para obtener estos valores.

$$BSL = 1,07 * \frac{3400}{1 + \frac{8}{H_i}} \quad (3.13)$$

Donde

$H_i$  Es la altura del aislador en metros.

Con la ecuación 3.14 se podrá obtener la resistencia a impulsos tipo maniobra de las distancias en el aire.

$$CFO = k_g \frac{3400}{1 + \frac{8}{S}} \quad (3.14)$$

Donde

$k_g$  Es el factor de separación.

$S$  Es la distancia disruptiva en metros.

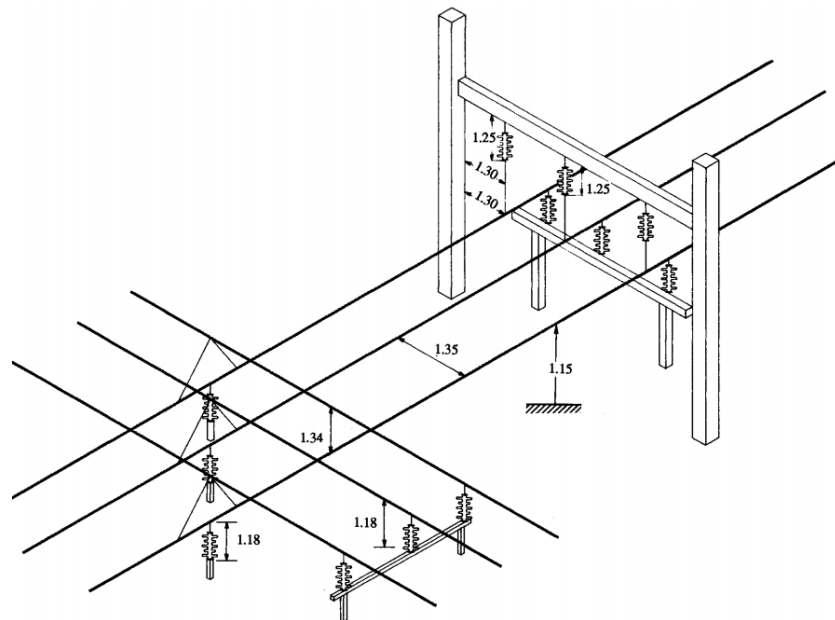
La tabla 10 mostrará los valores típicos de los factores de separación que son utilizados en una subestación. Al desconocerse el factor de separación para una configuración específica, se asumirá un valor de 1,30.

Tabla 10. Valores típicos de los factores de separación para aislamiento fase-tierra.

Configuración de las distancias	$k_g$ , factor de separación
Punta-placa	1,00
Punta-punta (vertical)	1,30
Punta-punta (horizontal)	1,35
Conductor-estructura lateral	1,30
Conductor-placa	1,15

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

Figura 9. Factores de separación típicos en una subestación. (4)



Fuente: A. R. HILEMAN, Insulation Coordination for Power Systems, Marcel Dekker, 1999.

Con la anterior información y sabiendo que el objetivo de este estudio es obtener el BSL y las distancias fase-tierra, el procedimiento para obtenerlo será:

1. Calcular  $E_2$ :

$$E_2 = E_{2\ pu} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{V_m}{\sqrt{3}} \quad (3.15)$$

Si se tiene DPS de entrada el valor de  $E_2$  será igual a la tensión de descarga del DPS para impulso tipo maniobra (NPR).

2. Ya que se asume el valor de  $\frac{\sigma_f}{CFO} = 0,07$  se obtiene de la tabla 9 el valor de  $\frac{V_3}{E_2}$  para así calcular el valor de  $V_3$

$$V_3 = E_2 * (\text{valor escogido de la tabla 9}) \quad (3.16)$$

3. Con el valor obtenido de  $V_3$  se procede a calcular el  $CFO$  a partir de la ecuación 3.1,  $V_3 = CFO \left[ 1 - 3 \frac{\sigma_f}{CFO} \right]$  al tener el valor de  $\frac{\sigma_f}{CFO}$ , el cual es de 0,07 por ser una sobretensión de tipo maniobra, la ecuación 3.1 se reduce a:

$$V_3 = 0,79 * CFO \quad (3.17)$$

Despejando

$$CFO = \frac{V_3}{0,79} \quad (3.18)$$

4. Teniendo el valor del  $CFO$  se procede a calcular la distancia  $S$  de la ecuación 3.14, el factor  $k_g$  se obtiene de la tabla 10 (valor típico 1,3).

$$CFO = k_g \frac{3400}{1 + \frac{8}{S}}$$

Despejando  $S$  se obtiene:

$$S = \frac{8}{\frac{3400kg}{CFO} - 1} [m] \quad (3.19)$$

5. Por ultimo con el valor del  $CFO$  se calcula el valor de BSL.

$$BSL = CFO \left[ 1 - 1,28 \left( \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \right] \quad (3.20)$$

3.2.1.2 Aislamiento no autorecuperable. Cuando se habla de aislamiento no autorecuperable se estará hablando del aislamiento interno de un transformador o bushing, los cálculos estadísticos que se utilizaron para calcular el aislamiento autorecuperable ya no serán utilizados para este tipo de aislamiento. La resistencia de aislamiento se especifica por un BSL convencional, este se calculará multiplicando la tensión de descarga a impulso tipo maniobra del DPS por una relación de protección. La relación de protección mínima es 1,15% pero se pueden utilizar una relación mayor que conlleva a una mejor coordinación.

Por ejemplo, al tener un DPS con un MCOV de 318 kV que tiene una tensión de descarga a impulso tipo maniobra de 775 kV el mínimo BSL requerido para aislamiento interno será:

$$BSL_{interno} = 1,15 * 775 = 891 \text{ kV} \quad (3.21)$$

**3.2.2 Subestaciones fase-fase..** Los BSLs fase-fase no se calculan en la norma IEEE Std 1313.2-1999, lo que se plantea es la selección de las distancias fase-fase. La norma da una recomendación de utilizar los valores que presenta la norma IEC 60071-1 (1993) que se presentan en la tabla 11.

Tabla 11. BIL y BSL para IEC 60071-1

Máxima tensión del sistema [kV]	Fase tierra BSL <sub>g</sub> [kV]	Relación BSL <sub>p</sub> /BSL <sub>g</sub>	BIL [kV]
300	750	1,50	850 ó 950
	850	1,50	950 ó 1050
362	850	1,50	950 ó 1050
	950	1,50	1050 ó 1175
420	850	1,50	1050 ó 1175
	950	1,50	1175 ó 1300
	1050	1,50	1300 ó 1425
550	950	1,50	1175 ó 1300
	1050	1,60	1300 ó 1425
	1175	1,60	1425 ó 1550
800	1300	1,60	1550 ó 1800
	1425	1,70	1800 ó 1950
	1550	1,70	1950 ó 2100

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

Para seleccionar las distancias fase-fase se utilizarán ecuaciones que presenta la norma IEEE para calcular las distancias fase-fase en líneas de transmisión, la tabla 12 presenta valores de  $V_{30}/E_{2z}$  para diferentes valores de SSFOR fase-fase.

Tabla 12. Valores sugeridos para  $V_{30}/E_{2z}$  del asilamiento autorecuperable fase-fase.

SSFOR	$\sigma_z/E_{2z}$	$V_{30}/E_{2z}$
1/100	0,01-0,15	0,94
0,5/100	0,01-0,15	0,96
0,1/100	0,01-0,05	0,98
	0,05-0,15	1,04
0,05/100	0,01-0,03	1,04
	0,03-0,15	0,99

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

$V_{30}$  Es la tensión  $V_3$  para un  $CFO_0$  que es la tensión crítica de flameo para una desviación estándar de  $\frac{\sigma_f}{CFO_0} = 0,025$

$E_{2z}$  Es un valor para  $E_2$  para una distribución  $V_z$

Para los anteriores valores se tienen valores típicos que son con los que se van a trabajar para hacer los cálculos, los valores típicos de  $E_{2z}$  es  $1,35 * E_2$  o también aproximadamente 2,4 pu para un  $E_2$  de 1,8 pu, así mismo, 3,8 para un  $E_2$  de 2,8 pu. Para los mismos valores de  $E_2$ ,  $\frac{\sigma_z}{E_{2z}}$  será 0,10 y 0,14, respectivamente.

Para determinar la resistencia de aislamiento de las distancias en el aire se utilizan diferentes factores de separación de fase-fase,  $k_{gp}$ , la tabla 13 presenta valores típicos.

Tabla 13. Factores de abertura para impulsos tipo maniobra fase-fase.

Configuración de las distancias	$K_L$	$k_{gp}$	$\sigma_f/CFO_0$
Conductor-conductor 10 m	0,67	1,35	0,035
Placa-placa	0,67	1,35	0,05
Conductor-conductor 10 m	0,68	1,26	0,02
Conductores cruzados	0,62	1,53	0,05
Electrodos grandes	0,7	1,53	0,05
Conductor plano con distancias asimétricas	0,67	1,21	0,05

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

Teniendo la información anterior el procedimiento para calcular las distancias será:

1. Se calcula el valor de  $E_{2z}$ , que como se explicó anteriormente tiene valores típicos según el valor de  $E_2$  el valor más común es  $1,35 * E_2$ .
2. De la tabla 12 se escoge el valor de  $V_{30}/E_{2z}$  para un SSFOR específico. Como se mencionó anteriormente el que se utiliza en caso de subestaciones será 1/100.
3. Teniendo  $V_{30}/E_{2z}$  y  $E_{2z}$  se despeja el valor de  $V_{30}$ .

$$V_{30} = E_{2z} * (\text{valor obtenido de la tabla 12}) \quad (3.22)$$

4. Por medio de la siguiente ecuación se despeja el valor de  $CFO_0$ :

$$V_{30} = CFO_0 \left[ 1 - 3 \left( \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \right] \quad (3.23)$$

Con el  $\frac{\sigma_f}{CFO}$  que se obtiene de la tabla 13 quedara:

$$CFO_0 = \frac{V_{30}}{\left[ 1 - 3 \left( \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \right]} \quad (3.24)$$

5. Con el valor de  $CFO_0$  se procede a calcular la distancia fase-fase  $S_p$ , despejando de la siguiente ecuación:

$$CFO_0 = k_{gp} \frac{3400}{1 + \frac{8}{S_p}} \quad (3.25)$$

Quedando

$$S_p = \frac{8}{\frac{3400k_{gp}}{CFO_0} - 1} \quad (3.26)$$

$k_{gp}$  Se obtiene de la tabla 13 para la distancia que se quiera hallar dependiendo la configuración.

**3.2.3 Selección del DPS para impulso tipo maniobra.** Las tensiones máximas de descarga son proporcionadas por los fabricantes para una corriente de descarga que tiene un tiempo de cresta de entre 45 y 60  $\mu s$  y un valor de cresta igual al impulso maniobra. Para una subestación de 500 kV con tensión máxima de 550 kV se tendrá una corriente de descarga de 2000 kA. Esta tensión de descarga también se conoce como el nivel de protección de impulso de maniobra.

### 3.3 PROCEDIMIENTO PARA SOBRETENSIONES TIPO ATMOSFÉRICO

Comúnmente se utiliza para rediseño de tensiones en las subestaciones o para nuevas configuraciones, básicamente consiste en seleccionar:

- Distancia fase-tierra y fase-fase y BILs.
- Ubicación y tipo de apantallamiento de la subestación.
- Selección de DPS.

**3.3.1 Distancias mínimas en el aire y distancias de seguridad y BILS [26].** Es necesario tener en cuenta ciertas condiciones atmosféricas para garantizar una soportabilidad dieléctrica ante un impulso tipo rayo y esto se logra con un análisis de distancias mínimas que debe tener una subestación eléctrica con aislamiento en aire. Para el cálculo de estas distancias se sugiere el uso de la norma IEEE std. 1427 de 2006.

A continuación, se hará una breve descripción de las distancias mínimas en aire y distancias de seguridad que se necesitan para lograr esta adecuada coordinación de aislamiento.

3.3.1.1 Distancia fase tierra. Es la distancia entre una de las fases del sistema a una estructura aterrizada por una tensión relacionada con una distancia a tierra cuando existen conductores de diferentes circuitos, la tensión de fase a tierra a considerar es la que tiene un nivel de tensión más elevado, y se presenta con la siguiente ecuación:

$$S = \frac{V_{cresta(fase-tierra)}}{CFO_{gradiente}} \quad (3.27)$$

Dónde:

$S$  = distancia en metros metal-metal

$$V_{cresta(fase-tierra)} = \text{en kV.}$$

$CFO_{gradiente}$  = gradiente de flameo crítico en kV/m.

A medida que:

$$BIL = \frac{V_{cresta(fase-tierra)}}{1,15} \quad (3.28)$$

Sustituyendo (3.28) en (3.27) se obtiene:

$$S = \frac{1,15 * BIL}{605} = \frac{BIL}{526}$$

Las distancias al aire mínimas de fase a tierra resultantes se muestran en la siguiente tabla para una altura mayor a la del nivel del mar, la resistencia de aislamiento disminuye como una función lineal de la densidad relativa del aire.

Tabla 14. *Distancias eléctricas mínimas recomendadas para subestaciones aisladas en aire para condiciones tipo rayo. Para tensiones > 242 kV.*

TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA (FASE-FASE)	BIL BÁSICO	DISTANCIA MÍNIMA (FASE- TIERRA)	DISTANCIA MÍNIMA (FASE- FASE)
kV,rms	kV, cresta	mm	mm
242	650	1235	1360
	750	1425	1570
	825	1570	1725
	900	1710	1880
	975	1855	2040
	1050	2000	2200
362	900	1710	1880
	975	1855	2040
	1050	2000	2200
	1175	2235	2455
	1300	2470	2720
550	1300	2470	2720
	1420	2710	2980
	1550	2950	3240
	1675	3185	3500
	1800	3420	3765
800	1800	3420	3765
	1925	3660	4025
	2050	3900	4285
	2300	4375	4815

\*Las distancias fase-fase que se muestran en la tabla son distancias metal-metal, no de separación de centro barra-barra.

