



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE
BLINDAJE DE UNA SUBESTACIÓN CON TENSIONES 230/115 kV
CON CAPACIDAD DE 100 MVA**

TESINA DE GRADO:

ESPECIALISTA EN ENERGÍA ELÉCTRICA

ESPECIALIDAD: DISEÑO DE SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN

PRESENTADA POR:

JORGE VELÁZQUEZ RAMÍREZ

Ciudad Universitaria 15 junio 2012

1. Introducción
2. Conceptos y Definiciones
3. Coordinación de aislamiento zona 115 kV
 - 3.1 Determinación de los sobrevoltajes representativos (U_{pr})
 - 3.1.1 Voltaje de frecuencia del sistema
 - 3.1.2 Sobrevoltajes temporales
 - 3.1.3 Sobrevoltajes de frente lento
 - 3.1.4 Sobrevoltajes de frente rápido
 - 3.2 Determinación de los voltajes de aguante de coordinación
 - 3.2.1 Sobrevoltajes temporales
 - 3.2.2 Sobrevoltajes de frente lento
 - 3.2.3 Sobrevoltajes de frente rápido
 - 3.3 Determinación de los voltajes de aguante requeridos (U_{rw})
 - 3.3.1 Factores k_a y k_s
 - 3.3.2 Voltajes de aguante requeridos
 - 3.3.3 Conversión de voltajes soportados normalizados para voltajes en rango I
 - 3.4 Determinación de los voltajes de aguante de norma (U_w)
4. Distancias en aire fase a fase y fase a tierra
5. Distancias de seguridad
6. Cálculo y determinación del número de aisladores y tipo de aisladores para las cadenas.
 - 6.1 Clasificación del nivel de contaminación
 - 6.2 Calculo de aisladores por distancia de fase a tierra
 - 6.3 Calculo de número de aisladores por distancia de fuga
7. Verificación de la protección del blindaje por hilo de guarda
8. Verificación de la selección de apartarrayos
 - 8.1 Tensión de designación
 - 8.2 Margen de protección
9. Características de los apartarrayos de 230 kV, de acuerdo a la norma NRF-003
10. Coordinación de aislamiento zona 230 kV
 - 10.1. Determinación de los sobrevoltajes representativos (U_{pr})
 - 10.1.1 Voltaje de frecuencia del sistema
 - 10.1.2 Sobrevoltajes temporales
 - 10.1.3 Sobrevoltajes de frente lento
 - 10.1.4 Sobrevoltajes de frente rápido

10.2 Determinación de los voltajes de aguante de coordinación

10.2.1 Sobrevoltajes temporales

10.2.2 Sobrevoltajes de frente lento

10.2.3 Sobrevoltajes de frente rápido

10.3 Determinación de los voltajes de aguante requeridos (U_{rw})

10.3.1 Voltajes de aguante requeridos

10.3.2 Conversión de voltajes soportados normalizados para voltajes en rango I

10.4 Determinación de los voltajes de aguante de norma (U_w)

11. Distancias en aire fase a fase y fase a tierra

12. Distancias de seguridad

13. Cálculo y determinación del número de aisladores y tipo de aisladores para las cadenas.

13.1 Clasificación del nivel de contaminación

13.2 Calculo de aisladores por distancia de fase a tierra

13.3 Calculo de número de aisladores por distancia de fuga

14. Verificación de la protección del blindaje por hilo de guarda

15. Verificación de la selección de apartarrayos

15.1 Tensión de designación

15.2 Margen de protección

16. Referencias bibliográficas

17. Planos y anexos

1. Introducción

Este trabajo se enfoca en la selección y cálculo de algunos conceptos fundamentales el diseño de la coordinación de aislamiento de una subestación con tensiones nominales de 230/115/13.8 kV basándonos en normas oficiales así como normas de referencia de CFE (Comisión Federar de Electricidad).

Dicha subestación tiene las siguientes características: altitud 2144 msnm, nivel de contaminación alto, nivel de corto circuito 25 kA para falla monofásica así como para falla trifásica en 230 kV y 115 kV.

Estos datos son proporcionados por la Comisión Federar de Electricidad que llamaremos cliente, así mismo proporcionara el arreglo y demás características de dicha subestación que continuación se describen:

Un banco de transformación de 100 MVA formado por tres autotransformadores monofásicos con capacidad de 33.33 MVA cada uno mas una unidad de reserva del mismo tipo, un alimentador en 230 kV para recibir los circuitos que enlazan esta instalación con tres subestaciones (S1, S2 y S3), un rector trifásico de 18 MVA de 13.8 kV instalado en las barras del terciario del banco de transformación, el arreglo para el nivel de 230 kV es una barra y para el nivel de 115 kV será de barra principal y barra de transferencia con interruptor de transferencia.

Una vez conocidas las principales características de la subestación el objetivo es diseñar algunos elementos que son necesarios para este proyecto los cuales se presentaran y desarrollaran en el procedimiento de Coordinación de Aislamiento que incluye la determinación de los esfuerzos de tensión, de cualquier origen, sobre los equipos y los correspondientes niveles de aislamiento requeridos, basados en márgenes de protección aceptables o niveles aceptables de desempeño. Estos márgenes (o niveles) son principalmente empíricos.

Tal como se describe en la figura 1 (Anexo 1.1) de la norma IEC 71-1, son cuatro pasos principales en el procedimiento de la Coordinación de Aislamiento, los cuales son los siguientes:

◆ Determinación De Los Sobrevoltajes Representativos (U_{rp})

Los voltajes y sobrevoltajes que afectan al aislamiento deben ser determinados en amplitud, forma y duración por medio del análisis del sistema, el cual incluye la selección y localización de los dispositivos limitadores de Sobrevoltajes.

Para el Sobrevoltajes temporal (U_{rp}): el voltaje corta duración estándar a frecuencia de la red con un valor rms igual al valor asumido como el máximo de los sobrevoltajes temporales dividido por raíz de 2..... por definición IEC 71-1, 4.2.

Otra fuente de sobrevoltajes temporales es el rechazo de carga, el cual produce sobrevoltajes que afecta ambos aislamientos, de fase a fase y fase a tierra. Análisis y estudios de los sistemas han mostrado que la sobre velocidad en el generador y regulación se combinan para producir sobrevoltajes de 1.4 en p.u.

Estudios han confirmado que sobrevoltajes de frente lento debido a descargas remotas no son un problema en el sistema en consideración. Y por otro lado, sobrevoltajes de frente lento debidos a fallas a tierra necesitan ser consideradas solo en sistemas con neutro de tierra resonante.

Para la determinación de los sobrevoltajes representativos, puede ser necesario distinguir entre el equipo de entrada de la línea, el cual puede estar en la condición del final de la línea abierta durante la energización o reenergización en el extremo remoto, y el equipo en el lado de la fuente a la salida de la línea, el cual será afectado en una forma diferente y por diferentes esfuerzos.

Descargas particulares afectando equipo a la entrada de la línea

Estudios que han utilizado el método fase-pico (referirse al anexo D, IEC 71-2) han mostrado que la reenergización de la línea de la subestación remota puede resultar en 2% de sobrevoltajes a la entrada de la línea en el extremo abierto, (subestación en cuestión) de $U_{e2} = 3.0$ p.u. y $U_{p2} = 4.5$ p.u.

Para controlar los posibles sobrevoltajes originados por reenergización remota, se tienen instalados apartarrayos de óxido metálico a la entrada de las líneas. La capacidad de estos apartarrayos es tal que ellos pueden soportar el peor ciclo de sobrevoltajes temporal.

Con el uso de apartarrayos, los sobrevoltajes representativos de frente lento pueden ser directamente dados por Ups (fase a tierra) o 2Ups (fase a fase) si estos valores de protección son menores que los correspondientes esfuerzos de sobre tensión de frente lento máximos (U_{et} y U_{pt}). Sin embargo este no es el caso.

Solo los sobrevoltajes de frente rápido debidos a descargas atmosféricas necesitan ser considerados. Una aproximación estadística simplificada será usada, la cual conduce directamente a los voltajes de aguante de coordinación, saltándose la necesidad del sobrevoltajes representativo.

◆ Determinación de los Voltajes de Aguante de Coordinación (U_{cw})

De acuerdo con el capítulo 3 de la IEC 71-2, diferentes factores tienen que ser aplicados a la previa determinación de los valores de los sobrevoltajes representativos. Estos factores, los cuales pueden variar con la forma del sobrevoltajes considerado, toman en cuenta el criterio de desempeño adoptado (el rango económico u operacional de falla, el cual es aceptable) y la imprecisión en la entrada de datos (p.e. datos de los apartarrayos).

◆ Determinación de los Voltajes de Aguante Requeridos (U_{rw})

Los voltajes de aguante requeridos son obtenidos aplicando a los voltajes de aguante de coordinación (U_{cw}) dos factores de corrección, el primero es K_a el factor de corrección por condiciones atmosféricas el cual toma en cuenta la altitud de instalación de la subestación y K_s que es un factor de seguridad.

Los valores de factor de seguridad recomendados están dados en IEC 71-2, 4.3.4. (CFE L0000-41, 3.3.2.5). Y este factor es aplicado a los sobrevoltajes temporales, de frente lento y de frente rápido, fase a fase y fase a tierra.

Tipo de aislamiento	Factor ks
Externo	1.15
Interno	1.05

Factor de corrección por condiciones atmosféricas

La corrección por condiciones atmosféricas está dada por la relación siguiente, y es aplicable solo al aislamiento externo, dicha expresión depende del frente de onda por medio del parámetro m.

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \dots\dots\dots \text{(IEC 71-2 4.2.2.) Donde H es la altitud del sitio.}$$

De la IEC 71-2 4.2.2 se obtiene el valor de m que es 0.5 para tensiones a la frecuencia de sistema.

♦ Determinación de los Voltajes de Aguante de Norma (Uw)

Los Voltajes de norma al ser definidos para la propuesta de las pruebas de corta duración a frecuencia del sistema y de impulso por rayo deben ser seleccionados tomando en cuenta los resultados mostrados en negritas en la tabla (valores máximos de los voltajes de aguante mínimos requeridos Urw(s) o de los voltajes convertidos Urw(c) y valores propuestos de norma en IEC 71-1, 4.6 y 4.7). Normalmente, los voltajes especificados son escogidos en tal forma que corresponda a un Nivel de Aislamiento normalizado, de acuerdo la norma IEC 71-2.

Distancias En Aire Fase a Tierra y Fase a Fase

En subestaciones, en las cuales no pueden llevarse a cabo pruebas como un conjunto, es necesario asegurar que los esfuerzos dieléctricos son adecuados. Las distancias en aire de fase a tierra y de fase a fase se determinaran a partir de los niveles de aislamiento de impulso por rayo y/o de impulso por maniobra, los que resulten mayores y de acuerdo con las siguientes reglas:

Sistemas con voltajes del Rango I

La distancia en aire de fase a tierra y de fase a fase se determina con la tabla para el rango de voltaje de aguante de impulso por rayo. El voltaje de aguante de corta duración a frecuencia del sistema normalizado puede despreciarse cuando la relación del voltaje de aguante al impulso por rayo normalizado entre el de aguante de corta duración a frecuencia del sistema es mayor que 1.7.

Sistemas con voltajes del Rango II

La distancia de fase a tierra es el valor que resulte mayor de las distancias determinadas para la configuración varilla-estructura de la Tabla para el voltaje de aguante al impulso por rayo normalizado, y para el de impulso por maniobra normalizado.

2. Conceptos y Definiciones

2.1 Coordinación de Aislamiento

Es la selección de la tensión de aguante del equipo e instalación en relación con las sobretensiones que puedan presentarse en un punto del sistema, considerando las características de los dispositivos de protección, para reducir a un nivel técnico y económicamente aceptable, la probabilidad de que los esfuerzo dieléctricos puedan ocasionar falla de aislamiento y/o afectar la continuidad del servicio.

