

Coordinación de Aislamiento para la Subestación Bosconia 115/4,16 kV

Diego Fernando Balcázar Polanco

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

Gilberto Carrillo Caicedo

Doctor Ingeniero Industrial

Tutor

Javier Leonardo Socha Páez

Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

A mis padres, Esneda y Horacio, por su amor infinito y apoyo constante a lo largo de mi vida.

A mi abuelita María, quien forjó en mí el carácter para enfrentar cada reto y el anhelo de superación.

A mis tías y tíos por su invaluable ayuda y confianza.

A mi maravillosa familia, mi mayor fortuna.

A Stephania, alegoría a un amor sublime e inspiración para culminar mi formación profesional.

A Phanor Duvan, amigo incondicional y compañía incesante durante estos arduos años en la academia.

Contenido

Introducción	16
1. Marco teórico sobre el estudio de coordinación de aislamiento	16
1.1. Generalidades	16
1.2. Definiciones	17
1.3. Formas de onda de tensión normalizadas	20
1.4. Sobretensiones	21
1.5. Clasificación y características de las sobretensiones	21
1.6. Niveles de aislamiento normalizados	22
1.7. Aislamiento eléctrico en un sistema de potencia	24
2. Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS)	27
2.1. Introducción	27
2.2. Características de los DPS de resistencia variable, sin explosores	27
2.3. Funcionamiento	30
3. Coordinación de aislamiento	33
3.1. Introducción	33
3.2. Métodos para la coordinación de aislamiento	33
3.3. Metodología para la selección de DPS según la norma IEC 60099	34
3.4. Metodología para la coordinación de aislamiento	40
3.5. Procedimiento de cálculo según la norma IEC 60071	41
3.5.1. Primera etapa: cálculo de las sobretensiones representativas	43
3.5.2. Segunda etapa: cálculo de las sobretensiones de coordinación U_{cw}	49
3.5.3. Tercera etapa: cálculo de las tensiones soportadas requeridas U_{rw}	53

3.5.4.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas U_w -----	55
3.6.	Datos de entrada necesarios para la coordinación de aislamiento -----	55
4.	Descripción de los equipos de patio de la subestación Bosconia 115/4,16 kV-----	56
4.1.	Introducción-----	56
4.2.	Transformador de Potencia-----	59
4.3.	Autotransformador unidad 1 -----	60
4.4.	Autotransformador para unidades 2, 3 y 4-----	61
4.5.	Interruptor de potencia-----	63
4.6.	Seccionador -----	65
4.7.	DPS de línea 115 kV -----	66
4.8.	Transformadores de potencial-----	67
4.9.	Transformadores de corriente -----	68
5.	Coordinación de aislamiento para la subestación Bosconia 115/4,16 kV -----	69
5.1.	Coordinación de aislamiento para equipos a 115 kv -----	70
5.1.1.	Cálculo y selección de los descargadores de sobretensión-----	70
5.1.2.	Cálculo de las sobretensiones representativas -----	74
5.1.3.	Cálculo de las tensiones soportadas de coordinación-----	79
5.1.4.	Cálculo de las tensiones soportadas requeridas -----	83
5.1.5.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas -----	87
5.1.6.	Selección de las tensiones de soportabilidad normalizadas -----	88
5.2.	Coordinación de aislamiento para equipos a 4,16 kV -----	93
5.2.1.	Cálculo y selección de los descargadores de sobretensión-----	94
5.2.2.	Cálculo de las sobretensiones representativas -----	97

5.2.3.	Cálculo de las tensiones soportadas de coordinación -----	101
5.2.4.	Cálculo de las tensiones soportadas requeridas -----	105
5.2.5.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas -----	108
5.2.6.	Selección de las tensiones de soportabilidad normalizadas -----	109
6.	Cálculo de la longitud de fuga y selección de la clase de los descargadores -----	109
6.1.	Longitud de fuga 115 kV -----	110
6.2.	Longitud de fuga 4,16 kV -----	110
6.3.	Valor de la corriente pico de los DPS -----	110
6.4.	Selección de la clase de los descargadores -----	110
6.4.1.	Cálculo de la disipación de energía para descargas atmosféricas - 115 kV -----	110
6.4.2.	Cálculo de la disipación de energía durante la conmutación de líneas – 115 kV	112
6.4.3.	Cálculo de la disipación de energía para descargas atmosféricas - 4,16 kV -----	114
6.4.4.	Cálculo de la disipación de energía durante la conmutación de líneas – 4,16 kV	115
7.	Distancias dieléctricas para la subestación Bosconia -----	116
7.1.	Introducción-----	116
7.2.	Selección de las distancias dieléctricas -----	116
8.	Estado actual de los DPS -----	118
9.	Recomendaciones -----	120
10.	Conclusiones -----	121
	Referencias -----	123

Lista de Tablas

Tabla 1 Definición de las sobretensiones temporales y las sobretensiones de frente lento.	22
Tabla 2 Definición de las sobretensiones de frente rápido y las sobretensiones de frente muy rápido.....	22
Tabla 3 Características de los DPS (I).....	27
Tabla 4 Características de los DPS (II).	28
Tabla 5 Regiones de operación para un DPS de ZnO.	32
Tabla 6 Clasificación de las sobretensiones representativas de frente lento (U_{e2}).	46
Tabla 7 Clasificación de las sobretensiones representativas de frente lento (U_{p2}).....	47
Tabla 8 Valor U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para el equipamiento en la entrada de la línea.	48
Tabla 9 Valor U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para cualquier equipo dentro de la subestación.....	49
Tabla 10 Características de la subestación Bosconia (115 kV).	70
Tabla 11 Clasificación de los valores de U_{e2} para el nivel de 115 kV.....	76
Tabla 12 Clasificación de los valores de U_{p2} para el nivel de 115 kV.....	77
Tabla 13 Valores U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para el equipamiento en la entrada de la línea (115 kV).	78
Tabla 14 Valores U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para cualquier equipo dentro de la subestación (115 kV).....	78
Tabla 15 Valores de k_a para cada tipo de soportabilidad (115 kV).	84
Tabla 16 Características de la subestación Bosconia (4,16 kV).	93
Tabla 17 Clasificación de los valores de U_{e2} para el nivel de 4,16 kV.....	99

Tabla 18 Clasificación de las sobretensiones representativas de frente lento (U_{p2}).	100
Tabla 19 Valor U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para el equipamiento en la entrada de la línea (4,16 kV).	100
Tabla 20 Valor U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para cualquier equipo dentro de la subestación (4,16 kV).	101

Lista de Ilustraciones

Figura 1 Clases y formas de las sobretensiones.....	20
Figura 2 Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m < 245 \text{ kV}$).	23
Figura 3 Niveles de aislamiento normalizados para la Clase I ($15 \text{ kV} < V_m < 242 \text{ kV}$).	24
Figura 4 Relación entre la corriente de pérdidas o corriente de fuga y un cortocircuito.	24
Figura 5 Resistencia característica para el aislamiento autorregenerable.	26
Figura 6 Resistencia característica para el aislamiento no autorregenerable.	26
Figura 7 Valores de corriente nominal de descarga normalizados en función de la tensión asignada del DPS.	28
Figura 8 Nivel de protección sin DPS y nivel de protección empleando DPS.....	29
Figura 9 Línea de fuga específica nominal en función del nivel de contaminación.	29
Figura 10 Circuito equivalente de un DPS.	30
Figura 11 Margen de protección de un DPS.	31
Figura 12 Ubicación de un DPS para proteger un equipo de transformación.	32
Figura 13 Curva característica tensión-intensidad de un DPS de ZnO.....	32
Figura 14 . Factor de falla a tierra k sobre una base de X_0/X_1 para $R_1/X_1 = R = 0$	35
Figura 15 Selección del valor de la corriente de descarga nominal del DPS (I).	37
Figura 16 Selección del valor de la corriente de descarga nominal del DPS (II).	37
Figura 17 Selección de la corriente de descarga al impulso maniobra.	39
Figura 18 Características del descargador clase estación y clase intermedia (MOV).	40
Figura 19. Diagrama de flujo para la coordinación de aislamiento.	41
Figura 20 Rango de sobretensiones de frente lento de 2% en el extremo receptor, debido a la energización y re-energización de la línea.	45

Figura 21 Relación entre los valores del 2% de sobretensiones de frente lento, fase a fase y fase a tierra.....	47
Figura 22 Evaluación del factor de coordinación determinista K_{cd}	50
Figura 23 Ejemplo de procedimiento para hallar el valor del factor K_{cd}	50
Figura 24 Tabla para organizar los valores de k_{cd} (fase-fase y fase-tierra).....	51
Figura 25 Factor A para varias líneas aéreas.....	52
Figura 26 Diagrama para la conexión del DPS al objeto protegido.	52
Figura 27 Dependencia del exponente m , al impulso de conmutación para tensiones de coordinación.	54
Figura 28 Tabla para la clasificación de los valores de U_{cw} y U_{rw}	55
Figura 29 Factores de conversión para el rango I, para verificar las tensiones de aislamiento a los impulsos de conmutación e impulsos tipo rayo, para sobretensiones con frecuencias de corta duración.	55
Figura 30 Diagrama unifilar subestación Bosconia.	58
Figura 31 Parámetros obtenidos durante el estudio de cortocircuito (115 kV).	71
Figura 32 Selección del factor de falla a tierra K para la subestación Bosconia (115 kV).....	71
Figura 33 Selección de la corriente nominal de descarga debido a descargas atmosféricas (115 kV).....	72
Figura 34 Selección del valor de corriente de descarga debido a maniobras (115 kV).....	73
Figura 35 Selección de los valores de protección U_{pl} y U_{ps} , para el DPS. (115 kV).	74
Figura 36 Selección de los valores de U_{e2}	76
Figura 37 Cálculo de U_{p2} para el nivel de 115 kV.....	77
Figura 38 Selección de k_{cd} para equipos a la entrada de la línea, fase-tierra (115 kV).	79

Figura 39 Selección de kcd para el equipamiento de entrada de la línea, fase-fase (115 kV).....	80
Figura 40 Selección de kcd para cualquier equipo dentro de la subestación, fase-tierra (115 kV).	81
Figura 41 Selección de kcd para cualquier equipo dentro de la subestación, fase-fase (115 kV).	81
Figura 42 Valores kcd, fase-fase y fase-tierra (115 kV).	82
Figura 43 Selección de los factores m , para impulsos de conmutación (115 kV).....	84
Figura 44 Clasificación de los valores de U_{cw} y U_{rw} (115 kV).....	87
Figura 45 Valores de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (115 kV).	88
Figura 46 Valores de soportabilidad al impulso tipo rayo (115 kV).	88
Figura 47 Tensiones de soportabilidad normalizadas (115 kV).	88
Figura 48 Selección de los valores de aislamiento interno para impulso de corta duración a frecuencia industrial e impulso tipo rayo (115 kV).	89
Figura 49 Selección del BIL y el BSL para el aislamiento interno (115 kV).	90
Figura 50 Selección de los valores de aislamiento externo para impulso de corta duración a frecuencia industrial e impulso tipo rayo, para cualquier equipo dentro de la subestación (115 kV).....	90
Figura 51 Selección del BIL y el valor de sobretensión a frecuencia industrial para el aislamiento externo, de cualquier equipo dentro de la subestación (115 kV).	91
Figura 52 Selección de los valores de aislamiento externo para impulso de corta duración a frecuencia industrial e impulso tipo rayo, para cualquier equipo a la entrada de la línea (115 kV).	92

Figura 53 Selección del BIL y el valor de sobretensión a frecuencia industrial, para el aislamiento externo de equipos a la entrada de la línea (115 kV).	92
Figura 54 Niveles de aislamiento requerido (115 kV).	93
Figura 55 Parámetros obtenidos durante el estudio de cortocircuito (4,16 kV).	94
Figura 56 Selección del factor de falla a tierra K para la subestación Bosconia (4,16 kV).	95
Figura 57 Selección de la corriente nominal de descarga debido a descargas atmosféricas (4,16 kV).....	96
Figura 58 Selección del valor de corriente de descarga debido a maniobras (4,16 kV).	96
Figura 59 Selección de los valores de protección Upl y Ups (4,16 kV).	97
Figura 60 Selección del valor de Ue2 (4,16 kV).	99
Figura 61 Cálculo de Up2 para el nivel de 4,16 kV.....	99
Figura 62 Selección de kcd para equipos a la entrada de la línea, fase-tierra (4,16 kV).	102
Figura 63 Selección de kcd para el equipamiento de entrada de la línea, fase-fase (4,16 kV)..	102
Figura 64 Selección de kcd para cualquier equipo dentro de la subestación, fase-tierra (4,16 kV).....	103
Figura 65 Selección de kcd para cualquier equipo dentro de la subestación, fase-fase (4,16 kV).	103
Figura 66 Valores kcd, fase-fase y fase-tierra (4,16 kV).	103
Figura 67 Selección de factor m para impulsos de conmutación (4,16 kV).	105
Figura 68 Valores de ka para cada tipo de soportabilidad (4,16 kV).	106
Figura 69 Clasificación de los valores de Ucw y Urw (4,16 kV).	108
Figura 70 Valores de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (4,16 kV).	108
Figura 71 Valores de soportabilidad al impulso tipo rayo (4,16 kV).	108

Figura 72 Tensiones de soportabilidad normalizadas (4,16 kV).	109
Figura 73 Niveles de aislamiento requerido (4,16 kV).	109
Figura 74 Corriente pico de los DPS	110
Figura 75 Parámetros para la prueba de descarga de línea en DPS de 20 kA y 10 kA.	111
Figura 76 Selección de la clase del descargador de 115 kV	114
Figura 77 Selección de la clase del descargador de 4,16 kV	115
Figura 78 Correlación entre voltajes de resistencia a impulsos tipo rayo y distancias mínimas.	116
Figura 79 Distancias mínimas fase-tierra y fase-fase, para la subestación Bosconia.	117
Figura 80 Resultados de las pruebas eléctricas realizadas a los DPS de 115 kV.	118
Figura 81 Pruebas eléctricas a los DPS de alta tensión.	119
Figura 82 Pruebas eléctricas a los DPS de baja tensión.	119
Figura 83 Montaje de los DPS tipo BOWTHORPE EMP.	119
Figura 84 Contador de descargas y medidor de corriente de fuga para un DPS	120

Lista de Apéndices

(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS)

Apéndice A. Impedancias de secuencia positiva y secuencia cero **amb**.

Apéndice B. Data sheet de los descargadores de sobretensión TE Connectivity.

Apéndice C. Data sheet de los descargadores de sobretensión ABB.

Apéndice D. Informe de Servicio Técnico No AMB-ITS-009-19.

Resumen

Título: Coordinación de Aislamiento para la Subestación Eléctrica Bosconia 115/4.16 kV¹

Autor: Diego Fernando Balcázar Polanco²

Palabras Clave: Coordinación de aislamiento, sobretensiones, niveles de protección, descargadores de sobretensión, conmutación, descargas atmosféricas.

Descripción:

La subestación eléctrica Bosconia, propiedad del Acueducto Metropolitano de Bucaramanga (amb, SA, ESP), se utiliza para suministrar agua potable al 35% de la población del área metropolitana de Bucaramanga, bombeando 825 litros por segundo desde el tratamiento de Bosconia (ubicado en el kilómetro 5, vía a Matanza), hasta los tanques Estadio y Morrórico.

Para este propósito, cuatro motores de inducción de 5000 hp se usan alternativamente, acoplados a bombas centrífugas de 700 litros por segundo. Los motores están conectados a un nivel de voltaje de 4,16 kV y su consumo de energía representa el 8% de la demanda del municipio de Bucaramanga.

Para el suministro de energía a estas máquinas, esta compañía tiene una subestación eléctrica de 115 / 4.16 kV y 16 MVA que está conectada a las líneas de transmisión Palos-Floridablanca.

El objetivo principal de este proyecto de grado es proporcionar las memorias de cálculo relacionadas con la coordinación de aislamiento para la subestación Bosconia. Debe contener un diagrama de conexión unifilar de la subestación, la descripción del equipo y la descripción del estado actual de los pararrayos.

Al final, se proporcionarán recomendaciones para la verificación y el correcto funcionamiento de los pararrayos, asociados con la coordinación del aislamiento de esta subestación.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo. Tutor: Esp. Javier Leonardo Páez Socha.

Abstract

Title: Insulation coordination for the Bosconia substation 115/4,16 kV³

Author: Diego Fernando Balcázar Polanco⁴

Key Words: Insulation coordination, overvoltages, protection levels, surge arresters, switching, atmospheric discharges.

Description:

The Bosconia electrical substation, property of the Bucaramanga Metropolitan Aqueduct (amb, SA, ESP), is used to supply drinking water to 35% of the population of the Bucaramanga metropolitan area, by pumping 825 liters per second from the Bosconia treatment (located at kilometer 5, on the road to Matanza), up to the tanks Estadio and Morrórico.

For this purpose, four 5000 hp induction motors are used alternately, coupled to 700 liters per second centrifugal pumps. The motors are connected at 4.16 kV voltage level and their energy consumption that represents 8% of the demand of the Bucaramanga municipality.

For the supply of energy to these machines, this company has a 115 / 4.16 kV and 16 MVA power substation that is connected to the Palos-Floridablanca transmission lines.

The main purpose of this bachelor thesis is to provide the calculation memories related to the insulation coordination for the Bosconia substation.

It must contain a unifilar connection diagram of the substation, the description of the equipment, and the description of the current state of the surge arresters.

Finally, recommendations will be provided for the verification and correct operation of the surge arresters, associated with the insulation coordination of this substation.

³ Degree Work

⁴ Physicomechanical Engineering Faculty. School of Electrical, Electronic, and Telecommunications Engineering. Director: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo. Mentor: Javier Leonardo Páez Socha.

Introducción

La coordinación de aislamiento es el procedimiento que permite obtener los valores adecuados en el aislamiento interno y/o externo de los equipos de una subestación, para soportar esfuerzos dieléctricos que se generan en el sistema de potencia (ya sean debidos a maniobras o descargas atmosféricas).

Teniendo en cuenta los criterios de diseño, se hace necesario especificar el valor de tensión máxima o magnitudes de sobretensión que podrían afectar el correcto funcionamiento y operatividad de los equipos. Por esta razón, se hace imprescindible la adecuada selección de los niveles de aislamiento, teniendo en cuenta las restricciones económicas y técnicas impuestas por el grado de confiabilidad requerido y el riesgo de falla aceptable en el proyecto.

Según el origen de las condiciones eléctricas excepcionales, se pueden mencionar las sobretensiones externas, asociadas comúnmente a descargas de origen atmosférico, y las sobretensiones de origen interno, generadas por cambios en el estado de operación del sistema eléctrico (maniobras de conexión y desconexión de circuitos eléctricos y aparatos, fallas intempestivas, entre otros).

El comportamiento del aislamiento de los equipos de una subestación, cuando ocurre una sobretensión, depende de la magnitud, duración y forma de onda de la sobretensión.

Este documento contiene las memorias de cálculo asociadas al estudio de coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica José Óscar Serrano (Bosconia), el plano unifilar, la descripción de los equipos de patio actuales y una consideración acerca del estado operativo de los Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS).

1. Marco teórico sobre el estudio de coordinación de aislamiento

1.1. Generalidades

En los circuitos eléctricos es posible definir tres parámetros: resistencia (R), inductancia (L) y capacitancia (C).

La resistencia corresponde a la propiedad de transformar la energía eléctrica en calor. La inductancia y la capacitancia son elementos que almacenan energía (en función de corriente y tensión instantáneas); L en forma de campo magnético y C en forma de campo eléctrico.

Cuando ocurren cambios repentinos en la operación y funcionamiento de un circuito eléctrico, ocurre una redistribución de energía, que genera nuevas condiciones de estado estacionario del sistema. Dicha redistribución no se realiza de manera instantánea, debido a la energía magnética y a la energía eléctrica almacenada.

Para variar o alterar el valor de energía magnética en un circuito, se requiere de un cambio en la magnitud de la corriente; pero la corriente y el flujo no pueden variar bruscamente en el inductor debido a que el valor de la tensión en L se haría infinito.

Puesto que el procedimiento anterior no es posible realizarlo en la práctica, las corrientes en circuitos inductivos no cambian de manera repentina. De esta manera, la energía magnética tampoco sufre cambios abruptos.

En el caso de la energía eléctrica, una variación en su magnitud, implica un cambio en la tensión. La tensión en un capacitor está dada por la razón entre la carga y la capacitancia Q/C . Para un cambio instantáneo de tensión, una corriente infinita debe fluir. Esta situación no es posible; se afirma entonces que la tensión en un capacitor no puede variar de manera instantánea.

La redistribución de energía implica un cambio en el estado del circuito, toma un tiempo finito y el proceso en este lapso de tiempo se rige por el principio de conservación de la energía,

que indica que la rapidez de suministro de energía es igual a la rapidez de almacenamiento, más la rapidez de disipación de la energía.

1.2. Definiciones

A continuación, se presentan las definiciones y términos que se emplean con mayor frecuencia en el estudio de coordinación de aislamiento.

Aislamiento Eléctrico: Capacidad de un material dieléctrico para minimizar el riesgo de descargas disruptivas.

Aislamiento Externo: El aislamiento externo se define como las distancias en el aire y las superficies en contacto con aire, del aislamiento sólido del equipo, que están sujetas a los esfuerzos dieléctricos, a fenómenos atmosféricos y condiciones ambientales externas tales como humedad, contaminación, entre otros.

Aislamiento Interno: Partes internas del aislamiento de un equipo, que están resguardadas y protegidas de las condiciones ambientales externas y de fenómenos atmosféricos.

Aislamiento No Autoregenerativo: Aislamiento que después de sufrir los esfuerzos de una descarga disruptiva, pierde parcial o totalmente sus propiedades de aislamiento.

Aislamiento Autoregenerativo: Aislamiento que recobra completamente sus propiedades de aislamiento después de una descarga disruptiva.

Coordinación de Aislamiento: Selección del valor de rigidez dieléctrica para un equipo en relación con las tensiones que pueden llegar a él. Esto es, las condiciones de que el equipo operará teniendo en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones.

Criterio de Comportamiento: Criterio que expresa el riesgo de defecto o daño que puede sufrir el aislamiento de un material. Se considera que puede afectar la continuidad y el funcionamiento del sistema, debido a los esfuerzos generados por una tensión.

Flameo Inverso: Descarga eléctrica generada por una descarga atmosférica, que impacta sobre el cable de guarda, una fase o la estructura de una torre y genera una sobretensión que supera el nivel de aislamiento, a impulso tipo rayo, del aislador.

Mecanismos de Limitación de Sobretensiones: Estos mecanismos tienen la función de atenuar o limitar los picos de tensión y el tiempo de duración de las sobretensiones.

Nivel de Aislamiento Normalizado: Nivel de aislamiento asignado, cuyas tensiones de soportabilidad normalizadas están asociadas al valor U_m , Estos valores se presentan en la *Figura 2*.

Nivel de Protección al Impulso Atmosférico: Valor de tensión máxima pico permisible, en los bornes de un equipo de protección, que está sujeto a impulsos atmosféricos, bajo condiciones específicas del sistema.

Nivel de Protección al Impulso Maniobra: Valor de tensión máxima pico permisible, en los bornes de un equipo de protección, que está sujeto a impulsos de maniobra o conmutación, bajo condiciones específicas del sistema.

Rigidez Dieléctrica: Máximo gradiente de potencial (campo eléctrico) que un material aislante puede soportar sin fallar.

Sistema de Puesta a Tierra por Impedancia: Sistema donde todos los puntos de conexión de neutro están puestos a tierra por medio de impedancias que limitan las corrientes de falla a tierra.

Sistema de Neutro Aislado: Sistema en donde el neutro no está conectado a tierra intencionalmente.

Sistema de Tierra Resonante: Sistema en donde uno o más puntos de neutro son conectados a tierra a través de reactancias, las cuales compensan el componente capacitivo de una corriente de falla monofásica a tierra.

Sistema Sólidamente Puesto a Tierra: Sistema donde todos los puntos de neutro están dispuestos a tierra directamente.

Sobretensiones Representativas Urp: La Norma IEC 60071-1 define a las sobretensiones representativas Urp, como la relación entre las sobretensiones reales que se presentan en el sistema eléctrico y las formas de onda de tensión normalizadas. Su comportamiento es equivalente y genera el mismo efecto sobre el aislamiento de los equipos, que las sobretensiones de una clase específica que aparecen durante los períodos de servicio u operación del sistema. Estas sobretensiones poseen forma de onda de tensión normalizada y pueden ser definidas por un valor, un conjunto de valores o una distribución estadística de valores.

Tensión asignada del sistema: Valor de tensión que se emplea para describir o identificar la condición del sistema.

Tensión Máxima del Sistema: Máximo valor de tensión que se puede presentar durante la operación normal del sistema.

Tensión más Alta para un Equipo U_m : Valor eficaz máximo de la tensión fase-fase de un equipo.

Tensión Soportada de Coordinación U_{cw} : Valor de tensión soportada de la configuración de aislamiento que cumple el criterio de desempeño en condiciones reales de servicio.

Tensión Soportada Especificada Urw: Es el valor de tensión que el aislamiento debe mantener en un ensayo, para asegurar que satisface el criterio de comportamiento cuando se somete a un tipo de sobretensión y durante un tiempo de funcionamiento específico.

1.3. Formas de onda de tensión normalizadas

Para verificar en el laboratorio el comportamiento de los aislamientos propios de cada equipo de la subestación, frente a los diferentes tipos de sobretensiones, la norma IEC 60071-1 ha establecido formas de ondas normalizadas. En la *Figura 1*, se pueden observar las características y formas de los distintos tipos de sobretensiones y ensayos de tensión soportada normalizados.

Las tensiones y sobretensiones que esfuerzan a los aislamientos deben ser determinados en amplitud, forma y duración por medio de un análisis del sistema, que incluye la selección y ubicación de dispositivos que atenúan y limitan sobretensiones.

Figura 1

Clases y formas de las sobretensiones.

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz } \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600 s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5 \text{ 000 } \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_1 > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_1 \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada de tensión	$f = 50 \text{ Hz } \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ T_1^*	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Ensayo de tensión soportada normalizada	*	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulsos tipo maniobra	Ensayo de impulsos tipo rayo	*

* A especificar por el comité de producto concerniente.