Fuente: IEEE std.1427 de 2006.

Las tensiones que se muestran en la siguiente tabla son tensiones fase-tierra para establecer la tensión fase-fase no disruptiva (basada en tensiones de prueba) esta tensión puede ser la misma tensión a soportar fase-tierra [1].


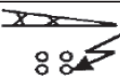



Tabla 15. Tensión estándar no disruptiva para tensiones >242 kV.

<b>TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA (FASE- FASE) Vm kV, rms</b>	<b>BIL (FASE-TIERRA) kV, CRESTA</b>	<b>BSL (FASE-TIERRA) kV, CRESTA</b>
362	900 975 1050 1175 1300	650 750 825 900 975 1050
550	1300 1425 1550 1675 1800	1175 1300 1425 1550
800	1800 1925 2050	1300 1425 1550 1675 1800

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999

Las distancias se estiman utilizando la tensión de cresta más elevada para la forma de onda  $1,2 \times 50 \mu s$ , y dividiéndola por una polaridad negativa del gradiente de ruptura crítico, este gradiente crítico es en función de la configuración de apertura y varía aproximadamente entre 540 kV/m – 606 kV/m, el valor típico es de 606 kV/m. En la siguiente tabla se muestran los valores de CFO para configuraciones alternas con distancias espaciadas a 4 m. En este caso los aislantes determinan la fuerza del aislamiento [1].

Tabla 16. Valores de CFOs para impulso tipo rayo para aberturas con y sin aisladores

Valores para una espacio de 4m		CFO de polaridad positiva kV/m		CFO de polaridad negativa kV/m	
configuraciones	Diagrama	Sin aislador	Con aislador	Sin aislador	Con Aislador
Barra-plano		540	520 540	660	375 500
Conductor exterior		600 625	500 520	600 625	595 620
Conductor con estructura superior		575	560	625	610
Conductor con Barra Superior		655	500	595	585
Barra-barra		560	500	640	425 475

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999.

3.3.1.2 Distancia fase-fase. Cuando se origina una descarga tipo rayo en una fase de una línea de transmisión, una tensión de la misma polaridad aparece en las otras fases. Las tensiones de impulso de fase a fase rara vez exceden las tensiones de impulso de fase a tierra. Como resultado, las distancias mínimas de fase a fase basadas únicamente en impulsos tipo rayo pueden ser iguales a las distancias calculadas de fase a tierra. Las fallas de fase a fase son menos deseables. Por lo que se busca que esta distancia sea mayor para que se genere la descarga disruptiva de fase a tierra en lugar de fase a fase. Para esto, es necesario que la distancia entre las fases sea mayor a la de tierra, lo que garantiza una descarga disruptiva a tierra en la mayoría de los casos. Una adición de 10% a las separaciones de fase a tierra se ha demostrado que es suficiente para garantizar razonablemente que la descarga disruptiva será a tierra. Las distancias en el aire de fase a fase que se muestran en la anterior, donde rigen condiciones de iluminación reflejan la seguridad del 10% [26].

3.3.1.3 Distancias de seguridad. Algunos requisitos para el diseño de una subestación en cuanto a distancias de seguridad que se deben considerar se nombran a continuación:

- Distancias de la tierra, teniendo en cuenta varios factores como la clase de tensión, la altura de una persona, y la altura de las zapatas.
- Distancias para vehículos, teniendo en cuenta la altura de los vehículos habituales de mantenimiento, así como la altura de camiones que se utilizan para el transporte de equipo pesado.
- Distancias para cercas.
- Distancias de la subestación a edificios.
- Espacio de trabajo necesario para llevar a cabo el mantenimiento del equipo.

**3.1.2 Relación entre la tensión máxima del sistema y BILS.** En la siguiente tabla se muestra una comparación entre diferentes tensiones máximas del sistema. Se puede observar que la relación disminuye con el uso de tensiones más elevadas.

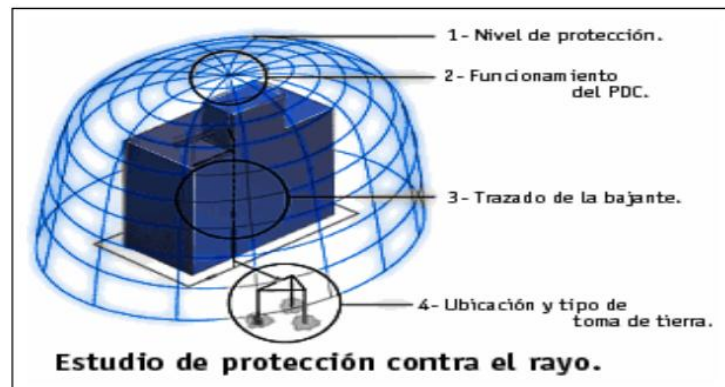
Tabla 17. Relación entre BIL y tensión máxima del sistema.

MAXIMA TENSIÓN DEL SISTEMA (FASE-FASE) kV, rms	BIL ESTANDAR kV, CRESTA	RELACION ENTRE EL BIL Y LA MAXIMA TENSIÓN DEL SISTEMA
72,5	350	4,83
121	550	4,55
145	650	4,48
169	750	4,44
242	900	3,72
	1050	4,34
362	1050	2,90
	1300	3,59
550	1550	2,82
	1800	3,27
800	1800	2,25
	2050	2,46
	2300	2,88

Fuente: norma IEEE std. 1427 de 2006

**3.1.3 Apantallamiento.** En las subestaciones existen riesgos presentados por ciertas maquinas o personal expuesto a la intemperie en el momento de una descarga eléctrica tipo rayo y ya que los DPS convencionales solo protegen contra ondas entrantes es necesario proteger el resto de maquinaria expuesta, por esto se realiza el apantallamiento ya sea con mástiles o cables de guarda. Para obtener un adecuado apantallamiento es necesario conocer el proceso de formación de la descarga hacia la tierra, como interceptarla y desviarla a la tierra, a más altura mayor protección. La probabilidad de falla depende de la amplitud de la corriente de descarga [27].

Figura 10. Forma de apantallamiento contra descargas atmosféricas.



Fuente: Estudio E Implementación De Sistemas De Protección Contra Descargas Atmosfericas Y Puesta A Tierra De Protección De La Compañía “Helmerich And Payne Del Rig 132”. Carlos Raul Tasipanta S. Escuela Politécnica del Ejército. ESPE – Latacunga

Para un educado sistema de apantallamiento es necesario conocer los componentes que se necesitan para su correcta instalación, existen tres componentes básicos los cuales son [27]:

- Elementos protectores o terminales de aire contra descargas atmosféricas directas.

- Conductores descendentes o cables de conexión entre los elementos de capacitación y la toma a tierra.
- Toma puesta a tierra.

Todos los equipos y estructuras de una subestación se deben proteger, por esto el apantallamiento debe cubrir toda esta zona.

Existen tres elementos para el apantallamiento:

- Cable de guarda.

Se ubican encima del equipo que se desea proteger y va con conexión a tierra protegiendo a lo largo del cableado, por su economía no necesitan estructuras muy fuertes y se utilizan los pórticos de la subestación como estructura de apoyo. Tienen presentación similar al cable de las líneas por lo que no contrastan estéticamente con la subestación [7].

- Mástil o bayoneta

Son más costosos ya que es necesaria una estructura propia, su uso es más común en casos especiales en los que se requiere proteger equipos aislados que no contengan pórticos aledaños [7].

- Puntas.

Están colocadas sobre los pórticos y requieren como estructura adicional un castillete su costo es similar al del cable de guarda ya que su instalación es económica lo mismo que el mantenimiento. Solo cuando la subestación es muy grande si se hace costosa ya que las distancias deben ser cortas entre punta y punta [7].

**3.1.4 Cálculo de apantallamiento [28].** La Norma IEEE Std 998 (1996) “Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations”. Describe tres metodologías de cálculo para diseño de apantallamiento:

1. Método clásico de ángulos fijos.
2. Método clásico de curvas empíricas
3. Método electrogeométrico.

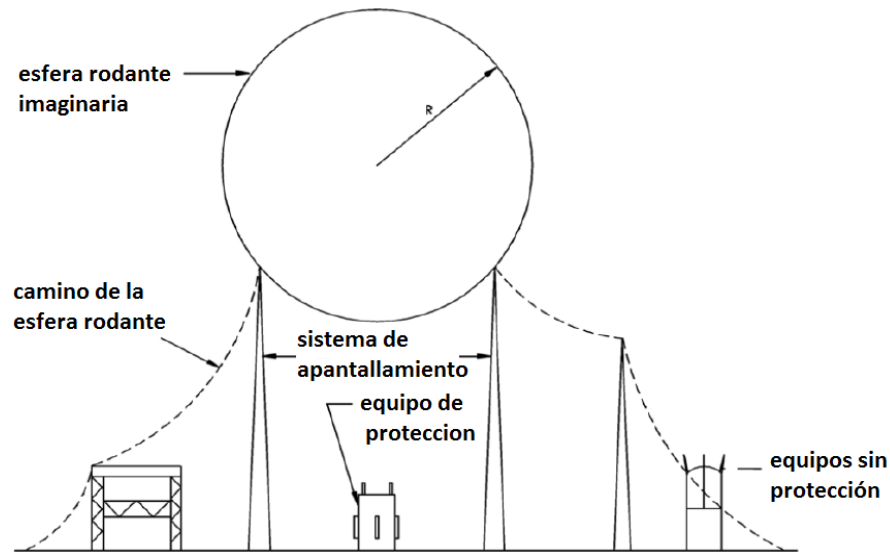
Las dos últimos metodologías se basan en trabajos de Wagner [IEE (1996)] y Mousa (1976) que se basan del modelo electrogeométrico de Gilman y Whitehead (1973)

Para efectos de este proyecto se utilizará el método electrogeométrico (esfera rodante)

**3.1.5 Método electrogeométrico [28].** Este sistema se desarrolló con el fin de proteger ciertos equipos para que sean menos atractivos a los rayos, es una metodología muy utilizada por las empresas para el diseño de apantallamiento en subestaciones ya que existe menos porcentaje de falla con respecto de los otros métodos. Consiste básicamente en imaginar una esfera de radio igual al de la distancia de descarga, rodando sobre la superficie de la subestación y sobre los objetos que van a ser protegidos. Todo lo que toque la esfera serán los equipos apantalladores (equipos susceptibles a las descargas tipo rayo).

Con este método se busca seleccionar la altura efectiva del apantallamiento teniendo ya definidas las dimensiones de los pórticos y las alturas de los vanos y barrajes dentro de la subestación.

Figura 11. Método de la esfera rodante.



Fuente: Apantallamiento de subestaciones contra descargas atmosféricas Prof. Juan Bautista R. (FIEE - UNI)

Para efectos del proyecto se hará el cálculo del apantallamiento con cable de guarda ya que es una metodología más económica que con el uso de mástiles y se desarrolla de la siguiente manera: (4)

1. Cálculo de la altura promedio de los barrajes,  $h_{av}$
2. Cálculo del radio corona  $R_c$
3. Cálculo de la impedancia impulso del barraje teniendo en cuenta el radio corona,  $Z_0$
4. Cálculo de la corriente crítica de descarga,  $I_c$
5. Cálculo de la distancia de descarga crítica  $S_m$  la cual se convierte en el radio de la esfera.
6. Cálculo de la tensión crítica de flameo
7. Cálculo de la altura efectiva del cable de guarda,  $h_e$
8. Cálculo de la máxima separación de los cables de guarda,  $2d_{max}$

### 3.1.5.1 Altura promedio.

#### Alternativa 1

La altura promedio de los cables de fase  $h_{av}$ , se halla de la siguiente manera:

$$h_{av} = \frac{1}{3}h_{max} + \frac{2}{3}h_{min} \quad (3.30)$$

Dónde:

$h_{max}$  = altura de cable de conexión en m.

$h_{min}$  = altura a la mitad del vano en m.

#### Alternativa 2.

$$h_{av} = h - \frac{2}{3}y_c \quad (3.31)$$

Dónde:

$y_c$  = flecha de vano en m.

$h$  = altura del conductor con respecto a tierra (punto de conexión) en un determinado equipo de la subestación.

### 3.1.5.2 Radio corona.

Según la IEEE std. 998 (1996) se obtiene:

$$R_c * \ln\left(\frac{2 * h_{av}}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_0} = 0 \quad (3.32)$$

Dónde:

$R_c$  = Radio corona en [m].

$h_{av}$  = altura promedio del conductor en [m].

$E_0$  = gradiente de corona limite, se toma igual tensión a 1500 [kV/m].

$V_c$  = máxima tensión soportada por el aislamiento de los aisladores para una onda de impulso con polaridad negativa con un frente de onda de 6[μs], [kV].

La solución de  $R_c$  para 1 conductor es:

$$R_c = 1,2 \times 10^{-4} * V_c \quad (3.33)$$

Para el caso de un haz de conductores por fase, el radio corona se ha calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R_c' = R_0 + R_c \quad (3.34)$$

Dónde:

$R_0$  = Radio del haz de conductores adyacentes, [m].

$R_c$  = Radio corona para un solo conductor, [m].

Haz de 02 conductores	Haz de 04 conductores
$R_0 = \sqrt{rl}$	$R_0 = \sqrt[4]{\sqrt{2} * r * l^3}$
Dónde: $r$ = radio del subconductor en [m]. $l$ = distancia entre dos conductores adyacentes, [m].	Dónde: $r$ = radio del subconductor en [m]. $l$ = distancia entre dos conductores adyacentes, [m].