2.2 Tensión permanente a la frecuencia del sistema

Es una tensión a la frecuencia del sistema aplicada permanentemente a cualquier par de terminales de un aislamiento.

2.3 Sobre tensión temporal

Es una tensión oscilatoria de más larga duración que un periodo a la frecuencia del sistema, la cual no está amortiguada o tiene un débil amortiguamiento.

2.4 Sobretensión transitoria

Sobretensión de corta duración de pocos milisegundos, la cual puede ser oscilatoria o no oscilatoria, usualmente altamente amortiguada. Puede estar sobrepuesta a una sobretensión temporal.

2.5 Sobretensión de frente lento

Sobretensión transitoria usualmente unidireccional, con duración en el frente entre 30 microsegundos y 3000 microsegundos y duración menor de un periodo de la frecuencia del sistema.

2.6 Sobretensión del frente rápido

Sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con duración en el frente entre 0.1 microsegundos y 30 microsegundos, y duración de la cola hasta algunos cientos de microsegundos.

2.7 Sobretensión de frente muy rápida

Sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con duración en el frente menor que 0.1 microsegundos y duración de la cola hasta algunos miles de microsegundos.

2.8 Tensiones y Sobretensiones Representativas

Son aquellas tensiones supuestas que producen el mismo efecto dieléctrico sobre el aislamiento, como ocurre con las tensiones en servicio dependiendo estas de sus diferentes orígenes. Son tensiones de onda dadas, y puede ser una o un conjunto o unos valores con una distribución de frecuencia que caracteriza a servicio bajo consideración.

2.9 Tensión de aguante para coordinación

Es el valor de la tensión de aguante del aislamiento, para cada clase de tensión referida a las condiciones reales de servicio, que cumple con el criterio de comportamiento.

2.10 Tensión de aguante nominal normalizada

El valor normalizado de la tensión de prueba aplicada en una prueba de aguante normalizado. Es el valor nominal del aislamiento que comprueba que se cumple con una o más de las tensiones de aguante requeridas.

3. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ZONA 115 kV

3.1 DETERMINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES REPRESENTATIVOS (U_{rp})

3.1.1 Voltaje a la frecuencia del sistema

Para el procedimiento de Coordinación de aislamiento, el voltaje de referencia más importante es el Voltaje máximo de operación continua U_s. Para este caso tenemos que:

Tensión nominal del sistema 115 kV
Tensión máxima del Sistema U_s: 123 kV

El sistema, está diseñado para operar a, o abajo, de este límite. Desde luego el equipo instalado deberá tener una Tensión máxima de diseño (U_m) igual o mayor que U_s.

3.1.2 Sobrevoltajes temporales

El correspondiente sobrevoltajes representativo de fase a tierra por falla de fase a tierra es:

$$U_{rp} = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \times 1.3$$

Aplicando la ecuación obtenemos que: $U_{rp} = \frac{123kV}{\sqrt{3}} \times 1.3 = 92.32 kV$ sobrevoltaje temporal de fase a tierra debido a fallas a tierra.

Los correspondientes sobrevoltajes representativos debidos a rechazo de carga son:

$$U_{rp} = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \times 1.4$$

Aplicando la ecuación obtenemos que: $U_{rp} = \frac{123kV}{\sqrt{3}} \times 1.4 = 99.41 kV$ sobrevoltaje temporal de fase a tierra debido a rechazo de carga.

Para el caso del sobrevoltaje de fase a fase debido al rechazo de carga tenemos que:

$$U_{rp} = 123kV \times 1.4 = 172.2 kV$$

Los sobrevoltajes temporales representativos serán los mayores obtenidos, considerando las fuentes posibles, por lo tanto:

Sobrevoltaje temporal representativo	Tensión [kV]
Fase a tierra	99.4
Fase a fase	172.2

3.1.3 Sobrevoltajes de frente lento

Los sobrevoltajes representativos para los equipos externos a la entrada de la línea de la subestación, antes de la aplicación de los apartarrayos, son los valores de truncación de estas distribuciones de sobrevoltaje:

$$U_{et} = 1.25U_{e2} - 0.25 pu \quad \text{Anexo D (D.2) del IEC 71-2}$$

$$U_{pt} = 1.25U_{p2} - 0.43 pu \quad \text{Anexo D (D.8) del IEC 71-2}$$

Donde:

$$1 \text{ p.u es } \frac{\sqrt{2} U_s}{\sqrt{3}} = 100 \text{ kV}$$

$$3 \text{ p.u es } (3)(100 \text{ kV}) = 300 \text{ kV}$$

$$4.5 \text{ p.u es } (4.5)(100 \text{ kV}) = 450 \text{ kV}$$

Por lo que obtenemos:

$$U_{et} = [(1.25)(300 \text{ kV})] - [(0.25)(100 \text{ kV})] = 350 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = [(1.25)(450 \text{ kV})] - [(0.43)(100 \text{ kV})] = 519.5 \text{ kV}$$

Descargas afectando todo el equipo de la Subestación:

Todo el equipo localizado en la subestación está sujeto a sobrevoltajes de frente lento debido a la energización y reenergización de las líneas locales. Sin embargo, estas descargas transmitidas son mucho menores que las recibidas, para este caso, los estudios de los sistemas resultan en:

$$U_{e2} = 1.9 pu$$

$$U_{p2} = 2.9 pu$$

Por lo tanto los valores correspondientes son:

$$U_{et} = (1.9)(100 \text{ kV}) = 190 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = (2.9)(100 \text{ kV}) = 290 \text{ kV}$$

Apartarrayos a la entrada de la línea de la subestación en cuestión

Características de los apartarrayos de acuerdo a las NRF-003

V_{DESIG-} (KV)	V_{MAX_SIST} (KV)	MCOV	U_{pi} (KV)	U_{ps} (KV)	Dis_fuga (cm/KV)
96	123	76	237	200	25

Los voltajes representativos fase a tierra y fase a fase para los equipos instalados en la subestación son:

Urp [kV]	Tipo	Aplicación
200	Fase a tierra	Para cualquier equipo.
290	Fase a fase	Para cualquier equipo excepto la entrada de la línea.
400	Fase a fase	Para equipo a la entrada de la línea.

3.1.4 Sobrevoltajes de frente rápido

Para este caso, solo los sobrevoltajes de frente rápido debidos a descargas atmosféricas necesitan ser considerados. Una aproximación estadística simplificada será usada, la cual conduce directamente a los voltajes de aguante de coordinación, saltándose la necesidad del sobrevoltaje representativo.

3.2 DETERMINACIÓN DE LOS VOLTAJES DE AGUANTE DE COORDINACIÓN (U_{cw}).

Los voltajes de aguante de coordinación son determinados aplicando un factor K_c a los sobrevoltajes representativos.

3.2.1 Sobrevoltajes temporales

Para esta clase de sobrevoltajes, el voltaje de aguante de coordinación es igual al sobrevoltaje representativo temporal. En otras palabras, el factor de coordinación K_c es igual a 1 por tanto:

$$U_{cw} = 99.4 \text{ kV fase a tierra.}$$

$$U_{cw} = 172.2 \text{ kV fase a fase.}$$

3.2.2 Sobrevoltajes de frente lento

El voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento es igual al nivel de protección al impulso por maniobra del apartarrayos U_{ps} (por definición para equipos protegidos por apartarrayos) por lo que: $U_{ps} = 200 \text{ kV}$.

Sin embargo este valor debe ser ajustado por el factor determinístico de coordinación K_{cd} obtenido con ayuda de la figura 6 (Anexo 2.1), tomando en cuenta la relación U_{ps}/U_{e2} .

Para equipos a la entrada de la línea:

Fase a tierra:

$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{200 \text{ kV}}{300 \text{ kV}} = 0.66$ Con este número y la tabla anteriormente comentada obtenemos un factor determinístico de $K_{cd} = 1.0$.

Fase a fase:

$\frac{U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{400}{450} = 0.88$ Realizando el mismo procedimiento que en el punto anterior obtenemos un factor determinístico de $K_{cd} = 1.0$.

Para todos los demás equipos:

Fase a tierra:

$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{200 \text{ kV}}{190 \text{ kV}} = 1.05$ Con este número y la tabla anteriormente comentada obtenemos un factor determinístico de $K_{cd} = 1.0$.

Fase a fase:

$\frac{U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{400}{290} = 1.37$ Realizando el mismo procedimiento que en el punto anterior obtenemos un factor determinístico de $K_{cd} = 1.0$.

Los voltajes de aguante de coordinación resultante son $K_{cd} \times U_{rp}$:

Aplicación	Fase a tierra		Fase a fase	
Para equipos de entrada de línea	$U_{cw} = 1.0 \times 200$	200 kV	$U_{cw} = 1.0 \times 400$	400 kV
Para los demás equipos	$U_{cw} = 1.0 \times 200$	200 kV	$U_{cw} = 1.00 \times 290$	290 kV

3.2.3 Sobrevoltaje de frente rápido

El voltaje de aguante de coordinación (U_{cw}) para sobrevoltajes de frente rápido es igual al nivel de protección al impulso por rayo del apartarrayos U_{pi} (por definición para equipos protegidos por apartarrayos) por lo obtenemos 237 kV (voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente rápido).

Sin embargo a este valor se le debe agregar un voltaje igual a $\frac{AL}{[n(Lsp + La)]}$ donde:

$A = 4500 \text{ kV}$ valor obtenido de la tabla F.2 (Anexo 2.2).

L: Es la separación que existe desde la conexión a tierra del equipo de protección (apartarrayos) al equipo a proteger en este caso tenemos: 25 m para aislamiento interno y 50 m para aislamiento externo.

$n = 3$ que es igual al número de líneas entrando a la S.E., en nuestro sistema en estudio.

$L_{sp} = 60$ m que es la longitud del primer claro de la Línea.

L_a : Es la longitud de línea de transmisión con un rango de salida (se ha considerado un rango de falla aceptable de acuerdo a la Guía de Aplicación de Coordinación de Aislamiento. CFEL0000-41, $R_a = 1/400$ años para el aislamiento externo y $R_a = 1/1000$ años para el aislamiento interno, así como una relación de salidas de la línea aérea por año en el primer km enfrente de la S.E.: $RI = 1/100$ km/año.