Nota: Adaptado de (International Standard IEC 60071-1, 2006, p. 21).

1.4. Sobretensiones

Las sobretensiones se pueden definir como los valores de tensión pico, cuyo valor sobrepasa o excede el valor de tensión de operación RMS de un equipo; alcanzan magnitudes de cientos de kilovolts (kV) y se pueden percibir entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase.

Las sobretensiones tendrán que ser debidamente atenuadas y controladas, para que estas no superen los valores de soportabilidad de los equipos que hacen parte de la subestación y, por consiguiente, no causen daños a los mismos.

“Algunos de los parámetros relacionados con las sobretensiones en un sistema de potencia son: valor de tensión pico, tiempo de duración de la sobretensión y frecuencia” (Martínez Velasco, 2008, p. 5).

1.5. Clasificación y características de las sobretensiones

Las sobretensiones en un sistema de potencia se clasifican en tres importantes grupos: sobretensiones temporales, sobretensiones ocasionadas por maniobras (sobretensiones internas) y sobretensiones que se originan debido a descargas atmosféricas (sobretensiones externas).

Para líneas de transmisión o subestaciones eléctricas con niveles de tensión iguales o mayores a 242 kV, el criterio para seleccionar el nivel de aislamiento, suele ser el de sobretensiones debido a maniobras.

Para instalaciones con niveles de tensión menores a 242 kV, las sobretensiones generadas por descargas atmosféricas, suelen ser las que se emplean como criterio para realizar la coordinación de aislamiento.

Tabla 1

Definición de las sobretensiones temporales y las sobretensiones de frente lento.

Sobretensiones temporales	Sobretensiones de frente lento
Sobretensiones con tiempos de duración (varios milisegundos a varios segundos) y de frecuencia igual o cercana a 60 Hz. Se originan por maniobras (rechazo de carga), fenómenos eléctricos (resonancia, ferresonancia) y fallas a tierra persistentes.	Sobretensiones transitorias, generalmente unidireccionales debidas a la actuación de interruptores, aunque también pueden ser causadas por la aparición de fallas y eliminación, o por descargas atmosféricas en puntos alejados del sistema. Los tiempos de duración son cortos (pocos milisegundos) y su rango de frecuencias usualmente varía entre 2 y 20 kHz.

Nota: Adaptado de (Inel Engineering Education, 2020).

Tabla 2

Definición de las sobretensiones de frente rápido y las sobretensiones de frente muy rápido.

Sobretensiones de frente rápido	Sobretensiones de frente muy rápido (VFTO)
Sobretensiones que se generan debido a descargas atmosféricas, son de corta duración y de amplitud muy superior al valor de la tensión pico nominal.	Sobretensiones que se originan generalmente debido a fallas y maniobras en subestaciones tipo GIS, aisladas en SF6. Su duración es de pocos microsegundos y su frecuencia es generalmente superior a 1 MHz.

Nota: Adaptado de (Inel Engineering Education, 2020).

1.6. Niveles de aislamiento normalizados

La Norma IEC 60071-1, define a los niveles de aislamiento como las tensiones soportadas normalizadas que se asocian con la tensión más elevada en condición de operación permanente U_m , que experimentará cierto equipo del sistema de potencia. En la *Figura 2* se expone el nivel de aislamiento normalizado para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m < 245 \text{ kV}$) donde se detallan los valores de tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial (kV valor eficaz) y los valores de tensión soportada al impulso tipo rayo (kV valor pico).

Nota: Se debe tener presente que para aislamientos fase - fase, la tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial y la tensión de impulso de soportabilidad tipo rayo son iguales a las tensiones de soportabilidad fase - tierra.

Figura 2

Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m < 245 \text{ kV}$).

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

NOTA - Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-1, 2006, p. 22).

Debido a que este caso de estudio considera solamente niveles de tensión a 4,16 kV y 115 kV, no se expone la tabla para la gama II ($U_m > 245 \text{ kV}$).

Por su parte, la IEEE en el estándar 1313.1, expone sus criterios para la selección del nivel de aislamiento para el equipamiento de una subestación; dichos criterios se exponen a continuación.

Para equipos de la *Clase I* ($1-242 \text{ kV}$), el nivel de aislamiento estándar está dado por:

- El voltaje de baja frecuencia de corta duración.

- El nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo (BIL).

Los valores de tensión para la *Clase I*, se proporcionan en la *Figura 2*.

Figura 3

Niveles de aislamiento normalizados para la Clase I (15 kV < V_m < 242 kV).

-Standard withstand voltages for Class I
(15 kV < V_m ≤ 242 kV)

Maximum system voltage (phase-to-phase) V _m kV, rms	Low-frequency, short-duration withstand voltage ^a (phase-to-ground) kV, rms	Basic lightning impulse insulation level (phase-to-ground) BIL kV, crest
15	34	95 110
26.2	50	150
36.2	70	200
48.3	95	250
72.5	95 140	250 350
121	140 185 230	350 450 550
145	230 275 325	450 550 650
169	230 275 325	550 650 750
242	275 325 360 395 480	650 750 825 900 975 1050

^aSee relevant apparatus standards for specific values. Preferred values are provided in 4.5.

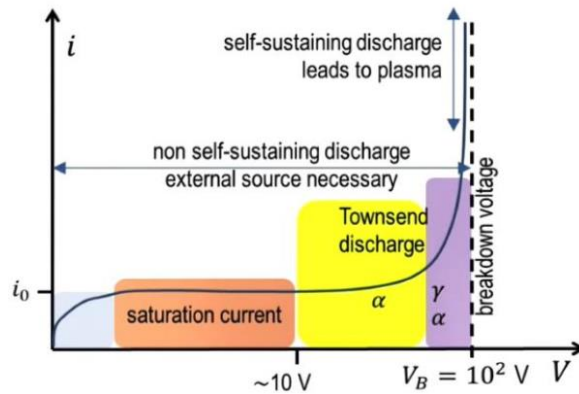
Nota: Tomado de (IEEE, 1996, p. 17)..

1.7. Aislamiento eléctrico en un sistema de potencia

La coordinación de aislamiento, debe garantizar que no se presenten descargas disruptivas y arcos eléctricos en los equipos, que puedan afectar parcial o totalmente sus aislamientos.

Figura 4

Relación entre la corriente de pérdidas o corriente de fuga y un cortocircuito.



Nota: Tomado de (Inel Engineering Education, 2020).

Cuando el campo eléctrico sobrepasa la capacidad dieléctrica o rigidez dieléctrica de un material, se presenta una descarga disruptiva.

En un aislamiento gaseoso, un arco eléctrico se genera por la ionización causada por los electrones libres que son acelerados por el campo eléctrico aplicado.

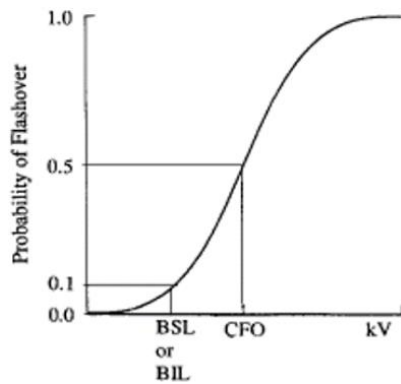
La rigidez dieléctrica de un aislamiento depende de la forma de onda de tensión aplicada (pendiente de frente de onda, valor de la cresta, pendiente de cola), de la polaridad y de las condiciones ambientales (en el caso del aislamiento externo).

El aislamiento eléctrico de los equipos puede ser autorregenerable, que se traduce en la capacidad para recuperar sus propiedades cuando desaparecen las sobretensiones que lo generan. Por su parte, el aislamiento eléctrico no autorregenerable, puede sufrir daño total o parcial, dependiendo del tipo de carga disruptiva que se presente en el sistema.

Los aislamientos externos están sometidos a condiciones ambientales tales como humedad, contaminación y descargas atmosféricas (bushing de transformador, cadenas de aisladores, elementos cerámicos en DPS, entre otros). El aislamiento interno, por su parte, se protege de condiciones ambientales por medio de diversos tipos de envoltentes como carcazas, aceite, entre otros.

Figura 5

Resistencia característica para el aislamiento autorregenerable.



Nota: Tomado de (Inel Engineering Education, 2020).

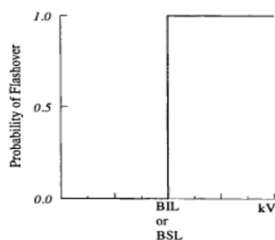
De la *Figura 5* se infiere que la probabilidad de que se presente el fenómeno de flashover o flameo en un aislamiento autorregenerable, debido a tensiones iguales al BIL o BSL, es del 10%.

El **CFO** (critical flashover) es el valor de tensión crítica que indica el 50% de probabilidad de que ocurra un flameo en un aislamiento autorregenerable.

Si se presentan en el sistema tensiones menores a las magnitudes del BIL o BSL, la probabilidad de ocurrencia será menor al 10% (un porcentaje considerablemente bajo).

Figura 6

Resistencia característica para el aislamiento no autorregenerable.



Nota: Tomado de (Inel Engineering Education, 2020).

En la *Figura 6*, se observa que para aislamientos no autorregenerables y tensiones por debajo del valor del BIL o del BSL determinado en el cálculo de coordinación de aislamiento,

existe 0% de probabilidad de que ocurra un flameo. “Para tensiones iguales o mayores a la magnitud del BIL o del BSL la probabilidad de que ocurra una descarga disruptiva es del 100%”.

(Inel Engineering Education, 2020)

2. Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS)

2.1. Introducción

Un sistema de potencia requiere la implementación de un sistema de protección contra sobretensiones. Para atenuar y limitar los valores pico de sobretensión cerca a los equipos, es común el uso de Dispositivos de Protección contra Sobretensiones **DPS**. En la actualidad, se utilizan DPS de óxido de zinc (ZnO) sin explosores.

2.2. Características de los DPS de resistencia variable, sin explosores

En las *Tablas 3 y 4*, se citan las características principales que se deben tener en cuenta para la selección de un DPS en un sistema eléctrico.

Tabla 3

Características de los DPS (I).

Tensión nominal de operación (U_r)	Tensión de operación continua (U_c)	Capacidad para soportar sobretensiones temporales (TOV_c)	Corriente nominal de descarga (I_n)
Valor de tensión máxima a la frecuencia de operación que puede aplicarse de manera continua a un DPS, al cual se garantiza un correcto funcionamiento en condiciones de sobretensiones temporales.	Tensión máxima que el DPS soporta cuando trabaja en la zona de predescarga.	Capacidad del DPS para soportar sobretensiones temporales que se pueden originar en el sistema. Este valor está asociado a la destrucción que puede acarrear un DPS por la acción de una sobretensión.	Onda de corriente que circula por el DPS cuando inicia el proceso de descarga a tierra de la sobretensión. Se define como el valor de cresta del impulso tipo rayo (8/20 μ s). Los valores normalizados se presenta en la <i>Figura 10</i> .

Nota: Adaptado de. (Martínez Velasco, 2008, p. 285).

Figura 7

Valores de corriente nominal de descarga normalizados en función de la tensión asignada del DPS.

Rango de tensión asignada (U_r)	Corriente nominal de descarga				
	1,5 kA	2,5 kA	5 kA	10 kA	20 kA
$U_r < 3$ kV	•	•	•		
3 kV $\leq U_r \leq 29$ kV		•	•	•	
30 kV $\leq U_r \leq 132$ kV		•	•	•	•
144 kV $< U_r \leq 756$ kV				•	•

Nota: Tomado de. (Martínez Velasco, 2008, p. 285).

Tabla 4

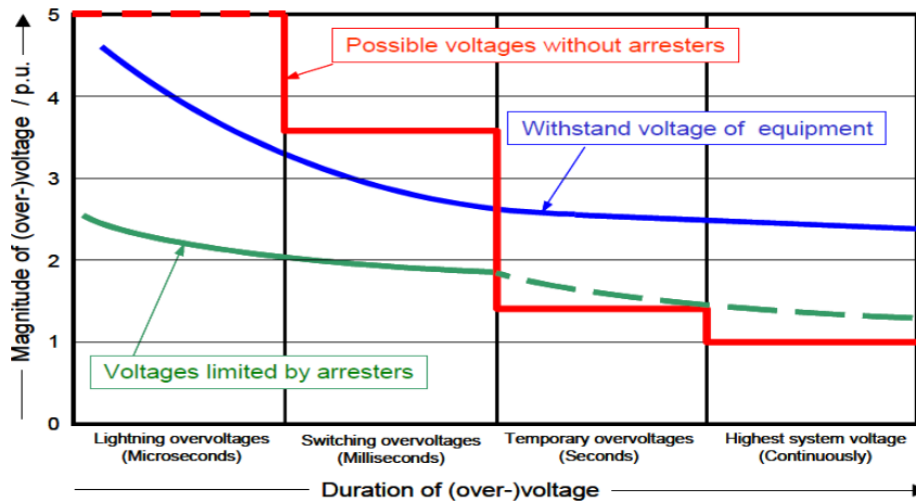
Características de los DPS (II).

Tensión residual (U_{res}) y niveles de protección	Línea de fuga	Tipo de aislamiento	Frecuencia
<p>Valor pico de la tensión que aparece entre terminales del DPS, durante el paso de la corriente de descarga.</p> <p>Los niveles de protección del DPS se definen como:</p> <p>* Upl o LIPL (Lightning Impulse Protection Level): valor de la tensión residual del pararrayos para la corriente nominal de descarga I_n, de onda característica 8/20 μs.</p> <p>* Ups o SIPL (Switching Impulse Protection Level): valor de la tensión residual del pararrayos para la corriente de impulso tipo maniobra 30/60 μs.</p>	<p>La línea de fuga es la distancia medida a lo largo del aislamiento exterior del equipo y caracteriza su capacidad frente al riesgo de contorno en ambientes contaminados.</p> <p>Los niveles de contaminación se presentan en la Figura 9.</p>	<p>En la actualidad, se emplean DPS poliméricos con carcasa de silicona, que se utiliza como envolvente del ZnO y que garantiza un correcto funcionamiento del DPS, ya que “el efecto hidrofóbico de la silicona evita que se formen depósitos semiconductores, repele las gotas de agua, que terminan por unirse y escurrir, de modo que la corriente eléctrica no es conducida fácilmente”.</p> <p>(Martínez Velasco, 2008)</p>	<p>Los valores de frecuencia normalizadas para la selección de un DPS son 50 Hz y 60 Hz.</p>

Nota: Adaptado de (Martínez Velasco, 2008, p. 288).

Figura 8

Nivel de protección sin DPS y nivel de protección empleando DPS.



Nota: Tomado de (Inel Engineering Education, 2020).

Figura 9

Línea de fuga específica nominal en función del nivel de contaminación.

Nivel de contaminación	Descripción	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV
I Ligero (L)	<ul style="list-style-type: none"> — Zonas sin industrias y baja densidad de viviendas con calefacción. — Zonas de baja densidad de industrias o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes. — Zonas agrícolas (sin quemado de residuos). — Zonas montañosas. 	16 mm/kV
II Medio (M)	<ul style="list-style-type: none"> — Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante, y/o con densidad media de viviendas con calefacción. — Zonas con elevada densidad de industrias y/o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes. — Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (nunca menos de 1 km). 	20 mm/kV
III Fuerte (H)	<ul style="list-style-type: none"> — Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con elevada densidad de calefacción generando contaminación. — Zonas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar. 	25 mm/kV
IV Muy fuerte (V)	<ul style="list-style-type: none"> — Zonas (extensión moderada) sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos. — Zonas (extensión moderada) muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminantes desde el mar. — Zonas desérticas caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular. 	31 mm/kV

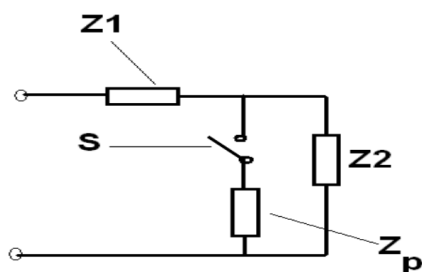
Nota: Tomado de (Martínez Velasco, 2008, p. 290).

2.3. Funcionamiento

En la *Figura 10*, se presenta el circuito equivalente de un descargador de sobretensión.

Figura 10

Circuito equivalente de un DPS.



Nota: Tomado de (Inel Engineering Education, 2020).

Donde

Z1: Conductor.

Zp: Descargador de sobretensión.

Z2: Equipo a proteger.

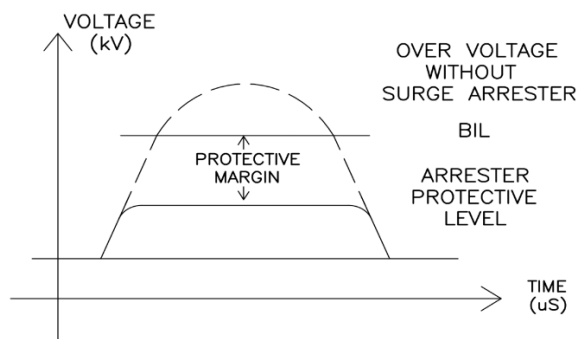
Un DPS se comporta como un interruptor controlado por tensión. Cuando el voltaje entre los bornes del DPS sea igual a la tensión de operación, el DPS se comporta como un circuito abierto y cuando la magnitud de tensión sobrepasa un valor de tensión umbral denominado **TOV**, el interruptor cierra el lazo, para drenar a tierra la energía que se genera debido a una sobretensión.

En condiciones de operación normal (sin sobretensión), a través del DPS circula una pequeña corriente de fuga del orden de los mA.

Cuando en el sistema se presenta una sobretensión, los DPS deben drenar y derivar a tierra los valores de sobreintensidad asociada, limitando así, los valores de tensión a rangos que no afecten los niveles de soportabilidad del aislamiento de los equipos.

Figura 11

Margen de protección de un DPS.



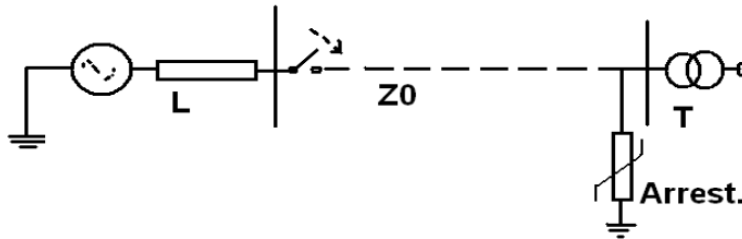
Nota: Tomado de (Inel Engineering Education, 2020).

El descargador de sobretensión no drena a tierra toda la energía generada por una maniobra o una descarga atmosférica; parte de esta energía, así como valores de tensión residual (**U_{pl}** y **U_{ps}**), se transfieren hacia el equipo que está siendo protegido y son estos valores de tensión residual, los que se emplean para la coordinación de aislamiento.

Un DPS debe ser ubicado lo más cerca posible del equipo a proteger.

Figura 12

Ubicación de un DPS para proteger un equipo de transformación.



Nota: Tomado de (Inel Engineering Education, 2020).

En la *Tabla 5*, se presentan las tres regiones de operación para un DPS de ZnO:

Tabla 5

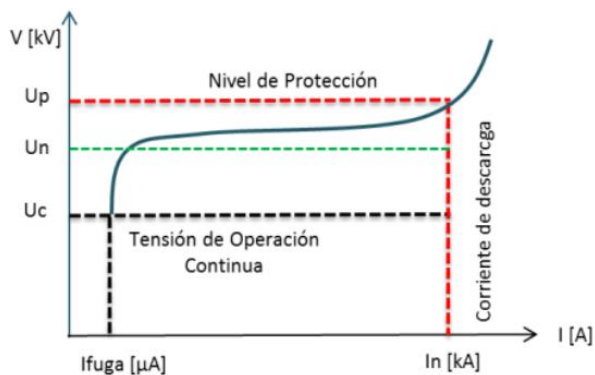
Regiones de operación para un DPS de ZnO.

Región I: Predescarga	Región II: Descarga	Región III: Alta descarga
Denominada también zona de baja corriente. Corresponde a la zona de trabajo del DPS, para valores menores o iguales a la magnitud de tensión de operación continua U_c , suministrado por el fabricante. La curva característica tensión-intensidad es lineal.	Se puede definir como la zona de funcionamiento u operación del DPS cuando se presenta una sobretensión que excede el valor del TOV, especificado por el fabricante para cada DPS. En esta región, el descargador empieza a drenar a tierra los niveles de sobretensión generados por maniobras o descargas atmosféricas. Aquí, grandes aumentos en los valores de la corriente de descarga producen pequeños incrementos en la tensión residual.	En esta región, la curva característica tensión-intensidad es lineal, de forma similar a la de baja corriente. Cuando el DPS alcanza el valor asociado a su corriente de descarga nominal, también se alcanza un nivel de protección, en el cual el descargador deja pasar hacia el equipo protegido, valores de tensión residual denominados U_{ps} y U_{pl} . Los valores relacionados con la corriente de descarga aumentan de manera rápida.

Nota: Adaptado de (Inel Engineering Education, 2020).

Figura 13

Curva característica tensión-intensidad de un DPS de ZnO.



Nota: Tomado de (Inel Engineering Education, 2020).

3. Coordinación de aislamiento

3.1. Introducción

El cálculo y el estudio de las características que deben poseer los aislamientos de una subestación, requiere conocer los esfuerzos dieléctricos a los que serán sometidos en condiciones de servicio y en situaciones de fallas.

En la metodología de la coordinación de aislamiento se hace necesario tener en cuenta la influencia en la soportabilidad del aislamiento de los factores citados a continuación: formas de ondas y polaridad de las sobretensiones, naturaleza del aislamiento, condiciones atmosféricas sobre el aislamiento externo y estado físico del mismo.

3.2. Métodos para la coordinación de aislamiento

En la actualidad existen dos métodos para realizar la coordinación de aislamiento; un método denominado determinístico y otro denominado estadístico.

El método que se emplee para realizar el estudio de coordinación depende de la información y los datos que se tienen sobre el proyecto, así como del nivel de voltaje de operación y del nivel de fiabilidad y robustez que se desea tener en la subestación.

Se recomienda que para sistemas de potencia que empleen un nivel de tensión en un rango entre $1 \text{ kV} \leq U_m \leq 245 \text{ kV}$ (gama I), se utilice el método determinístico, debido a que, en la mayoría de casos no es posible conocer la distribución estadística de las sobretensiones y se selecciona el aislamiento por el máximo sobrevoltaje representativo que se puede originar en el sistema.

Es importante mencionar que las sobretensiones que se originan en un sistema de potencia, que funciona con elevados niveles de tensión, generalmente se describen con conductas estadísticas y se caracterizan mediante funciones de densidad de probabilidad.

Cuando se usa el método de coordinación estadístico, se obtiene una función de densidad de probabilidad de las sobretensiones representativas que se utilizan para determinar el nivel de aislamiento.

De esta manera, si se tiene en cuenta la función de probabilidad estadística y la distribución estadística de las sobretensiones, se hace posible calcular la frecuencia de riesgo de falla de un equipo, ligada directamente a un determinado tipo de sobretensión. Logrando discernir el valor de esta variable, se puede dimensionar el aislamiento para mitigar el riesgo de falla a unos límites establecidos.

3.3. Metodología para la selección de DPS según la norma IEC 60099

Para calcular los parámetros eléctricos de los descargadores de sobretensión de ZnO, se considera el siguiente procedimiento:

- Tensión de operación continua (Uc o MCOV)

$$U_c \begin{cases} 1,05 \frac{U_m}{\sqrt{3}} & \text{(Para sistemas sólidamente puestos a tierra)} \\ U_m & \text{(Para sistemas que no están sólidamente puestos a tierra)} \end{cases}$$

Um corresponde al valor de la máxima tensión de línea del equipo.

- Sobretensión temporal (TOV)

$$TOV = k \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

El factor de falla a tierra **k** se calcula utilizando las impedancias complejas Z1 y Z0 de los sistemas de secuencia positiva y cero, teniendo en cuenta la resistencia de falla R.

Z1 = R1 + jX1: resistencia y reactancia del sistema, de secuencia positiva.

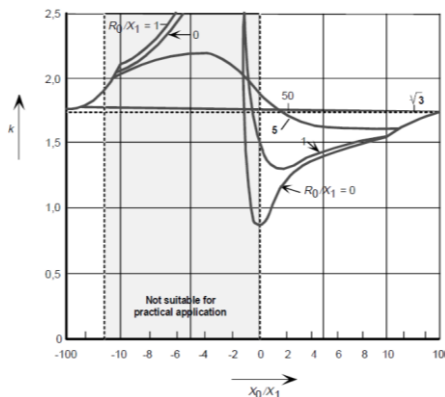
Z0 = R0 + jX0: resistencia y reactancia del sistema, de secuencia cero.

(Los factores de falla a tierra se calculan para la ubicación de la falla).

Para hallar el valor **k** es necesario conocer la forma de puesta a tierra, para lo cual se puede tener en cuenta la gráfica mostrada en la *Figura 14*.

Figura 14

. Factor de falla a tierra k sobre una base de X0/X1 para R1/X1 = R = 0.



Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 125).

Se deben obtener los valores de la reactancia de secuencia cero X_0 y la reactancia de secuencia positiva X_1 .

El resultado del cociente X_0/X_1 permitirá seleccionar una magnitud en el eje de las abscisas y este valor se proyectará hacia una de las curvas detalladas en la imagen anterior.

Posteriormente, a partir del resultado del cociente entre la resistencia de secuencia cero R_0 y la reactancia de secuencia positiva X_1 , se seleccionará la curva con la misma magnitud (0, 1, $\sqrt{3}$, 5 y 50).

El intercepto entre dicha curva y el resultado del cociente X_0/X_1 , se proyectará hacia el eje de las ordenadas para, finalmente, obtener el valor de falla a tierra k .

La tensión nominal del descargador de sobretensión U_r , se hallará teniendo en cuenta el mayor valor entre U_{r1} y U_{r2} .

$$U_{r1} = \frac{U_{cmín}}{K_0} \qquad U_{r2} = \frac{TOV}{K_{tov}}$$

K_0 es el factor de diseño del descargador de sobretensión, el cual varía según el fabricante. Un valor típico empleado es 0.8.