Fuente: Apantallamiento de subestaciones contra descargas atmosféricas Prof. Juan Bautista R. (FIEE - UNI)

### 3.1.5.3 Impedancia característica

$$Z_o = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2 * h_{av}}{R_c}\right) * \ln\left(\frac{2 * h_{av}}{r}\right)} \quad (3.35)$$

Dónde:

$R_c$  = Radio corona ( $R_c$  si es un conductor simple o  $R'_c$  si se trata de un haz), [m].

$r$  = Radio del cable (fases conformadas por un solo conductor) o  $R_0$  para un haz de conductores, según el caso, [m].

### 3.1.5.4 Corriente crítica de descarga. Corriente peligrosa para el aislamiento ya que ocasiona sobretensiones

- Apantallamiento que protege a barras soportadas por aisladores poste o equipos.

$$I_c = \frac{2,2 * BIL}{Z_o} \quad (3.36)$$

Dónde:

$BIL$  = Tensión soportada al impulso tipo atmosférico del aislamiento del equipo, kVpico.

$Z_o$  = impedancia característica de las barras a proteger, [ $\Omega$ ]

Apantallamiento que protege a barras soportadas por cadenas de aisladores.

$$I_c = \frac{2,068 * CFO}{Z_o} \quad (3.37)$$

Dónde:

$CFO$  = Tensión crítica de flameo de los aisladores, [kV].

#### 3.1.5.5 Distancia de descarga crítica ( $S_m$ )

Corresponde al último paso de la guía de un rayo, bajo la influencia de la tierra o de un terminal que lo atrae y está definida por:

$$S_m = 8 * k * I_c^{0,65} m \quad (3.38)$$

Dónde:

$S_m$  = Distancia de descarga crítica.

$k$  = coeficiente que tienen en cuenta las diferentes distancias de descarga:

Para cable de guarda =1;

Para mástiles y punta =1,2

#### 3.1.5.6 Tensión crítica de flameo (CFO).

$$CFO = 0,94 * (585w) \quad (3.39)$$

Dónde:

$CFO$  = tensión crítica de flameo inverso de los aisladores y explosores (cuernos), kV.

$w$  = longitud de la cadena de aisladores, m.

3.1.5.7 Altura efectiva del cable de guarda. La altura efectiva del apantallamiento con cable de guarda es la altura del mismo sobre el sistema protegido, se calcula como:

$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2} \quad \text{En metros.} \quad (3.40)$$

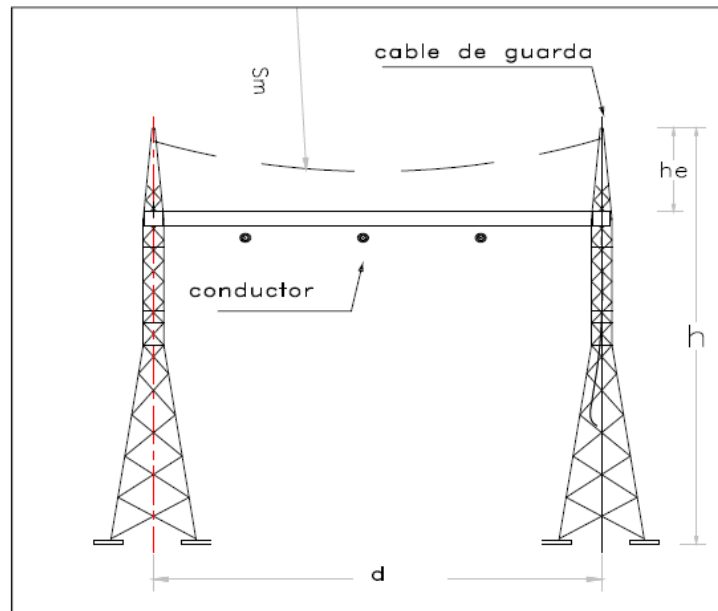
Dónde:

$S_m$  = Distancia de descarga crítica.

$h_e$  = altura efectiva del apantallamiento a la cual va instalado el cable de guarda

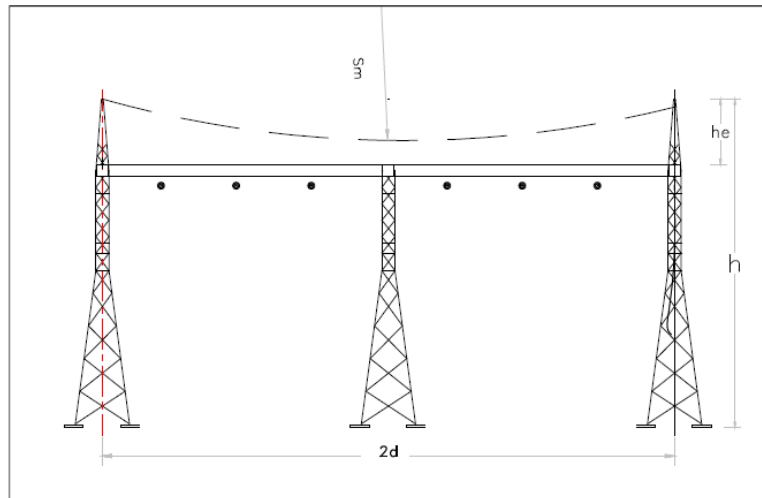
$d$  = distancia entre las torres que se van a apantallar.

Figura 12. Distancia entre torres para un campo



Fuente: Apantallamiento de subestaciones contra descargas atmosféricas Prof. Juan Bautista R. (FIEE - UNI)

Figura 13. Distancia entre torres para dos campos



Fuente: Apantallamiento de subestaciones contra descargas atmosféricas Prof. Juan Bautista R. (FIEE - UNI)

3.1.5.8 Separación de cables de guarda. El límite práctico para la separación entre cables de guarda adyacentes está determinado por:

$$2d_{max} = 1,5 * S_m \quad (3.41)$$

Dónde:

$S_m$  = Distancia de descarga crítica.

3.1.5.9 Riesgo de falla en el apantallamiento [7].. Está relacionado con el número de años donde se estima que no ocurra una falla del mismo, en el sector donde se hará el ejemplo se tomó un riesgo de 200 años/falla, los pasos para evaluar el riesgo de apantallamiento son los siguientes:

- Calcular la densidad de rayos a tierra  $DDT$  que se define como el número promedio de descargas en un área de un kilómetro cuadrado durante un

periodo de un año y está relacionada con el nivel cera único en el sitio de la subestación mediante la siguiente expresión:

$$DDT = 0,0017 * NC^{1,56} \quad (3.42)$$

Dónde:

$DDT$  = Densidad de rayos a tierra (NTC 4552-2 de 2008).

$NC$  = Nivel ceraúnico.

- Se procede a calcular el número de descargas en el área de la subestación de la siguiente manera:

$$N_s = \frac{DDT * A}{1000^2} \text{ descargas/año} \quad (3.43)$$

Dónde:

$DDT$  = Densidad de rayos a tierra, descargas/año/km<sup>2</sup>

$A$  = Área de subestación, m<sup>2</sup>

- Seguidamente se calcula el número de descargas por año que penetran el apantallamiento  $SP$ , empleando la siguiente expresión.

$$SP = N_s * P_e \text{ descarga/año} \quad (3.44)$$

Dónde:

$P_e$  = nivel de exposición seleccionado en el diseño.

- Finalmente se calcula el número de años en el que una descarga penetra en el apantallamiento de la subestación aplicando la siguiente expresión:

$$N_f = \frac{1}{SP} \text{ años/descarga} \quad (3.45)$$

**3.1.6 Selección de DPS para impulsos tipo rayo.** Para sobretensiones de tipo rayo la selección del DPS los fabricantes proporcionan la tensión de descarga a partir de una corriente de descarga que va 1,5 kA a 40 kA, 8/20  $\mu$ s: En consecuencia, se obtendrá una tensión de descarga con un tiempo para llegar a la

cresta de aproximadamente 7  $\mu$ s. Para una subestación con una tensión máxima de 550 kV se elegirá una corriente de descarga de 15 kA.

### 3.2 MÉTODO SIMPLIFICADO [1].

La metodología que presenta el método simplificado permite obtener los niveles de aislamiento para impulso tipo rayo (BIL) además del cálculo de las distancias en el aire tanto fase tierra como fase-fase, en subestaciones con niveles de tensión mayores a 242 kV, su uso permite llegar a una aproximación para escoger el nivel de aislamiento a utilizar.

A continuación, se presentan las diferentes tensiones que se ven reflejadas en los equipos de la subestación:

$E$	Frente de onda de la sobretensión incidente
$S$	Pendiente de la sobretensión incidente
$V_T$	Sobretensión en el transformador
$V_t$	Tensión fase – tierra total en el transformador
$V_d$	Tensión de descarga del DPS
$V_A$	Es la suma de la tensión de descarga del DPS y la tensión de frecuencia industrial
$V_J$	Sobretensión en la unión DPS-barra
$V_j$	Tensión fase – tierra total en la unión DPS-barra
$V_B$	Sobretensión en el interruptor
$V_b$	Tensión fase – tierra total en el interruptor
$V_o$	Tensión en la cual el DPS comienza a comportarse linealmente en la característica de tensión vs corriente
$T_C$	Tiempo de vuelo entre la unión DPS-barra y el final de la línea abierta.
$T_A$	Tiempo de viaje entre el DPS y la unión DPS-barra

- $T_B$  Tiempo de viaje entre la unión DPS-barra y el interruptor
- $T_T$  Tiempo de viaje entre la unión DPS-barra y el transformador.
- $V_{PF}$  Tensión de frecuencia industrial de polaridad opuesta.
- $n$  Número total de líneas, incluyendo la línea de recepción de la sobretensión.
- $R_A$  Resistencia del DPS que se obtiene seleccionando dos puntos cualesquiera de la característica Tensión-Corriente, los valores de corriente a escoger son los proporcionados por el fabricante del DPS.

$$R_A = (V_{A2} - V_{A1}) / (I_{A2} - I_{A1}) \quad (3.46)$$

Tensión de descarga del DPS:

La tensión de descarga se muestra en la figura 16 y se puede definir mediante:

$$V_d = V_o + I_A R_A \quad (3.47)$$

La norma IEEE std. 1313.2-1999 recomienda para mayor facilidad seleccionar  $V_d$  como igual a 0,5  $\mu$ s la tensión de descarga.

Las tensiones definidas anteriormente se relacionan de la siguiente manera:

$$V_A = V_d + V_{PF} \quad (3.48)$$

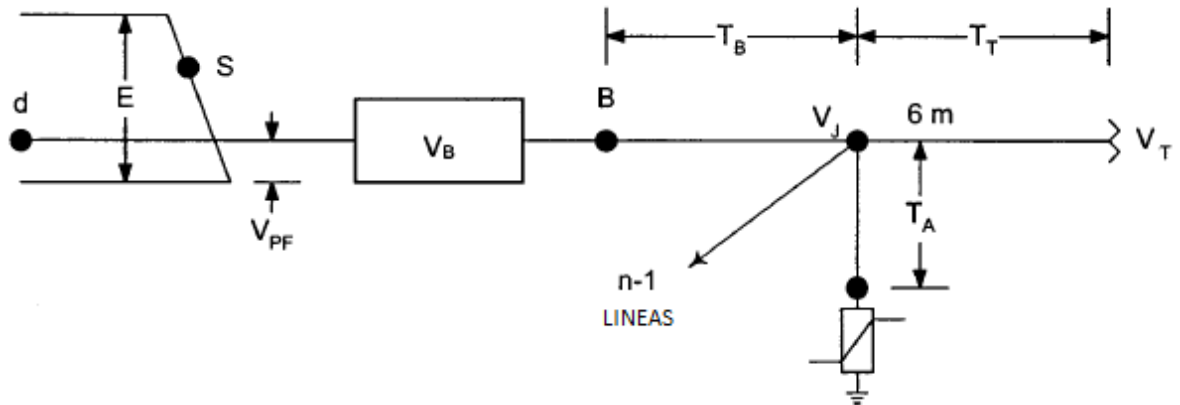
$$V_J = V_j + V_{PF} \quad (3.49)$$

$$V_T = V_t + V_{PF} \quad (3.50)$$

$$V_B = V_b + V_{PF} \quad (3.51)$$

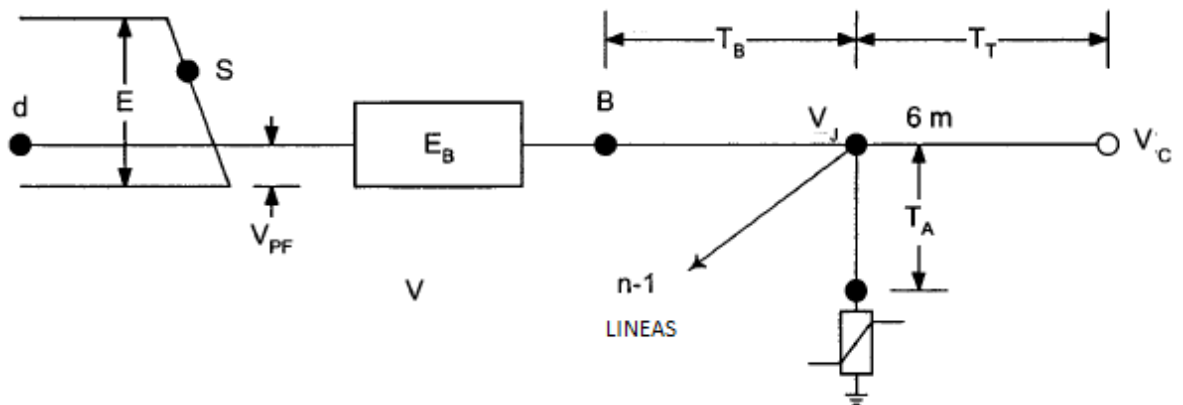
$$V_C = V_c + V_{PF} \quad (3.52)$$

Figura 14. Esquema típico para usarse con el método simplificado (con transformador).



Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999.

Figura 15. Esquema típico para usarse con el método simplificado (sin transformador).



Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999.

**3.2.1 Punto de flamao.** El cálculo de la distancia del punto de flamao  $d$ .

$$d = \frac{1}{n(MTBF)(BFR)} \quad (3.53)$$

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  $V_{PF}$  se emplea la ecuación 3.54, en la cual se tiene que corresponde al 83% de la tensión fase neutro pico del sistema.

$$V_{PF} = \text{Tensión de operación de la subestación} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} 0,83 \quad (3.54)$$

La pendiente de la sobretensión en el punto de descarga disruptiva disminuye por el efecto corona, la aproximación de la pendiente frontal,  $S$ , a la entrada de la línea en  $kV/\mu s$  se calcula de la siguiente manera:

$$S = \frac{K_s}{d}$$

Dónde:

$K_s$ = constante corona. En  $kV/s$  por kilómetro de viaje.

$d$ = distancia al punto de flameo.

Tabla 18. Valores sugeridos para la constante corona.

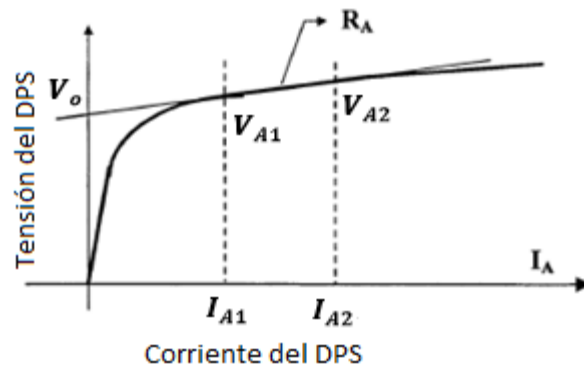
Conductor	$K_s$ (kV-km)/ $\mu s$
Un solo conductor	700
Haz de dos conductores	1000
Haz de 3 ó 4 conductores	1700
Haz de 6 ó 8 conductores	2500

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999.

### 3.2.2 Determinación de tensiones en el sistema

3.2.2.1 Tensión y corriente en el DPS. Los valores de las tensiones y corrientes  $V_{A1}$  y  $V_{A2}$  y  $I_{A1}$  y  $I_{A2}$ , se determinan a partir de las tablas suministradas por los fabricantes en cuanto a las características del DPS y con base a la Figura 16.

Figura 16. Características del DPS.



Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999.

Para el cálculo de la resistencia del DPS ( $R_A$ ), se emplea la expresión 3.55:

$$R_A = \frac{V_{A2} - V_{A1}}{I_{A2} - I_{A1}} \quad (3.55)$$

Seguidamente se calcula la tensión  $V_0$ :

$$V_0 = V_d - I_A R_A \quad (3.56)$$

Con lo anterior, es posible entrar a calcular  $I_A$ , correspondiente a la corriente que circula por el DPS mediante la expresión 3.57.

$$I_A = 1,6 * \frac{\frac{2E}{n} - V_A}{\frac{Z}{n}} = 1,6 * \frac{\frac{2E}{n} - V_0 - V_{PF}}{\frac{Z}{n} + R_A} \quad (3.57)$$

Dónde:

**Z:** Impedancia característica de la línea.

**n:** Número de líneas de transmisión.

La tensión de descarga del DPS se halla teniendo en cuenta la expresión previamente analizada (ecuación 3.57), pero despejando el término  $V_d$  y empleando el nuevo valor de corriente y la tensión  $V_0$

$$V_d = V_0 + I_A R_A \quad (3.58)$$

Para el cálculo de  $V_A$  la cual es la suma de la tensión de descarga del DPS y la tensión de frecuencia industrial se emplea la siguiente expresión.

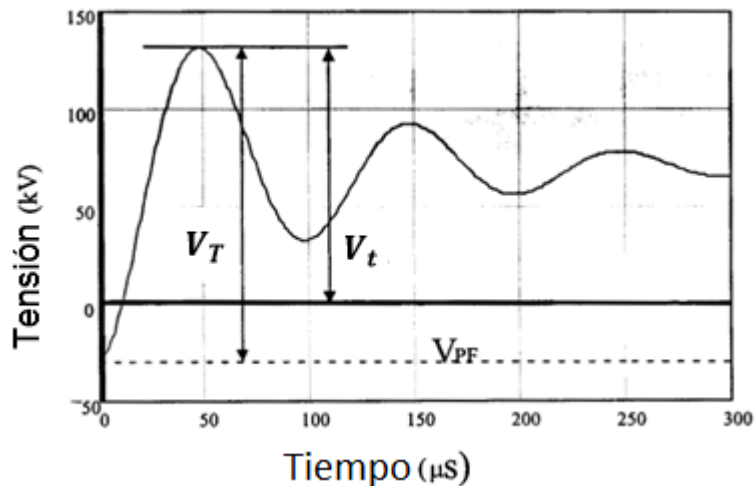
$$V_A = V_d + V_{PF} \quad (3.59)$$

3.2.2.2 Tensión en el transformador. Para el cálculo de la tensión en el transformador se emplea la siguiente expresión:

$$V_T = V_A \left( 1 + \frac{A}{1 + \frac{B}{K_1}} \right), \quad K_1 = \frac{S(T_A + T_T)}{V_A} \quad (3.40)$$

En La siguiente grafica se puede ver cómo se comporta la onda de sobretensión en el transformador, la cual se genera sobre una tensión a frecuencia industrial ( $V_{pf}$ ) que tiene una polaridad opuesta a la sobretensión. Donde  $V_t$  es la tensión fase – tierra total en el transformador.

Figura 17. Sobretensión en el transformador



Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999.

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

Tabla 19. 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

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999.

Los tiempos  $T_T$  y  $T_A$  son los tiempos de viaje de la onda y se especifican en la figura 14. La tensión  $V_A$  se calcula en el ítem anterior (Tensión y corriente en el DPS)

Para determinar la tensión fase–tierra total en el transformador se emplea la expresión 3.41:

$$V_t = V_T - V_{PF} \quad (3.41)$$

3.2.2.3 Tensión en la unión DPS-BARRA. En el punto de unión entre el DPS y la barra se presenta una tensión denominada  $V_J$ , la cual es determinable a partir de la expresión 3.42.

$$V_J = V_A \left( 1 + \frac{A}{1 + \frac{B}{K_2}} \right), \quad K_2 = \frac{ST_A}{V_A} \quad (3.42)$$

Para determinar la tensión fase – tierra total en la unión DPS-barra se emplea la expresión 3.43.

$$V_j = V_J - V_{PF} \quad (3.43)$$

3.2.2.4 Tensión en el interruptor.

Las tensiones en el interruptor se determinan a partir de las expresiones 3.44 y 3.45.

$$V_B = V_J + 2ST_B \quad (3.44)$$

$$V_b = V_B - V_{PF} \quad (3.45)$$

Tensión en la entrada de la subestación.

Las tensiones en la entrada de la subestación se determinan a partir de las expresiones 3.46 y 3.47.

$$V_{B1} = V_J + 2S (T_C + T_B) \quad (3.46)$$

$$V_{b1} = V_{B1} - V_{PF} \quad (3.47)$$

### 3.2.3 Proceso para la determinación del BIL.

3.2.3.1 BIL del transformador. La estimación del BIL en el transformador asume un factor de seguridad del 15%. Para su determinación se tiene en cuenta  $V_t$  (Tensión total a tierra en el transformador) y  $t_T$  (Tiempo de cresta, el cual se calcula de acuerdo a la expresión 3.48).

$$t_T = \pi \sqrt{(T_T) + T_A} * (ZC_T + T_T) + \frac{V_A}{S} \quad (3.48)$$

Si el tiempo de cresta  $t_T$  es mayor a 3  $\mu s$ , el BIL del equipo de transformación está dado por la expresión:

$$BIL_{TRANSFORMADOR} = 1,15E_t \quad (3.49)$$

Si el tiempo de cresta  $t_T$  es menor o igual a 3  $\mu s$ , y la relación  $V_t/V_d \leq 1,10$ , el BIL del equipo de transformación está dado por la expresión 3.50.

$$BIL_{TRANSFORMADOR} = 1,15 \frac{E_T}{1,10} \quad (3.50)$$

3.2.3.2 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 3.51. Hay

que tener en cuenta a qué altura sobre el nivel del mar se encuentra la subestación.

$$BIL_{TRANSFORMADOR} = \frac{V_T}{1,15} \quad (3.51)$$

3.2.3.3 BIL del interruptor. El BIL requerido es posible determinarlo a partir de la expresión 3.52, donde el término  $\delta$  determina la densidad relativa del aire.

$$\text{Si } \frac{V_b}{V_d} \leq 1,15 \text{ entonces } BIL = \frac{V_d}{\delta} \text{ o si } \frac{V_b}{V_d} \geq 1,15 \text{ entonces } BIL = \frac{E_d}{1,15\delta} \quad (3.52)$$

3.2.3.4 BIL de los seccionadores. El BIL es asumido igual al calculado para los interruptores.

3.2.3.5 BIL de los aisladores. El BIL requerido es posible determinarlo a partir de la expresión 3.53, donde igualmente que en el caso de los interruptores el término  $\delta$  determina la densidad relativa del aire.

$$BIL = \frac{E_{B1}}{1,15\delta} \quad (3.53)$$

3.2.3.6 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 3.55, y posterior a eso se afecta el BIL con la expresión 3.56.

$$BIL_{corregido} = \frac{BIL}{\delta^m} \quad (3.54)$$

Donde

$\delta$  Es la densidad relativa del aire.

$m$  Es igual a 1 para impulso tipo rayo.

$$\delta = e^{-\frac{A}{8,6}} \quad (3.55)$$

Donde

**A:** Elevación en kilómetros

$$BIL_{\delta} = \frac{BIL}{\delta} \quad (3.56)$$

Con el BIL que se obtiene luego de haber realizado la corrección atmosférica se selecciona un BIL estandarizado de la tabla 15 sección 3.3.1. (Niveles de tensión mayores a 242 kV).

#### 4. EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA UNA SUBESTACIÓN DE 500 KV

Lo que se expondrá en este capítulo será la aplicación de los conceptos que se desarrollaron durante los capítulos anteriores además de la ejecución del procedimiento propuesto en el capítulo 3. El ejemplo contara con los siguientes parámetros ambientales que se muestran en la tabla 20 y con las características eléctricas en la tabla 21. El lugar que se asumió para realizar el diseño aislamientos para un nivel de tensión de 500 kV es la región Tundamá y Sugamuxi en el departamento de Boyacá. Es importante recalcar que se asumieron varios parámetros los cuales son valores típicos de un sistema que posee este nivel de tensión.

Tabla 20. Características donde se ubicara la subestación

DESCRIPCIÓN	VALOR
Altura	2600 [m]
Temperatura	18 [°C]
Presión	995,26 [hPa]
Nivel ceraúnico	180
Humedad relativa	70% <sup>3</sup>
Velocidad del viento	60 [km/h]
Grado de contaminación	0,03 [mg/cm <sup>2</sup> ]

Fuente: Los autores

Tabla 21. Características eléctricas de la subestación

Tensión nominal fase-fase	500 [kV]
Frecuencia nominal	60 [Hz]
Número de fases	3
Neutro del sistema	sólidamente conectado a tierra
Tensión máxima del sistema $V_m$	550 [kV]
Tensión base $V_{m.f-t}$	449 V]

Fuente: Los autores

<sup>3</sup> Valor de humedad relativa para la región de Tundamá y Sugamuxi. [29].

## 4.1 CONTAMINACIÓN

Al tener en cuenta la contaminación que estará presente en el lugar donde se hará el estudio de la coordinación de aislamiento, permitirá reducir el riesgo de presentarse flameos, ya que dependiendo el grado de contaminación en el aislador este trabajará de diferente manera. Según lo anterior se procede a hacer el cálculo de la cadena de aisladores donde el grado de contaminación es el parámetro del cual se parte para iniciar el cálculo.

**4.1.1 Tipo de aislador .** Existen dos tipos de cadena de aisladores típicos.

- Cadena-I o Vertical
- Cadena-V

Para este caso se decidió utilizar Cadena-I, al no presentarse en el sector grandes velocidades de viento ni tampoco un gran nivel de contaminación.

4.1.1.1 Procedimiento de cálculo de la cadena de aisladores. Con el procedimiento 2 de la sección 3.1.8.1 se va a calcular la longitud de la cadena y su distancia de fuga.

Se seleccionó la **Cadena-I**.

Con un nivel de contaminación de 0,03 [mg/cm<sup>2</sup>], se tiene una distancia de fuga específica de 23 [mm/kV] según la tabla 7 de la sección 3.1.3.

Con la distancia de fuga específica, se calcula la distancia total de fuga. De la siguiente manera:

$$D_{TF} = \frac{V_m}{\sqrt{3}} * D_F = \frac{550 [kV]}{\sqrt{3}} * 23 \left[ \frac{mm}{kV} \right] = 7303 [mm]$$

Distancia total de fuga: 7,3 [m]

Con el valor de la distancia de fuga total ( $D_{TF}$ ) se procede a calcular el número de aisladores. Se seleccionó el aislador **TIPO FOG (Celvis) 8262**<sup>4</sup> con distancia de paso de 146 mm, diámetro de 273 mm y distancia de fuga de 432 mm.

$$N_{\text{aisladores}} = \frac{D_{TF}}{\text{distancia de fuga del aislador seleccionado}} = \frac{7303,4809 \text{ [mm]}}{432 \text{ [mm]}}$$

$$= 16,9$$

$$N_{\text{aisladores}} \approx 17$$

$$L_{\text{cadena}T} = 17 * 146 \text{ [mm]} = 2482 \text{ [mm]}$$

Ya que los anteriores valores que se obtuvieron están a condiciones normalizadas la norma IEEE 1313.2 de 1999 recomienda hacer la corrección por altura en la sección 3.1.6

Corrección por altura para el número de aisladores

$$N_A = (16,90)e^{\frac{2,6}{14}} = 20,356 \approx 21$$

$$L_{\text{cadena}T} = 21 * 146 \text{ [mm]} = 3066 \text{ [mm]}$$

Número de aisladores en la cadena: 21

Longitud de la cadena: 3.07 [m]

## 4.2 SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

En extra alta tensión este tipo de sobretensiones adquiere mayor importancia ya que la magnitud de estas llegara a hacer mayor de las que se presentan por descargas atmosféricas o por las de frecuencia industrial, por consiguiente, al calcular los BSLs y compararlos con los BIL que se calculan en la sección 4.3, es muy común que siempre el nivel de aislamiento a impulso maniobra sean mayores que los de impulso tipo rayo.