Voltajes de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente rápido

Para aislamiento interno:

$L_a = 100$ m

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

$$U_{cw} = 237 + \left[\frac{(4500)(25)}{3(60 + 100)} \right] = 471.37 \text{ kV}$$

Para aislamiento externo:

$L_a = 250$ m

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

$$U_{cw} = 237 + \left[\frac{(4500)(50)}{3(60 + 250)} \right] = 478.9 \text{ kV}$$

3.3 DETERMINACIÓN DE LOS VOLTAJES DE AGUANTE REQUERIDOS (U_{rw}).

Para sobre tensiones al impulso por maniobra se obtiene el valor de m de acuerdo a la figura 9 en el anexo 2.3:

Tipo	U_{cw}	m
Fase a tierra	200 kV	1
Fase a fase	400 kV	1
Para aguante al impulso por rayo		1

Para este cálculo necesitamos la altitud donde se localizara la subestación en estudio dicha altitud es 2144 msnm que le corresponde los siguientes valores para ka:

Aplicación	Ka	Tipo
Aguante a la frecuencia del sistema	1.141	Fase a fase y fase a tierra
Para aguanta al impulso por maniobra	1.301	Fase a fase y fase a tierra
Para aguante al impulso por rayo	1.301	Fase a fase y fase a tierra

3.3.2 Voltajes de aguante requeridos

Los valores de los voltajes de aguante requeridos son obtenidos de la siguiente formula, con los valores Ucw encontrados y los valores Ks y Ka.

$$U_{rw} = U_{cw} K_s K_a \dots\dots\dots (\text{IEC 71-1, 3.27 y 4.4})$$

- Para sobrevoltajes temporales:

Aislamiento externo:

Fase a tierra $U_{rw} = (99.4)(1.05)(1.141) = 119 \text{ kV}$

Fase a fase $U_{rw} = (172)(1.05)(1.141) = 206 \text{ kV}$

Aislamiento interno:

Fase a tierra $U_{rw} = (99.4)(1.15) = 114.3 \text{ kV}$

Fase a fase $U_{rw} = (172)(1.15) = 197.8 \text{ kV}$

- Para sobrevoltajes de frente lento:

Para equipos a la entrada de la línea

Aislamiento externo:

Fase a tierra $U_{rw} = (200)(1.05)(1.301) = 273.21 \text{ kV}$

Fase a fase $U_{rw} = (400)(1.05)(1.301) = 546.42 \text{ kV}$

Para los otros equipos:

Aislamiento externo:

$$\text{Fase a tierra} \quad U_{rw} = (290)(1.05)(1.301) = 396.15 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase} \quad U_{rw} = (400)(1.05)(1.301) = 546.42 \text{ kV}$$

Aislamiento interno:

$$\text{Fase a tierra} \quad U_{rw} = (200)(1.15) = 230 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase} \quad U_{rw} = (290)(1.15) = 333.5 \text{ kV}$$

- Para sobrevoltajes de frente rápido:

Aislamiento externo:

$$\text{Fase a tierra} \quad U_{rw} = (479)(1.05)(1.301) = 654.33 \text{ kV}$$

Aislamiento interno:

$$\text{Fase a tierra y fase a fase} \quad U_{rw} = (471)(1.15) = 541.65 \text{ kV}$$

3.3.3 Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango I

Conversión a voltaje de aguante de corta duración a la frecuencia del sistema (SDW)

Para el caso de los aislamientos se ocupan diferentes ecuación tanto para fase a tierra como de fase a fase las cuales se mostraran y aplicaran a continuación:

Para aislamiento externo:

$$\text{Fase a tierra: SDW} = U_{rw} * (0.6 + U_{rw}/8500)$$

$$\text{Fase a fase: SDW} = U_{rw} * (0.6 + U_{rw}/12700)$$

Para aislamiento interno:

$$\text{Fase a tierra y entre fases: SDW} = U_{rw} * 0.5$$

Para equipos a la entrada de la línea el aislamiento externo quedara de la como sigue:

$$\text{Fase a tierra } 273 \left(0.6 + \frac{273}{8500} \right) = 172.56 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } 546 \left(0.6 + \frac{546}{12700} \right) = 351.07 \text{ kV}$$

Aislamiento para los otros equipos:

Externo:

$$\text{Fase a tierra } 273 \left(0.6 + \frac{273}{8500} \right) = 172.56 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } 398 \left(0.6 + \frac{398}{12700} \right) = 251.27 \text{ kV}$$

Interno:

$$\text{Fase a tierra } (230)(0.5) = 115 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } (335)(0.5) = 167.5 \text{ kV}$$

Conversión a voltaje de aguante de impulso por rayo (LIW)

Como en el caso anterior contamos con algunas ecuaciones de referencia aplicables para la conversión de este punto.

Aislamiento externo

$$\text{Fase a tierra LIW} = Urw * 1.3$$

$$\text{Fase a fase LIW} = Urw * (1.05 + Urw/9000)$$

Aislamiento interno

$$\text{Fase a tierra y entre fases LIW} = Urw * 1.10$$

Para equipos a la entrada de la línea el aislamiento externo quedara de la como sigue:

$$\text{Fase a tierra } (273)(1.3) = 354.9 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } 546 \left(1.05 + \frac{546}{9000} \right) = 606.4 \text{ kV}$$

Aislamiento para los otros equipos:

Externo:

$$\text{Fase a tierra } (273)(1.3) = 654.9 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } 398 \left(1.05 + \frac{398}{9000} \right) = 435.5 \text{ kV}$$

Interno:

$$\text{Fase a tierra } (230)(1.10) = 253 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } (335)(1.10) = 368.5 \text{ kV}$$

Nota: Urw es el voltaje de aguante al impulso por maniobra requerido.

3.4 DETERMINACIÓN DE LOS VOLTAJES DE AGUANTE DE NORMA (Uw)

La siguiente tabla resume los valores de los voltajes de aguante requeridos mínimos Urw(s), los cuales son los valores mínimos de prueba a ser aplicados para verificar estos voltajes de aguante con relación a pruebas de: corta duración a la frecuencia del sistema, impulso por maniobra e impulso por rayo. En sistema con voltajes del rango I, el voltaje de aguante por impulso por maniobra requerido esta normalmente cubierto por la prueba de corta duración a frecuencia del sistema o por la prueba de impulso por rayo de norma. En esta misma tabla los valores obtenidos después de la conversión están indicados como Urw(c).

Valores de U_{rw} : - En kV rms. para Corta duración a frecuencia del sistema - En kV valor pico para Impulso por maniobra o impulso de rayo		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipo a la entrada de la línea		Para los otros equipos		Interno	
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Corta duración a frecuencia del sistema	fase a tierra	119	173	119	173	114	115
	fase a fase	206	351	206	251	198	167
Impulso por maniobra	fase a tierra	273	□	273	□	230	□
	fase a fase	546	□	398	□	335	□
Impulso por rayo	fase a tierra	654	355	654	355	542	253
	fase a fase	654	607	654	435	542	368

Para este caso tenemos que un valor normalizado de 550 KV (para impulso por rayo) corresponde, tal cual, a un Nivel de Aislamiento normalizado para un sistema con una Tensión máxima $U_m = 123$ KV. Este valor cubrirá cualquier aislamiento, fase a tierra y fase a fase, excepto el de fase a fase, aislamiento externo, a la entrada de la línea, para el cual se requiere un voltaje de aguante mínimo de 526 KV. Sin embargo, en este caso, no hay equipo trifásico instalado a la entrada de la línea, por eso, solo se requiere especificar la distancia mínima en aire de fase a fase en lugar de un voltaje de prueba.

De acuerdo con la IEC 71-2, una distancia de 1100 mm entre fases será requerida para equipo a la entrada de la línea, correspondiente a un voltaje de aguante al impulso por rayo normalizado de 550 KV.

Una distancia mínima en aire, de fase a tierra y de fase a fase, de 1100 mm es necesaria para cualquier otro aislamiento externo no localizado a la entrada de la línea, para un voltaje de aguante al impulso por rayo normalizado de 550 KV. Estas distancias están basadas en requerimientos de coordinación de aislamiento solamente.

Por lo anterior tomaremos como base los valores más elevados que han sido calculados para determinar los valores de norma de acuerdo a las tablas para los sobrevoltajes calculados. (Tomaremos el valor inmediato superior al valor calculado).

	IEC 71-2 (Tablas A.1/A.3)			Distancias	
	Calculado:	Normalizado:		mínimas	
Para sobrevoltajes temporales:					
- Aislamiento externo:					
• fase a tierra:	119	125	KV	NA	
• fase a fase:	206	250	KV	NA	
- Aislamiento interno:					
• fase a tierra:	114	125	KV	NA	
• fase a fase:	198	250	KV	NA	
Para sobrevoltajes de frente lento					
- Aislamiento externo:					
• fase a tierra:	273	325	KV	630	mm
• fase a fase:	546	650	KV	1300	mm
- Aislamiento interno:					
• fase a tierra:	230	250	KV	480	mm
• fase a fase:	335	450	KV	900	mm
Para sobrevoltajes de frente rápido					
- Aislamiento externo:					
• fase a tierra:	654	750	KV	1500	mm
• fase a fase:	654	750	KV	1500	mm
- Aislamiento interno:					
• fase a tierra:	542	550	KV	1100	mm
• fase a fase:	368	450	KV	900	mm

4. DISTANCIAS EN AIRE FASE A TIERRA Y FASE A FASE

De acuerdo a las características de la subestación se debe realizar una corrección por altitud.

$$d_{ft} = \frac{U_{re}}{k_3}$$

Donde:

k_3 es una constante para la configuración conductor estructura con valor de 550

$$U_{re} = \frac{[(U_c)(b_0)]}{b} ; b_0 = 101.3 \text{ que es un valor estándar.}$$

$$b = b_0 / e^{\left(\frac{H}{8150}\right)} ; H \text{ es la altitud del sitio en este caso } 2144 \text{ msnm.}$$

Aplicando las ecuaciones mostradas obtenemos los siguientes valores:

$$b = \frac{101.3}{e^{\left(\frac{2144}{8150}\right)}} = 77.86$$

$$U_{re} = \frac{[(550)(101.3)]}{77.86} = 715.5 \text{ kV}$$

$$d_{ft} = \frac{715.5 \text{ kV}}{550} = 1300.9 \text{ mm}$$

Para el caso de distancia entre fases se multiplica por un factor de 1.8 lo que resulta

$$d_{ft} = (1300.9)(1.8) = 2341.65 \text{ mm}$$

5. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Tomando en cuenta los resultados obtenidos y considerando que la altura máxima de una persona con los brazos levantados es de 2.3 m podemos observar que la altura mínima del primer nivel de barras con respecto al piso terminado debe ser $(2.3+1.3) = 3.6$ m mínimo.

Para los caminos vehiculares consideramos adicionalmente una distancia de seguridad de 1.5 m a la distancia mínima que debiera existir entre el nivel de piso terminado y la parte viva más baja, sería entonces de 5.1 m. Por lo que la altura mínima del nivel de piso terminado y los conductores que cruzan en los caminos vehiculares será de 5.1 m.

Para los caminos sin pasos de vehículos consideramos adicionalmente una distancia de seguridad de 0.8 m a la distancia mínima que debiera existir entre el nivel de piso terminado y la parte viva más baja, sería entonces de 4.4 m. Por lo que la altura mínima del nivel de piso terminado y los conductores que donde no cruzan caminos vehiculares será de 4.4 m.

6. CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DEL NÚMERO Y TIPO AISLADORES PARA LAS CADENAS DE AISLADORES.

6.1 De acuerdo con el tipo de contaminación clasificado para esta subestación, como alto, corresponde un valor de distancia de fuga mínima específica de 25 mm/kV_{f.f.}. La Distancia de fuga total para el sistema de 115 KV, con una tensión máxima del sistema de 123 kV, será: 3075 mm.

Cálculo del número de aisladores por distancia de fase a tierra:

Distancia mínima de fase a tierra: 1301 mm la cual fue obtenida anteriormente.

Altura del aislador tipo suspensión: 146 mm (N-12 ó N-120P)

Se debe considerar un 5% de corrección por efecto de herrajes en la en la cadena de aisladores lo cual nos incrementa la distancia de fase a tierra de la siguiente manera 1366.05 mm.

6.2 Para este cálculo solo es necesario dividir la distancia fase a tierra entre la altura del aislador a seleccionar, en resultado que arroje en caso de ser entero valorarlo tal cual en caso de ser fraccionario tomar el consecutivo.

$$\text{No. de aisladores} = \frac{\text{distancia de fase a tierra}}{\text{altura del aislador}}$$

$$\text{No. de aisladores} = \frac{1366 \text{ mm}}{146 \text{ mm}} = 9.35 \approx 10 \text{ aisladores}$$

6.3 Cálculo del número de aisladores por distancia de fuga:

Para el aislador de disco de 254 mm x 146 mm, tipo N-12, el cual tiene una distancia de fuga de: 292mm para este caso debemos dividir la distancia de fuga total entre la distancia de fuga del nuestro aislador.

$$\text{No. de aisladores} = \frac{\text{distancia de fuga total}}{\text{distancia defuga del aislador}}$$

$$\text{No. de aisladores} = \frac{3075 \text{ mm}}{292 \text{ mm}} = 10.56 \approx 11 \text{ asiladores}$$

Este número de piezas normalmente supera las dimensiones disponibles para el voltaje nominal que se trata, y resulta impráctico para la instalación, por lo que se realiza, entonces, el cálculo alternativo con aisladores Tipo Niebla (N-120-P), el cual tiene una distancia de fuga de: 445 mm.