K_{tov} es la capacidad del descargador y depende del tiempo de duración de la sobretensión temporal. Así, para un segundo $K_{tov}=1,15$, para diez segundos $K_{tov}=1,06$ y para dos horas $K_{tov}=0,95$.

Aplicando el procedimiento anterior, se obtienen las tensiones nominales y de operación continua para los descargadores de sobretensión para cada uno de los niveles de tensión o patios de una subestación, las cuales serán el insumo para la selección de los parámetros típicos de los descargadores que se consideran en la coordinación de aislamiento.

Selección del valor de corriente de descarga nominal

Para seleccionar el valor de corriente de descarga nominal del DPS debido a descargas atmosféricas, se debe tener en cuenta la *Figura 15*:

Figura 15

Selección del valor de la corriente de descarga nominal del DPS (I).

	Standard nominal discharge current ^a				
	20 000 A	10 000 A	5 000 A	2 500 A	1 500 A
Rated voltage U_r (kV _{rms})	$360 < U_r \leq 756$	$3 \leq U_r \leq 360$	$U_r \leq 132$	$U_r \leq 36$	^b
^a In some countries it is customary to classify arresters as follows: – station for 10 000 A and 20 000 A arresters; – intermediate or distribution for 5 000 A arresters; – secondary for 1 500 A arresters. ^b This low-voltage range is under consideration.					

Nota: Tomado de (IEC 60099-4, 2004, p. 39).

Con el valor de U_r obtenido en el procedimiento anterior, se clasifica esta magnitud en el intervalo apropiado (ver *Figura 16*), para obtener la corriente de descarga nominal debido a descargas atmosféricas asociada al DPS.

NOTA: En la norma IEC 60099-4 versión 2014, existe también un método para seleccionar esta corriente de descarga, pero a partir de la tensión nominal que requiere el sistema de potencia.

Figura 16

Selección del valor de la corriente de descarga nominal del DPS (II).

Arrester class	Station	Station	Distribution
Nominal discharge current	20 kA	20 kA	10 kA
	10 kA	10 kA	5 kA
			2,5 kA
Typical U_s (kV), rms value	> 245	≤ 245	≤ 52
1 Insulation withstand tests on the arrester housing			
a) Lightning impulse	8.2.6	8.2.6	8.2.6
b) Switching impulse	8.2.7	Not required	Not required
c) Power-frequency	Not required	8.2.8	8.2.8
2 Residual voltage test			
a) Steep current	8.3.2	8.3.2	8.3.2
b) Lightning impulse	8.3.3	8.3.3	8.3.3
c) Switching impulse	8.3.4	8.3.4	Not required
3 Test to verify long term stability under continuous operating voltage	8.4	8.4	8.4
4 Repetitive charge transfer withstand	8.5	8.5	8.5
5 Heat dissipation behaviour verification of test sample	8.6	8.6	8.6
6 Operating duty test	8.7	8.7	8.7
7 Power-frequency voltage versus time	8.8	8.8	8.8
8 Arrester disconnector/fault indicator (when fitted)	8.9	8.9	8.9
9 Short-circuit tests	8.10	8.10	8.10
10 Bending moment	8.11	8.11	8.11
11 Environmental tests	8.12	8.12	8.12
12 Seal leak rate	8.13	8.13	8.13
13 Radio interference voltage (RIV)	8.14	8.14	Not required
14 Test to verify the dielectric withstand of the internal components of an arrester	8.15	8.15	8.15
15 Test of internal grading components	8.16	8.16	8.16
16 Polluted housing test	Annex C	Annex C	Annex C
Numbers in rows 1-16 refer to clauses and subclauses in this standard.			
NOTE Type tests for other types of arresters (polymer-housed, GIS, dead-front and separable, and liquid-immersed) are specified in 10.8, 11.8, 12.8 and 13.8.			

Nota: Tomado de (International Standard IEC 60099-4, Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems, 2014, p. 35).

Tanto para tensiones máximas menores o iguales a 245 kV ($U_s \leq 245$ kV) y tensiones máximas mayores a 245kV ($U_s > 245$ kV), los descargadores serán tipo estación y la corriente asociada podrá ser de 10 kA o 20 kA (ver *Figura 16*).

Para tensiones máximas menores o iguales a 52 kV ($U_s \leq 52$ kV), los descargadores serán tipo distribución y la corriente asociada podrá ser de 10 kA, 5 kA y 2,5 kA.

Una vez identificado el valor de corriente de descarga debido a descargas atmosféricas (Nominal discharge current); en la *Figura 27* se selecciona el valor de la casilla inferior, el cual corresponde a la corriente de descarga nominal debido a maniobras.

Figura 17

Selección de la corriente de descarga al impulso maniobra.

Arrester class	Station			Distribution		
Designation	SH	SM	SL	DH	DM	DL
Nominal discharge current ^a	20 kA	10 kA	10 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA
Switching impulse discharge current ^a	2 kA	1 kA	0,5 kA	--	--	--
Q_{rs} (C)	$\geq 2,4$	$\geq 1,6$	$\geq 1,0$	$\geq 0,4$	$\geq 0,2$	$\geq 0,1$
W_{th} (kJ/kV)	≥ 10	≥ 7	≥ 4	--	--	--
Q_{th} (C)	--	--	--	$\geq 1,1$	$\geq 0,7$	$\geq 0,45$
^a Other currents may be specified upon agreement between manufacturer and user.						
NOTE The letters "H", "M" and "L" in the designation stand for "high", "medium" and "low" duty, respectively.						

Nota: Tomado de (International Standard IEC 60099-4, Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems, 2014, p. 26).

Finalmente, con los dos valores de corriente de descarga obtenidos, se obtienen las tensiones residuales o de protección (**U_{pl}** y **U_{ps}**) que serán necesarios para el estudio de coordinación de aislamiento.

NOTA: Es importante mencionar que la norma IEC, a diferencia de la norma IEEE (ver *Figura 18*), no establece valores propios de tensión residual **U_{pl}** y **U_{ps}** en sus páginas. Por esta razón es necesario acudir a la información que se encuentra en las fichas técnicas de los fabricantes de DPS.

El propósito de la medición de los voltajes residuales, es obtener el valor de los voltajes residuales máximos para un diseño dado de todas las corrientes y formas de onda especificadas. Estos se derivan de la información de pruebas tipo y del voltaje residual máximo del impulso de corriente tipo rayo, utilizado para pruebas de rutina según lo especificado y publicado por el fabricante. (International Standard IEC 60099-4, Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems, 2014, p. 28).

Figura 18

Características del descargador clase estación y clase intermedia (MOV).

Arrester rating kV rms		Maximum front-of-wave protective level kV crest		Maximum discharge voltage (kV crest) at indicated impulse current for an 8/20 wave												Maximum switching surge protective level kV crest	
				1.5 kA		3 kA		5 kA		10 kA		20 kA		40 kA			
Duty cycle	MCOV	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int
3.0	2.55	9.1	10.4	6.9	6.6	7.2	7.2	7.5	7.5	8.0	8.2	9.0	9.3	10.3	10.8	6.3	5.9
6.0	5.10	17.9	18.9	13.6	13.1	14.2	14.2	14.8	14.9	15.8	16.2	17.7	18.2	20.3	21.2	12.4	11.7
9.0	7.65	26.6	30.5	20.2	22.0	21.1	23.5	22.0	25.0	23.5	26.0	26.4	31.5	30.2	38.0	18.4	20.0
10.0	8.4	29.3	33.5	22.2	24.5	23.3	28.0	24.2	27.5	25.9	29.0	29.1	35.0	33.3	42.0	20.3	22.5
12.0	10.2	35.5	41.0	26.9	30.0	28.2	31.5	29.4	34.0	31.4	35.5	35.2	42.5	40.4	51.0	24.6	27.5
15.0	12.7	44.2	51.0	33.5	37.0	35.1	39.5	36.6	42.0	39.1	44.0	43.9	52.5	50.3	63.5	30.6	34.0
18.0	15.3	53.3	61.0	40.4	44.5	42.3	48.0	44.1	50.0	47.1	52.0	52.8	63.0	60.6	77.0	36.8	40.5
21.0	17.0	59.1	68.5	44.8	49.5	46.9	53.5	48.9	56.0	52.3	59.0	58.7	70.5	67.2	95.5	40.9	45.5
24.0	19.5	67.8	78.0	51.4	57.0	53.8	60.0	56.1	65.0	60.0	67.0	67.3	81.0	77.1	98.0	46.9	52.0
27.0	22.0	76.5	88.0	58.0	64.0	60.8	68.5	63.3	72.0	67.7	76.0	75.9	91.0	87.0	110.0	52.9	58.5
30.0	24.4	84.9	97.5	64.3	71.0	67.4	76.0	70.3	80.0	75.1	84.5	84.2	101.0	96.5	122.0	58.7	66.0
36.0	29.0	101.0	116.0	76.4	84.0	80.0	91.0	83.4	96.5	89.2	101.0	100.0	121.0	115.0	145.0	69.7	78.0
39.0	31.5	110.0	126.0	83.0	91.5	86.9	98.0	90.6	104.0	96.9	109.0	109.0	131.0	125.0	158.0	75.8	84.0
45.0	36.5	128.0	146.0	96.8	106.0	102.0	114.0	106.0	120.0	113.0	126.0	127.0	152.0	146.0	183.0	88.3	97.0
48.0	39.0	136.0	156.0	103.0	113.0	108.0	122.0	113.0	129.0	120.0	135.0	135.0	163.0	155.0	195.0	93.8	104.0
54.0	42.0	135.0	168.0	105.0	122.0	112.0	130.0	115.0	138.0	122.0	145.0	136.0	174.0	151.0	210.0	98.0	112.5
60.0	48.0	154.0	191.0	120.0	139.0	127.0	149.0	131.0	157.0	139.0	165.0	155.0	198.0	173.0	239.0	110.0	127.0
72.0	57.0	183.0	227.0	142.0	165.0	151.0	177.0	156.0	187.0	165.0	196.0	184.0	236.0	205.0	284.0	131.0	151.0
90.0	70.0	223.0	280.0	174.0	203.0	184.0	218.0	190.0	230.0	202.0	242.0	226.0	290.0	251.0	351.0	161.0	186.0
90.0	74.0	236.0	294.0	185.0	214.0	195.0	230.0	202.0	242.0	214.0	255.0	237.0	306.0	266.0	370.0	169.0	196.0
96.0	76.0	242.0	303.0	190.0	220.0	201.0	236.0	208.0	249.0	220.0	262.0	245.0	314.0	274.0	379.0	175.0	201.0
108.0	84.0	267.0	335.0	209.0	244.0	221.0	261.0	229.0	276.0	243.0	290.0	271.0	348.0	301.0	420.0	193.0	223.0
108.0	88.0	279.0	350.0	219.0	254.0	232.0	273.0	239.0	288.0	254.0	303.0	284.0	364.0	316.0	439.0	202.0	233.0
120.0	98.0	311.0	390.0	244.0	284.0	257.0	304.0	266.0	321.0	283.0	336.0	315.0	406.0	351.0	490.0	231.0	260.0
132.0	106.0	340.0	—	264.0	—	280.0	—	289.0	—	306.0	—	342.0	—	381.0	—	249.0	—
144.0	115.0	368.0	—	287.0	—	303.0	—	314.0	—	332.0	—	369.0	—	413.0	—	271.0	—
168.0	131.0	418.0	—	326.0	—	345.0	—	357.0	—	379.0	—	421.0	—	470.0	—	308.0	—
172.0	140.0	446.0	—	348.0	—	368.0	—	381.0	—	404.0	—	448.0	—	502.0	—	330.0	—
180.0	144.0	458.0	—	359.0	—	380.0	—	392.0	—	417.0	—	463.0	—	517.0	—	339.0	—
192.0	152.0	483.0	—	379.0	—	401.0	—	414.0	—	440.0	—	488.0	—	546.0	—	360.0	—
228.0	180.0	571.0	—	447.0	—	474.0	—	489.0	—	520.0	—	578.0	—	645.0	—	424.0	—

Nota: Tomado de (IEEE Std 141-1993, p. 334).

3.4. Metodología para la coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento hace referencia a la selección de un conjunto de tensiones y sobretensiones soportadas normalizadas que caracterizan el aislamiento de los equipos que hacen o harán parte de una subestación eléctrica.

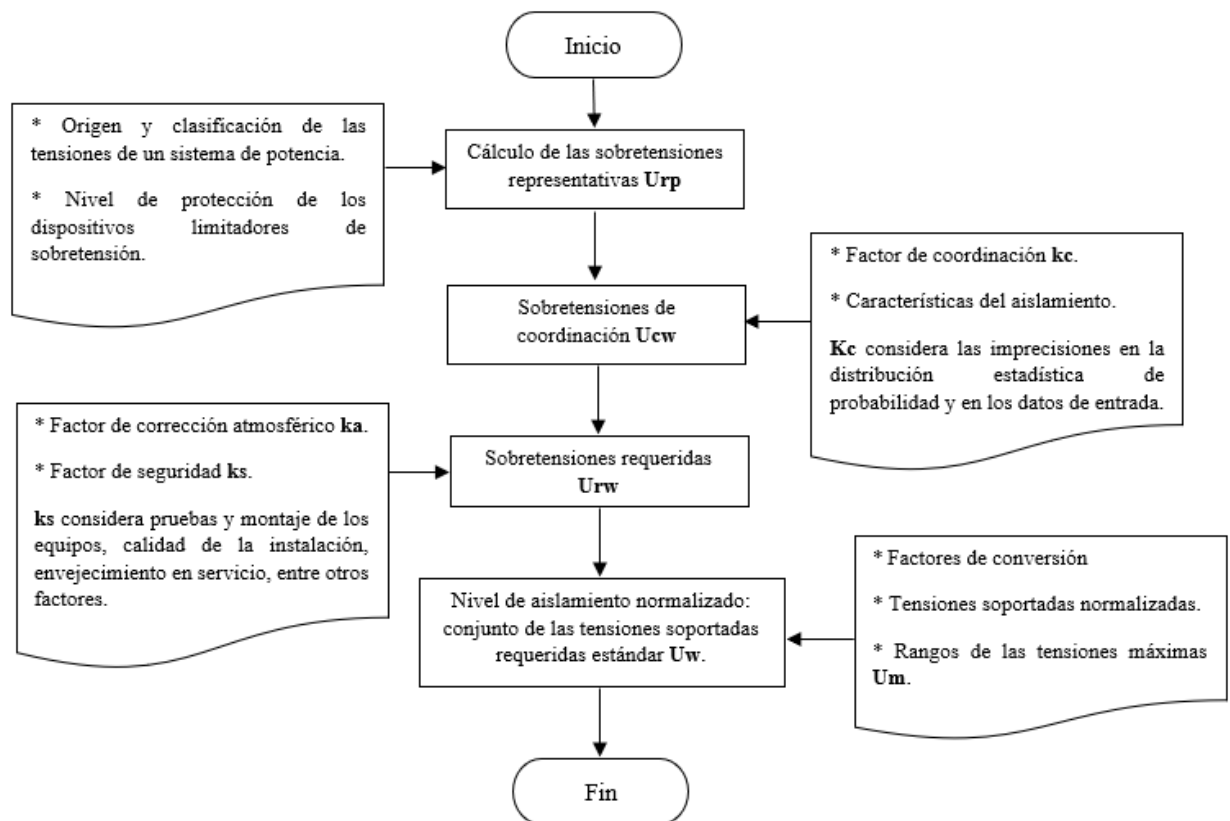
A partir de las sobretensiones representativas propias de cada proyecto, se determinan las tensiones soportadas de coordinación y específicas de los equipos que permitirán seleccionar el nivel de aislamiento normalizado de los mismos.

El objetivo y la finalidad de emplear criterios específicos para la selección de las tensiones y sobretensiones soportadas, es mitigar el riesgo de falla de los aislamientos del sistema; por esta razón, es necesario determinar la causa y magnitud de cada tipo de sobretensión que pueda originarse en el sistema.

3.5. Procedimiento de cálculo según la norma IEC 60071

Figura 19.

Diagrama de flujo para la coordinación de aislamiento.



Nota: Adaptado de (International Standard IEC 60071-1, 2006, p. 18).

La IEC 60071 expone un procedimiento que permite realizar los cálculos de coordinación de aislamiento respectivos.

Este procedimiento se divide en cuatro etapas:

Primera Etapa

Se obtendrán las tensiones y sobretensiones representativas **U_{rp}**, para cada uno de los grupos de sobretensiones, clasificados anteriormente.

Las sobretensiones representativas se definen como el máximo valor de las sobretensiones que se generan en el sistema. Producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones que tienen lugar durante la operación de la subestación.

Segunda Etapa

Cálculo de las tensiones soportadas de coordinación **U_{cw}**. La tensión soportada de coordinación se determina para cada categoría de tensión; es el valor de la tensión soportada por el aislamiento en condiciones de servicio que cumple con los criterios de comportamiento.

Estos criterios se expresan en términos de una tasa de falla aceptable (número de fallas por año, números de años entre defectos, riesgo de fallo, etc.) de la configuración del aislamiento.

Tercera Etapa

Cálculo de las tensiones soportadas requeridas. La tensión soportada requerida se precisa como la tensión normalizada de ensayo, que el aislamiento debe soportar para asegurar que se cumplirá con los criterios de comportamiento cuando se someta a las sobretensiones en las condiciones reales de servicio y durante todo el tiempo de funcionamiento.

En la práctica se asume un factor global (k_s) para el aislamiento interno. Para el aislamiento externo debe aplicarse un factor adicional (k_a) que tiene en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales normalizadas de referencia y las esperadas en funcionamiento.

Cuarta Etapa

Procedimiento para seleccionar las tensiones normalizadas de acuerdo a la *Figura 3 – Standard insulation levels for range I (1 [kV] < Um < 245 [kV])* de la norma IEC 60071-1.

La elección del nivel de aislamiento asignado consiste en seleccionar el conjunto de tensiones soportadas normalizadas **Uw** del aislamiento más económico, suficiente para demostrar que se satisfacen todas las tensiones soportadas especificadas. La Gama I comprende tensiones entre 1 kV y 245 kV, empleadas con frecuencia para redes de distribución y transmisión.

3.5.1. Primera etapa: cálculo de las sobretensiones representativas

Sobretensiones Permanentes a Frecuencia Industrial

- Tensiones Permanentes

$$\mathbf{M\acute{a}x} = U_n + (U_n * 0.05) \text{ [kV]}$$

$$\mathbf{M\acute{i}n} = U_n - (U_n * 0.05) \text{ [kV]}$$

Donde **Un** representa la tensión nominal del sistema

- Tensiones a Frecuencia Industrial

Us = Ur = Um = Tensión Máxima o Asignada del Equipo [kV]

$$\mathbf{U_{base}} = TAE * \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right)$$

Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial

- Sobretensiones por Fallas a Tierra

$$\mathbf{U_{rp}} = k * (U_s / \sqrt{3})$$

Donde **k** = Factor de falla a tierra

- Sobretensiones por Rechazo de Carga

$$\mathbf{U_{rp}} = k_d * U_{base} / \sqrt{3} \text{ (Fase - Tierra)}$$

$$\mathbf{U_{rp}} = k_d * U_{base} \text{ (Fase - Fase)}$$

Donde **kd** = Factor de deslastre y lo indica la norma IEC 60071-2, en la página 29.

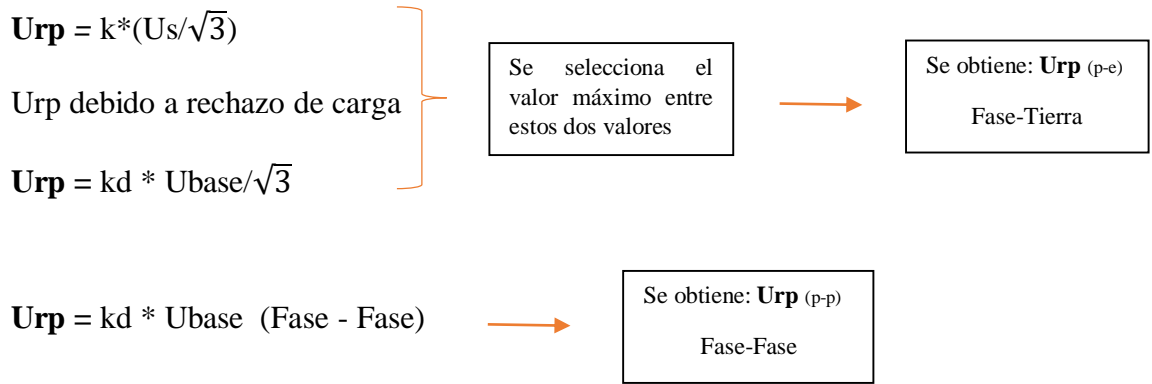
En sistemas con líneas cortas y potencias de cortocircuito elevadas, una pérdida total de carga puede producir sobretensiones fase–tierra con una amplitud normalmente inferior a 1.2 p.u, mientras que la duración dependerá del equipo de control de la tensión y puede llegar a varios minutos.

En redes de muy alta tensión, con líneas largas y potencias de cortocircuito moderadas, las sobretensiones fase – tierra pueden alcanzar 1.5 p.u, o incluso más si se origina un efecto Ferranti o de resonancia; su duración puede ser del orden de algunos segundos.

Si solo hay cargas estáticas en la parte desconectada, la sobretensión temporal longitudinal es normalmente igual a la sobretensión entre fase y tierra. En sistemas con motores o generadores en la parte desconectada, una separación de redes puede producir una sobretensión longitudinal compuesta de dos sobretensiones fase – tierra en oposición de fase, cuya amplitud máxima es normalmente inferior a 2.5 p.u. (como casos excepcionales, se pueden obtener valores más elevados en sistemas muy grandes de alta tensión).
(International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 29)

Teniendo en cuenta los valores de tensión representativa **U_{rp}** hallados para los casos de *Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial*, se procede hallar el valor **U_{rp} grupal** teniendo en cuenta los valores calculados anteriormente (únicamente asociado a las sobretensiones temporales), así:

U_{rp} debido a falla a tierra



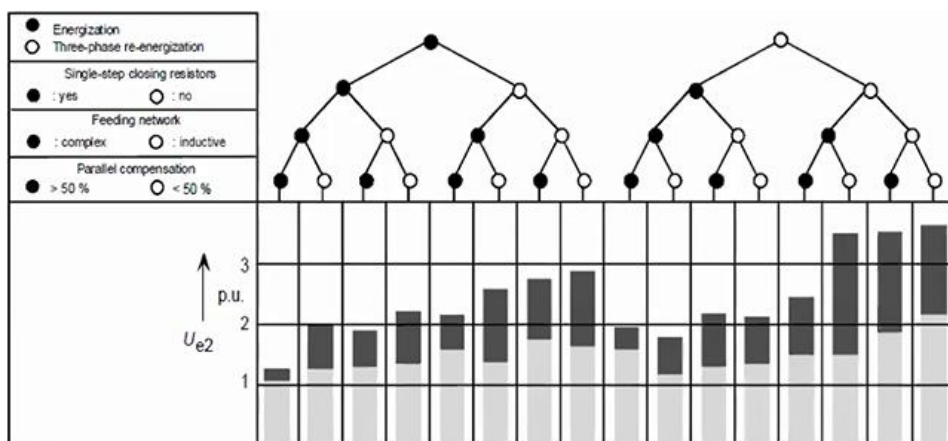
Sobretensiones de Frente Lento

Las sobretensiones representativas de frente lento se originan por eventos específicos relacionados con maniobras: energización y recierre, inicio y despeje de fallas, conmutación de corrientes inductivas o capacitivas, entre otras.

Se debe determinar el valor de U_{e2} , dependiendo de la configuración del sistema.

Figura 20

Rango de sobretensiones de frente lento de 2% en el extremo receptor, debido a la energización y re-energización de la línea.



Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 39).

El factor U_{e2} , que está dado en p.u., se determina contemplando los 4 eventos o condiciones que se observan en el texto de la imagen anterior y que poseen dos opciones de respuesta. Es

necesario aclarar que los valores del factor **Ue2** se tomarán de las barras con sombreado más oscuro y tendrá un valor máximo, un valor mínimo y un valor promedio.

Condiciones:

- **Energización:** Todos los sistemas poseen energización●, pero no todos los sistemas poseen dispositivos y elementos de recierre o re-energización trifásica o.
- **El sistema cuenta con resistencias de pre-inserción:** Sí●, No o.
- **La red de alimentación es compleja o inductiva:** Compleja●, Inductiva o.
- **El sistema posee compensación en paralelo:** > 50%●, o < 50%.

Obtenido el valor del factor **Ue2**, se procede a llenar la siguiente tabla:

Tabla 6

Clasificación de las sobretensiones representativas de frente lento (Ue2).

Sobretensiones representativas de frente lento (Ue2)	
Fase - Tierra (Extremo Remoto)	Ue2
Fase - Tierra (Mínimo)	Ue2
Fase - Tierra (Extremo Local)	Ue2

Valor Máximo

Valor Mínimo

Promedio de máx y mín

$$Ue2 \text{ [kV]} = Ue2 \text{ [p.u]} * Ubase$$

Extremo Remoto: Se denomina extremo remoto al lado donde se ubica la carga, la línea o la salida del sistema.

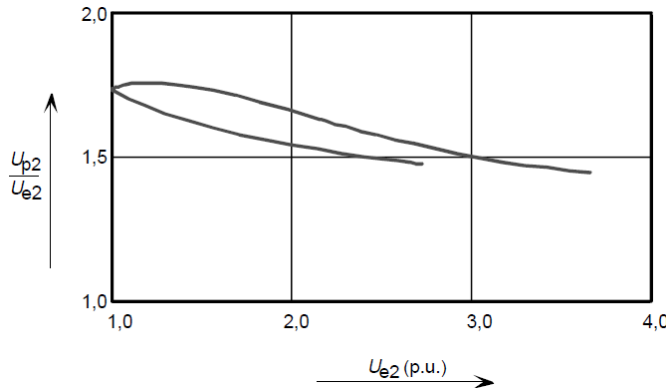
Extremo Local: Se denomina extremo local a todo el equipamiento excepto a la entrada de la subestación.