<sup>4</sup> La selección se hizo del catálogo "Aisladores de suspensión Tipo Fog (Clevis)-GAMMA", que se encuentra en el anexo B.

#### 4.2.1 Fase-Tierra

4.2.1.1 Aislamiento auto recuperable. Según la tabla 3 se asumirá un valor de 1,85 pu para la sobretensión tipo maniobra con resistencia de pre insertada en los interruptores. Por consiguiente el valor de  $E_2$  será:

$$E_2 = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{550}{\sqrt{3}}$$

$$E_2 = 831 \text{ [kV]}$$

Con este valor de  $E_2$  se halla  $V_3$

$$V_3 = 831 \cdot 0,9 = 748 \text{ [kV]}$$

Ahora se podrá calcular el valor de CFO, el  $BSL_{f-t}$  y la distancia fase tierra.

$$CFO = \frac{V_3}{0,79} = CFO = \frac{748}{0,79} = 946 \text{ [kV]}$$

$$BSL_{f-t} = CFO \left[ 1 - 1,28 \left( \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \right] = 1009 [1 - 1,28(0,07)] = \mathbf{862 \text{ [kV]}}$$

$$S_{f-t} = \frac{8}{\frac{3400k_g}{CFO} - 1} = 2,18 \text{ [m]}$$

Ya que la subestación se encuentra a 2600 msnm se hace corrección por altura el  $BSL_{f-t}$  corregido se halla de la siguiente manera:

Asumiendo un valor de  $m = 0,5$  y con  $\delta = 0,74$  se obtiene un valor de  $BSL_{f-t}$  corregido:

$$BSL_{f-t} \text{ corregido} = \frac{862}{\delta^m} = 1002 \text{ [kV]}$$

Lo anterior sirve como primera estimación para empezar a hacer la iteración con la cual se llegará al valor de  $BSL_{\text{corregido}}$ . Lo que se calculará partir de la primera estimación será:

$$S_{f-t} = \frac{8}{\frac{3400k_g * (0,91)}{BSL_{f-t} \text{ corregido}} - 1} = 2,65 [m]$$

$$CFO_{\text{corregido}} = \frac{862}{\delta^m} = 1101 [kV]$$

$$G_0 = \frac{CFO_{\text{corregido}}}{S(500)} = \frac{1101}{(2,65) * 500} = 0,830$$

$$m = 1,25 * G_0 * (G_0 - 0,2) = 0,6533$$

A continuación, se muestran en una tabla las últimas iteraciones para obtener el BSL<sub>corregido</sub>.

Tabla 22. Iteraciones para corrección por altura.

BSL [kV]	S [m]	CFOs [kV]	Go	m	$\delta^m$	BSLs [kV]
1002	2,65	1101	0,830	0,6533	0,8214	1049
1033	2,76	1135	0,821	0,6378	0,8253	1044
1034	2,77	1136	0,821	0,6374	0,8254	1044
1035	2,77	1137	0,821	0,6369	0,8255	1044
1036	2,77	1138	0,820	0,6364	0,8256	1044
1037	2,78	1139	0,820	0,6359	0,8258	1043
1038	2,78	1140	0,820	0,6354	0,8259	1043
1039	2,79	1141	0,820	0,6349	0,8260	1043
1040	2,79	1142	0,819	0,6344	0,8261	1043
1041	2,79	1144	0,819	0,6339	0,8262	1043
1042	2,80	1145	0,819	0,6334	0,8264	1043
<b>1043</b>	<b>2,80</b>	<b>1146</b>	<b>0,819</b>	<b>0,6329</b>	<b>0,8265</b>	<b>1043</b>

Fuente: Los autores

Con el BSL<sub>f-t</sub> corregido hallamos la distancia fase-tierra para este BSL, el valor de  $k_g$  se selecciona de la tabla 10 que aparece en la sección 3.2.1.1

$$S_{f-t} = \frac{8}{\frac{3400k_g}{\frac{BSL_{f-t} \text{ corregido}}{0,9104}} - 1}$$

$$S_{f-t} = \frac{8}{\frac{3400(1,3)}{1043/0,9104} - 1} = 2,8 [m]$$

Para el  $BSL_{f-t}$  corregido se aproxima a un BSL estándar de la tabla de la norma std. IEEE 1313.1 DE 1999 de:

$$BSL_{f-t} = 1175 [kV]$$

El nivel básico de aislamiento a impulsos tipo maniobra es ( $BSL_{f-t}$ ): **1175 [kV]**

La distancia fase-tierra para aislamiento autorecuperable es: **2,8 [m]**

4.2.1.2 Aislamiento no autorecuperable . Cálculo para el nivel de aislamiento para el transformador y bujes del transformador.

Según la guía se debe aplicar un radio de protección para este caso se utilizó el radio mínimo (1,15%).

$$BSL_{interno} = 1,15 * NPR$$

Donde

NPR es Nivel de protección para impulso tipo atmosférico

$$BSL_{interno} = 1,15 * 830 = 954 [kV]$$

Para el  $BSL_{interno}$  se aproxima a un BSL estándar de la tabla de la norma std. IEEE 1313.1 DE 1999 de:

$$BSL_{interno} = 1175 [kV]$$

El nivel básico de aislamiento a impulsos tipo maniobra para aislamiento autorecuperable ( $BSL_{f-t}$ ): **1175 [kV]**

**4.2.2 Fase-Fase.** Lo primero que se calcula es  $E_{2z} = 1,35 * E_2 = 1121 [kV]$

De la tabla 12 se escoge el valor de  $V_{30}/E_{2z}$  para un SSFOR específico. Como se dijo antes el que se utiliza en caso de subestaciones será 1/100.

$$\frac{V_{30}}{E_{2z}} = 0,94$$

$$V_{30} = E_{2z} * 0,94 = 1054 [kV]$$

Por medio de la siguiente ecuación se despeja el valor de  $CFO_0$

$$V_{30} = CFO_0 \left[ 1 - 3 \left( \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \right]$$

$$CFO_0 = \frac{V_{30}}{\left[ 1 - 3 \left( \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \right]} = \frac{1054}{\left[ 1 - 3(0,035) \right]} = 1178 [kV]$$

Se procede a calcular el  $BSL_{f-f}$

$$BSL_{f-f} = CFO \left[ 1 - 1,28 \left( \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \right] = 1178(0,9552) = 1125 [kV]$$

Realizando el mismo procedimiento para la corrección por altura que se realizó en la sección 4.2.1.2 se obtuvieron los siguientes valores:

$$BSL_{f-f} = 1346 [kV]$$

Para el  $BSL_{f-f}$  se aproxima a un BSL estándar de la tabla de la norma std. IEEE 1313.1 DE 1999 de:

$$BSL_{f-f} = 1425 [kV]$$

Con el  $BSL_{f-f}$  corregido hallamos la distancia fase-fase para este BSL, el valor de  $k_{gp}$  se selecciona de la tabla 13 que aparece en la sección 3.2.2

$$S_{f-f} = \frac{8}{\frac{3400k_{gp}}{\frac{BSL_{f-f} \text{ corregido}}{0,96}} - 1} = \frac{8}{\frac{3400(1,35)}{\frac{1346}{0,96}} - 1} = 3,5 [m]$$

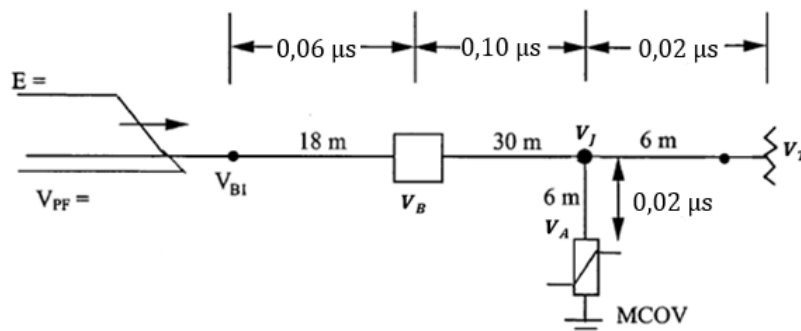
El nivel básico de aislamiento a impulsos tipo maniobra ( $BSL_{f-f}$ ): 1425 [kV]

La distancia fase-fase es: 3,5 [m]

### 4.3 SOBRETENSIONES TIPO RAYO

Las sobretensiones ocasionadas en la entrada de la subestación son causadas por flameo inverso o fallas en el apantallamiento de la línea de transmisión o subestación. En el diagrama unifilar se puede observar un frente de onda de una subestación incidente con su pendiente (s) circulando por el interruptor a través del DPS y pasando por el pórtico de la subestación hasta llegar al transformador. Para este análisis se explicará un breve ejemplo de coordinación de aislamiento en una subestación de 500 [kV] en la figura 18. En donde los tiempos  $T_c, T_b, T_t, T_a$  corresponden a los tiempos de viaje de la onda.

Figura 18. Esquema utilizado para el ejemplo.



Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999.

En la tabla 23 se exponen los valores que se utilizarán para el cálculo del BIL, cabe aclarar que los parámetros de diseño fueron asumidos con valores típicos de subestaciones y líneas ya construidas con el nivel de tensión que se está estudiando para lograr que sea lo más real posible.

Tabla 23. Características de la subestación

DESCRIPCIÓN	VALOR
$T_C$	$18/300^5 = 0,06 \mu s$
$T_T$	$0,02 \mu s$
$T_B$	$0,10 \mu s$
$T_A$	$0,02 \mu s$
CFO	$1300 kV^6$
$E_m$	$1,2 * CFO = 1560 kV$
Altura de la subestación	2600 msnm
Factor BIL	15%-20%
MCOV	336 kVrms'
Tensión de descarga	888 kV
Tensión entrante de línea(f-f)	500 kV
Número de líneas conectadas al barraje	1
Largo del vano	400 m <sup>8</sup>
Impedancia de línea	250 $\Omega^9$
Capacitancia del transformador	6 nF
Capacitancia del interruptor	6 nF
MTBF	200 años
BFR	1

Fuente: Los autores

**4.3.1 Cálculo de la distancia del punto de flameo.** El cálculo de la distancia del punto de flameo d.

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

Donde:

**n:** 1

**MTBF:** Tiempo medio entre fallas, MTBF [años]=200

**BFR:** Tasa de flameo inverso, BFR [fallas por 100 km/año]=1

$$d = \frac{1}{1\left(\frac{1}{100}\right)(200)} = 0,5 km$$

<sup>5</sup> 300 [m/ $\mu s$ ] es la velocidad de propagación.

<sup>6</sup> Valor de CFO típico en una línea de 500 kV.

<sup>7</sup> Datos extraídos del catálogo del DPS utilizado EXLIM T.

<sup>8</sup> Valor típico extraído de la CREG "Estudio para la determinación de unidades Constructivas del STN, STR y SDL <http://goo.gl/0IfIIY>

<sup>9</sup> Valor típico extraído de "Tabla de valores típicos de líneas de transmisión" <http://goo.gl/PCiVGI>

Se determina del término  $V_{PF}$ , que corresponde al 83% de la tensión fase neutro pico del sistema.

$$V_{PF} = \text{Tensión de operación de la subestación} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} 0,83$$

$$V_{PF} = 500 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} 0,83 = 338,8 [kV]$$

Cálculo de la pendiente

El valor del vano es de 400 m como la distancia da 500 m se incrementa la distancia a 800 m

Se elige de la tabla 18 para un solo conductor el valor de  $K_s$

$$S = \frac{1000}{0,8} = 1250 \frac{kV}{\mu S}$$

**4.3.2 Corriente y tensión del DPS.** Valores obtenidos del catálogo del DPS  
**EXLIM-T**

$$20kA \rightarrow 998 kV$$

$$10kA \rightarrow 924 kV$$

Cálculo de la resistencia del DPS  $R_A$ :

$$R_A = \frac{V_{A2} - V_{A1}}{I_{A2} - I_{A1}}$$

$$R_A = \frac{998 - 924}{20 - 10} = 7,4 \Omega$$

Entonces:

$$V_o = V_d - I_A R_A$$

$$V_o = 998 - 20 * 7,4 = 850 kV$$

Con lo anterior, es posible entrar a calcular  $I_A$ , correspondiente a la corriente que circula por el DPS mediante la expresión:

$$I_A = 1,6 * \frac{\frac{2E}{n} - V_A}{\frac{Z}{n}} = 1,6 * \frac{\frac{2E}{n} - V_0 - V_{PF}}{\frac{Z}{n} + R_A}$$

$$I_A = 1,6 * \frac{\frac{2 * 1560}{1} - 850 - 338,8460}{\frac{250}{1} + 7,4} = 12 [kA]$$