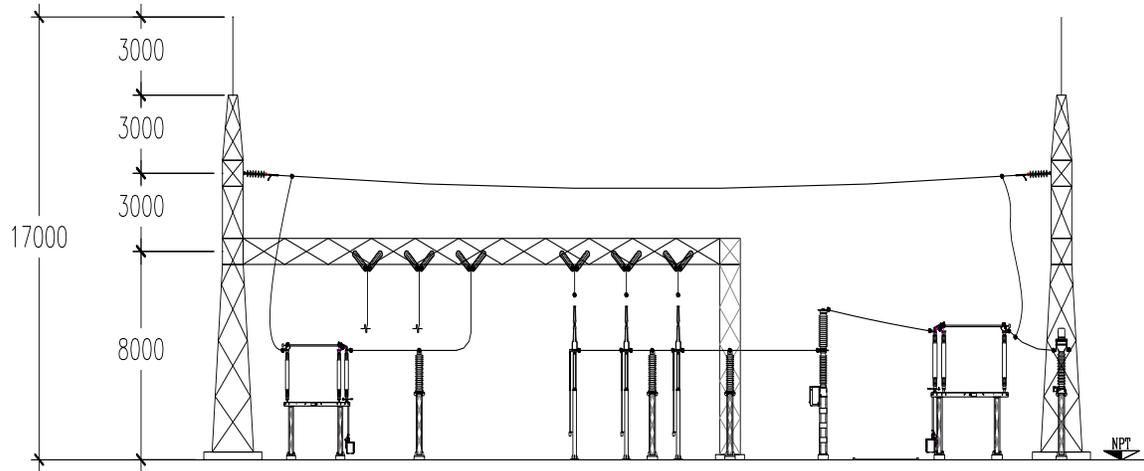
$$\text{No. de aisladores} = \frac{3075 \text{ mm}}{445 \text{ mm}} = 6.9 \approx 7 \text{ asiladores}$$

Resumiendo tenemos la siguiente tabla:

Emax: [KV]	Dist. Fuga unitaria [mm/KVf-f]	Dist. fuga Total [mm]	Aislador Tipo:	Dist. fuga del Aisl. [mm]	Núm. Aisladores Pzas
123 KV	25	3075	N-120-P	445	10

7. VERIFICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL BLINDAJE POR HILO DE GUARDA

Tomando en cuenta que el sistema de blindaje debe estar diseñado para proporcionar una protección efectiva a las barras colectoras de más alto nivel y por consiguiente se proporciona un blindaje efectivo a las barras en los niveles inferiores, el sistema de blindaje se reduce básicamente a una configuración trifásica plana con dos hilos de guarda, colocados en el límite de la bahía como lo muestra la figura siguiente:



Por lo anterior podemos ver que la altura del bus a proteger es de 11 m.

Calculando la impedancia característica del conductor central con ayuda de la siguiente fórmula tenemos:

$$Z_C = 60 \times \ln \left(\frac{2h_{av}}{r} \right)$$

Donde:

hav: La altura promedio del conductor a proteger = (alt. de la torre) - 2/3(flecha a 50°C del cond.).

r = req = radio medio geométrico equivalente del haz de conductores por fase.

Para el caso de barras con arreglo de 1 cond/fase el radio del conductor y el req se obtienen de las tablas anexas de propiedades para el cable 1113 KCM.

$$r_{eq} = 0.810r$$

Donde:

$r = 15.99 \text{ mm}$ o 0.01599 m es el radio del conductor

Por lo que $r_{eq} = 0.1295 \text{ m}$ y $h_{av} = 10.09 \text{ m}$

Por lo tanto al sustituir los valores obtenidos tenemos la impedancia: 441.10Ω .

Con este resultado se procede a calcular la corriente crítica de descarga a la parte viva a proteger por medio de la siguiente ecuación:

$$I_c = \frac{NBAI_{ft}}{Z_c / 2}$$

$$I_c = \frac{750 \text{ kV}}{\left(\frac{441.10}{2}\right)} = 3.4 \text{ kA}$$

Por otra parte tenemos que la corriente esperada de descarga respecto a la resistencia a tierra con valor cero es:

$$I_{OC} = 1.1 I_c = 3.74 \text{ kA}$$

Tomando en cuenta que la distancia efectiva de la descarga es:

$$r_{SC} = 8.5 \times I_{OC}^{2/3}$$

Y que es igual a la distancia efectiva de la descarga a tierra r_{sg} y a la distancia efectiva de la descarga respecto a los conductores y a los hilos de guarda, tenemos:

$$r_{SC} = 8.5 \times 13.74^{2/3} = 20.48 \text{ m}$$

Con lo mencionado anteriormente tenemos con este resultado r_{sc} y r_{sg} ya que son el mismo valor.

Calculando la súper elevación mínima de los hilos de guarda necesaria para lograr un blindaje efectivo tenemos de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\frac{b_{\min}}{d} = \frac{r_{sc}}{d} - \sqrt{\left(\frac{r_{sc}}{d}\right)^2 - 1}$$

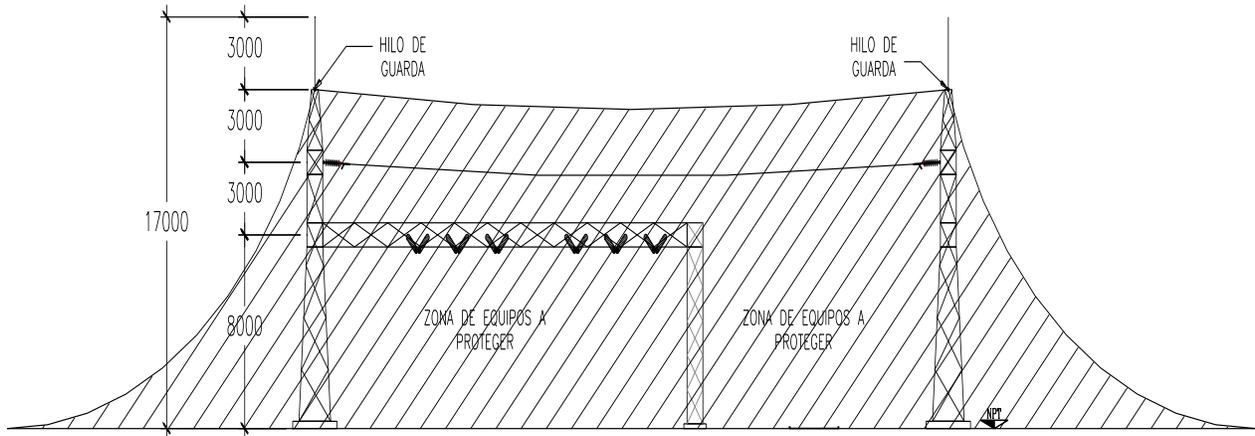
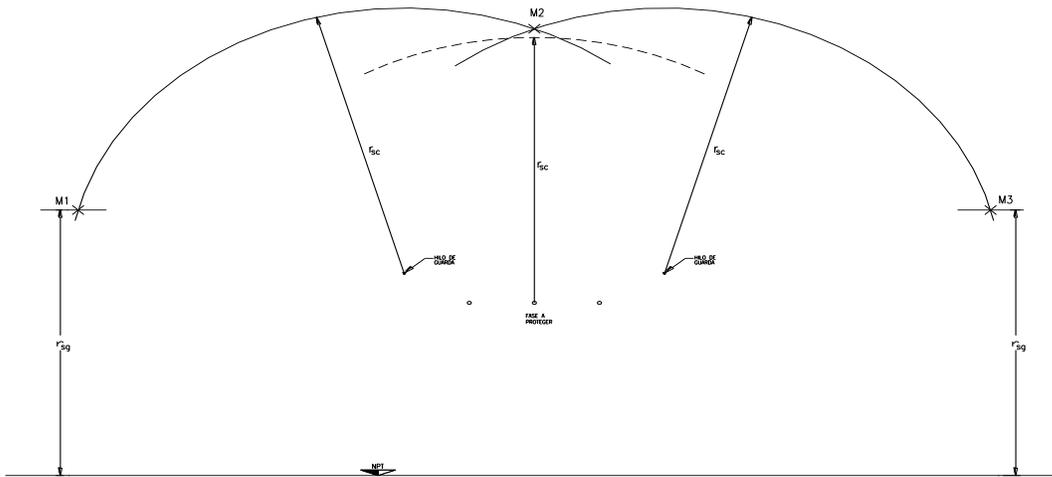
Donde:

$D = 5.8 \text{ m}$

Entonces sustituyendo y despejando en la ecuación anterior podemos obtener la distancia mínima que es de 0.84 m .

Como se muestra en la figura anterior la súper elevación del hilo de guarda es de 3 m por lo cual podemos asegurar un blindaje efectivo.

En las siguientes dos figuras se describe gráficamente el modelo electrogeométrico utilizado para este cálculo.



De acuerdo a los datos obtenidos se ha trazado en el arreglo de la subestación la zona protegida por el hilo de guarda. Como se puede observar todos los equipos están dentro de la zona protegida, así como los buses aéreos, por lo que el blindaje de la subestación con hilo de guarda cumple con las necesidades de protección.

8. VERIFICACIÓN DE LA SELECCIÓN DEL APARTARRAYOS

8.1 Tensión de designación

La tensión nominal o tensión de designación del apartarrayos se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula: $V_n = k_e \times V_{\max}$

Donde V_{\max} es el voltaje máximo del sistema y k_e es un factor de conexión a tierra cuyo valor para efectos de cálculo se considera igual a 0.75 para sistemas con neutro sólidamente aterrizado.

De lo anterior $V_n = 0.75 \times 123 \text{ kV}$ nos arroja un valor de 92.25 kV.

Este valor debe ser menor a nuestro apartarrayos a utilizar el cual fue asignado por el cliente y en base a las características de la NRF-003 de Comisión Federal de Electricidad este valor es de 96 kV con lo que se verifica que el valor obtenido por cálculo es correcto al ser menor que el del propio apartarrayos.

8.2 Margen de protección

Con estos apartarrayos de óxido de zinc se parte de la base de que la selección toma como referencia la sobretensión por onda de maniobra. El margen de protección del apartarrayos debe ser como mínimo 15 %, y se obtiene de la siguiente fórmula:

$$MP = \frac{NBAM_{f-t} - V_{\max \text{ descarg aOM}}}{V_{\max \text{ descarg aOM}}} \times 100$$

Donde:

$NBAM_{f-t} = 550 \text{ kV}$

$V_{\max \text{ descargaOM}} = 237 \text{ kV}$

Tenemos para impulso por maniobra el margen de protección ofrecido por el apartarrayos igual a: 132.07 % lo que supera por mucho el 15% establecido como mínimo.

Por lo tanto, el apartarrayos seleccionado cumple con los márgenes de protección.