NOTA: Debido a la importancia crítica de los valores de sobretensión para el estudio de la Coordinación de Aislamiento, **el valor Mínimo no se tendrá en cuenta.**

Teniendo en cuenta el valor del factor **Ue2**, es necesario calcular el factor **Up2** teniendo en cuenta la *Figura 21*.

Figura 21

Relación entre los valores del 2% de sobretensiones de frente lento, fase a fase y fase a tierra.



Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 41).

NOTA: La parte superior de la curva puede aplicarse a casos en donde se emplee la re-energización trifásica y la parte inferior a casos de energización.

Al proyectar el valor (en p.u) de **Ue2** desde el eje de las abscisas, se obtendrá un intercepto con las curvas, desde el cual se realizará una proyección hacía el eje de las ordenadas para determinar el valor de **Up2**.

Se debe tener en cuenta que el valor proyectado hacía el eje de las ordenadas es igual al cociente $\frac{Up2}{Ue2}$, por lo cual se hace necesario despejar la magnitud de **Up2**, así:

$$Up2 = |\text{Valor Proyectado}| * Ue2$$

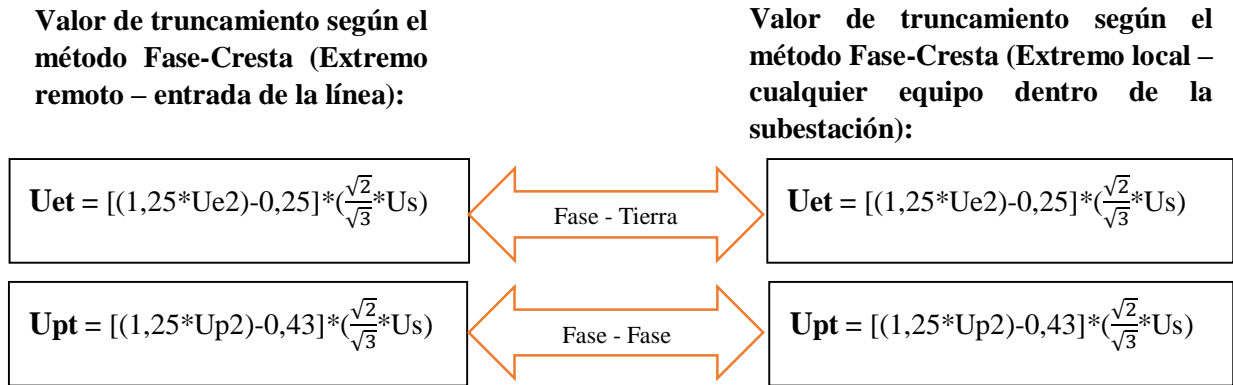
Tabla 7

Clasificación de las sobretensiones representativas de frente lento (Up2)

Sobretensiones representativas de frente lento (Up2)	
Fase - Fase (Extremo Remoto)	Up2
Fase - Fase (Mínimo)	Up2
Fase - Fase (Extremo Local)	Up2

$$Up2 \text{ [kV]} = Up2 \text{ [p.u]} * Ubase$$

A partir de los factores **Up2** hallados anteriormente (Extremo remoto – entrada de la línea y Extremo Local – cualquier equipo de la subestación), se calculan los valores de truncamiento para cada caso, teniendo en cuenta si los valores son Fase – Tierra o Fase – Fase; todos estos cálculos empleando el método Fase – Cresta.



Este método se detalla en la norma IEC 60071-2, 1996, p. 141.

Es necesario aclarar que todos los valores calculados **Ue2**, **Up2**, **Uet**, **Upt** se han calculado para sistemas sin protección.

El valor máximo de la sobretensión representativa para el caso de *Sobretensiones de Frente Lento*, es igual al menor valor entre la tensión de truncamiento y el nivel de protección bajo impulso tipo maniobra del descargador de sobretensión; así:

Tabla 8

*Valor **Urp** para sobretensiones de frente lento, para el equipamiento en la entrada de la línea.*

Sobretensiones Representativas para el Equipamiento en la Entrada de la Línea			
Características	Nivel de protección al impulso tipo maniobra Ups	Sobretensión de maniobra: Valor de truncamiento	Sobretensión representativa Urp , para Sobretensiones de Frente Lento

Fase-Tierra	Ups	Max (Uet)	Valor mínimo entre los dos valores de la izquierda
Fase-Fase	2*Ups	Max (Upt)	Valor mínimo entre los dos valores de la izquierda

Tabla 9

Valor Urp para sobretensiones de frente lento, para cualquier equipo dentro de la subestación.

Sobretensiones Representativas para Cualquier Equipo dentro de la Subestación			
Características	Nivel de protección al impulso tipo maniobra Ups	Sobretensión de maniobra: Valor de truncamiento	Sobretensión representativa Urp , para Sobretensiones de Frente Lento
Fase-Tierra	Ups	Max (Uet)	Valor mínimo entre los dos valores de la izquierda
Fase-Fase	Max (Uet)	Max (Upt)	Valor mínimo entre los dos valores de la izquierda

3.5.2. Segunda etapa: cálculo de las sobretensiones de coordinación U_{cw}

Sobretensiones Temporales

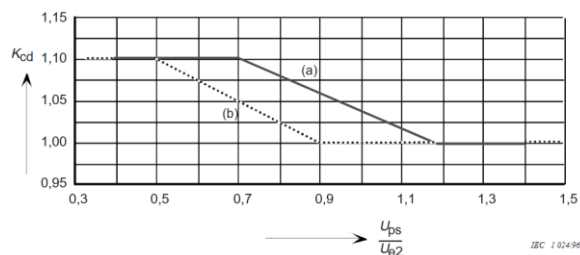
Para sobretensiones temporales, el cálculo del valor de la tensión soportada de coordinación U_{cw} requiere un factor denominado k_c , que para aislamiento autoregenerable se considera de magnitud 1.

Sobretensiones de Frente Lento

Para hallar los valores de las tensiones soportadas de coordinación U_{cw} (fase-fase y fase-tierra), se debe hallar el valor del factor k_{cd} con ayuda de la *Figura 22*.

Figura 22

Evaluación del factor de coordinación determinista Kcd.



Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 75).

Para tensiones fase-tierra, el valor de **kcd** se halla teniendo en cuenta el resultado del cociente **Ups/Ue2**.

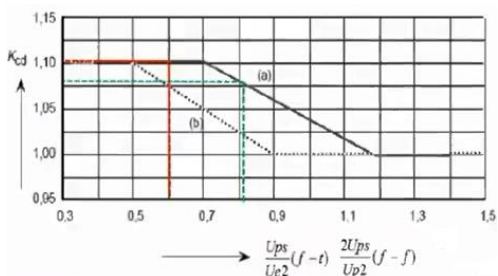
Para tensiones fase-fase, el valor de **kcd** se halla teniendo en cuenta el resultado del cociente **(2*Ups)/Up2**.

El resultado de cada división (casos: fase-fase y fase-tierra) permitirá seleccionar una magnitud en el eje de las abscisas y este valor se proyectará hacia una de las curvas detalladas en el gráfico anterior.

Finalmente, El intercepto entre dicha curva y el resultado del cociente, se proyectará hacia el eje de las ordenadas para, finalmente, obtener el valor del factor **kcd** como se muestra en la *Figura 23*.

Figura 23

Ejemplo de procedimiento para hallar el valor del factor Kcd



Nota: Adaptado de (Inel Engineering Education, 2020).

Los valores determinados se organizarán en la siguiente tabla:

Figura 24

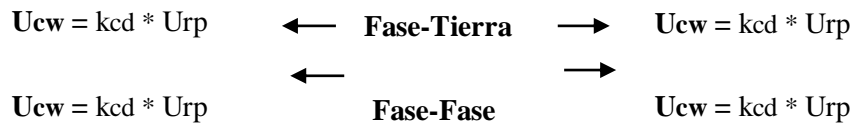
Tabla para organizar los valores de kcd (fase-fase y fase-tierra).

kcd para sobretensiones de frente lento		Resultado del cociente	Valor de kcd
Para equipos a la entrada			
Fase-Tierra	Ups/Ue2		
Fase-Fase	2Ups/Up2		
Para cualquier equipo dentro de la subestación			
Fase-Tierra	Ups/Ue2		
Fase-Fase	2Ups/Up2		

Finalmente, se procede a calcular el valor de las tensiones de coordinación **Ucw**.

Para equipos a la entrada

tro



Sobretensiones de Frente Rápido

Aislamiento interno o aislamiento no autoregenerable: la tensión soportada de coordinación para aislamiento interno se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \left[\left(\frac{A}{n} \right) * \left(\frac{L}{L_{sp} + L_a} \right) \right]$$

Upl: Nivel de protección al impulso tipo rayo del DPS.

A: Factor del comportamiento de la línea ante descargas atmosféricas.

n: Número mínimo de líneas conectadas a la subestación.

L: Separación equivalente entre el DPS más cercano y el equipo en consideración.

Lsp: Longitud del vano de las líneas.

La: Sección de línea aérea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable.

Ra: Tasa de falla aceptable por el equipo (0,0025 fallas/año).

Rkm: Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación (0,01).

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}}$$

El valor A, se selecciona a partir de la *Figura 25*:

Figura 25

Factor A para varias líneas aéreas.

Type of line	A (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
– with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
– wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
– single conductor	4500
– double conductor bundle	7000
– four conductor bundle	11000
– six and eight conductor bundle	17000

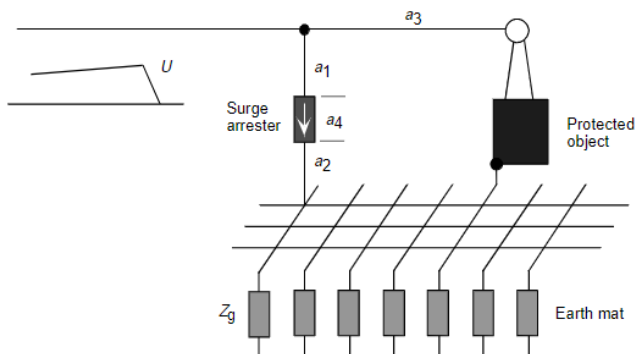
Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 185).

El valor de **L** será igual a:

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$$

Figura 26

Diagrama para la conexión del DPS al objeto protegido.



Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 55).

Donde

a1: Longitud del cable que conecta el DPS a la línea.

a2: Longitud del cable que conecta el DPS a tierra.

a3: Longitud del conductor de fase entre el DPS y el equipo protegido.

a4: Longitud de la parte activa del DPS.

Zg: Impedancia de puesta a tierra.

U: Sobretensión.

Aislamiento externo: la tensión soportada de coordinación, considerando el aislamiento externo, para sobretensiones de frente rápido se calcula de la siguiente manera:

$$U_{cw} = 2 * U_{pl}$$

3.5.3. Tercera etapa: cálculo de las tensiones soportadas requeridas U_{rw}

Para determinar las tensiones de soportabilidad requerida **U_{rw}** , se considera el factor de seguridad **k_s** (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 89) y el factor de corrección atmosférica **k_a** (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 85).

$$k_s = 1.15 \text{ (Para Aislamiento Interno)}$$

$$k_s = 1.05 \text{ (Para Aislamiento Externo)}$$

$$k_a = e^{m(H/8150)}$$

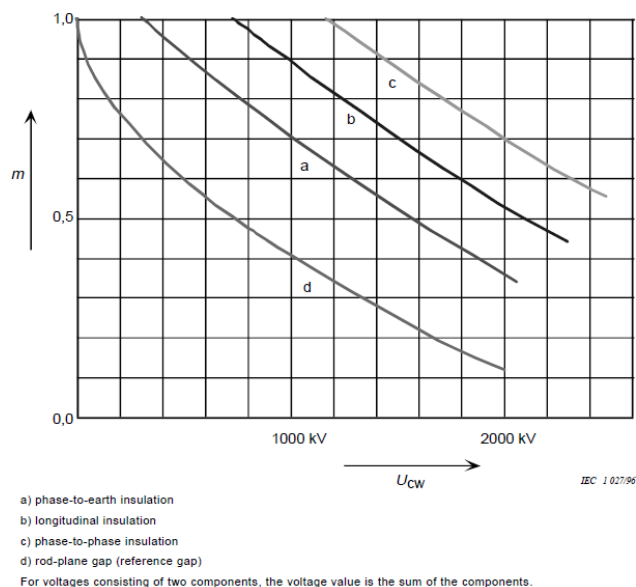
Donde

$m = 1$, para los voltajes soportados de impulsos de rayos de coordinación.

m de acuerdo con la norma IEC 60071-2, 1996, p. 87, para la coordinación de las tensiones soportadas por impulsos de conmutación.

Figura 27

Dependencia del exponente m , al impulso de conmutación para tensiones de coordinación.



Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 87).

$m = 1$, para tensiones tolerantes de frecuencia de potencia de corta duración de espacio libre y limpieza de aislantes.

H = Altura sobre el nivel del mar

A continuación, se calculan los valores de U_{rw} , tanto para el aislamiento interno, como para el aislamiento externo. (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 209)

$U_{rw} = U_{cw} * k_s$ (Para aislamiento interno)

$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$ (Para aislamiento externo)

Finalmente se propone una tabla donde se recomienda clasificar y organizar todos los valores de U_{cw} y U_{rw} expuestos durante el desarrollo de esta guía.

Figura 28

Tabla para la clasificación de los valores de U_{cw} y U_{rw} .

Aislamiento		Equipo	U _{cw} [kV]		U _{rw} [kV]	
			Externo	Interno	Externo	Interno
Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial	Fase-Tierra					
	Fase-Fase					
Sobretensiones de Frente Lento	Fase-Tierra	En la entrada de la línea				
		Cualquiera dentro de la subestación				
	Fase-Fase	En la entrada de la línea				
		Cualquiera dentro de la subestación				
Sobretensiones de Frente Rápido	Fase-Tierra					
	Fase-Fase					

3.5.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas U_w

En la *Figura 29*, se presentan los factores de conversión propuestos por la norma IEC 60071.

Figura 29

Factores de conversión para el rango I, para verificar las tensiones de aislamiento a los impulsos de conmutación e impulsos tipo rayo, para sobretensiones con frecuencias de corta duración.

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage ¹⁾	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
- air clearances and clean insulators, dry:		
- phase-to-earth	$0,6 + U_{rw} / 8500$	$1,05 + U_{rw} / 6000$
- phase-to-phase	$0,6 + U_{rw} / 12700$	$1,05 + U_{rw} / 9000$
- clean insulators, wet	0,6	1,3
Internal insulation		
- GIS	0,7	1,25
- liquid-immersed insulation	0,5	1,10
- solid insulation	0,5	1,00
NOTE - U_{rw} is the required switching impulse withstand voltage in kV.		
¹⁾ The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.		

Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-2, 1996).

3.6. Datos de entrada necesarios para la coordinación de aislamiento

Para realizar los cálculos del estudio de Coordinación de Aislamiento, los datos principales que se requieren son los siguientes:

- Tensión nominal del sistema [kV].
- Frecuencia nominal [Hz].
- Tensión máxima del sistema [kV].
- Altura promedio de instalación [m.s.n.m].

4. Descripción de los equipos de patio de la subestación Bosconia 115/4,16 kV

4.1. Introducción

La subestación Bosconia cuenta con un patio de 115 kV, tiene una configuración barra sencilla y cuenta con dos (2) unidades de transformación. Tiene como finalidad realizar el proceso de transformación de tensión de 115 kV (alta tensión) a 4,16 kV (media tensión). Tiene una potencia de cortocircuito de 4300 MVA y corriente de cortocircuito de 2 kA (en el lado de alta tensión).

El diagrama unifilar presentado en la *Figura 30* muestra los equipos y la conexión de la subestación eléctrica Bosconia.

El patio de 115 kV se alimenta a través de la línea Palos - Florida (interconexión entre las subestaciones Palos y Florida) por medio del seccionador de línea (3Q1), el mismo seccionador permite la entrada de tensión al barraje principal.

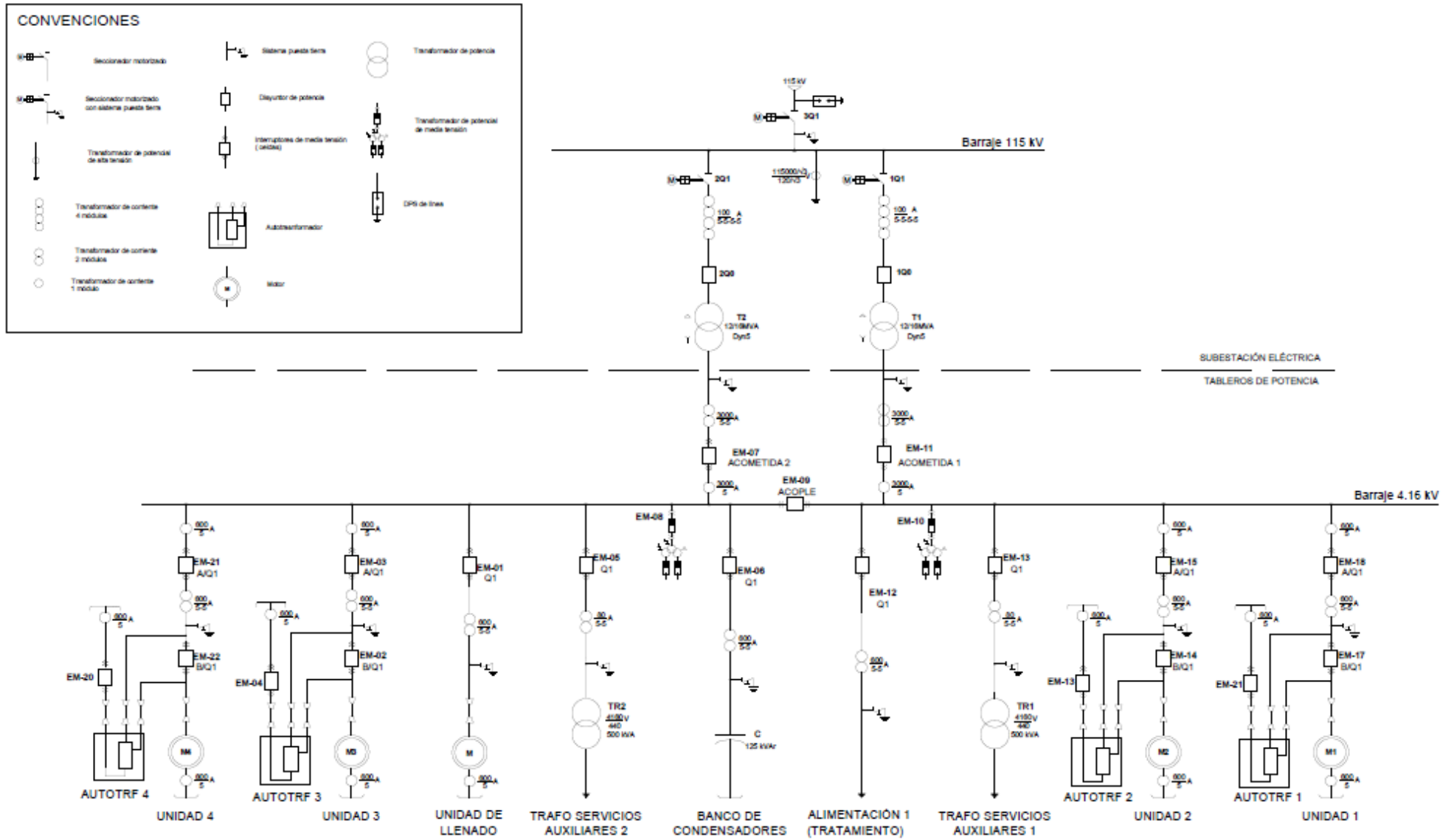
Los seccionadores de barra (2Q1) y los disyuntores de potencia (2Q0) permiten energizar el transformador T2 y los seccionadores de barra (1Q1) y los disyuntores de potencia (1Q0) permiten energizar el transformador T1. Los transformadores son reductores, reciben tensión de 115 kV en el devanado primario y la transforman a 4,16 kV en el devanado secundario.

En el cuarto de control se tienen las celdas EM-07 y EM-11 como entrada del transformador 2 (T2) y transformador 1 (T1) respectivamente. Los interruptores instalados en estas celdas permiten

energizar las semibarras de 4,16 kV que tienen la posibilidad de conectarse por medio de la celda de acople (EM-09). Las celdas EM-17, EM-18, EM-19 constituyen el conjunto de alimentación del motor de la unidad 1 de bombeo, las celdas EM-14, EM-15, EM-16 constituyen el conjunto de alimentación del motor de la unidad 2 de bombeo, las celdas EM-02, EM-03, EM-04 constituyen el conjunto de alimentación del motor de la unidad 3 de bombeo, las celdas EM-20, EM-21, EM-22 constituyen el conjunto de alimentación del motor de la unidad 4 de bombeo. Las celdas EM-13 y EM-05 alimentan a los transformadores de servicios auxiliares (1 y 2) respectivamente. Por medio de las celdas EM-08 y EM-10 se conectan los transformadores de tensión al barraje de 4,16 kV. La celda EM-12 es destinada a la alimentación 1 (planta de tratamiento de agua).

Figura 30

Diagrama unifilar subestación Bosconia.



La subestación cuenta con dos (2) transformadores de potencia, tres (3) seccionadores de línea monofásicos con polo de puesta tierra, tres (3) transformadores de potencial monofásicos, seis (6) transformadores de corriente monofásicos, seis (6) disyuntores de potencia monofásicos, cuatro (4) autotransformadores, tres (3) DPS de línea, un (1) sistema de malla de puesta a tierra.

4.2. Transformador de Potencia

Los transformadores de potencia Pauwels pueden identificarse como **T1** y **T2** en el diagrama unifilar.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS																					
MARCA: PAUWELS TRAF0 BELGIUM (Mechelen B-2800 Bélgica)		CÓDIGOS: SE-TP1, SET-P2																			
SERIAL: 81.4.6903 - 6904		AÑO CONSTRUCCION: 1981 - 82																			
POTENCIA: 12 / 16 MVA	TIPO: OLF 16/230	GRUPO VECTOR: DYn5	FRECUENCIA: 60 Hz																		
TENSIÓN: 115 kV / 4,16 kV $\pm 2,5 \pm 5\%$		CORRIENTE: [60.2 - 80.3 A] / [1665 – 2221 A]																			
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO: ONAN / ONAF		TENSION DE CORTO CIRCUITO: (Z / U _K) 10 %																			
DIMENSIONES DEL TRANSFORMADOR: LARGO 4450 mm. ANCHO 2650 mm. ALTO 4426 mm.																					
PESOS PRINCIPALES: Núcleo y arrollamientos: 13500 kg. Aceite: 7000 kg. TOTAL: 26300 kg																					
PERDIDAS EN VACIO: 16 kW	PERDIDAS BAJO CARGA: 100 kW	TEMP. ARROLLAMIENTOS: 75 °C																			
POSICIÓN CAMBIA TOMAS:																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Posición TAP</th> <th>Tensión [V]</th> <th>Corriente [A]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>4368</td> <td>1586/2115</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>4324</td> <td>1625/2167</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>4160</td> <td>1664/220</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>4056</td> <td>1709/2278</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>3952</td> <td>1754/2338</td> </tr> </tbody> </table>				Posición TAP	Tensión [V]	Corriente [A]	1	4368	1586/2115	2	4324	1625/2167	3	4160	1664/220	4	4056	1709/2278	5	3952	1754/2338
Posición TAP	Tensión [V]	Corriente [A]																			
1	4368	1586/2115																			
2	4324	1625/2167																			
3	4160	1664/220																			
4	4056	1709/2278																			
5	3952	1754/2338																			
El cambia tomas sólo puede ser accionado en vacío y sin tensión. Marca: SACEM Tipo KLD 305																					



ACEITE: TIPO PD 3218	COLOR TRANSFORMADOR: RAL 7033	RELE BUCHHOLZ: NORMAS DIN 42566
AISLADORES: Fases AT MICAFIL WT f123550/440 Fases BT DIN DT 10 Nf/315		CARGA ADMISIBLE DEL PUNTO NEUTRO: CARGA NOMINAL

4.3. Autotransformador unidad 1

El autotransformador 1 (Stem Brento) se puede localizar en la parte inferior derecha del diagrama unifilar, con el nombre **AUTOTRF 1**.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		
MARCA: STEM BRENTO SPA		CODIGO: SE-AUTO1
SERIAL:		AÑO CONSTRUCCION: 1985
POTENCIA: 10,311 kVA	TIPO:	FRECUENCIA: 60 Hz
TENSION LADO ALTA: 4,16 kV		CORRIENTE LADO ALTA: 1461 A
TENSION LADO BAJA: 3047 / 2902 / 2757 V		CORRIENTE LADO BAJA: 1953 / 2051 / 2159 A
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO: ONAM (Aceite)		

CONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR:

Conexión	Tensión [V]	Corriente [A]	Tiempo [s]
4	3036	2232	18
a ₂ -a ₀ b ₂ -b ₀ c ₂ -c ₀	2896	2126	20
a ₃ -a ₀ b ₃ -b ₀ c ₃ -c ₀	2745	2026	22

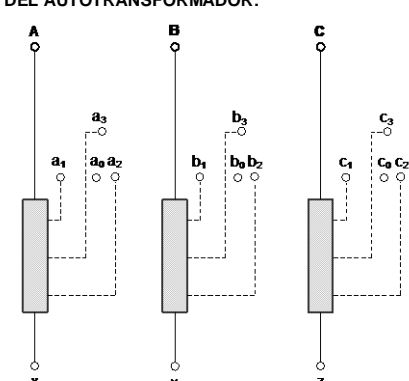
El tiempo de operación es de 2 x 20 s con intervalo de 30 min.

PESOS PRINCIPALES: Total Masa: 4200 kg. Masa del Aceite: 1400 kg.