Tensión de descarga del DPS

$$V_d = E_d + I_A R_A$$

$$V_d = 850 + 12 * 742 = 939 [kV]$$

$$V_A = V_d + V_{pf} = 939 + 338,8460 = 1277,7 [kV]$$

4.3.3

**4.3.3 Tensión en el transformador..** Para el cálculo de la tensión en el transformador se emplea la siguiente expresión:

$$V_T = V_A \left( 1 + \frac{A}{1 + \frac{B}{K_1}} \right)$$

Donde:

$$K_1 = K_1 = \frac{S(T_A + T_T)}{V_A}$$

$$V_T = V_A \left( 1 + \frac{A}{1 + \frac{B}{K_1}} \right)$$

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

Tabla 24. 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

Fuente: norma IEEE std. 1313.2 de 1999.

$$V_T = V_A \left( 1 + \frac{1}{1 + \frac{0,14}{0,0385}} \right) = 1,2156 * V_A$$

$$V_T = 1557 [kV]$$

Tensión de tierra del terminal del transformador

$$V_t = V_T - V_{PF} = 1218 [kV]$$

Tiempo de cresta

$$t_T = \pi * \sqrt{(T_T + T_A) * (Z * C_T + T_T)} + \frac{V_A}{S}$$

$$t_T = \pi * \sqrt{(0,84) * (250 * 6 * 10^{-3})} + \frac{1277,7}{1250} = 1,797 \mu S$$

**4.3.4 Tensión en la unión DPS-barra.** En el punto de unión entre el DPS y la barra se presenta una tensión denominada  $V_J$ , la cual es determinable a partir de la siguiente expresión:

$$K_2 = \frac{ST_A}{V_A} = 1250 * \frac{0,02}{1277,7} = 0,01957$$

$$\frac{V_J}{V_A} = \left( 1 + \frac{A}{1 + \frac{B}{K_2}} \right) = 1,21$$

$$V_J = 1434 [kV]$$

Para determinar la tensión fase – tierra total en la unión DPS-barra se emplea la expresión 18.

$$V_j = V_J - V_{PF} = 1434 - 338,8460 = 1096 \text{ [kV]}$$

**4.3.5 Tensión en el interruptor.** Las tensiones en el interruptor se determinan a partir de las expresiones:

$$V_B = V_J + 2ST_B = 1434 - 2 * (1250) * (0,10) = 1684 \text{ [kV]}$$

$$V_b = V_B - V_{PF} = 1684 - 338,8460 = 1346 \text{ [kV]}$$

**4.3.6 Tensión en la entrada de la subestación.** Las tensiones en la entrada de la subestación se determinan a partir de:

$$V_{B1} = V_J + 2S (T_C + T_B) = 1434 + 2 * (1250) * (0,06 + 0,10) = 1834 \text{ [kV]}$$

$$V_{b1} = V_{B1} - V_{PF} = 1834 - 338,8460 = 1496 \text{ [kV]}$$

#### **4.3.7 Proceso para la determinación del BIL**

4.3.7.1 BIL del transformador. La estimación del BIL en el transformador asume un factor de seguridad del 15%.

Si el tiempo de cresta  $t_T$  es menor o igual a  $3 \mu\text{s}$ , y la relación  $V_t/V_d \leq 1,10$ , el BIL del equipo de transformación está dado por:

$$BIL_{TRANSFORMADOR} = 1,15 \frac{V_t}{1,10}$$

$$BIL_{TRANSFORMADOR} = 1,15 \frac{1218}{1,10} = 1273 \text{ [kV]}$$

Se tiene entonces un BIL estándar de la tabla 2 de la norma std. IEEE 1313.1 DE 1999 de:

$$BIL_{TRANSFORMADOR} = 1300 \text{ [kV]}$$

**El nivel básico de aislamiento a impulsos tipo rayo para el transformador (BIL):**  
**1300 [kV]**

4.3.7.2 BIL de los bujes del transformador. Los aislamientos 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. Por consiguiente

$$BIL_{INTERNO} = 1300 [kV]$$

El nivel básico de aislamiento a impulsos tipo rayo para el transformador (interno)  
(BIL): 1300 [kV]

El BIL externo requerido se determina a partir de la siguiente expresión. Hay que tener en cuenta a qué altura sobre el nivel del mar se encuentra la subestación.

$$BIL_{EXTERNO DEL TRANSFORMADOR} = \frac{V_t}{1,15} = \frac{1218}{1,15} = 1059 [kV]$$

Ya que la subestación se encuentra en una altura de 2600 msnm se aplica el factor de corrección por altura.

$$BIL_{corregido} = \frac{BIL}{\delta^m}$$

Donde

$\delta$  Es la densidad relativa del aire.  $e^{-\frac{A}{8,6}}$ , A es la altura en kilómetros.

$m$  Es igual a 1 para impulso tipo rayo.

$$BIL_{EXTERNO DEL TRANSFORMADOR} = \frac{1059}{e^{-\frac{2,6}{8,6}}} = 1433 [kV]$$

Se tiene entonces un BIL estándar de la tabla 2 de la norma std. IEEE 1313.1 DE 1999 de:

$$BIL_{EXTERNO DEL TRANSFORMADOR} = 1550 [kV]$$

El nivel básico de aislamiento a impulsos tipo rayo para el transformador (externo)  
(BIL): 1550 [kV]

4.3.7.3 BIL del interruptor. El BIL requerido es posible determinarlo a partir de la siguiente expresión:

$$BIL = \frac{V_d}{1,15} = \frac{939}{1,15} = 1170[kV]$$

BIL corregido

$$BIL = \frac{1170}{e^{\frac{2,6}{8,6}}} = 1583[kV]$$

Se tiene entonces un BIL estándar de la tabla 2 de la norma std. IEEE 1313.1 DE 1999 de:

$$BIL = 1675 [kV]$$

**El nivel básico de aislamiento a impulsos tipo rayo para interruptor (BIL): 1675 [kV]**

4.3.7.4 BIL de los seccionadores. El BIL se asume igual al calculado para los interruptores, es decir de:

$$BIL = 1675 [kV]$$

**El nivel básico de aislamiento a impulsos tipo rayo para seccionadores (BIL): 1675 [kV]**

4.3.7.5 BIL de los aisladores del barraje. El BIL requerido es posible determinarlo a partir de la siguiente expresión:

$$BIL = \frac{V_{b1}}{1,15} = \frac{1496}{1,15} = 1300,4 [kV]$$

Se tiene entonces un BIL estándar de la tabla 2 de la norma std. IEEE 1313.2 DE 1999 de:

$$BIL = 1425 [kV]$$

**El nivel básico de aislamiento a impulsos tipo rayo para aisladores del barraje (BIL): 1425 [kV]**

4.3.7.6 Cálculo de la distancia mínima en el aire para resistir sobretensiones tipo rayo. (Distancia disruptiva metal-metal). A partir de la tensión más elevada en la subestación, que para este caso es  $V_{b1}$ , por lo tanto la distancia requerida (fase-

tierra y fase-fase), se calcula por medio de la siguiente expresión, donde se utiliza el gradiente típico de 605 [kV/m] de polaridad negativa.

$$DISTANCIA_{mínima} = \frac{1,15 * BIL}{605} = \frac{1300,4}{526} = 2,5 [m]$$

#### 4.4 APANTALLAMIENTO (MÉTODO ELECTROGEOMÉTRICO)

Con este método se selecciona la altura efectiva del apantallamiento teniendo ya definidas las dimensiones de los pórticos, las alturas de los vanos y barrajes dentro de la subestación. Los datos que se asumieron para el ejemplo del cálculo de apantallamiento para una subestación de 500 kV son los siguientes:

Tabla 25. Características de la subestación

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Tensión máxima	[kV]	550
Ancho de campo	2d [m]	30
Altura pórtico	h [m]	35
Área del patio de conexión	A [m <sup>2</sup> ]	8400
Altura conductor respecto a tierra	H [m]	30
Nivel de aislamiento	[kVpico]	1550
Longitud de la cadena de aisladores	w [mm]	2890
% de flecha	[%]	4
Distancia entre conductores adyacentes	Lc [m]	0,4
Sección conductor de barra o línea	Ø [MCM]	2x1750
Radio del conductor	R [m]	0,01908

Fuente: Los autores

El cálculo del apantallamiento se hará con cable de guarda ya que es una metodología más económica que con el uso de mástiles y se desarrolla de la siguiente manera:

**4.4.1 Cálculo de la tensión crítica de flameo..** Se procede a calcular con teniendo en cuenta el número de aisladores que se analizó en la sección 4.1

$$CFO = 0,94 * (585w)$$

$$CFO = 0,94 * (585 * 3,07) = 1688 \text{ [kV/m]}$$

Finalmente se obtiene una tensión crítica de 1688 [kV/m].

**4.4.2 Altura promedio..** La altura promedio de los cables de fase  $h_{av}$ , se halla de la siguiente manera:

$$h_{av} = \frac{1}{3}h_{max} + \frac{2}{3}h_{min}$$

$$h_{av} = \frac{1}{3} * 30 + \frac{2}{3} * 28,8 = 29,2 \text{ [m]}$$

Con lo cual se obtuvo una altura de 29,2 [m].

**4.4.3 Radio corona..** Radio corona  $R_c$  establecido para 1 conductor es:

$$R_c = 1,2x10^{-4} * V_c$$

$$R_c = 1,2x10^{-4} * 1550 = 0,18 \text{ [\Omega]}$$

Para el caso de un haz de dos conductores por fase, que fue el que se utilizó para el ejemplo que se está presentando, el radio corona  $R_c'$  se ha calculado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R_c' = R_0 + R_c$$

Dónde:

$R_0$  = Radio del haz de conductores adyacentes, m.

$R_c$  = Radio corona para un solo conductor, m.

Radio del haz de dos conductores adyacentes:

$$R_0 = \sqrt{rlc}$$

$$R_0 = \sqrt{0,01908 * 0,4} = 0,08 [\Omega]$$

$$R_c' = R_0 + R_c$$

$$R_c' = 0,08 + 0,18 = 0,27 [\Omega]$$

Se obtiene el radio corona para un haz de dos conductores de 0,27 [Ω]

**4.4.4 Cálculo de la impedancia característica..** Se procede a calcular la impedancia característica del barraje a proteger en ohm de la siguiente manera:

$$Z_o = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2 * h_{av}}{R_c}\right) * \ln\left(\frac{2 * h_{av}}{r}\right)}$$

$$Z_o = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2 * 29,2}{0,08735}\right) * \ln\left(\frac{2 * 29,2}{0,2733}\right)} = 355 [\Omega]$$

Dando como resultado una impedancia de 355 [Ω].

**4.4.5 Corriente crítica de descarga** .Obteniendo la impedancia característica se puede hallar la corriente crítica en kA, que es aquella que ocasiona una sobretensión peligrosa para el aislamiento. El apantallamiento que protege un barraje soportado por cadenas de aisladores se calcula así:

$$I_c = \frac{2,068 * CFO}{Z_o}$$

$$I_c = \frac{2,068 * 1688}{354,8425} = 9,8 [kA]$$

Obteniendo una corriente crítica de flameo de 9,8 [kA].

#### 4.4.6 Distancia de descarga crítica ( $S_m$ )

Se calcula la distancia de descarga crítica, la cual se convierte en el radio de la esfera y está definida por:

$$S_m = 8 * k * I_c^{0,65} [m]$$

Dónde:

$S_m$  = Distancia de descarga crítica.

$k$  = coeficiente que tienen en cuenta las diferentes distancias de descarga:

Para cable de guarda = 1; Para mástiles y punta =1,2

$$S_m = 8 * 1 * 9,2618^{0,65} = 35 [m]$$

Finalmente se obtiene un valor de 35 [m].

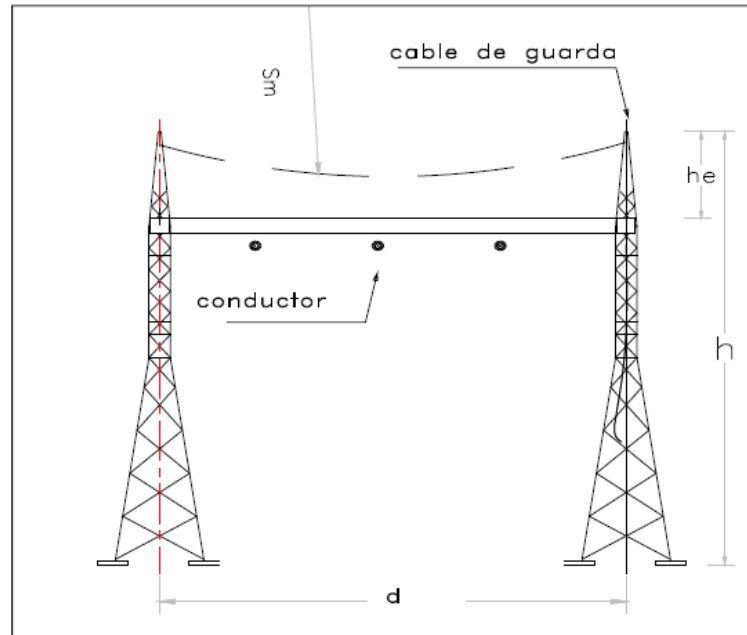
**4.4.7 Altura efectiva del cable de guarda.** La altura efectiva del apantallamiento con cable de guarda es la altura del mismo sobre el sistema protegido, se calcula como:

$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2}$$

$$h_e = 35 - \sqrt{35^2 - 15^2} = 3,3 [m] .$$

La altura efectiva del apantallamiento con cable de guarda es 3,3 [m]

Figura 19. Anchos de barra para un campo



Fuente: Apantallamiento de subestaciones contra descargas atmosféricas Prof. Juan Bautista R. (FIEE - UNI)

**4.4.8 Separación de cables de guarda..** El límite práctico para la separación entre cables de guarda adyacentes está determinado por:

$$2d_{max} = 1,5 * S_m$$

$$2d_{max} = 1,5 * 35 = 52,5 [m]$$

Para el apantallamiento se obtiene un límite práctico de 52,5 [m].