9. Características de los apartarrayos de acuerdo a las NRF-003

$V_{\text{DESIG}} \cdot$ (KV)	$V_{\text{MAX. SIST}}$ (KV)	MCOV	U_{pi} (KV)	U_{ps} (KV)	Dis_fuga (cm/KV)
192	245	154	475	390	25

10. COORDINACIONES DE AISLAMIENTO ZONA 230 KV

10.1 DETERMINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES REPRESENTATIVOS (U_{rp})

10.1.1 Voltaje a la frecuencia del sistema

Para el procedimiento de Coordinación de aislamiento, el voltaje de referencia más importante es el Voltaje máximo de operación continua U_s . Para este caso tenemos que:

Tensión no minal del sistema 230 kV

Tensión máxima del Sistema U_s : 245 kV

El sistema, está diseñado para operar a, o abajo, de este límite. Desde luego el equipo instalado deberá tener una Tensión máxima de diseño (U_m) igual o mayor que U_s .

10.1.2 Sobrevoltajes temporales

El correspondiente sobrevoltaje representativo de fase a tierra por falla de fase a tierra es:

$$U_{rp} = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \times 1.3$$

Aplicando la ecuación obtenemos que: $U_{rp} = \frac{245kV}{\sqrt{3}} \times 1.3 = 183.9 kV$ sobrevoltaje temporal de fase a tierra debido a fallas a tierra.

Los correspondientes sobrevoltajes representativos debidos a rechazo de carga son:

$$U_{rp} = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \times 1.4$$

Aplicando la ecuación obtenemos que: $U_{rp} = \frac{245kV}{\sqrt{3}} \times 1.4 = 198 kV$ sobrevoltaje temporal de fase a tierra debido a rechazo de carga.

Para el caso del sobrevoltaje de fase a fase debido al rechazo de carga tenemos que:

$$U_{rp} = 245kV \times 1.4 = 343 kV$$

Los sobrevoltajes temporales representativos serán los mayores obtenidos, considerando las fuentes posibles, por lo tanto:

Sobrevoltaje temporal representativo	Tensión [kV]
Fase a tierra	198
Fase a fase	343

10.1.3 Sobrevoltajes de frente lento

Los sobrevoltajes representativos para los equipos externos a la entrada de la línea de la subestación, antes de la aplicación de los apartarrayos, son los valores de truncación de estas distribuciones de sobrevoltaje:

$$U_{et} = 1.25U_{e2} - 0.25 pu \quad \text{Anexo D (D.2) del IEC 71-2}$$

$$U_{pt} = 1.25U_{p2} - 0.43 pu \quad \text{Anexo D (D.8) del IEC 71-2}$$

Donde:

$$1 \text{ p.u es } \frac{\sqrt{2} U_s}{\sqrt{3}} = 200 \text{ kV}$$

$$3 \text{ p.u es } (3)(200 \text{ kV}) = 600 \text{ kV}$$

$$4.5 \text{ p.u es } (4.5)(200 \text{ kV}) = 900 \text{ kV}$$

Por lo que obtenemos:

$$U_{et} = [(1.25)(600 \text{ kV})] - [(0.25)(200 \text{ kV})] = 700 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = [(1.25)(900 \text{ kV})] - [(0.43)(200 \text{ kV})] = 1039 \text{ kV}$$

Descargas afectando todo el equipo de la Subestación:

Todo el equipo localizado en la subestación está sujeto a sobrevoltajes de frente lento debido a la energización y reenergización de las líneas locales. Sin embargo, estas descargas transmitidas son mucho menores que las recibidas, para este caso, los estudios de los sistemas resultan en:

$$U_{e2} = 1.9 \text{ pu}$$

$$U_{p2} = 2.9 \text{ pu}$$

Por lo tanto los valores correspondientes son:

$$U_{et} = (1.9)(200 \text{ kV}) = 380 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = (2.9)(200 \text{ kV}) = 580 \text{ kV}$$

Apartarrayos a la entrada de la línea de la subestación en cuestión

Características de los apartarrayos de acuerdo a las NRF-003

V_{DESIG} (KV)	V_{MAX_SIST} (KV)	MCOV	U_{pi} (KV)	U_{ps} (KV)	Dis_fuga (cm/KV)
192	245	154	475	390	25

Los voltajes representativos fase a tierra y fase a fase para los equipos instalados en la subestación son:

U _{rp} [kV]	Tipo	Aplicación
300	Fase a tierra	Para cualquier equipo.
580	Fase a fase	Para cualquier equipo excepto la entrada de la línea.
780	Fase a fase	Para equipo a la entrada de la línea.

10.1.4 Sobrevoltajes de frente rápido

Para este caso, solo los sobrevoltajes de frente rápido debidos a descargas atmosféricas necesitan ser considerados. Una aproximación estadística simplificada será usada, la cual conduce directamente a los voltajes de aguante de coordinación, saltándose la necesidad del sobrevoltaje representativo.

10.2 DETERMINACIÓN DE LOS VOLTAJES DE AGUANTE DE COORDINACIÓN (U_{cw}).

Los voltajes de aguante de coordinación son determinados aplicando un factor K_c a los sobrevoltajes representativos.

10.2.1 Sobrevoltajes temporales

Para esta clase de sobrevoltajes, el voltaje de aguante de coordinación es igual al sobrevoltaje representativo temporal. En otras palabras, el factor de coordinación K_c es igual a 1 por tanto:

$$U_{cw} = 198 \text{ kV fase a tierra.}$$

$$U_{cw} = 343 \text{ kV fase a fase.}$$

10.2.2 Sobrevoltajes de frente lento

El voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento es igual al nivel de protección al impulso por maniobra del apartarrayos U_{ps} (por definición para equipos protegidos por apartarrayos) por lo que: U_{ps} = 390 kV.

Sin embargo este valor debe ser ajustado por el factor determinístico de coordinación K_{cd} obtenido con ayuda de la figura 6 (Anexo 2.1), tomando en cuenta la relación U_{ps}/U_{e2}.

Para equipos a la entrada de la línea:

Fase a tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{390 \text{ kV}}{600 \text{ kV}} = 0.66$$

Con este número y la tabla anteriormente comentada obtenemos un factor determinístico de K_{cd} = 1.0.

Fase a fase:

$\frac{U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{780}{900} = 0.88$ Realizando el mismo procedimiento que en el punto anterior obtenemos un factor determinístico de $K_{cd} = 1.0$.

Para todos los demás equipos:

Fase a tierra:

$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{390 \text{ kV}}{380 \text{ kV}} = 1.03$ Con este número y la tabla anteriormente comentada obtenemos un factor determinístico de $K_{cd} = 1.0$.

Fase a fase:

$\frac{U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{780}{580} = 1.34$ Realizando el mismo procedimiento que en el punto anterior obtenemos un factor determinístico de $K_{cd} = 1.0$.

Los voltajes de aguante de coordinación resultante son $K_{cd} \times U_{rp}$:

Aplicación	Fase a tierra		Fase a fase	
Para equipos de entrada de línea	$U_{cw} = 1.0 \times 390$	390 kV	$U_{cw} = 1.0 \times 780$	780 kV
Para los demás equipos	$U_{cw} = 1.0 \times 390$	390 kV	$U_{cw} = 1.00 \times 580$	580 kV

10.2.3 Sobrevoltaje de frente rápido

El voltaje de aguante de coordinación (U_{cw}) para sobrevoltajes de frente rápido es igual al nivel de protección al impulso por rayo del apartarrayos U_{pi} (por definición para equipos protegidos por apartarrayos) por lo obtenemos 475 kV (voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente rápido).

Sin embargo a este valor se le debe agregar un voltaje igual a $\frac{AL}{[n(Lsp + La)]}$ donde:

$A = 4500 \text{ kV}$ valor obtenido de la tabla F.2 (Anexo 2.2).

L : Es la separación que existe desde la conexión a tierra del equipo de protección (apartarrayos) al equipo a proteger en este caso tenemos: 25 m para aislamiento interno y 50 m para aislamiento externo.

$n = 3$ que es igual al número de líneas entrando a la S.E., en nuestro sistema en estudio.

$L_{sp} = 60$ m que es la longitud del primer claro de la Línea.

L_a : Es la longitud de línea de transmisión con un rango de salida (se ha considerado un rango de falla aceptable de acuerdo a la Guía de Aplicación de Coordinación de Aislamiento. CFEL0000-41, $R_a = 1/400$ años para el aislamiento externo y $R_a = 1/1000$ años para el aislamiento interno, así como una relación de salidas de la línea aérea por año en el primer km enfrente de la S.E.: $r_l = 1/100$ km/año.

Voltajes de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente rápido

Para aislamiento interno:

$L_a = 100$ m

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

$$U_{cw} = 475 + \left[\frac{(4500)(25)}{3(60 + 100)} \right] = 1319 \text{ kV}$$

Para aislamiento externo:

$L_a = 250$ m

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

$$U_{cw} = 475 + \left[\frac{(4500)(50)}{3(60 + 250)} \right] = 1346 \text{ kV}$$

10.3 DETERMINACIÓN DE LOS VOLTAJES DE AGUANTE REQUERIDOS (U_{rw}).

Para sobre tensiones al impulso por maniobra se obtiene el valor de m de acuerdo a la figura 9 en el anexo 2.3:

Tipo	U_{cw}	m
Fase a tierra	390 kV	1
Fase a fase	780 kV	1
Para aguante al impulso por rayo		1

Para este cálculo necesitamos la altitud donde se localizara la subestación en estudio dicha altitud es 2144 msnm que le corresponde los siguientes valores para k_a :

Aplicación	K_a	Tipo
Aguante a la frecuencia del sistema	1.141	Fase a fase y fase a tierra
Para aguante al impulso por maniobra	1.301	Fase a fase y fase a tierra
Para aguante al impulso por rayo	1.301	Fase a fase y fase a tierra

10.3.1 Voltajes de aguante requeridos

Los valores de los voltajes de aguante requeridos son obtenidos de la siguiente formula, con los valores U_{cw} encontrados y los valores K_s y K_a .

$$U_{rw} = U_{cw} K_s K_a \dots\dots\dots (\text{IEC 71-1, 3.27 y 4.4})$$

- Para sobrevoltajes temporales:

Aislamiento externo:

Fase a tierra $U_{rw} = (198)(1.05)(1.141) = 237 \text{ kV}$

Fase a fase $U_{rw} = (343)(1.05)(1.141) = 411 \text{ kV}$

Aislamiento interno:

Fase a tierra $U_{rw} = (99.4)(1.15) = 114.3 \text{ kV}$

Fase a fase $U_{rw} = (172)(1.15) = 197.8 \text{ kV}$

- Para sobrevoltajes de frente lento:

Para equipos a la entrada de la línea

Aislamiento externo:

Fase a tierra $U_{rw} = (390)(1.05)(1.301) = 230 \text{ kV}$

Fase a fase $U_{rw} = (780)(1.05)(1.301) = 1065 \text{ kV}$

Para los otros equipos:

Aislamiento externo:

Fase a tierra $U_{rw} = (390)(1.05)(1.301) = 530 \text{ kV}$

Fase a fase $U_{rw} = (580)(1.05)(1.301) = 792 \text{ kV}$

Aislamiento interno:

$$\text{Fase a tierra} \quad U_{rw} = (390)(1.15) = 449 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase} \quad U_{rw} = (580)(1.15) = 667 \text{ kV}$$

- Para sobrevoltajes de frente rápido:

Aislamiento externo:

$$\text{Fase a tierra} \quad U_{rw} = (1346)(1.05)(1.301) = 1839 \text{ kV}$$

Aislamiento interno:

$$\text{Fase a tierra y fase a fase} \quad U_{rw} = (1319)(1.15) = 1517 \text{ kV}$$

10.3.2 Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango I

Conversión a voltaje de aguante de corta duración a la frecuencia del sistema (SDW)

Para el caso de los aislamientos se ocupan diferentes ecuación tanto para fase a tierra como de fase a fase las cuales se mostraran y aplicaran a continuación:

Para aislamiento externo:

$$\text{Fase a tierra: SDW} = U_{rw} * (0.6 + U_{rw}/8500)$$

$$\text{Fase a fase: SDW} = U_{rw} * (0.6 + U_{rw}/12700)$$

Para aislamiento interno:

$$\text{Fase a tierra y entre fases: SDW} = U_{rw} * 0.5$$

Para equipos a la entrada de la línea el aislamiento externo quedara de la como sigue:

$$\text{Fase a tierra} \quad 530 \left(0.6 + \frac{530}{8500} \right) = 351 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase} \quad 1065 \left(0.6 + \frac{1065}{12700} \right) = 729 \text{ kV}$$

Aislamiento para los otros equipos:

Externo:

$$\text{Fase a tierra } 530 \left(0.6 + \frac{530}{8500} \right) = 351 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } 792 \left(0.6 + \frac{792}{12700} \right) = 525 \text{ kV}$$

Interno:

$$\text{Fase a tierra } (449)(0.5) = 224 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } (667)(0.5) = 334 \text{ kV}$$

Conversión a voltaje de aguante de impulso por rayo (LIW)

Como en el caso anterior contamos con algunas ecuaciones de referencia aplicables para la conversión de este punto.