AUTOTRANSFORMADOR N° 1

4.4. Autotransformador para unidades 2, 3 y 4

Los autotransformadores 2, 3 y 4 (Tamini) pueden identificarse como **AUTOTRF 2**, **AUTOTRF 3** y **AUTOTRF 4** y están ubicados en la parte inferior del diagrama unifilar.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS																								
MARCA: TAMINI	CODIGOS: SE-AUTO2, SE-AUTO3, SE-AUTO 4																							
CLASE NOMINAL DE AISLAMIENTO: 7,2 /22 / 60 KV	AÑO CONSTRUCCIÓN: 1982																							
POTENCIA: 10638 kVA	TEMP. DEVANADOS: 40 °C	FRECUENCIA: 60 Hz																						
TENSION LADO ALTA: 4,16 kV	CORRIENTE LADO ALTA: 2890 A																							
TENSION LADO BAJA: 3036 / 2896 / 2745 V	CORRIENTE LADO BAJA: 2026 / 2126 / 2232 A																							
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO: ONAM (Aceite)	TENSION DE CORTO CIRCUITO: 2,88 % (4,16 kV 2890 A)																							
<p>CONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR:</p> <p>CONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR:</p> <div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;">  </div>																								
<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 50%;"> <thead> <tr> <th style="padding: 5px;">Conexión</th> <th style="padding: 5px;">Tensión [V]</th> <th style="padding: 5px;">Corriente [A]</th> <th style="padding: 5px;">Tiempo [s]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="padding: 5px;">a₁-a₀</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; padding: 5px;">3036</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; padding: 5px;">2232</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; padding: 5px;">18</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">b₁-b₀</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">c₁-c₀</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">a₂-a₀</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; padding: 5px;">2896</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; padding: 5px;">2126</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; padding: 5px;">20</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">b₂-b₀</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">c₂-c₀</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">a₃-a₀</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; padding: 5px;">2745</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; padding: 5px;">2026</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; padding: 5px;">22</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">b₃-b₀</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">c₃-c₀</td> </tr> </tbody> </table>			Conexión	Tensión [V]	Corriente [A]	Tiempo [s]	a ₁ -a ₀	3036	2232	18	b ₁ -b ₀	c ₁ -c ₀	a ₂ -a ₀	2896	2126	20	b ₂ -b ₀	c ₂ -c ₀	a ₃ -a ₀	2745	2026	22	b ₃ -b ₀	c ₃ -c ₀
Conexión	Tensión [V]	Corriente [A]	Tiempo [s]																					
a ₁ -a ₀	3036	2232	18																					
b ₁ -b ₀																								
c ₁ -c ₀																								
a ₂ -a ₀	2896	2126	20																					
b ₂ -b ₀																								
c ₂ -c ₀																								
a ₃ -a ₀	2745	2026	22																					
b ₃ -b ₀																								
c ₃ -c ₀																								
<p>El tiempo de operación es de 2 x 20 s con intervalo de 30 min.</p>																								
<p>PESOS PRINCIPALES: Total Masa: 4200 Kgr. Masa del Aceite: 1400 Kgr.</p>																								



4.5. Interruptor de potencia

Los interruptores de potencia se identifican con los nombres **2Q0** y **1Q0**, respectivamente, en el diagrama unifilar.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
MARCA: SPRECHER + SCHUH AARAU	CODIGOS: SE-SF61, SE-SF62
TIPO: GF 101-1	AÑO INSTALACION: 1981 - 82
<p>CIRCUIT BREAKER HGF 112</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión Nominal / Máxima tensión de servicio: 123 kV - Corriente de servicio: 2500 A - Corriente de cortocircuito: 25 kA - Número de elementos de cierre por polo..... 1 - Frecuencia: 60 Hz - Presión del Gas SF6 a 20 °C..... 5,2 bar - Mecanismo de Operación:FKF 1-2 	




4.5.1.1.1. SINGLE POLES WITH FKF 1 - 2				
		<i>Polo a</i>	<i>Polo b</i>	<i>Polo c</i>
Closing time	<i>ms</i>	142	142	141
Opening time	<i>ms</i>	27	27	27
Power consumption ON-coil at U_N	<i>W</i>	279	269	279
Power consumption OFF-coil at U_N	<i>W</i>	269	279	269
Current consumption of spring winding motor at U_N (max)	<i>A</i>	6	6,3	6,2
Resistance between terminals without the terminals	$\mu\Omega$	25	27	27



4.6. Seccionador

Los seccionadores se identifican con los nombres 2Q1 y 1Q1, respectivamente, en el diagrama unifilar.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
MARCA: SPRECHER + SCHUH AARAU	CODIGOS: SE-SECC1, SE-SECC2
TIPO: TSF 311	AÑO INSTALACION: 1981 - 82
<p>- Tensión Nominal / Máxima tensión de servicio:123 kV</p> <p>- Corriente de servicio: 800 A</p> <p>- Pico de corriente máxima permisible:63 kA</p> <p>- Corriente de cortocircuito durante 3 s:25 kA</p> <p>- Frecuencia:60 Hz</p> <p>- Peso aisladores.....640/725 kg</p> <p>- Peso sistema puesta a tierra.....745/830 kg</p>	
	

MECANISMO DE CONTROL Y OPERACIÓN	
Datos Técnicos	GMF 1-3
Ángulo de torque	90° + 2°
Torque Nominal	75 mkg
Tensión Nominal del motor	220 Vdc, 110 Vdc
Máximas tolerancias permisibles de tensión	+ 10%, - 15%
Potencia del Motor de inducción	0.25 HP
Peso	50 kg
Corriente de arranque a 220 V dc	5 A
Corriente de arranque a 110 V dc	10 A
Tiempo de operación para la apertura	8 s

4.7. DPS de línea 115 kV

Los DPS de línea se identifican en la parte superior del diagrama unifilar, cerca de la llegada de la línea de transmisión.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
MARCA: SPRECHER + SCHUH	CODIGO: SE-PARL
TIPO: BHF 8E 36-216 kV	AÑO INSTALACION: 1982
4.7.1.1.1. Principales Características	
Tensión Nominal de Servicio	36 – 216 kV
Frecuencia Nominal	48-62 Hz
Descarga nominal de corriente 8/20 μs	10 kA
Impulso de corriente 4/10 μs	100 kA
Temperatura de trabajo	-50 °C y + 50 °C
Contador de descargas TXA	Marca: ASEA



4.8. Transformadores de potencial

Los transformadores de potencial se encuentran dispuestos en la parte superior del diagrama unifilar, conectados en la mitad del barraje de 115 kV.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
MARCA: ABB Switchgear	CODIGO: SE-PT
TIPO: EMFC 145	NORMA: IEC 60044-2
4.8.1.1.1. Principales Características	
Nivel de aislamiento	230-550 kV
Masa Total	590 kg
Altitud de operación máxima	1000 m
Frecuencia	60 Hz

A ○

N ○

Factor de tensión	1.5 / 30 s
Año de Producción	2000



A-N	1a-1n	2a-2n
115000/V3 [V]	115/V3 [V]	115/V3[V]
Potencia	200 VA	200 VA
Clase	0.2	3P

4.9. Transformadores de corriente

Estos transformadores de corriente están localizados en la parte superior del diagrama unifilar y se identifican por los cuatro círculos que representan los cuatro núcleos de transformación de 5 A.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
MARCA: ABB Switchgear	CODIGO: SE-CT1, SE-CT2
TIPO: QDR - 123	NORMA: IEC 60044-1
CLASE NOMINAL DE AISLAMIENTO: 123/230/550 Kv	Frecuencia: 60 Hz
Corriente Térmica: 20 KA	Corriente Dinámica: 50 KA

Corriente Primaria: 300 x 600 A	Carga: 60VA
Corriente Secundaria: 5/5/5/5	Clase Precisión: 0.5
Clase Protección: 10 P 30	Máxima Corriente en el Primario: 120A



Principales Características	
100/5 A (Clase Burden 0,2)	15 VA
100/5 A (Clase Burden 10P30)	30 VA

5. Coordinación de aislamiento para la subestación Bosconia 115/4,16 kV

La coordinación de aislamiento para la subestación Bosconia se realiza teniendo en cuenta la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2.

5.1. Coordinación de aislamiento para equipos a 115 kv

Tabla 10

Características de la subestación Bosconia (115 kV).

Descripción	Subestación Bosconia
Tensión nominal Un	115 [kV]
Tensión máxima del sistema Um	123 [kV]
Frecuencia nominal	60 [Hz]
Conexión del neutro	Efectivamente a tierra
Nivel de contaminación ambiental	Ligero 16 [mm/kV]
Altitud sobre el nivel del mar	675 [m.s.n.m]

5.1.1. Cálculo y selección de los descargadores de sobretensión

Tensión de operación continua (Uc , COV o MCOV)

$$U_c = 1,05 \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

$$U_c = 1,05 \frac{123}{\sqrt{3}} \quad U_c = 74,5648 \text{ kV}$$

Sobretensión temporal (TOV)

$$TOV = k \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

La empresa Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A, fue la encargada de realizar el estudio de cortocircuito para el sistema eléctrico de la Planta de Tratamiento Bosconia (*Apéndice A*), empleando el Software etap.

En la *Figura 31*, se pueden detallar los valores correspondientes a las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero, para el barraje de 115 kV, los cuales se emplearán para hallar el factor **k**.

Figura 31

Parámetros obtenidos durante el estudio de cortocircuito (115 kV).

Fault at bus: Alimentacion_115kV										Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
Prefault voltage = 115.000 kV		= 100.00 % of nominal bus kV (115.000 kV) = 100.00 % of base kV (115.000 kV)											
Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault									
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms 3I0	% Impedance on 100 MVA base					
				Va	Vb	Vc		R1	X1	R0	X0		
Alimentacion_115kV	Total	0.00	10.101	0.00	100.18	100.24	10.059	7.30E-001	4.92E+000	7.44E-001	4.98E+000		
S/E Palos 115 kV	Alimentacion_115kV	100.00	9.976	100.00	100.00	100.00	9.976	7.44E-001	4.98E+000	7.44E-001	4.98E+000		
Bus2	Barraje 115 kV	0.01	0.126	0.00	100.18	100.24	0.083	2.65E+001	3.99E+002				

Nota: Tomado de (PTI, 2020).

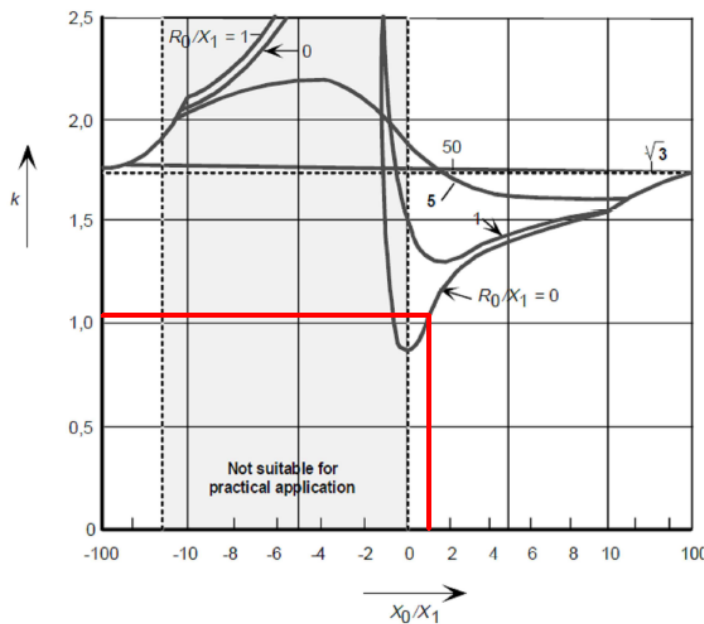
Se realiza el cálculo de los cocientes:

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{4,98}{4,92} = 1,0122$$

$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{0,744}{4,92} = 0,1512$$

Figura 32

*Selección del factor de falla a tierra **K** para la subestación Bosconia (115 kV).*



De esta manera, se obtiene el factor de falla a tierra $k=1,04$ y se calcula el valor del TOV.

$$TOV = k \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

$$TOV = 1,04 \frac{123}{\sqrt{3}} = 73,8546 \text{ kV}$$

La tensión nominal del descargador de sobretensiones **Ur**, es el mayor valor entre **Ur1** y **Ur2**.

$$Ur1 = \frac{U_c}{K_o}$$

$$Ur1 = \frac{74,5648}{0,8} = 93,206 \text{ kV}$$

$$Ur2 = \frac{TOV}{K_{tov}}$$

$$Ur2 = \frac{73,8546}{1,06} = 69,6742 \text{ kV}$$

Entonces,

$$Ur = 93,206 \text{ kV}$$

Selección del valor de corriente de descarga nominal

Teniendo presente el valor de **Ur = 93,206 kV**, anteriormente hallado, se hallan los valores de corriente de descarga nominal debido a descargas atmosféricas y debido a maniobras, respectivamente.

Corriente de descarga nominal debido a descargas atmosféricas

Figura 33

Selección de la corriente nominal de descarga debido a descargas atmosféricas (115 kV).

	Standard nominal discharge current ^a				
	20 000 A	10 000 A	5 000 A	2 500 A	1 500 A
Rated voltage U_r (kV _{rms})	$360 < U_r \leq 756$	$3 \leq U_r \leq 360$	$U_r \leq 132$	$U_r \leq 36$	^b

^a In some countries it is customary to classify arresters as follows:
 – station for 10 000 A and 20 000 A arresters;
 – intermediate or distribution for 5 000 A arresters;
 – secondary for 1 500 A arresters.

^b This low-voltage range is under consideration.

De esta manera, se selecciona una corriente de descarga de magnitud 10 kA.

Esta corriente se identifica en las tablas de los fabricantes de DPS por las magnitudes características de su forma de onda, **8/20 μ s**.

Corriente de descarga nominal debido a maniobras

Figura 34

Selección del valor de corriente de descarga debido a maniobras (115 kV).

Arrester class	Station			Distribution		
	SH	SM	SL	DH	DM	DL
Nominal discharge current ^a	20 kA	10 kA	10 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA
Switching impulse discharge current ^a	2 kA	1 kA	0,5 kA	--	--	--
Q_{rs} (C)	$\geq 2,4$	$\geq 1,6$	$\geq 1,0$	$\geq 0,4$	$\geq 0,2$	$\geq 0,1$
W_{th} (kJ/kV)	≥ 10	≥ 7	≥ 4	--	--	--
Q_{th} (C)	--	--	--	$\geq 1,1$	$\geq 0,7$	$\geq 0,45$

^a Other currents may be specified upon agreement between manufacturer and user.
NOTE The letters "H", "M" and "L" in the designation stand for "high", "medium" and "low" duty, respectively.

De esta manera, se selecciona una corriente de descarga de magnitud 1 kA.

Esta corriente se identifica en las tablas de los fabricantes de DPS por las magnitudes características de su forma de onda, **20/60 μ s**.

Por solicitud de la **Dirección de Operaciones** y la **Sección Electromecánica** del **amb**, se eligió un descargador de sobretensión polimérico de alto voltaje, tipo **BOWTHORPE EMP**, fabricado por la empresa **TE connectivity**. La ficha técnica de este DPS se encuentra en el *Apéndice B*, página 6.

Con los valores de corriente de descarga, el valor de la tensión nominal **Ur** y el valor de tensión de operación continua **Uc**; se remite a la tabla que ofrece el fabricante y se selecciona el valor de protección debido a descargas atmosféricas **Upl** y el valor de protección debido a maniobras **Ups**.

Figura 35

Selección de los valores de protección U_{pl} y U_{ps} , para el DPS. (115 kV).

Maximum System Voltage U_m	Rated Voltage U_r	Continuous Operating Voltage U_c	Max. Ures tested with current wave								Steep Lightning Current Impulse (1/20 μ s)
			Switching Current Impulse (30/60 μ s)				Lightning Current Impulse (8/20 μ s)				
			250 A	500 A	1000 A	2000 A	5 kA	10 kA	15 kA	20 kA	
kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	
123	96	76.8	192	198	205	211	233	250	264	275	279
	108	86.4	223	230	239	246	271	292	307	321	325
	96	76.8	190	195	202	211	228	242	257	267	255
	108	86.4	213	220	227	238	256	273	289	300	286
	120	96.0	237	244	252	264	285	303	321	333	318
	96	76.8	184	189	196	203	219	230	242	249	242
	108	86.4	207	213	220	229	246	259	272	280	272
	120	96.0	230	236	245	254	274	288	302	311	302

Como se puede observar, los valores de protección obtenidos son:

$U_{pl} = 250 \text{ kV}$

$U_{ps} = 205 \text{ kV}$

5.1.2. Cálculo de las sobretensiones representativas

Sobretensiones Permanentes a Frecuencia Industrial

Tensiones Permanentes

$Máx = 115 + (115 \cdot 0.05) = 120.75 \text{ [kV]}$

$Mín = 115 - (115 \cdot 0.05) = 109.25 \text{ [kV]}$

Tensiones a Frecuencia Industrial

$U_s = U_r = U_m = 123 \text{ [kV]}$

$U_{base} = 123 \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) = 100.4291 \text{ [kV]}$

Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial

Sobretensiones por Fallas a Tierra

$$U_{rp} = k \left(\frac{U_m}{\sqrt{3}} \right)$$

El factor de falla a tierra fue hallado en la sección del cálculo para la selección de DPS.

$$U_{rp} = 1,04 \left(\frac{123}{\sqrt{3}} \right) = 73,8546 \text{ kV}$$

Sobretensiones por Rechazo de Carga

Debido a que la planta de tratamiento Bosconia cuenta con cuatro motores con potencia nominal de 5000 HP y de los cuales, dos se utilizan diariamente para la operación de bombeo, se selecciona un factor de deslastre $kd = 2,5$, teniendo en cuenta los casos descritos en la *página 48* del presente documento.

$$U_{rp} = kd \left(\frac{U_{base}}{\sqrt{3}} \right) \text{ (Fase - Tierra)}$$

$$U_{rp} = 2,5 \left(\frac{100,4291}{\sqrt{3}} \right) = 144,9569 \text{ kV (Fase - Tierra)}$$

$$U_{rp} = kd * U_{base} \text{ (Fase - Fase)}$$

$$U_{rp} = 2,5 * 100,4291 = 251,0727 \text{ kV (Fase - Fase)}$$

Se procede hallar el valor **U_{rp} grupal** teniendo en cuenta los valores calculados anteriormente (únicamente asociado a las sobretensiones temporales), así:

U_{rp} debido a falla a tierra

$$U_{rp} = 74,56 \text{ kV}$$

U_{rp} debido a rechazo de carga

$$U_{rp} = 144,9569 \text{ kV}$$

Se selecciona el valor máximo entre estos dos valores

$$U_{rp} \text{ (p-e)} = 144,9569 \text{ kV}$$

$U_{rp} = 251,0727 \text{ kV}$

$U_{rp} (p-p) = 251,0727 \text{ kV}$

Sobretensiones de Frente Lento

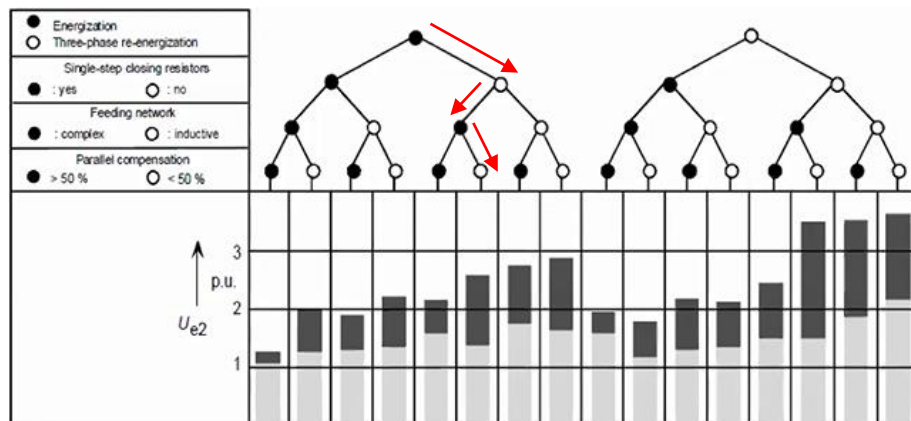
Se debe determinar el valor de U_{e2} , dependiendo de las condiciones propias del sistema.

Condiciones:

- Energización: La subestación Bosconia cuenta un sistema de energización. ●
- El sistema cuenta con resistencias de pre-inserción: La subestación Bosconia no cuenta con resistencias de preinserción en sus equipos. ○
- La red de alimentación es Compleja o Inductiva: Compleja.●
- El sistema posee Compensación en Paralelo: La subestación Bosconia posee compensación en paralelo menor al 50% de su capacidad. ○

Figura 36

Selección de los valores de U_{e2} .



Obtenido el valor del factor U_{e2} , se procede a llenar la siguiente tabla:

Tabla 11

Clasificación de los valores de U_{e2} para el nivel de 115 kV.

Sobretensiones representativas de frente lento (U_{e2})		
Fase - Tierra (Extremo Remoto)	U_{e2}	2,6

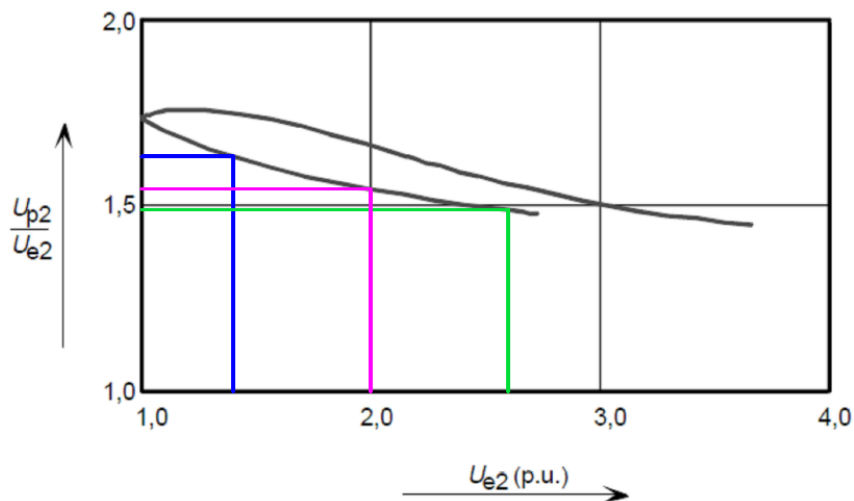
Fase – Tierra (Mínimo)	Ue2	1,4
Fase - Tierra (Extremo Local)	Ue2	2

$$U_{e2} [\text{kV}] = U_{e2} [\text{p.u.}] * U_{\text{base}}$$

Teniendo en cuenta el valor del factor **Ue2**, es necesario calcular el factor **Up2** teniendo en cuenta el siguiente gráfico.

Figura 37

Cálculo de Up2 para el nivel de 115 kV.



La línea verde representa el valor de *Extremo Remoto* y equivale a 1,496923.

La línea fucsia representa el valor *Mínimo* y equivale a 1,63.

La línea azul representa el valor de *Extremo Local* y equivale a 1,54.

$$U_{p2} = |\text{Valor Proyectado}| * U_{e2}$$

Tabla 12

Clasificación de los valores de Up2 para el nivel de 115 kV

Sobretensiones representativas de frente lento (Up2)		
Fase - Fase (Extremo Remoto)	Up2	3,892
Fase - Fase (Mínimo)	Up2	2,282
Fase - Fase (Extremo Local)	Up2	3,08

$$U_{p2} \text{ [kV]} = U_{p2} \text{ [p.u]} * U_{base}$$

Valor de truncamiento según el método Fase-Cresta (Extremo remoto – entrada de la línea):

$$U_{et} = [(1.25 * 2,6) - 0.25] * \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 123\right)$$

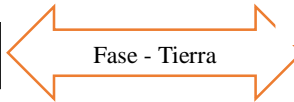
$$\lt U_{et} = 301,2872 \text{ kV}$$

Valor de truncamiento según el método Fase-Cresta (Extremo local – cualquier equipo dentro de la subestación):

$$U_{et} = [(1.25 * U_{e2}) - 0.25] * \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * U_m\right)$$

$$U_{et} = [(1.25 * 2) - 0.25] * \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 123\right)$$

$$U_{et} = 225,9654 \text{ kV}$$



$$U_{pt} = [(1.25 * U_{p2}) - 0.43] * \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * U_m\right)$$

$$U_{pt} = [(1.25 * 3,892) - 0.43] * \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 123\right)$$

$$U_{pt} = 445,4029 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = [(1.25 * U_{p2}) - 0.43] * \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * U_m\right)$$

$$U_{pt} = [(1.25 * 3,08) - 0.43] * \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 123\right)$$

$$U_{pt} = 343,4675 \text{ kV}$$

Tabla 13

Valores U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para el equipamiento en la entrada de la línea (115 kV).

Sobretensiones representativas para el equipamiento en la entrada de la línea			
Características	Nivel de protección al impulso tipo maniobra U_{ps} [kV]	Sobretensión de maniobra: Valor de truncamiento [kV]	Sobretensión representativa U_{rp} , para Sobretensiones de Frente Lento [kV]
Fase-Tierra	205	301,2872	205
Fase-Fase	410	445,4029	410

Tabla 14

Valores U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para cualquier equipo dentro de la subestación (115 kV).