#### 4.4.9 Riesgo de falla en el apantallamiento

- Se procede a calcular la densidad de rayos a tierra  $DDT$  en el sitio de la subestación de 500 [kV] mediante la siguiente expresión:

$$DDT = 0,0017 * NC^{1,56}$$

$$\underline{DDT = 0,0017 * 180^{1,56} = 5.60 [descarga/año/km^2].}$$

Dónde:

$NC$ =Nivel ceraúnico que se asumió es de 180.

- Teniendo el valor de la densidad de rayos a tierra se calcula el número de descargas en el área de la subestación:

$$N_s = \frac{5,60 * 8400}{1000^2} \text{ descargas/año}$$

Número de descargas en la subestación  $N_s = 0,04704 \text{ descargas/año}$ .

Donde:

$A =$  Área de subestaciones de  $8400 \text{ m}^2$

- Seguidamente se calcula el número de descargas por año que penetran el apantallamiento  $SP$ , empleando la siguiente expresión.

$$SP = N_s * P_e \text{ descarga/año}$$

$$SP = 0,04 * 0,002 = 0,00008 \text{ descarga/año}$$

Obteniendo un número de descargas por año de  $0,00008 \text{ descarga/año}$ .

- Finalmente se calcula el número de años en el que una descarga penetra en el apantallamiento de la subestación aplicando la siguiente expresión:

$$N_f = \frac{1}{SP} \text{ años/descarga}$$

$$N_f = \frac{1}{0,00008} = 12500 \text{ años/descarga}$$

El valor de falla del apantallamiento estima que cada  $12500$  años cae un rayo que produce una falla del apantallamiento de la subestación.

#### **4.5 RESULTADOS OBTENIDOS**

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en los procedimientos realizados para sobretensiones tipo maniobra, rayo y para el procedimiento de apantallamiento. En cada tabla se muestra en valor que se calculó, el que se encuentra en la tabla 2 de la IEEE 1313.1 de 1996 y el que se selecciona. Este

valor que se selecciona ya sea para impulso tipo maniobra como para impulso tipo rayo será el utilizado para el diseño de la subestación.

Tabla 26. Resumen de resultados sobretensiones tipo maniobra.

		BSL calculado [kV]	BSL estándar [kV]	BSL seleccionado [kV]
Fase-tierra	Externo	1043	1175	<b>1175</b>
	Interno	954	1175	<b>1175</b>
Fase-fase	Externo	1346	1425	<b>1425</b>

Fuente: Los autores

Tabla 27. Resumen de resultados sobretensiones tipo rayo.

Equipo	Tensión	Valor de cresta [kV]	BIL calculado [kV]	BIL estándar [kV]	BIL seleccionado [kV]
Transformador	$V_t$	1218	1273	1300	<b>1300</b>
<b>Bujes del transformador</b>	$V_t$				
Interno		1218	1273	1300	<b>1300</b>
Externo		1218	1433	1550	<b>1550</b>
Interruptor	$V_b$	1346	1583	1675	<b>1300</b>
Seccionador	$V_b$	1346	1583	1675	<b>1300</b>
Aisladores barraje	$V_{b1}$	1496	1300,4	1425	<b>1425</b>

Fuente: Los autores

Tabla 28. Resultados obtenidos para el procedimiento de apantallamiento

DESCRIPCIÓN	RESULTADO
Tensión crítica de flameo $CFO$	1589 [kV/m]
Altura promedio $h_{av}$	29,2 [m]
Radio corona $R_c'$	0,18[m]
Impedancia característica $Z_o$	355 [ $\Omega$ ]
Distancia crítica de descarga $S_m$	34 [m]
Altura efectiva del cable de guarda $h_e$	3,5 [m]
Limite practico para separación entre cables de guarda adyacentes $2d_{max}$	51 [m]
Falla del apantallamiento	12500 años

Fuente: Los autores

## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer un estudio similar de coordinación de aislamiento en líneas de transmisión ya que es de gran interés ver el comportamiento de las mismas ante el efecto de las sobretensiones.
- Se recomienda el uso de un entorno de programación como lo es Matlab o Excel para el desarrollo de una herramienta de cálculo con una interfaz gráfica que permita facilitar el entendimiento de los diferentes conceptos que se presentan en la norma IEEE std. 1313.2-1999
- Se recomienda que en la asignatura de subestaciones se profundice sobre las diferentes metodologías referentes a la coordinación de aislamiento, lo que permitirá tener un concepto más amplio sobre la selección de los niveles de aislamiento para las diferentes sobretensiones que se presentan en una subestación.

## 6. CONCLUSIONES

- Se cumple el objetivo general del presente proyecto ya que se realizó una guía que contiene los diferentes criterios que se necesitan para hacer una buena coordinación de aislamiento en subestaciones de extra alta tensión basados en la documentación que se presenta en la norma IEEE std. 1313.2-1999.
- La revisión de nuevas metodologías permite ampliar los conocimientos en la rama de la ingeniería eléctrica y la mejora continua en el estudio de diversas técnicas que permiten el desarrollo o avances de la misma.
- En la realización del ejemplo se comprobó que se cumple con una buena coordinación de aislamiento utilizando la metodología que se estudió para la elaboración de este proyecto, ya que los BSL y BIL obtenidos coinciden con los niveles de aislamiento que se presentan en las diferentes normas referentes al tema que se analizó en este proyecto.
- Una de las ventajas presentadas en la norma IEEE std.1313.2-1999 es que se puede hacer un estudio más detallado de los niveles de aislamiento en diferentes equipos de la subestación, además tiene en cuenta el apantallamiento (se realizó por el método electrogeométrico con cable de guarda) como un ítem adicional para una adecuada protección contra descargas atmosféricas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. *IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination 1313.2*. Estados Unidos : s.n., 1999.
2. Unidad de Planeación Minero Energética. Plan indicativo de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica. [Online]. available:[http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion\\_Cobertura\\_Energia.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion_Cobertura_Energia.pdf). [Accessed: 10-01-2016.]
3. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP. Informe de operación del SIN y administración del mercado. [Online]. available: <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/2-4-Generación>. [Accessed: 03-12-2015.]
4. Unidad de Planeación Minero Energética. Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2012-2025. [Online]. [Accessed: 06-12-2015.]
5. TORRES SANCHEZ, HORACIO. *"Protección contra rayos"*. [ed.] Universidad Nacional de Colombia. 2008.
6. Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. "SECTOR ELÉCTRICO". [Online] [www.inviertaencolombia.com.co](http://www.inviertaencolombia.com.co). [Accessed: 8-01-2016.]
7. S.A, HVM Ingenieros. Mejía Villegas. *"Subestaciones de alta y extra alta tensión"*. medellin : s.n., 2003.
8. Unidad de Planeación Minero Energética. *"UNA VISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO"*. Bogota : s.n., 2004.
9. . ZAPATA GALLEGO ANDRÉS MAURICIO. Tesis de grado, estado del arte de las metodologías para la coordinación de aislamiento de subestaciones a partir de sobretensiones de tipo atmosférico. Medellín Colombia, Universidad Pontificia Bolivariana.

10. Ministerio de Minas y Energía. "REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RETIE". Bogotá D.C.
11. Unidad de Planeación minero Energética. Convocatoria Pública UPME-01-2007 (construcción Subestación COPEY). [Online]. available: [www.upme.com.co](http://www.upme.com.co). [Accessed:05-02-2016]
12. S.A, H MV Ingenieros.Mejía Villegas. [Online]. available: <http://www.h-mv.com/>. [http:// www.h-mv.com/Comun/Publicaciones.aspx?IdTipoPublicacion=2&lang=es-CO](http://www.h-mv.com/Comun/Publicaciones.aspx?IdTipoPublicacion=2&lang=es-CO). [Accessed:12-03-2016]
13. R. ANDREW HILEMAN, Insulation Coordination for Power Systems, Marcel Dekker, ABB Electric Systems Technology Institute Raleigh, North Carolina, 1999.
14. J. A. MARTÍNEZ VELASCO Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. Universitat Politècnica de Catalunya Barcelona [Online]. available: [http://novella.mhhe.com/sites/dl/free/8448166973/572353/Presentacion\\_autores\\_9788448166977.pdf](http://novella.mhhe.com/sites/dl/free/8448166973/572353/Presentacion_autores_9788448166977.pdf) [Accessed:15-01-2016].
15. MORALES MARIÑO, NÁTHALI ELIZABETH. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500 kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008.
16. THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. *IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination 1313.1*. Estados Unidos : s.n., 1996.
17. THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. *IEEE Standard for power system-Insulation Coordination 1313* Estados Unidos : s.n., 1996. ANSI C92.1-1982, American national standard for power systems-insulation coordination. [Online].
18. IEC 71-1-1993-12, Insulation coordination Part 1 : Definitions, principles and rules.
19. IEC Publication 71-1-1976, Insulation coordination, Part 1: Terms, definitions and rules.
20. [Http://myslide.es/download/link/sobretensiones-y-resonancia](http://myslide.es/download/link/sobretensiones-y-resonancia). [Online]

- 21.** COES SINAC, procedimiento de ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN anexo: criterios y propuestas para la coordinación de los aislamientos,[Online]
- 22.** CARDONA CORREA, LEONARDO [Online]. available: <http://www.unalmed.edu.co/~lcardona/coordina1/Modulo4.pdf>. [Accessed:12-12-2015]
- 23.** <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Pages/xmescrbeene21.aspx>. [Online]
- 24.** JONES O, DAVID, Y OTROS. Guía para pruebas de diagnostico de aislamiento. [Online] available: [www.megger.com](http://www.megger.com). [Accessed:15-12-2015]
- 25.** MORENO, JORGE MOHÍNO, VECINO, FERNANDO GARNACHO Y COMÍN , PASCUAL SIMÓN. Reglamento de líneas de alta tensión y sus fundamentos técnicos. España : paraninfo, 2010.
- 26.** IEEE std. 1427 de 2006. *Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air-Insulated Electrical Power Substations*.
- 27.** S., CARLOS RAUL TASIPANTA. *TESIS DE GRADO "Estudio e implementación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de protección de la compañía HELMERICH AND PAYNE DEL RIG 132"*. Escuela Politécnica del Ejército- *ESPE*, Latacunga, Julio del 2002.
- 28.** Andrade, Luis. Sarmiento, Paolo. Palomino, Jhon. Silva, Geovanny *Apantallamiento contra descargas atmosféricas en subestaciones*. Universidad catlica de cuenca, Ecuador.
- 29.** MADR, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural.[Online] available: [http://asohofrucol.com.co/archivos/biblioteca/biblioteca\\_100\\_BOYACA.pdf](http://asohofrucol.com.co/archivos/biblioteca/biblioteca_100_BOYACA.pdf). [Accessed: 25-02-2016]

## BIBLIOGRAFÍA

Andrade, Luis. Sarmiento, Paolo. Palomino, Jhon. Silva, Geovanny Apantallamiento contra descargas atmosféricas en subestaciones. Universidad catlica de cuenca, Ecuador.

Boletín. Consultado el 14 enero de 2016. disponible en: <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Pages/xmescibeene21.aspx>.

CARDONA Correa, Leonardo [Online]. available: <http://www.unalmed.edu.co/~lcardona/coordina1/Modulo4.pdf>. [Accessed:12-12-2015]

COES SINAC, procedimiento de ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN anexo: criterios y propuestas para la coordinación de los aislamientos, [Online]

IEC 71-1-1993-12, Insulation coordination Part 1 : Definitions, principles and rules.

IEC Publication 71-1-1976, Insulation coordination, Part 1: Terms, definitions and rules.

IEEE std. 1427 de 2006. Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air-Insulated Electrical Power Substations.

J. A. MARTÍNEZ VELASCO Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. Universitat Politècnica de Catalunya Barcelona [Online]. available: [http://novella.mhhe.com/sites/dl/free/8448166973/572353/Presentacion\\_autores\\_9788448166977.pdf](http://novella.mhhe.com/sites/dl/free/8448166973/572353/Presentacion_autores_9788448166977.pdf) [Accessed:15-01-2016].

JONES O, DAVID, Y OTROS. Guía para pruebas de diagnóstico de aislamiento. [Online] available: [www.megger.com](http://www.megger.com). [Accessed:15-12-2015]

MADR, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural.[Online] available: [http://asohofrucol.com.co/archivos/biblioteca/biblioteca\\_100\\_BOYACA.pdf](http://asohofrucol.com.co/archivos/biblioteca/biblioteca_100_BOYACA.pdf). [Accessed: 25-02-2016]

Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. "SECTOR ELÉCTRICO". [Online] [www.inviertaencolombia.com.co](http://www.inviertaencolombia.com.co). [Accessed: 8-01-2016.]

Ministerio de Minas y Energía. "REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RETIE". Bogotá D.C.

MORALES MARIÑO, NÁTHALI ELIZABETH. Tesis de grado, coordinación de aislamiento en subestaciones a niveles de 500 kV. Escuela Politécnica nacional. Quito Ecuador 2008.

MORENO, JORGE MOHÍNO, VECINO, FERNANDO GARNACHO Y COMÍN , PASCUAL SIMÓN. Reglamento de líneas de alta tensión y sus fundamentos técnicos. España : paraninfo, 2010.

R. ANDREW Hileman, Insulation Coordination for Power Systems, Marcel Dekker, ABB Electric Systems Technology Institute Raleigh, North Carolina, 1999.

S., Carlos Raul Tasipanta. Tesis De Grado "Estudio e implementación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de protección de la compañía HELMERICH AND PAYNE DEL RIG 132". Escuela Politécnica del Ejército- ESPE, Latacunga, Julio del 2002.

S.A, HVM Ingenieros. Mejía Villegas. "Subestaciones de alta y extra alta tensión". Medellín : s.n., 2003.