Aislamiento externo

$$\text{Fase a tierra LIW} = \text{Urw} * 1.3$$

$$\text{Fase a fase LIW} = \text{Urw} * (1.05 + \text{Urw}/9000)$$

Aislamiento interno

$$\text{Fase a tierra y entre fases LIW} = \text{Urw} * 1.10$$

Para equipos a la entrada de la línea el aislamiento externo quedara de la como sigue:

$$\text{Fase a tierra } (530)(1.3) = 689 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } 1065 \left(1.05 + \frac{1065}{9000} \right) = 1245 \text{ kV}$$

Aislamiento para los otros equipos:

Externo:

$$\text{Fase a tierra } (530)(1.3) = 689 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } 792 \left(1.05 + \frac{792}{9000} \right) = 902 \text{ kV}$$

Interno:

$$\text{Fase a tierra } (449)(1.10) = 493 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } (667)(1.10) = 734 \text{ kV}$$

Nota: Urw es el voltaje de aguante al impulso por maniobra requerido.

10.4 DETERMINACIÓN DE LOS VOLTAJES DE AGUANTE DE NORMA (Uw)

La siguiente tabla resume los valores de los voltajes de aguante requeridos mínimos Urw(s), los cuales son los valores mínimos de prueba a ser aplicados para verificar estos voltajes de aguante con relación a pruebas de: corta duración a la frecuencia del sistema, impulso por maniobra e impulso por rayo. En sistema con voltajes del rango I, el voltaje de aguante por impulso por maniobra requerido esta normalmente cubierto por la prueba de corta duración a frecuencia del sistema o por la prueba de impulso por rayo de norma. En esta misma tabla los valores obtenidos después de la conversión están indicados como Urw(c).

Valores de U_{rw} : - En kV rms. para Corta duración a frecuencia del sistema - En kV valor pico para Impulso por maniobra o impulso de rayo		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipo a la entrada de la línea		Para los otros equipos		Interno	
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Corta duración a frecuencia del sistema	fase a tierra	237	351	237	351	228	224
	fase a fase	411	729	411	525	394	334
Impulso por maniobra	fase a tierra	530	□	530	□	449	□
	fase a fase	1065	□	792	□	667	□
Impulso por rayo	fase a tierra	1839	689	1839	689	1517	493
	fase a fase	1839	1245	1839	902	1517	734

Para este caso tenemos que un valor normalizado de 550 kV (para impulso por rayo) corresponde, tal cual, a un Nivel de Aislamiento normalizado para un sistema con una Tensión máxima $U_m = 245$ kV. Este valor cubrirá cualquier aislamiento, fase a tierra y fase a fase, excepto el de fase a fase, aislamiento externo, a la entrada de la línea, para el cual se requiere un voltaje de aguante mínimo de 1080 kV. Sin embargo, en este caso, no hay equipo trifásico instalado a la entrada de la línea, por eso, solo se requiere especificar la distancia mínima en aire de fase a fase en lugar de un voltaje de prueba.

De acuerdo con la IEC 71-2, una distancia de 2350 mm entre fases será requerida para equipo a la entrada de la línea, correspondiente a un voltaje de aguante al impulso por rayo normalizado de 550 KV.

Una distancia mínima en aire, de fase a tierra y de fase a fase, de 2100 mm es necesaria para cualquier otro aislamiento externo no localizado a la entrada de la línea, para un voltaje de aguante al impulso por rayo normalizado de 1050 kV. Estas distancias están basadas en requerimientos de coordinación de aislamiento solamente.

Por lo anterior tomaremos como base los valores mas elevados que han sido calculados para determinar los valores de norma de acuerdo a las tablas para los sobrevoltajes calculados. (Tomaremos el valor inmediato superior al valor calculado).

	IEC 71-2 (Tablas A.1/A.3)			Distancias	
	Calculado:	Normalizado:		mínimas	
Para sobrevoltajes temporales:					
- Aislamiento externo:					
• fase a tierra:	237	250	KV	NA	
• fase a fase:	411	450	KV	NA	
- Aislamiento interno:					
• fase a tierra:	228	250	KV	NA	
• fase a fase:	394	450	KV	NA	
Para sobrevoltajes de frente lento					
- Aislamiento externo:					
• fase a tierra:	530	550	KV	1100	mm
• fase a fase:	1065	1175	KV	2350	mm
- Aislamiento interno:					
• fase a tierra:	449	550	KV	1100	mm
• fase a fase:	667	750	KV	1500	mm
Para sobrevoltajes de frente rápido					
- Aislamiento externo:					
• fase a tierra:	1839	1950	KV	3900	mm
• fase a fase:	1839	1950	KV	3900	mm
- Aislamiento interno:					
• fase a tierra:	1517	1550	KV	3100	mm
• fase a fase:	734	750	KV	1500	mm

11. DISTANCIAS EN AIRE FASE A TIERRA Y FASE A FASE

De acuerdo a las características de la subestación se debe realizar una corrección por altitud.

$$d_{ft} = \frac{U_{re}}{k_3}$$

Donde:

k_3 es una constante para la configuración conductor estructura con valor de 550

$$U_{re} = \frac{[(U_c)(b_0)]}{b} ; b_0 = 101.3 \text{ que es un valor estándar.}$$

$$b = b_0 / e^{\left(\frac{H}{8150}\right)} ; H \text{ es la altitud del sitio en este caso } 2144 \text{ msnm.}$$

Aplicando las ecuaciones mostradas obtenemos los siguientes valores:

$$b = \frac{101.3}{e^{\left(\frac{2144}{8150}\right)}} = 77.86$$

$$U_{re} = \frac{[(1050)(101.3)]}{77.86} = 1365.96 \text{ kV}$$

$$d_{ft} = \frac{1365.96 \text{ kV}}{550} = 2483.56 \text{ mm}$$

Para el caso de distancia entre fases se multiplica por un factor de 1.8 lo que resulta

$$d_{ft} = (2483.56)(1.8) = 4470 \text{ mm}$$

12. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Tomando en cuenta los resultados obtenidos y considerando que la altura máxima de una persona con los brazos levantados es de 2.3 m podemos observar que la altura mínima del primer nivel de barras con respecto al piso terminado debe ser $(2.3+2.484) = 4.8$ m mínimo.

Para los caminos vehiculares consideramos adicionalmente una distancia de seguridad de 1.5 m a la distancia mínima que debiera existir entre el nivel de piso terminado y la parte viva más baja, sería entonces de 6.3 m. Por lo que la altura mínima del nivel de piso terminado y los conductores que cruzan en los caminos vehiculares será de 7.8 m.

Para los caminos sin pasos de vehículos consideramos adicionalmente una distancia de seguridad de 0.8 m a la distancia mínima que debiera existir entre el nivel de piso terminado y la parte viva más baja, sería entonces de 5.6 m. Por lo que la altura mínima del nivel de piso terminado y los conductores que donde no cruzan caminos vehiculares será de 5.6 m.

13. CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DEL NÚMERO Y TIPO AISLADORES PARA LAS CADENAS DE AISLADORES.

13.1 De acuerdo con el tipo de contaminación clasificado para esta subestación, como alto, corresponde un valor de distancia de fuga mínima específica de 25 mm/KVf-f. La Distancia de fuga total para el sistema de 230 KV, con una tensión máxima del sistema de 245 KV, será: 6125 mm.

Cálculo del número de aisladores por distancia de fase a tierra:

Distancia mínima de fase a tierra: 2484 mm la cual fue obtenida anteriormente.

Altura del aislador tipo suspensión: 146 mm (N-12 ó N-120P)

Se debe considerar un 5% de corrección por efecto de herrajes en la en la cadena de aisladores lo cual nos incrementa la distancia de fase a tierra de la siguiente manera 2608 mm.

13.2 Para este cálculo solo es necesario dividir la distancia fase a tierra entre la altura del aislador a seleccionar, en resultado que arroje en caso de ser entero valorarlo tal cual en caso de ser fraccionario tomar el consecutivo.

$$\text{No. de aisladores} = \frac{\text{distancia de fase a tierra}}{\text{altura del aislador}}$$

$$\text{No. de aisladores} = \frac{2608 \text{ mm}}{146 \text{ mm}} = 17.3 \approx 18 \text{ aisladores}$$

13.3 Cálculo del número de aisladores por distancia de fuga:

Para el aislador de disco de 254 mm x 146 mm, tipo N-12, el cual tiene una distancia de fuga de: 292mm para este caso debemos dividir la distancia de fuga total entre la distancia de fuga del nuestro aislador.

$$\text{No. de aisladores} = \frac{\text{distancia de fuga total}}{\text{distancia defuga del aislador}}$$

$$\text{No. de aisladores} = \frac{6125 \text{ mm}}{292 \text{ mm}} = 20.98 \approx 21 \text{ asiladores}$$

Este número de piezas normalmente supera las dimensiones disponibles para el voltaje nominal que se trata, y resulta impráctico para la instalación, por lo que se realiza, entonces, el cálculo alternativo con aisladores Tipo Niebla (N-120-P), el cual tiene una distancia de fuga de: 445 mm.

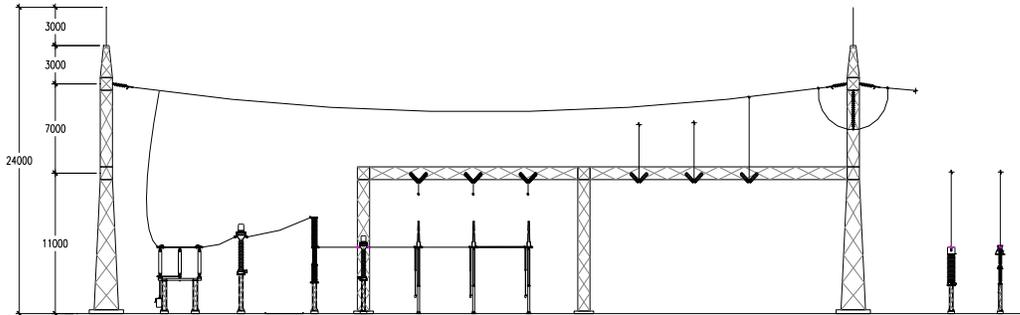
$$\text{No. de aisladores} = \frac{6125 \text{ mm}}{445 \text{ mm}} = 13.76 \approx 14 \text{ asiladores}$$

Resumiendo tenemos la siguiente tabla:

Emax: [KV]	Dist. Fuga unitaria [mm/KVf-f]	Dist. fuga Total [mm]	Aislador Tipo:	Dist. fuga del Aisl. [mm]	Núm. Aisladores Pzas
245 KV	25	6125	N-120-P	445	18

14. VERIFICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL BLINDAJE POR HILO DE GUARDA

Tomando en cuenta que el sistema de blindaje debe estar diseñado para proporcionar una protección efectiva a las barras colectoras de más alto nivel y por consiguiente se proporciona un blindaje efectivo a las barras en los niveles inferiores, el sistema de blindaje se reduce básicamente a una configuración trifásica plana con dos hilos de guarda, colocados en el límite de la bahía como lo muestra la figura siguiente:



Por lo anterior podemos ver que la altura del bus a proteger es de 18 m.