Sobretensiones representativas para cualquier equipo dentro de la subestación			
---	--	--	--

Características	Nivel de protección al impulso tipo maniobra Ups [kV]	Sobretensión de maniobra: Valor de truncamiento [kV]	Sobretensión representativa Urp , para Sobretensiones de Frente Lento [kV]
Fase-Tierra	205	301,2872	205
Fase-Fase	301,2872	445,4029	301,2872

5.1.3. Cálculo de las tensiones soportadas de coordinación

Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial

$$U_{cw} (p-e) = k_c * U_{rp} (p-e)$$

$$U_{cw} (p-e) = 1 * 144,9569 = 144,9569 \text{ kV}$$

$$U_{cw} (p-p) = k_c * U_{rp} (p-p)$$

$$U_{cw} (p-p) = 1 * 251,0727 = 251,0727 \text{ kV}$$

Sobretensiones de Frente Lento

Para equipos a la entrada de la línea

Fase-Tierra

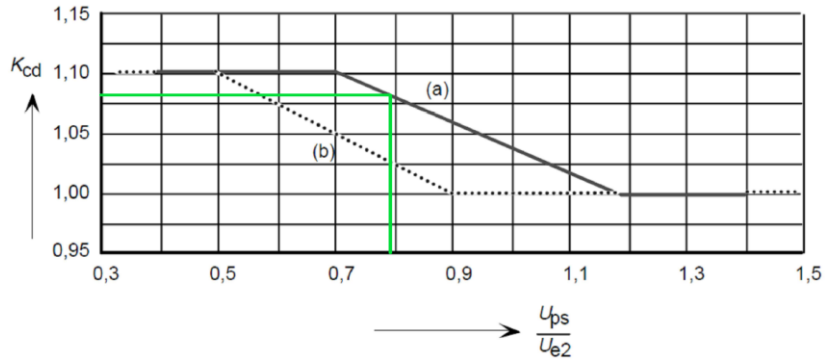
$$U_{e2} [\text{kV}] = U_{e2} [\text{p.u.}] * U_{base}$$

$$U_{e2} = 2,6 * 100,4291 = 261,1156 \text{ kV}$$

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{205}{261,1156} = 0,79$$

Figura 38

Selección de kcd para equipos a la entrada de la línea, fase-tierra (115 kV).



$k_{cd} = 1,082$

Fase-Fase

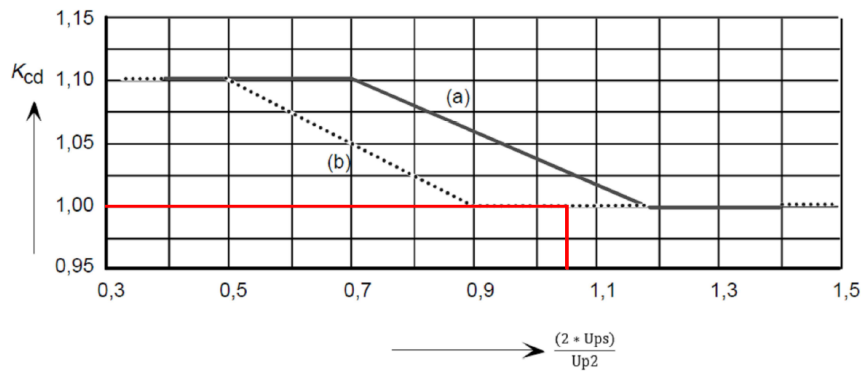
$U_{p2} [kV] = U_{p2} [p.u.] * U_{base}$

$U_{p2} = 3,892 * 100,4291 = 390,87 \text{ kV}$

$\frac{(2 * U_{ps})}{U_{p2}} = \frac{(2 * 205)}{390,87} = 1,05$

Figura 39

Selección de k_{cd} para el equipamiento de entrada de la línea, fase-fase (115 kV).



$k_{cd} = 1$

Para cualquier equipo dentro de la subestación

Fase-Tierra

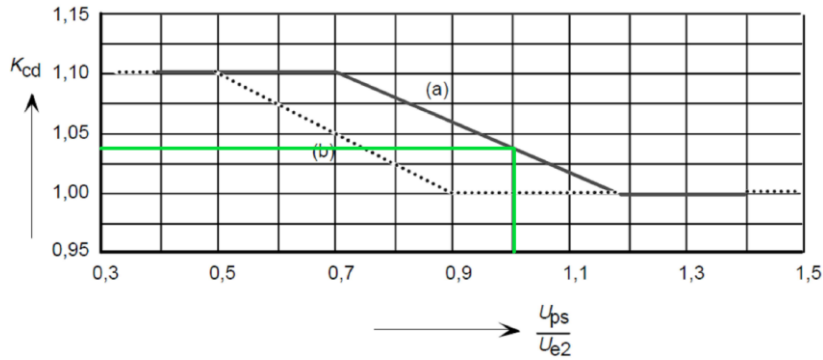
$U_{e2} [kV] = U_{e2} [p.u.] * U_{base}$

$U_{e2} = 2 * 100,4291 = 200,8582 \text{ kV}$

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{205}{200,8582} = 1,02$$

Figura 40

Selección de *kcd* para cualquier equipo dentro de la subestación, fase-tierra (115 kV).



kcd = 1,0377

Fase-Fase

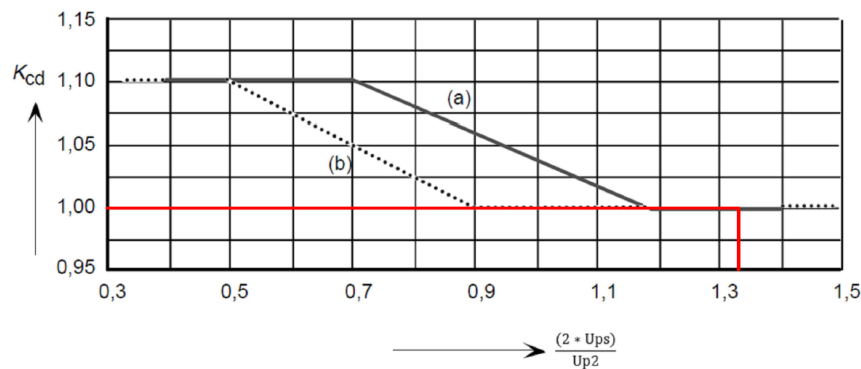
Up2 [kV] = Up2 [p.u] * Ubase

Up2 = 3,08*100,4291 = 309,3216 kV

$$\frac{(2*U_{ps})}{U_{p2}} = \frac{(2*205)}{309,3216} = 1,33$$

Figura 41

Selección de *kcd* para cualquier equipo dentro de la subestación, fase-fase (115 kV).

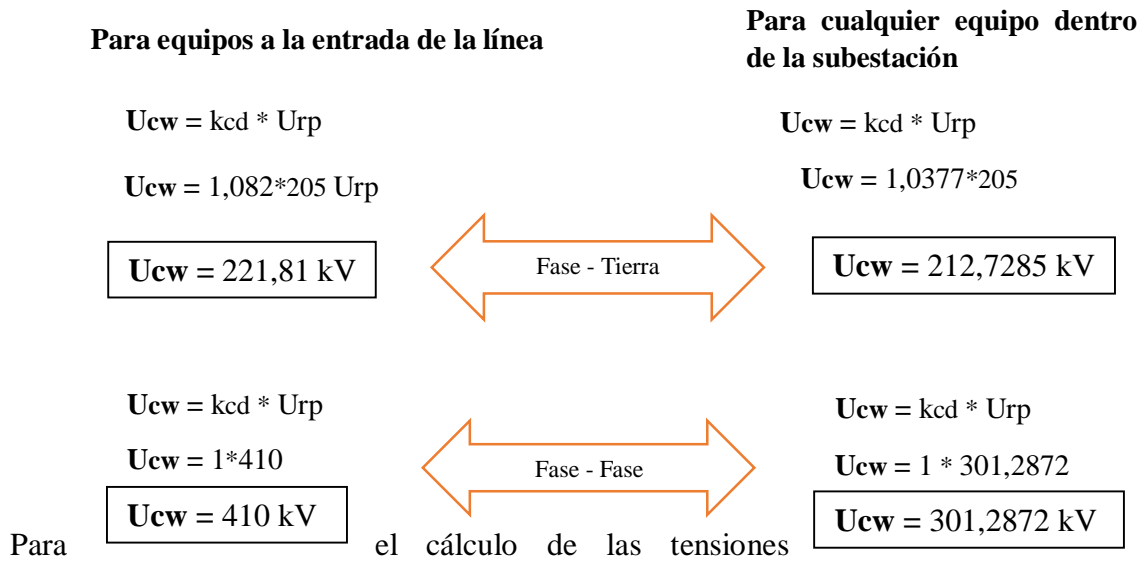


kcd = 1

Figura 42

Valores kcd, fase-fase y fase-tierra (115 kV).

kcd para sobretensiones de frente lento		Resultado del cociente	Valor de kcd
Para equipos a la entrada			
Fase-Tierra	Ups/Up2	0,79	1,082
Fase-Fase	2Ups/Up2	1,05	1
Para cualquier equipo dentro de la subestación			
Fase-Tierra	Ups/Up2	1,02	1,0377
Fase-Fase	2Ups/Up2	1,33	1



soportadas requeridas U_{rw} , se tendrán en cuenta los valores máximos de las tensiones soportadas de coordinación (fase-tierra y fase-fase), así:

$U_{cw} = 221,81 \text{ kV}$ (Fase-Tierra)

$U_{cw} = 410 \text{ kV}$ (Fase-Fase)

Sobretensiones de Frente Rápido

Aislamiento interno o aislamiento no autorregenerable

$$U_{cw} = U_{pl} + \left[\left(\frac{A}{n} \right) * \left(\frac{L}{L_{sp} + L_a} \right) \right]$$

$$U_{pl} = 250 \text{ kV}$$

$$A = 4500$$

$$n = 1$$

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 ; L = 0,7 + 1,7 + 1,1 + 1,2 ; L = 4,7 \text{ m.}$$

$$L_{sp} = 300 \text{ m}$$

$$R_a = 0.0025 \text{ fallas/año}$$

$$R_m = 0.01$$

$$L_a = \frac{R_a}{R_m} ; L_a = 0,25 \text{ km}; L_a = 250 \text{ m}$$

$$U_{cw} = 250 + \left[\left(\frac{4500}{1} \right) * \left(\frac{4,7}{300+250} \right) \right]$$

$$U_{cw} = 288,4545 \text{ kV}$$

Aislamiento externo

$$U_{cw} = 2 * U_{pl}$$

$$U_{cw} = 2 * 250 = 500 \text{ kV}$$

5.1.4. Cálculo de las tensiones soportadas requeridas

$$k_s = 1.15 \text{ (Para Aislamiento Interno)}$$

$$k_s = 1.05 \text{ (Para Aislamiento Externo)}$$

$$k_a = e^m \text{ (H/8150)}$$

Donde

$m = 1$, para los voltajes soportados de impulsos de rayos de coordinación.

m de acuerdo con la norma IEC 60071-2, 1996, p. 87, *figura 9*, para la coordinación de las tensiones soportadas por impulsos de conmutación.

$m = 1$, para tensiones tolerantes de frecuencia de potencia de corta duración de espacio libre y limpieza de aislantes.

H = Altura sobre el nivel del mar

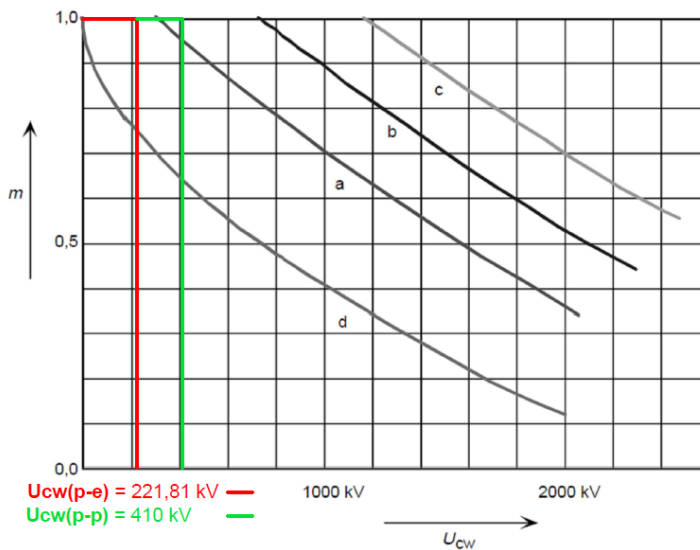
Se calcula el valor de m para sobretensiones de frente lento o tensiones soportadas por impulsos de conmutación.

$U_{cw} = 221,81$ kV (Fase-Tierra)

$U_{cw} = 410$ kV (Fase-Fase)

Figura 43

Selección de los factores m , para impulsos de conmutación (115 kV).



El valor del factor m hallado, para impulsos de conmutación o maniobra (fase-tierra y fase-fase) es igual a 1.

$$k_a = e^{1 (675/8150)} = 1,08635$$

Tabla 15

Valores de k_a para cada tipo de soportabilidad (115 kV).

Soportabilidades	m	k_a
A frecuencia industrial Fase-Fase y Fase-Tierra	1	1,08635

Al impulso de maniobra Fase-Tierra; Ucw=221,81 kV	1	1,08635
Al impulso de maniobra Fase-Fase; Ucw=410 kV	1	1,08635
Al impulso atmosférico Fase-Fase y Fase-Tierra	1	1,08635

A continuación, se calculan los valores de **U_{rw}**,

Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial

Fase-Tierra

Aislamiento Externo

$$\mathbf{U_{rw}} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$\mathbf{U_{rw}} = 144,9569 * 1,05 * 1,08635 = 165,3474 \text{ kV}$$

Aislamiento Interno

$$\mathbf{U_{rw}} = U_{cw} * k_s$$

$$\mathbf{U_{rw}} = 144,9569 * 1,15 = 166,7004$$

Fase-Fase

Aislamiento Externo

$$\mathbf{U_{rw}} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$\mathbf{U_{rw}} = 251,0727 * 1,05 * 1,08635 = 286,3901 \text{ kV}$$

Aislamiento Interno

$$\mathbf{U_{rw}} = U_{cw} * k_s$$

$$\mathbf{U_{rw}} = 251,0727 * 1,15 = 288,7336 \text{ kV}$$

Sobretensiones de Frente Lento

Fase-Tierra

Aislamiento Externo

$$\mathbf{U_{rw}} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$\mathbf{U_{rw}} = 221,81 * 1,05 * 1,08635 = 253,0111 \text{ kV (En la entrada de la línea)}$$

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$U_{rw} = 212,7285 * 1,05 * 1,08635 = 242,6522$ kV (Cualquier equipo dentro de la subestación)

Aislamiento Interno

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 221,81 * 1,15 = 255,0815$$
 kV (En la entrada de la línea)

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 212,7285 * 1,15 = 244,6378$$
 kV (Cualquier equipo dentro de la subestación)

Fase-Fase

Aislamiento Externo

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$U_{rw} = 410 * 1,05 * 1,08635 = 467,673$$
 kV (En la entrada de la línea)

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$U_{rw} = 301,2872 * 1,05 * 1,08635 = 343,6681$ kV (Cualquier equipo dentro de la subestación)

Aislamiento Interno

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 410 * 1,15 = 471,5$$
 kV (En la entrada de la línea)

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 301,2872 * 1,15 = 346,4803$$
 kV (Cualquier equipo dentro de la subestación)

Sobretensiones de Frente Rápido

Fase-Tierra

Aislamiento Externo

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$U_{rw} = 500 * 1,05 * 1,08635 = 570,333 \text{ kV}$$

Aislamiento Interno

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 288,4545 * 1,15 = 331,7227 \text{ kV}$$

Fase-Fase

Aislamiento Externo

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$U_{rw} = 500 * 1,05 * 1,08635 = 570,333 \text{ kV}$$

Aislamiento Interno

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 288,4545 * 1,15 = 331,7227 \text{ kV}$$

Figura 44

Clasificación de los valores de U_{cw} y U_{rw} (115 kV).

Aislamiento	Equipo	U _{cw} [kV]		U _{rw} [kV]		
		Externo	Interno	Externo	Interno	
Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial	Fase-Tierra	144,9569	144,9569	165,3474	166,7004	
	Fase-Fase	251,0727	251,0727	286,3901	288,7336	
Sobretensiones de Frente Lento	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	221,8100	221,8100	253,0111	255,0815
		Cualquiera dentro de la subestación	212,7285	212,7285	242,6522	244,6378
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	410,0000	410,0000	467,6730	471,5000
		Cualquiera dentro de la subestación	301,2872	301,2872	343,6681	346,4803
Sobretensiones de Frente Rápido	Fase-Tierra	500,0000	288,4545	570,3330	331,7227	
	Fase-Fase	500,0000	288,4545	570,3330	331,7227	

5.1.5. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas

Se realiza la conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW), teniendo en cuenta los factores de conversión de ensayo presentados en la *Figura 29* del presente documento.

Figura 45

Valores de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (115 kV).

Aislamiento		Equipo	Soportabilidad de Corta Duración a Frecuencia Industrial (SDW) [kV]	
Interno	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	$255,0815 \cdot 0,5 =$	127,5408
		Cualquiera dentro de la subestación	$244,6378 \cdot 0,5 =$	122,3189
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	$471,500 \cdot 0,5 =$	235,7500
		Cualquiera dentro de la subestación	$346,4803 \cdot 0,5 =$	173,2402
Externo	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	$253,0111 \cdot (0,6 + 253,0111/8500) =$	159,3378
		Cualquiera dentro de la subestación	$242,6522 \cdot (0,6 + 242,6522/8500) =$	152,5184
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	$467,673 \cdot (0,6 + 467,673/12700) =$	297,8257
		Cualquiera dentro de la subestación	$343,6681 \cdot (0,6 + 343,6681/12700) =$	215,5007

Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW), en base a los factores de conversión de ensayo.

Figura 46

Valores de soportabilidad al impulso tipo rayo (115 kV).

Aislamiento		Equipo	Soportabilidad al Impulso Tipo Rayo (LIW) [kV]	
Interno	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	$255,0815 \cdot 1,1 =$	280,5897
		Cualquiera dentro de la subestación	$244,6378 \cdot 1,1 =$	269,1016
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	$471,500 \cdot 1,1 =$	518,6500
		Cualquiera dentro de la subestación	$346,4803 \cdot 1,1 =$	381,1284
Externo	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	$253,0111 \cdot (1,05 + 253,0111/6000) =$	276,3308
		Cualquiera dentro de la subestación	$242,6522 \cdot (1,05 + 242,6522/6000) =$	264,5981
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	$467,673 \cdot (1,05 + 467,673/9000) =$	515,3587
		Cualquiera dentro de la subestación	$343,6680 \cdot (1,05 + 343,6680/9000) =$	373,9746

5.1.6. Selección de las tensiones de soportabilidad normalizadas

Se obtiene una tabla que contiene las magnitudes de las tensiones de soportabilidad normalizadas.

Figura 47

Tensiones de soportabilidad normalizadas (115 kV).

Valores de Urw: - En kV (valor eficaz o rms) para corta duración a frecuencia industrial (Sobretensiones Temporales) - En kV (valor pico) para los impulsos tipo rayo y tipo maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipo a la Entrada de la Línea		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación	
		Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido	Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido	Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido
Corta Duración a Frecuencia Industrial	Fase-Tierra	165,3474	159,3378	165,3474	152,5184	166,7004	122,3189
	Fase-Fase	286,3901	297,8257	286,3901	215,5007	288,7336	173,2402
Impulso Tipo Maniobra	Fase-Tierra	253,0111		242,6522		244,6378	
	Fase-Fase	467,6730		343,6681		346,4803	
Impulso Tipo Rayo	Fase-Tierra	570,3330	276,3308	570,3330	264,5981	331,7227	269,1016
	Fase-Fase	570,3330	515,3587	570,3330	373,9746	331,7227	381,1284

Empleando los valores de la tabla anterior, se determinarán los niveles de aislamiento requerido para el aislamiento interno y el aislamiento externo de los equipos para el patio de 115 kV.

NOTA: es necesario convertir los valores obtenidos durante el cálculo de coordinación de aislamiento a tensiones normalizadas, para comparar estos valores con las magnitudes expuestas en la *Figura 2* del presente documento.

Aislamiento Interno

Figura 48

Selección de los valores de aislamiento interno para impulso de corta duración a frecuencia industrial e impulso tipo rayo (115 kV).

Valores de Urw: - En kV (valor eficaz o rms) para corta duración a frecuencia industrial (Sobretensiones Temporales) - En kV (valor pico) para los impulsos tipo rayo y tipo maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipo a la Entrada de la Línea		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación	
		Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido	Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido	Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido
Corta Duración a Frecuencia Industrial	Fase-Tierra	165,3474	159,3378	165,3474	152,5184	166,7004	122,3189
	Fase-Fase	286,3901	297,8257	286,3901	215,5007	288,7336	173,2402
Impulso Tipo Maniobra	Fase-Tierra	253,0111		242,6522		244,6378	
	Fase-Fase	467,6730		343,6681		346,4803	
Impulso Tipo Rayo	Fase-Tierra	570,3330	276,3308	570,3330	264,5981	331,7227	269,1016
	Fase-Fase	570,3330	515,3587	570,3330	373,9746	331,7227	381,1284

Del recuadro azul se selecciona el mayor valor (288,7336 kV), que representa la magnitud del impulso de *corta duración a frecuencia industrial*.

Del recuadro verde se selecciona el mayor valor (381,1284 kV), que representa la magnitud del impulso *tipo rayo*.

El siguiente paso es obtener el BIL y el valor de sobretensión a frecuencia industrial, de acuerdo a la norma IEC 60071:

Figura 49

Selección del BIL y el BSL para el aislamiento interno (115 kV).

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

Para el aislamiento interno de los equipos a nivel de 115 kV, se tiene que:

Sobretensión a frecuencia industrial = 325 kV

BIL = 750 kV

Aislamiento Externo

Para cualquier equipo dentro de la subestación

Figura 50

Selección de los valores de aislamiento externo para impulso de corta duración a frecuencia industrial e impulso tipo rayo, para cualquier equipo dentro de la subestación (115 kV).

Valores de Urw: - En kV (valor eficaz o rms) para corta duración a frecuencia industrial (Sobretensiones Temporales) - En kV (valor pico) para los impulsos tipo rayo y tipo maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipo a la Entrada de la Línea		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación	
		Ur(w)s Sin Convertir	Ur(w)(c) Convertido	Ur(w)s Sin Convertir	Ur(w)(c) Convertido	Ur(w)s Sin Convertir	Ur(w)(c) Convertido
Corta Duración a Frecuencia Industrial	Fase-Tierra	165,3474	159,3378	165,3474	152,5184	166,7004	122,3189
	Fase-Fase	286,3901	297,8257	286,3901	215,5007	288,7336	173,2402
Impulso Tipo Maniobra	Fase-Tierra	253,0111		242,6522		244,6378	
	Fase-Fase	467,6730		343,6681		346,4803	
Impulso Tipo Rayo	Fase-Tierra	570,3330	276,3308	570,3330	264,5981	331,7227	269,1016
	Fase-Fase	570,3330	515,3587	570,3330	373,9746	331,7227	381,1284

Del recuadro amarillo se selecciona el mayor valor (286,3901 kV), que representa la magnitud del impulso de *corta duración a frecuencia industrial*.

Del recuadro morado se selecciona el mayor valor (570,333 kV), que representa la magnitud del impulso *tipo rayo*.

Figura 51

Selección del BIL y el valor de sobretensión a frecuencia industrial para el aislamiento externo, de cualquier equipo dentro de la subestación (115 kV).

Tensión más elevada para el material U _m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

Para el aislamiento externo, para cualquier equipo dentro de la subestación, a nivel de 115 kV, se tiene que:

Sobretensión a frecuencia industrial = 325 kV

BIL = 750 kV

Para equipos a la entrada de la línea

Figura 52

Selección de los valores de aislamiento externo para impulso de corta duración a frecuencia industrial e impulso tipo rayo, para cualquier equipo a la entrada de la línea (115 kV).

Valores de Urw: - En kV (valor eficaz o rms) para corta duración a frecuencia industrial (Sobretensiones Temporales) - En kV (valor pico) para los impulsos tipo rayo y tipo maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipo a la Entrada de la Línea		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación	
		Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido	Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido	Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido
Corta Duración a Frecuencia Industrial	Fase-Tierra	165,3474	159,3378	165,3474	152,5184	166,7004	122,3189
	Fase-Fase	286,3901	297,8257	286,3901	215,5007	288,7336	173,2402
Impulso Tipo Maniobra	Fase-Tierra	253,0111		242,6522		244,6378	
	Fase-Fase	467,6730		343,6681		346,4803	
Impulso Tipo Rayo	Fase-Tierra	570,3330	276,3308	570,3330	264,5981	331,7227	269,1016
	Fase-Fase	570,3330	515,3587	570,3330	373,9746	331,7227	381,1284

Del recuadro naranja se selecciona el mayor valor (286,3901 kV), que representa la magnitud del impulso de *corta duración a frecuencia industrial*.

Del recuadro celeste se selecciona el mayor valor (570,333 kV), que representa la magnitud del impulso *tipo rayo*.

Figura 53

Selección del BIL y el valor de sobretensión a frecuencia industrial, para el aislamiento externo de equipos a la entrada de la línea (115 kV).

Tensión más elevada para el material U _m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
125	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
245	325	750
	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

Para el aislamiento externo, de equipos a la entrada de la línea, a nivel de 115 kV, se tiene que:

Sobretensión a frecuencia industrial = 325 kV

BIL = 750 kV

Finalmente, se exponen los resultados de la coordinación de aislamiento para el nivel de 115 kV.

Figura 54

Niveles de aislamiento requerido (115 kV).

NIVELES DE AISLAMIENTO REQUERIDO - 115 kV			
CLASE DE AISLAMIENTO	EQUIPO	SOBRETENSIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL [kV]	BIL [kV]
Aislamiento Externo	En la entrada de la línea	325	750
	Cualquiera dentro de la subestación	325	750
Aislamiento Interno	Cualquiera dentro de la subestación	325	750

5.2. Coordinación de aislamiento para equipos a 4,16 kV

Tabla 16

Características de la subestación Bosconia (4,16 kV).

Descripción	Subestación Bosconia
Tensión nominal Un	4,16 [kV]
Tensión máxima del sistema Um	7,2 [kV]
Frecuencia nominal	60 [Hz]
Conexión del neutro	Efectivamente a tierra
Nivel de contaminación ambiental	Ligero 16 [mm/kV]
Altitud sobre el nivel del mar	675 [m.s.n.m]

5.2.1. Cálculo y selección de los descargadores de sobretensión

Tensión de operación continua (Uc o MCOV)

$$U_c = 1,05 \frac{7,2}{\sqrt{3}} = 4,3648 \text{ kV}$$

Sobretensión temporal (TOV)

La empresa *Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A*, fue la encargada de realizar el estudio de cortocircuito para el sistema eléctrico de la Planta de Tratamiento Bosconia (*Apéndice A*), empleando el Software etap.