S.A, HVM Ingenieros. Mejía Villegas. [Online]. available: <http://www.h-mv.com/>. [http:// www.h-mv.com/Comun/Publicaciones.aspx?IdTipoPublicacion=2&lang=es-CO](http://www.h-mv.com/Comun/Publicaciones.aspx?IdTipoPublicacion=2&lang=es-CO). Accessed:12-03-2016]

Sobretensiones y resonancia. Consultado el 14 enero de 2016. disponible en: <Http://myslide.es/download/link/sobretensiones-y-resonancia>. [Online]

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination 1313.2. Estados Unidos : s.n., 1999.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination 1313.1. Estados Unidos : s.n., 1996.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. IEEE Standard for power system-Insulation Coordination 1313 Estados Unidos : s.n., 1996. ANSI C92.1-1982, American national standard for power systems-insulation coordination. [Online].

TORRES SANCHEZ, HORACIO. "Protección contra rayos". [ed.] Universidad Nacional de Colombia. 2008.

Unidad de Planeación Minero Energética. "UNA VISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO". Bogota : s.n., 2004.

Unidad de Planeación minero Energética. Convocatoria Pública UPME-01-2007 (construcción Subestación COPEY). [Online]. available: [www.upme.com.co](http://www.upme.com.co). [Accessed: 05-02-2016]

Unidad de Planeación Minero Energética. Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2012-2025. [Online]. [Accessed: 06-12-2015.]

Unidad de Planeación Minero Energética. Plan indicativo de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica. [Online]. available: [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion\\_Cobertura\\_Energia.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion_Cobertura_Energia.pdf). [Accessed: 10-01-2016.]

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP. Informe de operación del SIN y administración del mercado. [Online]. available: <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/2-4-Generación>. [Accessed: 03-12-2015.]

ZAPATA Gallego Andrés Mauricio. Tesis de grado, estado del arte de las metodologías para la coordinación de aislamiento de subestaciones a partir de sobretensiones de tipo atmosférico. Medellín Colombia, Universidad Pontificia Bolivariana.

## ANEXOS

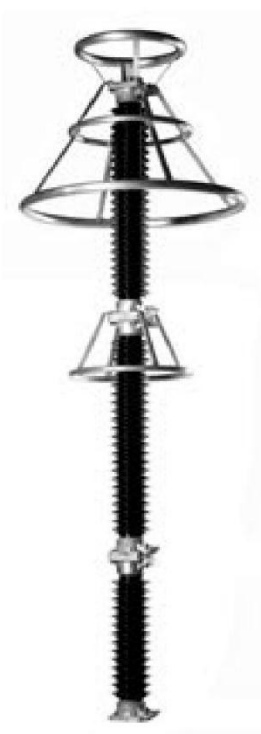
### ANEXO A. CATÁLOGO QUE SE UTILIZÓ PARA LA SECCIÓN DEL DPS.

EXLIM T

Descargadores con revestimiento de porcelana

### Descargador de óxido de cinc EXLIM T

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento de subestaciones de alta tensión, transformadores y otros equipos en redes de alta tensión.



- en zonas con intensidad de descargas atmosféricas muy alta
- en lugares donde las condiciones de puesta a tierra o apantallamiento son deficientes o incompletas
- para instalaciones importantes
- donde los requisitos energéticos son muy altos (por ejemplo, líneas muy largas, protección de condensadores, etc.).

#### Sumario de datos de rendimiento

Tensiones de red ( $U_m$ ) <sub>m</sub>	245 - 800 kV
Tensiones nominales ( $U_p$ )	180 - 624 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	20 kA <sub>pico</sub>
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	10/15/20 kA <sub>pico</sub>
<b>Resistencia de corriente de descarga</b>	
Corriente alta 4/10 $\mu$ s	150 kA <sub>pico</sub>
Corriente baja 2.000 $\mu$ s	1.900 A <sub>pico</sub>
<b>Capacidad de energía:</b>	
Clase de descarga de línea (IEC)	Clase 5
[2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)]	15,4 kJ/kV ( $U_p$ )
Cumple con/sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 800 kV.	
<b>Capacidad de cortocircuito/alivio de presión</b>	65 kA <sub>sim</sub>
<b>Aislamiento externo</b>	Cumple con/sobrepasa las normas
<b>Resistencia mecánica:</b>	
Carga de servicio estática admisible (PSSL)	7.200 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPDSL)	18.000 Nm
<b>Condiciones de funcionamiento:</b>	
Temperatura ambiente	-50 °C a +45 °C
Altitud de diseño (Mayores altitudes bajo pedido)	máx. 1.000 m
Frecuencia	15 - 62 Hz

## Datos de protección garantizados

Tensión máxima de red $U_m$ kV <sub>rms</sub>	Tensión nominal $U_r$ kV <sub>rms</sub>	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC $U_c$ kV <sub>rms</sub>	según ANSI/IEEE MCOV kV <sub>rms</sub>	1 s kV <sub>rms</sub>	10 s kV <sub>rms</sub>	30/60 μs			8/20 μs			
						1 kA kV <sub>pico</sub>	2 kA kV <sub>pico</sub>	3 kA kV <sub>pico</sub>	5 kA kV <sub>pico</sub>	10 kA kV <sub>pico</sub>	20 kA kV <sub>pico</sub>	40 kA kV <sub>pico</sub>
<b>245</b>	180	144	144	205	194	346	356	363	381	396	428	466
	192	154	154	218	207	369	380	387	406	423	457	497
	198	156	160	225	213	381	392	399	419	436	471	512
	210	156	170	239	226	404	415	423	444	462	499	543
	216	156	174	246	233	415	427	435	457	476	514	559
	219	156	177	249	236	421	433	441	463	482	521	567
<b>300</b>	228	156	180	259	246	438	451	459	482	502	542	590
	216	173	174	246	233	415	427	435	457	476	514	559
	228	182	182	259	246	438	451	459	482	502	542	590
	240	191	191	273	259	461	475	484	507	528	571	621
	258	191	209	294	278	496	510	520	545	568	614	667
	264	191	212	300	285	508	522	532	558	581	628	683
<b>362</b>	258	206	209	294	278	496	510	520	545	568	614	667
	264	211	212	300	285	508	522	532	558	581	628	683
	276	221	221	314	298	531	546	556	583	608	656	714
	288	230	230	328	311	554	569	580	609	634	685	745
<b>420</b>	330	264	267	376	356	634	652	665	697	726	785	854
	336	267	272	383	362	646	664	677	710	740	799	869
	360	267	291	410	388	692	712	725	761	792	856	931
	372	267	301	424	401	715	735	749	786	819	884	962
	378	267	306	430	408	726	747	761	799	832	899	978
	381	267	308	434	411	732	753	767	805	839	906	985
	390	267	315	444	421	750	771	786	824	858	927	1013
	396	267	318	451	427	761	783	798	837	872	941	1029
	420	267	336	478	453	807	830	846	888	924	998	1091
	<b>550</b>	396	317	318	451	427	761	783	798	837	872	941
420		336	336	478	453	807	830	846	888	924	998	1091
444		349	353	506	479	853	878	894	938	977	1060	1153
<b>800</b>	588	470	470	670	635	1134	1167	1189	1247	1299	1402	1525
	612	490	490	697	660	1180	1214	1237	1298	1351	1459	1587
	624	499	499	711	673	1203	1238	1261	1323	1378	1488	1618

Para información más detallada sobre la capacidad de sobretensiones temporales (TOV) y las características de protección, ver la publicación 1HSM 9543 13-01en.

1) Las tensiones de operación continua  $U_c$  (según IEC) y MCOV (según ANSI) sólo se diferencian debido a las desviaciones en los procedimientos de prueba.

$U_c$  sólo debe considerarse cuando la tensión de red real es superior a la indicada.

Se puede seleccionar cualquier descargador con  $U_c$  superior o igual que la tensión de red real dividida por  $\sqrt{3}$ .

2) Con rendimiento primario igual a la carga energética máxima de impulso simple (10,0 kJ/kV ( $U_r$ )).

**A petición del cliente puede ser posible ofrecer descargadores con voltajes inferiores o superiores para aplicaciones especiales.**

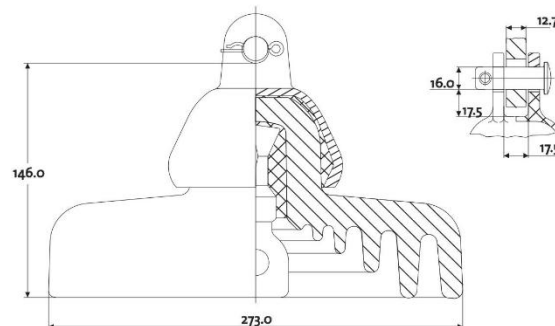
## Datos técnicos de los revestimientos

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Revestimiento	Línea de fuga	Aislamiento externo <sup>*)</sup>				Dimensiones						
				1,2/50 $\mu$ s seco	50 Hz húmedo (60s)	60 Hz húmedo (10s)	250/2.500 $\mu$ s húmedo	Masa kg	A <sub>máx.</sub>	B	C	D	E	Fig.
U <sub>m</sub> kV <sub>rms</sub>	U <sub>r</sub> kV <sub>rms</sub>		mm	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>pico</sub>							
<b>245</b>	180	BH245	6570	1172	556	546	924	270	2585	900	600	500	-	3
	192	BH245	6570	1172	556	546	924	270	2585	800	600	400	-	3
	198-228	BH245	6570	1172	556	546	924	275	2585	600	-	300	-	2
	180	BV245	7717	1360	656	632	1078	300	2915	900	600	500	-	3
	192-198	BV245	7717	1360	656	632	1078	300	2915	800	600	400	-	3
	210-228	BV245	7717	1360	656	632	1078	305	2915	600	-	300	-	2
<b>300</b>	228-240	BM300	6570	1172	556	546	924	285	2585	900	600	400	-	3
	258-264	BM300	6570	1172	556	546	924	295	2585	900	600	400	-	3
	216	BH300	7717	1360	656	632	1078	315	2915	1200	800	600	-	3
	228-264	BH300	7717	1360	656	632	1078	320	2915	900	600	400	-	3
	216-240	BV300	9855	1758	834	819	1386	395	3859	1600	800	1000	-	4
	258-264	BV300	9855	1758	834	819	1386	400	3859	1200	800	800	-	4
<b>362</b>	258	BM362	7717	1360	656	632	1078	330	2915	1400	800	700	-	3
	264-288	BM362	7717	1360	656	632	1078	335	2915	1200	800	600	-	3
	258-288	BH362	9855	1758	834	819	1386	410	3859	1600	800	1000	-	4
	258-276	BV362	12149	2134	1034	991	1694	470	4520	1600	800	1200	800	5
288	BV362	12149	2134	1034	991	1694	475	4520	1600	800	1200	-	4	
<b>420</b>	330-360	BM420	8864	1548	756	718	1232	385	3245	1200	800	600	-	3
	330-336	BH420	11002	1946	934	905	1540	460	4190	1600	800	1000	-	4
	360	BH420	11002	1946	934	905	1540	465	4190	1400	800	700	-	4
	372-420	BH420	11002	1946	934	905	1540	475	4190	1200	800	600	-	4
	330-336	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	525	4850	1600	800	1000	1000	5
	360-372	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	530	4850	1600	800	1000	-	4
	378	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	530	4850	1600		650	-	4
	381-396	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	530	4850	1400	800	700	-	4
	420	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	540	4850	1200	800	600	-	4
	550	396-420	BM550	11002	1946	934	905	1540	490	4500	1800		800	-
444	BM550	11002	1946	934	905	1540	495	4500	1800		800	-	6	
550	396-420	BH550	14287	2352	1212	1178	2002	600	5763	1800		1000	800	8
444	BH550	14287	2352	1212	1178	2002	605	5763	1800		1000	600	8	
<b>800</b>	Bajo pedido													
<b>Descargadores con neutro a tierra</b>														
<b>245</b>	108	BN245	3285	586	278	273	462	140	1315	-	-	-	-	1
	120-132	BN245	3285	586	278	273	462	145	1315	-	-	-	-	1
	144	BN245	4432	774	378	359	616	180	1645	-	-	-	-	1

<sup>\*)</sup> Suma de las tensiones de resistencia para unidades vacías de descargador.

## ANEXO B. CATÁLOGO QUE SE UTILIZÓ PARA LA SELECCIÓN DEL AISLADOR.

### Aisladores de Suspensión Tipo Fog (Clevis)



NÚMERO DE CATÁLOGO	8260	8261	8262
<b>DISTANCIAS CRÍTICAS, mm</b>			
Distancia de arco	229	229	229
Distancia de fuga	432	432	432
<b>VALORES MECÁNICOS</b>			
Resistencia electromecánica, kN	80	90	111
Resistencia al impacto, N.m	10	10	10
Prueba de carga de rutina, kN	40	44.5	55.5
Prueba de carga sostenida, kN	53.5	60	67
Carga máxima de trabajo, kN	40	44.5	55.5
<b>VALORES ELÉCTRICOS, kV</b>			
Flameo de baja frecuencia en seco	100	100	100
Flameo de baja frecuencia en húmedo	60	60	60
Flameo crítico al impulso positivo	150	150	150
Flameo crítico al impulso negativo	160	160	160
Voltaje de perforación a baja frecuencia	130	130	130
<b>RADIO INFLUENCIA</b>			
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	10	10	10
RIV máximo a 1000 kHz, $\mu$ V	50	50	50

**Nota 1:** Esmalte café o esmalte gris ANSI 70

**Nota 2:** Los aisladores pueden solicitarse con doble capa de galvanizado en campana y perno para zonas contaminadas

**Nota 3:** Los aisladores pueden solicitarse con manguito de zinc en el perno para zonas contaminadas

# GAMMA