Calculando la impedancia característica del conductor central con ayuda de la siguiente fórmula tenemos:

$$Z_C = 60 \times \ln \left(\frac{2h_{av}}{r} \right)$$

Donde:

hav : La altura promedio del conductor a proteger = (alt. de la torre) - 2/3(flecha a 50°C del cond.).

r =req =radio medio geométrico equivalente del haz de conductores por fase.

Para el caso de barras con arreglo de 1 cond/fase el radio del conductor y el req se obtienen de las tablas anexas de propiedades para el cable 1113 KCM.

$$r_{eq} = 0.810r$$

Donde:

$r = 15.99 \text{ mm}$ o 0.01599 m es el radio del conductor

Por lo que $r_{eq} = 0.1295 \text{ m}$ y $h_{av} = 10.09 \text{ m}$

Por lo tanto al sustituir los valores obtenidos tenemos la impedancia: 441.10Ω .

Con este resultado se procede a calcular la corriente crítica de descarga a la parte viva a proteger por medio de la siguiente ecuación:

$$I_c = \frac{NBAI_{ft}}{Z_c / 2}$$

$$I_c = \frac{1050 \text{ kV}}{\left(\frac{441.10}{2} \right)} = 8.22 \text{ kA}$$

Por otra parte tenemos que la corriente esperada de descarga respecto a la resistencia a tierra con valor cero es:

$$I_{OC} = 1.1 I_c = 9.05 \text{ kA}$$

Tomando en cuenta que la distancia efectiva de la descarga es:

$$r_{SC} = 8.5 \times I_{OC}^{2/3}$$

Y que es igual a la distancia efectiva de la descarga a tierra r_{sg} y a la distancia efectiva de la descarga respecto a los conductores y a los hilos de guarda, tenemos:

$$r_{SC} = 8.5 \times 13.74^{2/3} = 36.9 \text{ m}$$

Con lo mencionado anteriormente tenemos con este resultado r_{sc} y r_{sg} ya que son el mismo valor.

Calculando la súper elevación mínima de los hilos de guarda necesaria para lograr un blindaje efectivo tenemos de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\frac{b_{\min}}{d} = \frac{r_{sc}}{d} - \sqrt{\left(\frac{r_{sc}}{d} \right)^2 - 1}$$

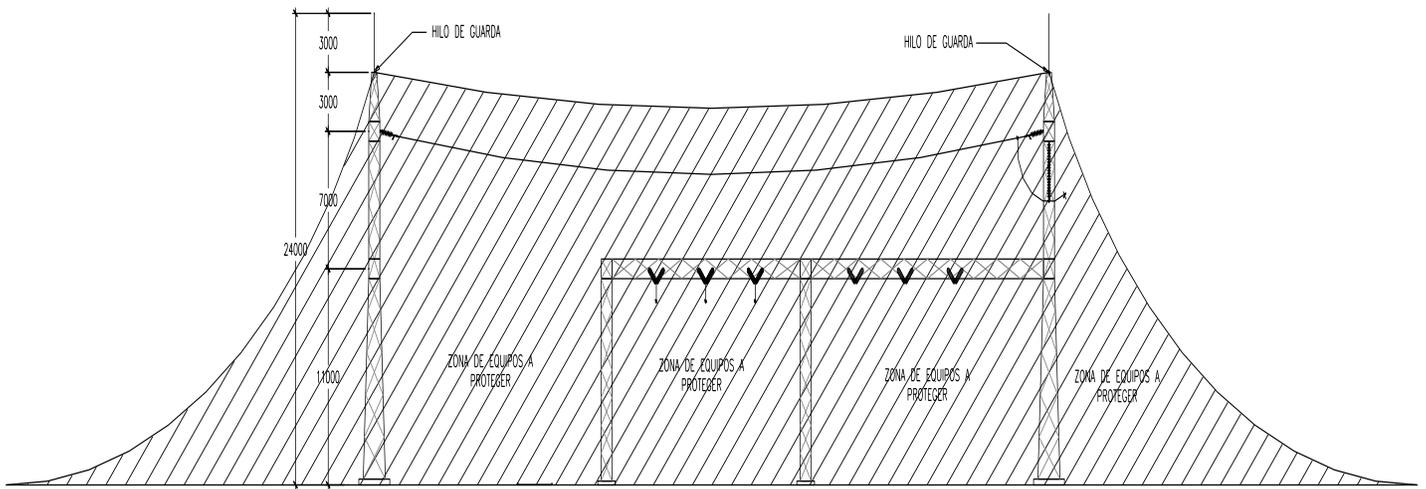
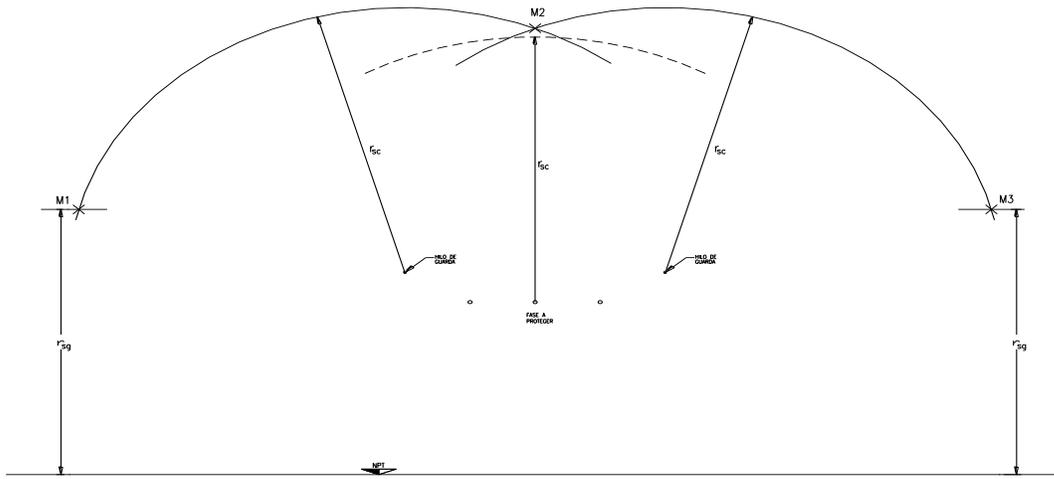
Donde:

$D = 5.8 \text{ m}$

Entonces sustituyendo y despejando en la ecuación anterior podemos obtener la distancia mínima que es de 0.84 m .

Como se muestra en la figura anterior la súper elevación del hilo de guarda es de 3 m por lo cual podemos asegurar un blindaje efectivo.

En las siguientes dos figuras se describe gráficamente el modelo electrogeométrico utilizado para este cálculo.



De acuerdo a los datos obtenidos se ha trazado en el arreglo de la subestación la zona protegida por el hilo de guarda. Como se puede observar todos los equipos están dentro de la zona protegida, así como los buses aéreos, por lo que el blindaje de la subestación con hilo de guarda cumple con las necesidades de protección.

15. VERIFICACIÓN DE LA SELECCIÓN DEL APARTARRAYOS

15.1 Tensión de designación

La tensión nominal o tensión de designación del apartarrayos se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula: $V_n = k_e \times V_{\max}$

Donde V_{\max} es el voltaje máximo del sistema y k_e es un factor de conexión a tierra cuyo valor para efectos de cálculo se considera igual a 0.75 para sistemas con neutro sólidamente aterrizado.

De lo anterior $V_n = 0.75 \times 245 \text{ kV}$ nos arroja un valor de 183.75 kV.

Este valor debe ser menor a nuestro apartarrayos a utilizar el cual fue asignado por el cliente y en base a las características de la NRF-003 de Comisión Federal de Electricidad este valor es de 96 kV con lo que se verifica que el valor obtenido por cálculo es correcto al ser menor que el del propio apartarrayos.

15.2 Margen de protección

Con estos apartarrayos de óxido de zinc se parte de la base de que la selección toma como referencia la sobretensión por onda de maniobra. El margen de protección del apartarrayos debe ser como mínimo 15 %, y se obtiene de la siguiente fórmula:

$$MP = \frac{NBAM_{f-t} - V_{\max \text{ descarga } aOM}}{V_{\max \text{ descarga } aOM}} \times 100$$

Donde:

$NBAM_{f-t} = 1050 \text{ kV}$

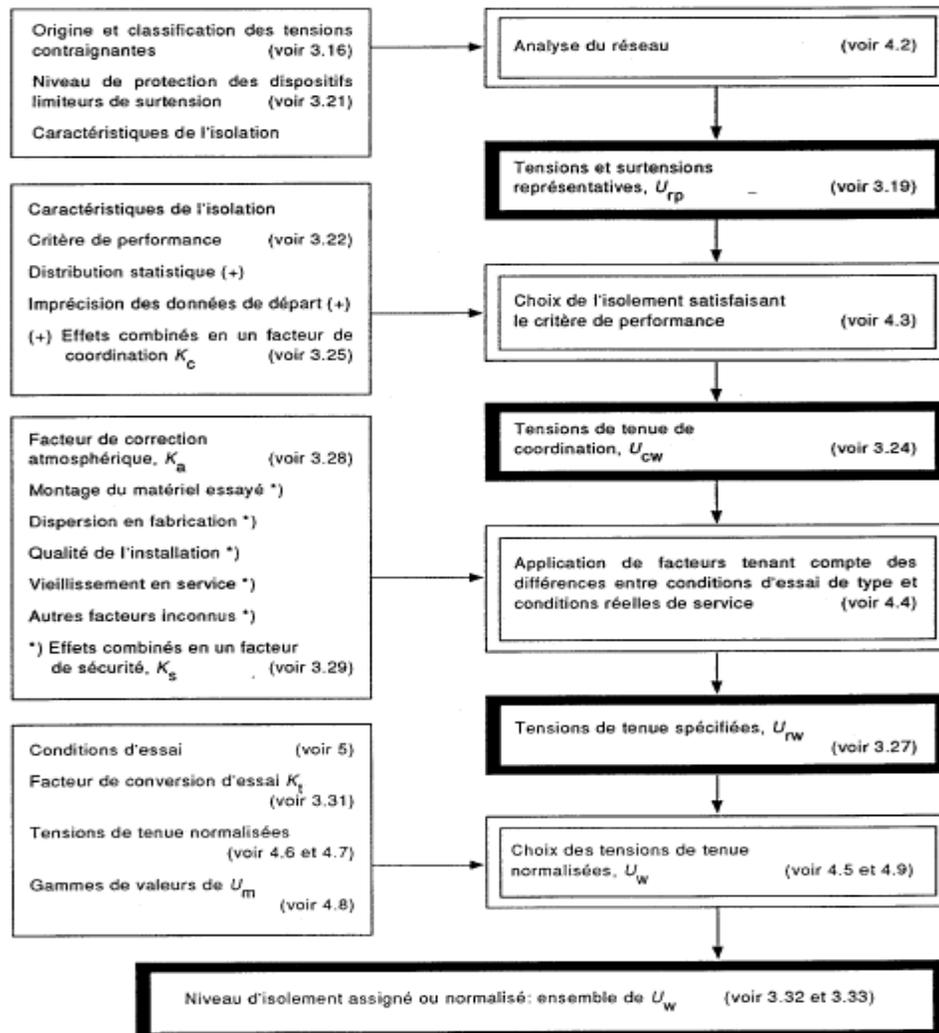
$V_{\max \text{ descarga } aOM} = 475 \text{ kV}$

Tenemos para impulso por maniobra el margen de protección ofrecido por el apartarrayos igual a: 121.05 % lo que supera por mucho el 15% establecido como mínimo.