En la *Figura 55*, se pueden detallar los valores correspondientes a las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero, para el barraje de 4,16 kV, los cuales se emplearán para hallar el factor **k**.

Figura 55

Parámetros obtenidos durante el estudio de cortocircuito (4,16 kV).

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base			
		R1	X1	R0	X0							
Fault at bus: Barraje 4.16 kV_1												
Prefault voltage = 4.160 kV = 100.00 % of nominal bus kV (4.160 kV) = 100.00 % of base kV (4.160 kV)												
Barraje 4.16 kV_1	Total	0.00	24.591	0.00	102.12	101.59	23.702	23.702	3.46E+000	5.63E+001	3.29E+000	6.27E+001
Bus61	DIST TRAT/1ER_P_Q UIM	0.24	0.190	0.16	102.12	101.66	0.122	0.000	4.27E+003	5.91E+003		
Barra TR2-4.16 kV	Barraje 4.16 kV_2	0.07	0.115	0.05	102.11	101.62	0.074	0.000	5.28E+003	1.09E+004		
Barra-UN4	Barraje 4.16 kV_2	0.64	3.857	0.41	102.13	101.77	2.479	0.000	1.14E+001	3.60E+002		
Bus10	Barraje 4.16 kV_2	0.00	0.000	0.00	102.12	101.59	0.000	0.000				
Bus4	Barraje 4.16 kV_2	0.48	20.468	0.49	102.11	101.57	21.053	23.702	4.05E+000	6.77E+001	3.29E+000	6.27E+001

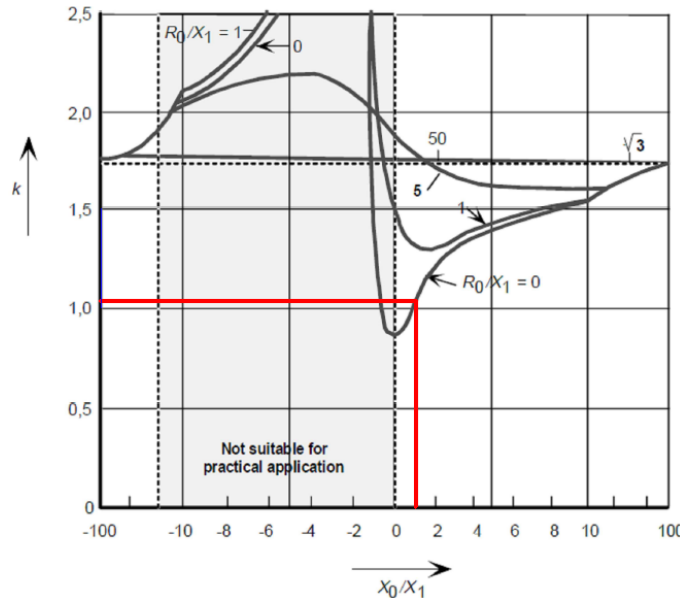
Se realiza el cálculo de los cocientes:

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{62,7}{56,3} = 1,1137$$

$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{3,29}{56,3} = 0,0584$$

Figura 56

Selección del factor de falla a tierra K para la subestación Bosconia (4,16 kV).



De esta manera, se obtiene el factor de falla a tierra $k=1,06$ y se calcula el valor del TOV.

$$TOV = k \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

$$TOV = 1,06 \frac{7,2}{\sqrt{3}} = 4,4063 \text{ kV}$$

La tensión nominal del descargador de sobretensiones U_r , es el mayor valor entre U_{r1} y U_{r2} .

$$U_{r1} = \frac{U_c}{K_0}$$

$$U_{r1} = \frac{4,3648}{0,8} = 5,456 \text{ kV}$$

$$U_{r2} = \frac{TOV}{K_{tov}}$$

$$U_{r1} = \frac{4,4063}{1,06} = 4,1569 \text{ kV}$$

Entonces,

$$U_r = 5,456 \text{ kV}$$

Selección del valor de corriente de descarga nominal

Se hallan los valores de corriente de descarga nominal debido a descargas atmosféricas y debido a maniobras, respectivamente.

Corriente de descarga nominal debido a descargas atmosféricas

Figura 57

Selección de la corriente nominal de descarga debido a descargas atmosféricas (4,16 kV).

	Standard nominal discharge current ^a				
	20 000 A	10 000 A	5 000 A	2 500 A	1 500 A
Rated voltage U_r (kV _{rms})	$360 < U_r \leq 756$	$3 \leq U_r \leq 360$	$U_r \leq 132$	$U_r \leq 36$	^b

^a In some countries it is customary to classify arresters as follows:
 – station for 10 000 A and 20 000 A arresters;
 – intermediate or distribution for 5 000 A arresters;
 – secondary for 1 500 A arresters.
^b This low-voltage range is under consideration.

De esta manera, se selecciona una corriente de descarga de magnitud 10 kA.

Corriente de descarga nominal debido a maniobras

Figura 58

Selección del valor de corriente de descarga debido a maniobras (4,16 kV).

Arrester class	Station			Distribution		
	SH	SM	SL	DH	DM	DL
Nominal discharge current ^a	20 kA	10 kA	10 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA
Switching impulse discharge current ^a	2 kA	1 kA	0,5 kA	--	--	--
Q_{rs} (C)	$\geq 2,4$	$\geq 1,6$	$\geq 1,0$	$\geq 0,4$	$\geq 0,2$	$\geq 0,1$
W_{th} (kJ/kV)	≥ 10	≥ 7	≥ 4	--	--	--
Q_{th} (C)	--	--	--	$\geq 1,1$	$\geq 0,7$	$\geq 0,45$

^a Other currents may be specified upon agreement between manufacturer and user.
 NOTE The letters "H", "M" and "L" in the designation stand for "high", "medium" and "low" duty, respectively.

De esta manera, se selecciona una corriente de descarga de magnitud 1 kA.

Se eligió un descargador de óxido de metal (MO), tipo **POLIM-S..N** con carcasa de silicona fabricado por la empresa **ABB**. La ficha técnica de este DPS se encuentra en el *Apéndice C*, página 2.

Figura 59

Selección de los valores de protección U_{pl} y U_{ps} (4,16 kV).

Rated voltage U_r	Continuous operating voltage U_c	Residual voltage U_{res} at specified impulse current (Maximum value)									
		Steep current impulse wave 1/... μ s		Lightning current impulse wave 8/20 μ s				Switching current impulse wave 30/60 μ s			
		5 kA	10 kA	1 kA	2.5 kA	5 kA	$I_t=10$ kA	20 kA	250 A	500 A	1000 A
kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}
5.0	4	12.6	13.2	10.5	11.0	11.5	12.0	13.3	9.6	9.8	10.1
6.3	5	15.8	16.5	13.1	13.8	14.4	15.0	16.6	11.9	12.3	12.6
7.5	6	18.9	19.8	15.7	16.5	17.2	18.0	19.9	14.3	14.7	15.2
8.8	7	22.1	23.1	18.3	19.2	20.1	21.0	23.2	16.7	17.2	17.7
10.0	8	25.2	26.4	20.9	22.0	22.9	24.0	26.5	19.1	19.6	20.2
11.3	9	28.4	29.7	23.5	24.7	25.8	27.0	29.8	21.5	22.1	22.7

De esta manera, los valores de protección obtenidos son:

$$U_{pl} = 15 \text{ kV}$$

$$U_{ps} = 12,6 \text{ kV}$$

5.2.2. Cálculo de las sobretensiones representativas

Sobretensiones Permanentes a Frecuencia Industrial

Tensiones Permanentes

$$\text{Máx} = 4,368 \text{ [kV]}$$

$$\text{Mín} = 3,952 \text{ [kV]}$$

Tensiones a Frecuencia Industrial

$$U_{base} = 5,8788 \text{ [kV]}$$

Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial

Sobretensiones por Fallas a Tierra

$$U_{rp} = k \left(\frac{U_m}{\sqrt{3}} \right)$$

El factor de falla a tierra fue hallado en la sección del cálculo para la selección de DPS.

$$U_{rp} = 4,4063 \text{ kV}$$

Sobretensiones por Rechazo de Carga

Debido a que la planta de tratamiento Bosconia cuenta con cuatro motores con potencia nominal de 5000 HP y de los cuales, dos se utilizan diariamente para la operación de bombeo, se selecciona un factor de deslastre **kd** = 2,5, teniendo en cuenta los casos descritos en la *página 48* del presente documento.

$$U_{rp} = kd \left(\frac{U_{base}}{\sqrt{3}} \right) \text{ (Fase - Tierra)}$$

$$U_{rp} = 8,4853 \text{ kV (Fase - Tierra)}$$

$$U_{rp} = kd * U_{base} \text{ (Fase - Fase)}$$

$$U_{rp} = 14,6969 \text{ kV (Fase - Fase)}$$

Se procede hallar el valor **U_{rp} grupal** teniendo en cuenta los valores calculados anteriormente (únicamente asociado a las sobretensiones temporales), así:

$$U_{rp} \text{ (p-e)} = 8,4853 \text{ kV}$$

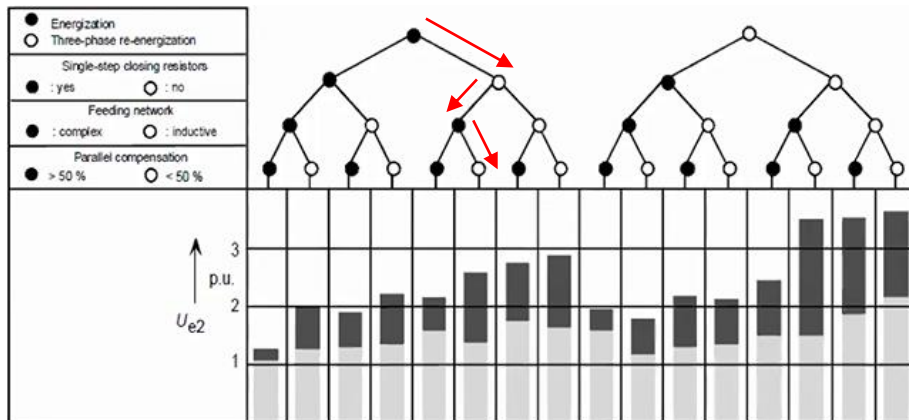
$$U_{rp} \text{ (p-p)} = 14,6969 \text{ kV}$$

Sobretensiones de Frente Lento

Se debe determinar el valor de U_{e2} , dependiendo de las condiciones propias del sistema.

Figura 60

Selección del valor de U_{e2} (4,16 kV).



Obtenido el valor del factor U_{e2} , se procede a llenar la siguiente tabla:

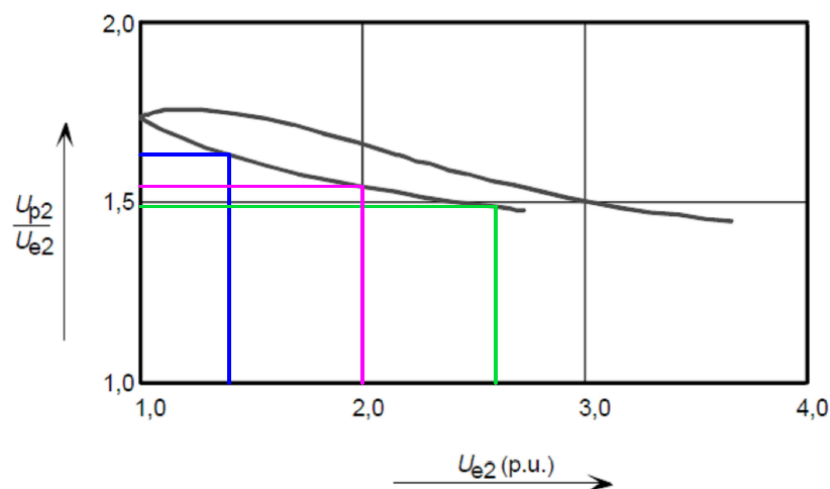
Tabla 17

Clasificación de los valores de U_{e2} para el nivel de 4,16 kV.

Sobretensiones representativas de frente lento (U_{e2})		
Fase - Tierra (Extremo Remoto)	U_{e2}	2,6
Fase – Tierra (Mínimo)	U_{e2}	1,4
Fase - Tierra (Extremo Local)	U_{e2}	2

Figura 61

Cálculo de U_{p2} para el nivel de 4,16 kV.



La línea verde representa el valor de *Extremo Remoto* y equivale a 1,496923.

La línea fucsia representa el valor *Mínimo* y equivale a 1,63.

La línea azul representa el valor de *Extremo Local* y equivale a 1,54.

$$Up2 = |\text{Valor Proyectado}| * Ue2$$

Tabla 18

Clasificación de las sobretensiones representativas de frente lento (Up2).

Sobretensiones representativas de frente lento (Up2)		
Fase - Fase (Extremo Remoto)	Up2	3,892
Fase - Fase (Mínimo)	Up2	2,282
Fase - Fase (Extremo Local)	Up2	3,08

$$Up2 \text{ [kV]} = Up2 \text{ [p.u]} * Ubase$$

Valor de truncamiento según el método Fase-Cresta (Extremo remoto – entrada de la línea):

Valor de truncamiento según el método Fase-Cresta (Extremo local – cualquier equipo dentro de la subestación):

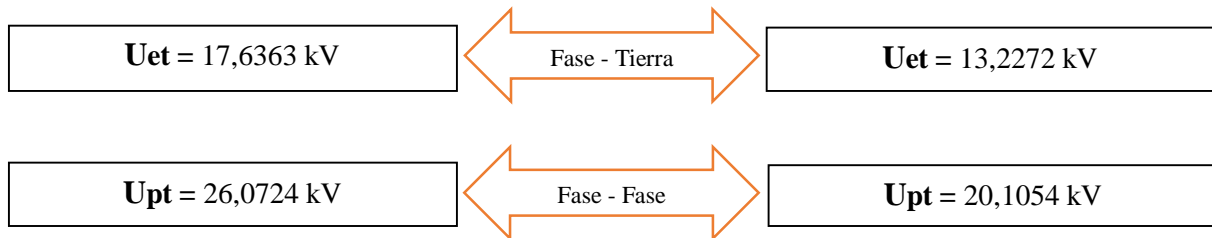


Tabla 19

Valor U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para el equipamiento en la entrada de la línea (4,16 kV).

Sobretensiones representativas para el equipamiento en la entrada de la línea			
Características	Nivel de protección al impulso tipo maniobra U _{ps} [kV]	Sobretensión de maniobra: Valor de truncamiento [kV]	Sobretensión representativa U _{rp} , para Sobretensiones de Frente Lento [kV]
Fase-Tierra	12,6	17,6363	12,6
Fase-Fase	25,2	26,0724	25,2

Tabla 20

Valor U_{rp} para sobretensiones de frente lento, para cualquier equipo dentro de la subestación (4,16 kV).

Sobretensiones representativas para cualquier equipo dentro de la subestación			
Características	Nivel de protección al impulso tipo maniobra U _{ps} [kV]	Sobretensión de maniobra: Valor de truncamiento [kV]	Sobretensión representativa U _{rp} , para Sobretensiones de Frente Lento [kV]
Fase-Tierra	12,6	17,6363	12,6
Fase-Fase	17,6363	26,0724	17,6363

5.2.3. Cálculo de las tensiones soportadas de coordinación

Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial

$$U_{cw} (p-e) = 8,4853 \text{ kV}$$

$$U_{cw} (p-p) = 14,6969 \text{ kV}$$

Sobretensiones de Frente Lento

Para equipos a la entrada de la línea

Fase-Tierra

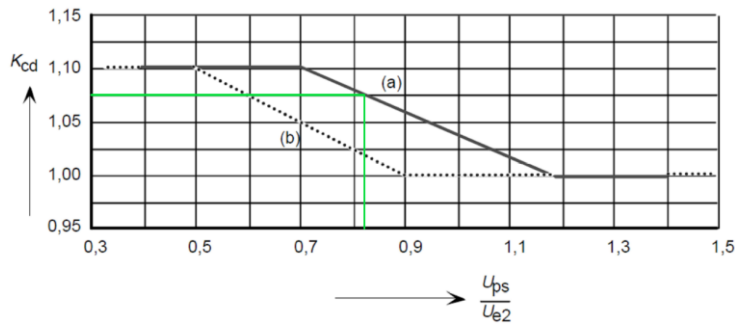
$$U_{e2} [\text{kV}] = U_{e2} [\text{p.u.}] * U_{base}$$

$$U_{e2} = 15,2848 \text{ kV}$$

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{12,6}{15,2848} = 0,82$$

Figura 62

Selección de kcd para equipos a la entrada de la línea, fase-tierra (4,16 kV).



kcd = 1,075

Fase-Fase

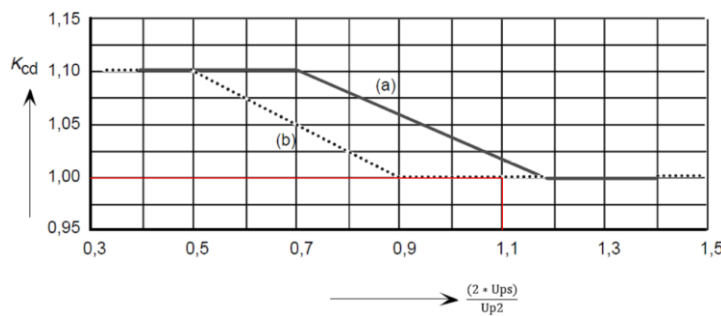
Up2 [kV] = Up2 [p.u] * Ubase

Up2 = 22,8802 kV

$\frac{(2 * U_{ps})}{U_{p2}} = \frac{(2 * 12,6)}{22,8802} = 1,1014$

Figura 63

Selección de kcd para el equipamiento de entrada de la línea, fase-fase (4,16 kV).



kcd = 1

Para cualquier equipo dentro de la subestación

Fase-Tierra

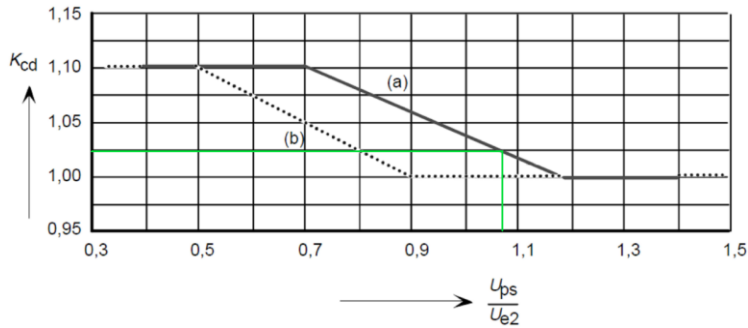
Ue2 [kV] = Ue2 [p.u] * Ubase

Ue2 = 11,7576 kV

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{12,6}{11,7576} = 1,07$$

Figura 64

Selección de k_{cd} para cualquier equipo dentro de la subestación, fase-tierra (4,16 kV).



$k_{cd} = 1,024$

Fase-Fase

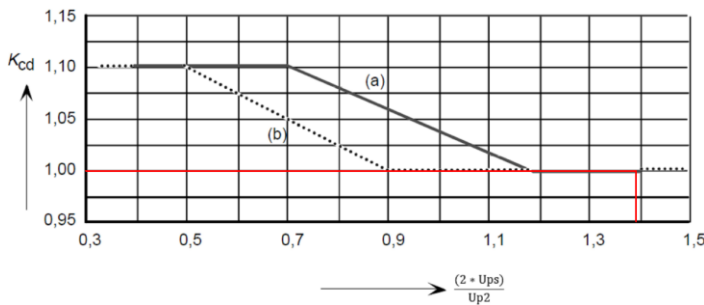
$U_{p2} [kV] = U_{p2} [p.u.] * U_{base}$

$U_{p2} = 18,1066 \text{ kV}$

$$\frac{(2 * U_{ps})}{U_{p2}} = \frac{(2 * 12,6)}{18,1066} = 1,39$$

Figura 65

Selección de k_{cd} para cualquier equipo dentro de la subestación, fase-fase (4,16 kV).



$k_{cd} = 1$

Figura 66

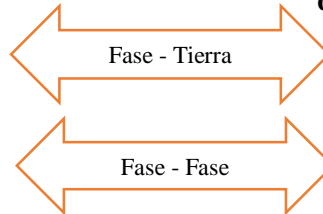
Valores k_{cd} , fase-fase y fase-tierra (4,16 kV).

kcd para sobretensiones de frente lento		Resultado del cociente	Valor de kcd
Para equipos a la entrada			
Fase-Tierra	Ups/Ue2	0,82	1,075
Fase-Fase	2Ups/Up2	1,1014	1
Para cualquier equipo dentro de la subestación			
Fase-Tierra	Ups/Ue2	1,07	1,024
Fase-Fase	2Ups/Up2	1,39	1

Para equipos a la entrada de la línea

$$U_{cw} = 13,545 \text{ kV}$$

$$U_{cw} = 25,2 \text{ kV}$$



Para cualquier equipo dentro de la subestación

$$U_{cw} = 12,9024 \text{ kV}$$

$$U_{cw} = 17,6363 \text{ kV}$$

Para el cálculo de las tensiones soportadas requeridas U_{rw} , se tendrán en cuenta los valores máximos de las tensiones soportadas de coordinación (fase-tierra y fase-fase), así:

$$U_{cw} = 13,545 \text{ kV (Fase-Tierra)}$$

$$U_{cw} = 25,2 \text{ kV (Fase-Fase)}$$

Sobretensiones de Frente Rápido

Aislamiento interno o aislamiento no autorregenerable

$$U_{cw} = U_{pl} + \left[\left(\frac{A}{n} \right) * \left(\frac{L}{L_{sp} + L_a} \right) \right]$$

$$U_{pl} = 15 \text{ kV}$$

$$A = 4500$$

$$n = 1$$

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 ; L = 0,7 + 1,7 + 1,1 + 1,2 ; L = 4,7 \text{ m.}$$

$$L_{sp}: 300 \text{ m}$$

$$R_a = 0.0025 \text{ fallas/año}$$

$$R_m: 0.01$$

$$L_a = \frac{R_a}{R_m} ; L_a = 0,25 \text{ km}; L_a = 250 \text{ m}$$

$$U_{cw} = 15 + \left[\left(\frac{4500}{1} \right) * \left(\frac{4,7}{300+250} \right) \right]$$

$$U_{cw} = 53,4545 \text{ kV}$$

Aislamiento externo

$$U_{cw} = 2 * U_{pl}$$

$$U_{cw} = 30 \text{ kV}$$

5.2.4. Cálculo de las tensiones soportadas requeridas

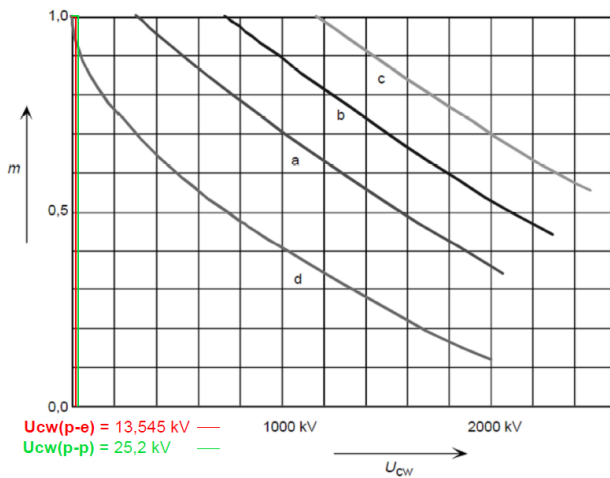
Se calcula el valor de **m** para sobretensiones de frente lento o tensiones soportadas por impulsos de conmutación.

$$U_{cw} = 13,545 \text{ kV (Fase-Tierra)}$$

$$U_{cw} = 25,2 \text{ kV (Fase-Fase)}$$

Figura 67

Selección de factor m para impulsos de conmutación (4,16 kV).



El valor del factor **m** hallado, para impulsos de conmutación o maniobra (fase-tierra y fase-fase) es igual a 1.

$$ka = e^{1 (675/8150)} = 1,08635$$

Figura 68

Valores de **ka** para cada tipo de soportabilidad (4,16 kV).

SOPORTABILIDADES	m	ka
A frecuencia industrial Fase-Fase y Fase-Tierra	1	1,08635
Al impulso de maniobra Fase-Tierra; U_{cw} =13,545 kV	1	1,08635
Al impulso de maniobra Fase-Fase; U_{cw} =25,2 kV	1	1,08635
Al impulso atmosférico Fase-Fase y Fase-Tierra	1	1,08635

A continuación, se calculan los valores de **U_{rw}**,

Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial

Fase-Tierra

Aislamiento Externo

$$U_{rw} = 9,6789 \text{ kV}$$

Aislamiento Interno

$$U_{rw} = 9,7581 \text{ kV}$$

Fase-Fase

Aislamiento Externo

$$U_{rw} = 16,7643 \text{ kV}$$

Aislamiento Interno

$$U_{rw} = 16,9015 \text{ kV}$$

Sobretensiones de Frente Lento

Fase-Tierra

Aislamiento Externo

Ur_w = 15,4503 kV (En la entrada de la línea)

Ur_w = 14,7173 kV (Cualquier equipo dentro de la subestación)

Aislamiento Interno

Ur_w = 15,5768 kV (En la entrada de la línea)

Ur_w = 14,8378 kV (Cualquier equipo dentro de la subestación)

Fase-Fase

Aislamiento Externo

Ur_w = 28,7448 kV (En la entrada de la línea)

Ur_w = 20,1172 kV (Cualquier equipo dentro de la subestación)

Aislamiento Interno

Ur_w = 28,98 kV (En la entrada de la línea)

Ur_w = 20,2818 kV (Cualquier equipo dentro de la subestación)

Sobretensiones de Frente Rápido

Fase-Tierra

Aislamiento Externo

Ur_w = 34,22 kV

Aislamiento Interno

Ur_w = 61,4727 kV

Fase-Fase

Aislamiento Externo

Ur_w = 34,22 kV

Aislamiento Interno

Ur_w = 61,4727 kV

Figura 69

Clasificación de los valores de Ucw y Urw (4,16 kV).

Aislamiento		Equipo	Ucw [kV]		Urw [kV]	
			Externo	Interno	Externo	Interno
Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial	Fase-Tierra		8,4853	8,4853	9,6789	9,7581
	Fase-Fase		14,6969	14,6969	16,7643	16,9015
Sobretensiones de Frente Lento	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	13,545	13,545	15,4503	15,5768
		Cualquiera dentro de la subestación	12,9024	12,9024	14,7173	14,8378
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	25,2	25,2	28,7448	28,9800
		Cualquiera dentro de la subestación	17,6363	17,6363	20,1172	20,2818
Sobretensiones de Frente Rápido	Fase-Tierra		30	53,4545	34,2200	61,4727
	Fase-Fase		30	53,4545	34,2200	61,4727

5.2.5. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas

Figura 70

Valores de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (4,16 kV).

Aislamiento		Equipo	Soportabilidad de Corta Duración a Frecuencia Industrial (SDW) [kV]		
Interno	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	$15,5768*0,5 =$		7,7884
		Cualquiera dentro de la subestación	$14,8378*0,5 =$		7,4189
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	$28,98*0,5 =$		14,4900
		Cualquiera dentro de la subestación	$20,2818*0,5 =$		10,1409
Externo	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	$15,4503*(0,6 + 15,4503/8500) =$		9,2983
		Cualquiera dentro de la subestación	$14,7173*(0,6 + 14,7173/8500) =$		8,8559
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	$28,7448*(0,6 + 28,7448/12700) =$		17,3119
		Cualquiera dentro de la subestación	$20,1172*(0,6 + 20,1172/12700) =$		12,1022

Figura 71

Valores de soportabilidad al impulso tipo rayo (4,16 kV).

Aislamiento		Equipo	Soportabilidad al Impulso Tipo Rayo (LIW) [kV]		
Interno	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	$15,5768*1,1 =$		17,1344
		Cualquiera dentro de la subestación	$14,8378*1,1 =$		16,3215
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	$28,98*1,1 =$		31,8780
		Cualquiera dentro de la subestación	$20,2818*1,1 =$		22,3100
Externo	Fase-Tierra	En la entrada de la línea	$15,45038*(1,05 + 15,4503/6000) =$		16,2626
		Cualquiera dentro de la subestación	$14,7173*(1,05 + 14,7173/6000) =$		15,4893
	Fase-Fase	En la entrada de la línea	$28,7448*(1,05 + 28,7448/9000) =$		30,2738
		Cualquiera dentro de la subestación	$20,1172*(1,05 + 20,1172/9000) =$		21,1680

5.2.6. Selección de las tensiones de soportabilidad normalizadas

Se obtiene una tabla que contiene las magnitudes de las tensiones de soportabilidad normalizadas.

Figura 72

Tensiones de soportabilidad normalizadas (4,16 kV).

Valores de Urw: - En kV (valor eficaz o rms) para corta duración a frecuencia industrial (Sobretensiones Temporales) - En kV (valor pico) para los impulsos tipo rayo y tipo maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipo a la Entrada de la Línea		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación		Cualquier Equipo Dentro de la Subestación	
		Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido	Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido	Urw(s) Sin Convertir	Urw(c) Convertido
Corta Duración a Frecuencia Industrial	Fase-Tierra	9,6789	9,2983	9,6789	8,8559	9,7581	7,4189
	Fase-Fase	16,7643	17,3119	16,7643	12,1022	16,9015	10,1409
Impulso Tipo Maniobra	Fase-Tierra	15,4503		14,7173		14,8378	
	Fase-Fase	28,7448		20,1172		20,2818	
Impulso Tipo Rayo	Fase-Tierra	34,2200	16,2626	34,2200	15,4893	61,4727	16,3215
	Fase-Fase	34,2200	30,2738	34,2200	21,1680	61,4727	22,3100

Empleando los valores de la tabla anterior, se determinarán los niveles de aislamiento requerido para el aislamiento interno y el aislamiento externo de los equipos para 4,16 kV.

Figura 73

Niveles de aislamiento requerido (4,16 kV).

NIVELES DE AISLAMIENTO REQUERIDO - 4,16 kV			
CLASE DE AISLAMIENTO	EQUIPO	SOBRETENSIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL [kV]	BIL [kV]
Aislamiento Externo	En la entrada de la línea	20	40
	Cualquiera dentro de la subestación	20	40
Aislamiento Interno	Cualquiera dentro de la subestación	28	75

6. Cálculo de la longitud de fuga y selección de la clase de los descargadores

La longitud o línea de fuga representa la distancia medida a lo largo del aislamiento exterior del equipo y es una determinación aproximada de la capacidad del equipo respecto al contorno exterior en ambientes contaminados.

6.1. Longitud de fuga 115 kV

Línea de Fuga (mm) = U_m (kV) x Línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV)

Línea de Fuga = $123 \times 16 = 1968$ mm

6.2. Longitud de fuga 4,16 kV

Línea de Fuga = $7,2 \times 16 = 115,2$ mm

6.3. Valor de la corriente pico de los DPS

La norma International Standard IEC 60099-4, Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems, 2014, define el valor de la corriente pico para una onda de 4/10 ms, como otro parámetro de los descargadores de sobretensión.

Figura 74

Corriente pico de los DPS

Arrester classification	Peak current 4/10 kA
20 kA and 10 kA	100
5 kA	65
2,5 kA	25

Nota: Tomado de (International Standard IEC 60099-4, Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems, 2014).

De esta manera se tiene que la corriente de fuga, tanto para los DPS de 4,16 kV y 115 kV en la subestación Bosconia, es de 100 kA.

6.4. Selección de la clase de los descargadores

Para realizar la selección de la clase de los descargadores, es necesario realizar el cálculo de energía disipada debido a descargas atmosféricas y a procesos de conmutación.

6.4.1. Cálculo de la disipación de energía para descargas atmosféricas - 115 kV

La energía soportada a partir de una descarga atmosférica puede estimarse a partir de la siguiente fórmula:

$$W = \left[(2xU_f) - (NxU_{pl}) \left(1 + \ln\left(2x\frac{U_f}{U_{pl}} \right) \right) \right] \left(\frac{U_{pl} \times T_I}{Z} \right)$$

Donde,

W es la energía.

Ln es el logaritmo natural.

U_{pl} es el nivel de protección al impulso tipo rayo del descargador.

U_f es el voltaje de descarga negativa del aislamiento de la línea.

Z es la impedancia de sobretensión de línea.

N es el número de líneas conectadas al descargador.

T_I es la duración equivalente de la corriente de un rayo, incluidos los primeros y posteriores impactos. Un valor típico es 3×10^{-4} s.

Este procedimiento se expone en la norma IEC 60099-5, 2013, p. 69.

El valor de **Z** se obtiene a partir de la siguiente tabla:

Figura 75

Parámetros para la prueba de descarga de línea en DPS de 20 kA y 10 kA.

Arrester classification	Line discharge class	Surge impedance of the line Z Ω	Virtual duration of peak I μs	Charging voltage U_L kV d.c.
10 000 A	1	4,9 U_r	2 000	3,2 U_r
10 000 A	2	2,4 U_r	2 000	3,2 U_r
10 000 A	3	1,3 U_r	2 400	2,8 U_r
20 000 A	4	0,8 U_r	2 800	2,6 U_r
20 000 A	5	0,5 U_r	3 200	2,4 U_r

U_r is the rated voltage of the test sample in kilovolts r.m.s.

NOTE Classes 1 to 5 correspond to increasing discharge requirements. The selection of the appropriate discharge class is based on system requirements and is dealt with in Annex E.

Nota: Tomado de (International Standard IEC 60099-4, Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems, 2014, p. 163).

Para este caso **Z** = 2,4 U_r .

El valor de **U_f**, también conocido como **VCFO** está dado por la siguiente ecuación:

$$VCFO = \frac{BIL}{0,961}$$

$$VCFO = \frac{750}{0,961} = 780,437 \text{ kV}$$

De esta manera se tiene que:

$$W = \left[(2 \times 780,437) - (1 \times 250) \left(1 + \ln \left(2 \times \frac{780,437}{250} \right) \right) \right] \left(\frac{250 \times 3 \times 10^{-4}}{2,4 \times 96} \right)$$

$$W = 277,6657 \text{ kJ}$$

6.4.2. Cálculo de la disipación de energía durante la conmutación de líneas – 115 kV

La energía de conmutación del descargador depende de la magnitud de la sobretensión, la forma de onda, la impedancia la configuración del sistema, las características de protección del descargador y la frecuencia de las operaciones de conmutación dentro de un corto período de tiempo.

En última instancia, el descargador de sobretensiones seleccionado tendrá una capacidad energética mayor que las energías acumuladas durante el servicio operativo más severo.

El valor de energía disipada por el DPS, se obtiene durante el proceso de coordinación del aislamiento que determina las sobretensiones representativas.

La fórmula simplificada para calcular la energía del descargador se basa en el supuesto de que toda la línea soporta un posible valor de sobretensión de conmutación, que se debe descargar a través del DPS, a un valor asociado a su nivel de protección. Tomado de (International Standard IEC 60099-5, 2013, p. 70)

$$W = U_{ps} \times \left(\frac{U_{rp} - U_{ps}}{Z_s} \right) \times 2 \times \left(\frac{L}{C} \right)$$

Donde,

W es la energía.

L es la longitud de la línea.

C es la velocidad de la luz.

Zs es la impedancia de sobretensión de línea.

Ups es el voltaje residual del descargador debido al impulso de conmutación.

Urp es el máximo valor de las sobretensiones representativas de conmutación.

Tomado de (International Standard IEC 60099-5, 2013, p. 70).

Entonces,

$$W = 205 \times \left(\frac{251,0727 - 205}{2,4 \times 96} \right) \times 2 \times \left(\frac{65}{300000} \right)$$

$$W = 17,7639 \text{ kJ}$$

Teniendo en cuenta los valores de energía calculados para descargas atmosféricas y conmutación de líneas, se elige el mayor valor entre los dos y se calcula la clase de descarga del DPS, de la siguiente manera:

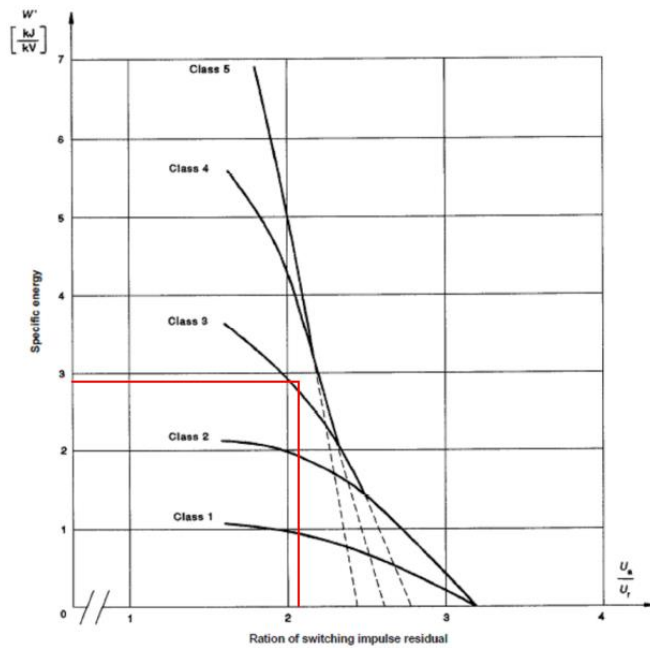
$$W_{Th} = \frac{W_{m\acute{a}x}}{U_r}$$

$$W_{Th} = \frac{277,6657}{96} = 2,8924 \text{ kJ/kV}$$

$$\frac{U_{ps}}{U_r} = \frac{205}{96} = 2,1354$$

Figura 76

Selección de la clase del descargador de 115 kV



Nota: Tomado de (International Standard IEC 60099-4, Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems, 2014, p. 347).

De esta manera se concluye que los DPS para el nivel de 115 kV, deben ser clase 3.

6.4.3. Cálculo de la disipación de energía para descargas atmosféricas - 4,16 kV

$$W = [(2xU_f) - (N x U_{pl}) (1 + \ln(2x \frac{U_f}{U_{pl}}))] (\frac{U_{pl} x TI}{Z})$$

Para este caso $Z = 4,9 U_r$.

$$VCFO = \frac{BIL}{0,961}$$

$$VCFO = \frac{40}{0,961} = 41,6233 \text{ kV}$$

$$W = [(2x41,6233) - (1x15)(1 + \ln(2x \frac{41,6233}{15}))] (\frac{15 x 3 \times 10^{-4}}{4,9 x 6,3})$$

$$W = 6,2012 \text{ kJ}$$

6.4.4. Cálculo de la disipación de energía durante la conmutación de líneas – 4,16 kV

$$W = U_{ps} \times \left(\frac{U_{rp} - U_{ps}}{Z_s} \right) \times 2 \times \left(\frac{L}{c} \right)$$

$$W = 12,6 \times \left(\frac{14,6969 - 12,6}{4,9 \times 6,3} \right) \times 2 \times \left(\frac{70}{300000} \right)$$

$$W = 0,4 \text{ kJ}$$

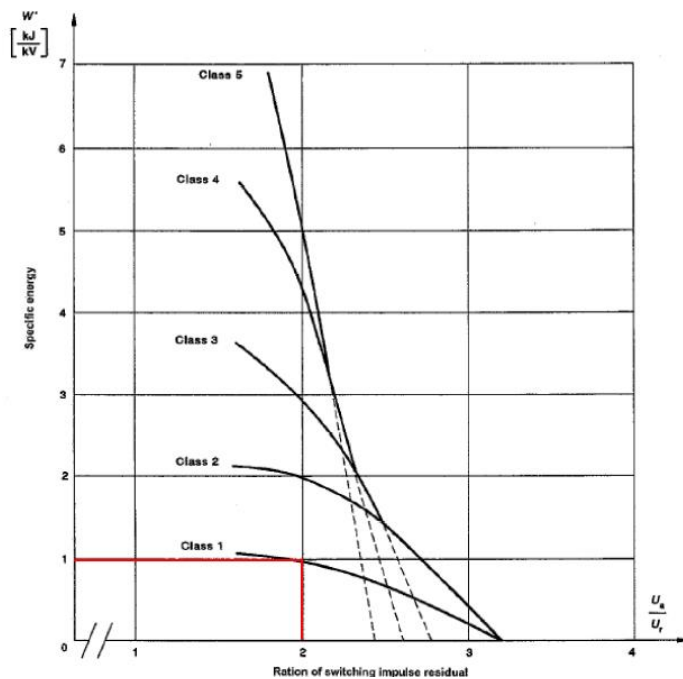
$$W_{Th} = \frac{W_{Thmax}}{U_r}$$

$$W_{Th} = \frac{6,2012}{6,3} = 0,9843 \text{ kJ/kV}$$

$$\frac{U_{ps}}{U_r} = \frac{12,6}{6,3} = 2$$

Figura 77

Selección de la clase del descargador de 4,16 kV



Nota: Tomado de (International Standard IEC 60099-4, Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems, 2014, p. 347).

De esta manera se concluye que los DPS para el nivel de 4,16 kV, deben ser clase 1.

7. Distancias dieléctricas para la subestación Bosconia

7.1. Introducción

Las distancias dieléctricas son aquellas que permiten garantizar un perfecto aislamiento entre dos cuerpos que están sometidos a una diferencia de potencial o un cuerpo bajo tensión y un cuerpo a tierra.

Las distancias dieléctricas o de descarga disruptiva son las mínimas que garantizan que no se presentará el fenómeno de arco eléctrico. Estas distancias se dividen en:

- Distancia de fase a tierra.
- Distancia de fase a fase.

7.2. Selección de las distancias dieléctricas

La IEC no estipula un procedimiento para calcular distancias mínimas; a cambio, presenta algunas tablas con parámetros normalizados, expuestos en el *Anexo A* de la norma IEC 60071-2, para definir las distancias dieléctricas tanto de fase a tierra, como de fase a fase.

La *Figura 78* correlaciona las distancias mínimas, con los voltajes de resistencia a los impulsos tipo rayo estandarizados, para configuraciones del tipo varilla-estructura y, para el rango II, del tipo conductor-estructura. Son aplicables para distancias entre fase y tierra, así como para distancias entre fases (Ver la nota en la Tabla 84).

Figura 78

Correlación entre voltajes de resistencia a impulsos tipo rayo y distancias mínimas.

Standard lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

NOTE – The standard lightning impulse is applicable phase-to-phase and phase-to-earth.
For phase-to-earth, the minimum clearance for conductor-structure and rod-structure is applicable.
For phase-to-phase, the minimum clearance for rod-structure is applicable

Nota: Tomado de (International Standard IEC 60071-2, 1996, p. 119).

De esta manera, se obtienen las distancias dieléctricas mínimas para los niveles de 115 kV y 4,16 kV, respectivamente, de la subestación Bosconia.

Figura 79

Distancias mínimas fase-tierra y fase-fase, para la subestación Bosconia.

NIVEL DE TENSIÓN [kV]	BIL [kV]	DISTANCIA MÍNIMA [m]	
		FASE - TIERRA	FASE - FASE
115	750	1,5	1,5
4,16	40	0,06	0,06

8. Estado actual de los DPS

El día 12 de enero de 2017, la Sección de Electromecánica del **amb** ejecutaba una maniobra eléctrica en la subestación Bosconia.

La operación requería el cierre del interruptor de potencia 1Q0. Al realizar la maniobra, por causa desconocida, solo se energizaron dos de las tres fases, lo que ocasionó daños en los tres DPS del lado de alta tensión. Como consecuencia, el transformador T1 tuvo que ser desenergizado.

Por esta razón, la **Gerencia de Operaciones** del **amb** decide adquirir descargadores de sobretensión poliméricos de alto voltaje totalmente nuevos, tipo *BOWTHORPE EMP* (ver especificaciones en el *Apéndice B*).

A estos nuevos DPS se le realizan pruebas eléctricas tales como: factor de potencia, corriente de fuga y pérdidas de potencia, a los DPS comprados. Los resultados de estas pruebas se detallan en la *Figura 80*.

Figura 80

Resultados de las pruebas eléctricas realizadas a los DPS de 115 kV.

FACTOR DE POTENCIA A PARARRAYOS				
Fase	I fuga [mA]	Capacitancia [pF]	Tan Delta [%]	Pérdidas [mW]
H1	0.131	34.79	2.180	28.6
H2	0.130	34.46	2.206	28.6
H3	0.134	35.43	2.211	29.5

Nota: Tomado de (CDM Mantenimiento y Servicios LTDA, 2019).

Los resultados de las pruebas de factor de potencia a los descargadores de sobretensión corresponden con valores típicos, no evidencian anomalías y están listos para entrar en funcionamiento.

La evidencia fotográfica de las pruebas realizadas a los DPS de 115 kV y 4,16 kV, se puede observar en las *Figuras 81* y *82*.

Figura 81

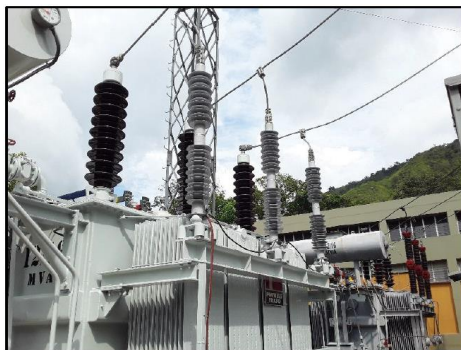
Pruebas eléctricas a los DPS de alta tensión.

**Figura 82**

Pruebas eléctricas a los DPS de baja tensión.

**Figura 83**

Montaje de los DPS tipo BOWTHORPE EMP.



En el mes de febrero de 2020, la **Gerencia de Operaciones** del **amb** autoriza la compra de tres DPS tipo línea, referencia: BOW-I-TLPCA2L2L96L1E9MO-2 y tres contadores de descarga,

referencia: BOW-I-SC12, para reemplazar los DPS de línea de 115 kV marca SPRECHER + SCHUH existentes (con más de 20 años de servicio).

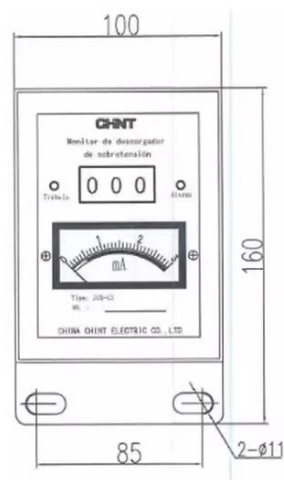
NOTA: A la fecha de culminación del presente documento, no se había reportado la entrega e instalación de los DPS.

9. Recomendaciones

- Es necesario adquirir e implementar dispositivos contadores de descargas y medidores de corriente de fuga en los tres DPS de línea y en los seis DPS correspondientes al nivel de 115 kV de los transformadores, para monitorear y verificar que el valor de esta corriente está por debajo de 1 mili Amper. Para un valor igual o mayor a 1 mA en la corriente de fuga, se recomienda iniciar el proceso de reemplazo del equipo que está siendo monitoreado.

Figura 84

Contador de descargas y medidor de corriente de fuga para un DPS



Nota: Tomado de (Inel Engineering Education, 2020).

- Inspección: en las rutinas de mantenimiento, es importante programar jornadas de inspección visual que corroboren el estado físico de los DPS, debido a que estos dispositivos se ubican a la intemperie y están expuestos a factores que intensifican el riesgo a la corrosión. Por esta razón, se debe verificar el estado e informar cualquier irregularidad en su estructura o deterioro en las capas de pintura que recubren al DPS. Con la inspección física también se busca detectar en los aisladores, grietas o fisuras; al igual que contactos y conductores en mal estado.
- Limpieza: la limpieza de los DPS debe realizarse de manera superficial, empleando agua desmineralizada o neutra de baja conductividad, proyectándola a presión sobre los elementos aislantes con ayuda de una hidrolavadora, enfocándose en los puntos de unión y conexión de los DPS.
- Apriete de tornillería: debido a los esfuerzos mecánicos y vibraciones a las que están sometidos los DPS, se puede presentar un desajuste en el par de apriete, por lo que se hace necesario ajustar nuevamente la tornillería en todos los puntos de unión.
-

10. Conclusiones

- Para el nivel de 115 kV ($U_m = 123$ kV), se obtuvo un valor de 326 kV para soportabilidad a frecuencia industrial y un valor de 750 kV para el BIL, de acuerdo a la coordinación de aislamiento. Estas tensiones no se encuentran en el rango de

tensión máxima igual a 123 kV, así que se empleó uno de los rangos de tensiones proporcionados para tensión máxima igual 170 kV.

- A nivel de 4,16 kV ($U_m = 7,2$ kV), para el aislamiento interno y equipos dentro de la subestación, se obtuvo un valor de 28 kV para soportabilidad a frecuencia industrial y un valor de 75 kV para el BIL, de acuerdo a la coordinación de aislamiento. Estas tensiones no se encuentran en el rango de tensión máxima igual a 7,2 kV, así que se empleó uno de los rangos de tensiones proporcionados para tensión máxima igual 12 kV.
- Con base en los resultados obtenidos, relacionados con el nivel de aislamiento requerido para el nivel de 4,16 kV, se afirma que el autotransformador marca Tamini (empleado en las unidades 2, 3 y 4) con clase nominal de aislamiento 7,2/22/60 kV, no cumple con el nivel de tensión de soportabilidad a frecuencia industrial (28 kV), ni con el BIL (75 kV).
- Los DPS de línea (115 kV), marca SPRECHER + SCHUH, están diseñados para una corriente nominal de descarga (8/20 μ s) igual a 10 kA y una corriente pico (4/10 μ s) igual a 100 kA, que corresponden con los cálculos obtenidos en el desarrollo de este documento.
- Los transformadores de potencial, marca ABB Switchgear, poseen nivel de aislamiento 230/550 kV, valores insuficientes para cumplir con los requerimientos de soportabilidad a frecuencia industrial (325 kV) y BIL (750 kV).
- Los transformadores de corriente, marca ABB Switchgear, poseen nivel de aislamiento 230/550 kV, valores insuficientes para cumplir con los requerimientos de soportabilidad a frecuencia industrial (325 kV) y BIL (750 kV).

Referencias

- CDM Mantenimiento y Servicios LTDA. (2019). *Mantenimiento al transformador de potencia T1 de la subestación eléctrica de la estación de bombeo Óscar Serrano perteneciente al amb. Villa del Rosario.*
- Grijalva Santos, M. F. (2014). *Coordinación de aislamiento de una subestación de alta tensión.* Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
- IEC 60099-4. (2004). *Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems.*
- IEEE. (1996). *Standard for Insulation Coordination - Definitions, Principles and Rules.* En IEEE. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- IEEE Std 141-1993. (s.f.). *Recommended practice for electric power distribution for industrial plants.*
- Inel Engineering Education. (2019). *Seminario virtual sobre coordinación de aislamiento.* Lima.
- Inel Engineering Education. (2020). *Curso virtual sobre coordinación de aislamiento.* Lima.
- International Standard IEC 60071-1. (2006). *Coordination Insulation, definitions, principles and rules.*
- International Standard IEC 60071-2. (1996). *Insulation Coordination - Part 2: Application Guide.* Genova.
- International Standard IEC 60099-4. (2014). *Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems.*
- International Standard IEC 60099-4. (2014). *Surge arresters-Metal oxide surge arresters without gaps for A.C systems.*
- International Standard IEC 60099-5. (2013). *Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations.* Geneva: IEC Central Office.
- Martínez Velasco, J. A. (2008). *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión.* Madrid: McGraw-Hill Interamericana de España.
- PTI, P. (2020). *Estudio de Cortocircuito para el sistema eléctrico de la planta de tratamiento Bosconia.* Santiago de Cali.
- Sánchez Tenorio, M. (s.f.). *Cálculos para la selección del pararrayos.* En M. S. Tenorio, *Soterramiento parcial de la línea eléctrica DC 132 kV "Casillas - Puente Nuevo" y "Lancha - Rivero" (pág. 7).* Sevilla.

Villalba Noriega, D. M. (2016). *Comparación entre norma IEEE e IEC sobre coordinación de aislamiento (en sistemas de distribución hasta 69 kV)*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Zambrano Bonilla, J. E. (2011). *Análisis de la coordinación de aislamiento de la línea Quixal Tactic*. Ciudad de Guatemala.