Por lo tanto, el apartarrayos seleccionado cumple con los márgenes de protección.

16. Referencias bibliográficas:

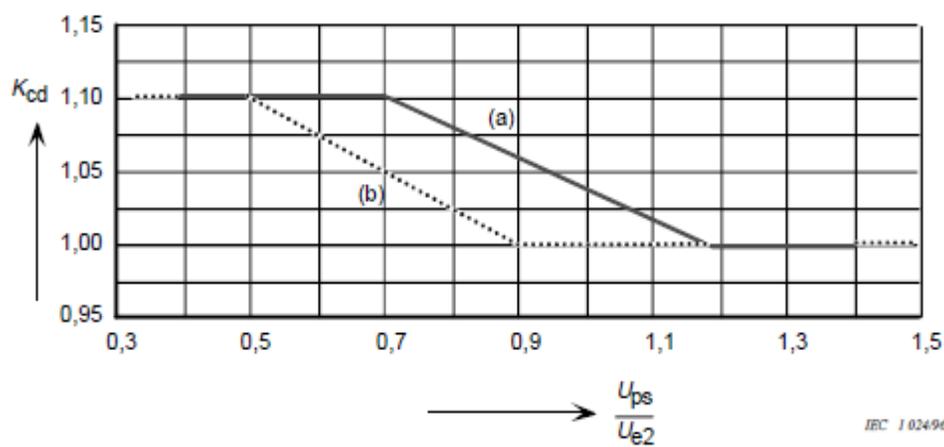
- Especificación CFE L0000-06 coordinación de aislamiento, julio 1991
- Guía de aplicación de la especificación de coordinación de aislamiento CFE L0000-41, febrero 1995.
- Norma mexicana ANCE NMX-J-150/1-1997-ANCE, Coordinación de aislamiento parte 1, Definiciones, principios y reglas.
- Norma mexicana ANCE NMX-J-150/2-ance-2004, Coordinación de aislamiento parte 2, Guía de aplicación.
- INSULATION CO-ORDINATION, (Part 1: Definitions, principles and rules), IEC 71-1 1993-12
- INSULATION CO-ORDINATION, (Part 2: Application guide) IEC 71-2 1996-12
- RAULL MARTIN, José
Diseño de Subestaciones
2ª edición
México
UNAM, 2000
- ENRIQUEZ HARPER, G
Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas
México
Limusa, 1990



NOTE - Entre parenthèses, paragraphes où le terme est défini ou l'action décrite.

- rectangles indiquant les données à prendre en compte.
- rectangles indiquant les actions à effectuer.
- rectangles indiquant les résultats obtenus.

Figure 1 - Organigramme de détermination des niveaux d'isolement assignés et normalisés



a): coordination factor applied to the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-earth (applies also to longitudinal insulation);

b): co-ordination factor applied to twice the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-phase.

Figure 6 – Evaluation of deterministic co-ordination factor K_{cd}

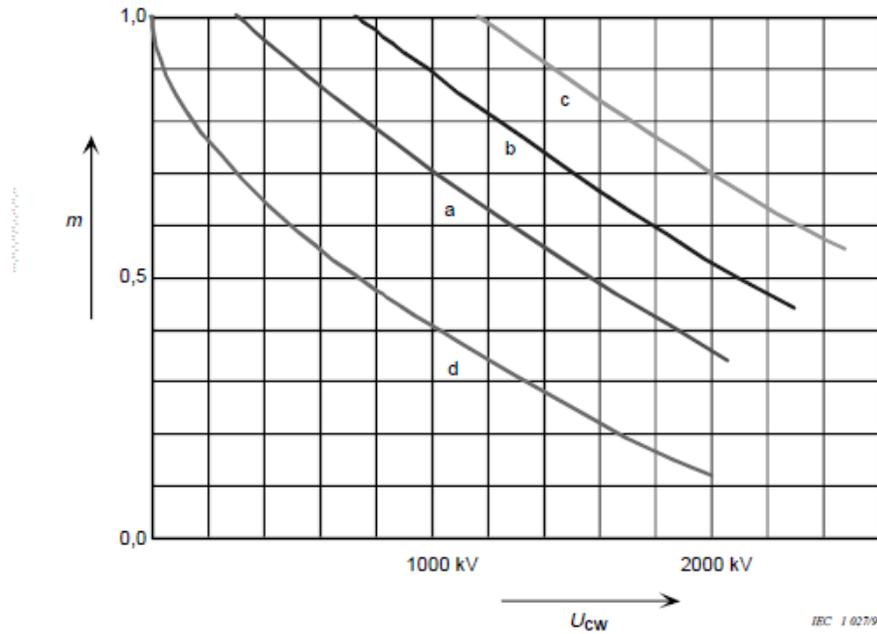
3.3.2.2 Statistical method (and corresponding risk of failure)

In applying the statistical method, it is first necessary to establish an acceptable risk of failure, as described in 3.2, based on technical and economic analysis and service experience.

The risk of failure gives the probability of insulation failure. The failure rate is expressed in terms of the expected average frequency of failures of the insulation (e.g. the number of failures per year) as a result of events causing overvoltage stresses. To evaluate this rate, the events giving rise to these overvoltages and their number have to be studied. Fortunately, the types of events that are significant in insulation design are sufficiently few in number to make the method practical.

Table F.2 – Factor A for various overhead lines
(applicable in equations (F.17) and (F.19))

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



- a) phase-to-earth insulation
- b) longitudinal insulation
- c) phase-to-phase insulation
- d) rod-plane gap (reference gap)

For voltages consisting of two components, the voltage value is the sum of the components.

Figure 9 – Dependence of exponent m on the co-ordination switching impulse withstand voltage

Table 2 – Test conversion factors for range I, to convert required switching impulses withstand voltages to short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage ¹⁾	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
– air clearances and clean insulators, dry:		
– phase-to-earth	$0,6 + U_{cw} / 8500$	$1,05 + U_{cw} / 6000$
– phase-to-phase	$0,6 + U_{cw} / 12700$	$1,05 + U_{cw} / 9000$
– 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_{cw} 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.		

Table A.1 – Correlation between standard lightning impulse withstand voltages and minimum air clearances

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

Table A.2 – Correlation between standard switching impulse withstand voltages and minimum phase-to-earth air clearances

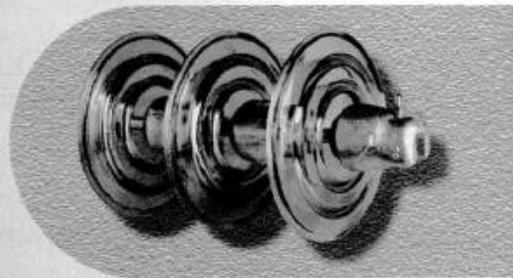
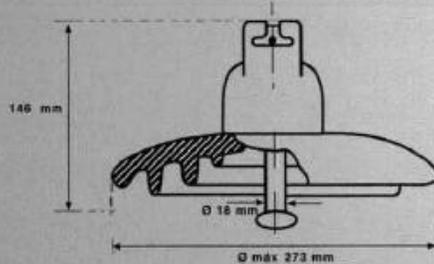
Standard switching impulse withstand voltage kV	Minimum phase-to-earth mm	
	Conductor-structure	Rod-structure
750	1600	1900
850	1800	2400
950	2200	2900
1050	2600	3400
1175	3100	4100
1300	3600	4800
1425	4200	5600
1550	4900	6400

Table A.3 – Correlation between standard switching impulse withstand voltages and minimum phase-to-phase air clearances

Standard switching impulse withstand voltage			Minimum phase-to-phase clearance mm	
Phase-to- earth kV	Phase-to-phase value	Phase-to- phase kV	Conductor-conductor parallel	Rod- conductor
	Phase-to-earth value			
750	1,5	1125	2300	2600
850	1,5	1275	2600	3100
850	1,6	1360	2900	3400
950	1,5	1425	3100	3600
950	1,7	1615	3700	4300
1050	1,5	1575	3600	4200
1050	1,6	1680	3900	4600
1175	1,5	1763	4200	5000
1300	1,7	2210	6100	7400
1425	1,7	2423	7200	9000
1550	1,6	2480	7600	9400



CATÁLOGO No. N-12
CLASE 52-5



Aislador de Vidrio Templado
Tipo Suspensión con Calavera y Bola

Especificaciones Técnicas

	Áreas Normales 27SVC111		Áreas Corrosivas 27SVC111C	
	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD
Resistencia combinada electromecánica	111	kN	111	kN
Carga de trabajo a la tensión 3 seg	55.5	kN	55.5	kN
Resistencia de carga sostenida - tiempo	67	kN	67	kN
Resistencia al impacto	7	Nm	7	Nm

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	Áreas Normales 27SVC111	UNIDAD	Áreas Corrosivas 27SVC111C	UNIDAD
Flameo en seco a 60 Hz	80	kV	80	kV
Flameo en húmedo a 60 Hz	50	kV	50	kV
Flameo al impulso positivo	125	kV	125	kV
Flameo al impulso negativo	130	kV	130	kV
Tensión de perforación	110	kV	110	kV
Distancia mínima de fuga	292	mm	292	mm
Distancia de flameo en seco	232	mm	232	mm

CARACTERÍSTICAS DE RADIO INTERFERENCIA

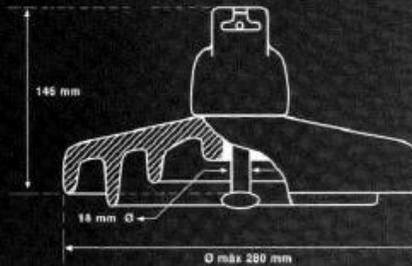
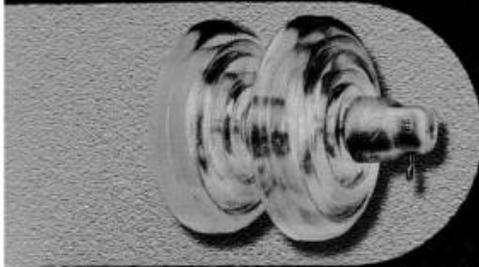
	Áreas Normales 27SVC111	UNIDAD	Áreas Corrosivas 27SVC111C	UNIDAD
Tensión de prueba a 60 Hz	10	kV	10	kV
Tensión máxima de radio interferencia a 1000 kHz	50	µV	50	µV

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

	Áreas Normales 27SVC111	UNIDAD	Áreas Corrosivas 27SVC111C	UNIDAD
Peso Neto	4	kg	4	kg
Contenido de embarque	6	Pzs	6	Pzs
Volumen de embarque	0.075	m ³	0.075	m ³
Peso bruto de embarque	28	kg	28	kg

REFERENCIAS

NORMAS NACIONALES	NORMAS EXTRANJERAS	CODIFICACIÓN		
NMX-J-334	CLASE 52-5	ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN	
	ANSI C.29.1 / C.29.2	CFE 52200-02	27SVC111	27SVC111C con manguito de zinc

**CATÁLOGO No. N - 120 - P
CLASE 52-5**

NIEBLA
**Aislador de Vidrio Templado
Tipo Suspensión con Calavera y Bola**
Especificaciones Técnicas
**Áreas Corrosivas
285VC111C**

	VALOR	UNIDAD	
Resistencia combinada electromecánica	111	kN	
Carga de trabajo a la tensión 3 seg	55.5	kN	
Resistencia de carga sostenida - tiempo	67.7	kN	
Resistencia al impacto	11	Nm	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Flameo en seco a 60 Hz	100	kV	
Flameo en húmedo a 60 Hz	60	kV	
Flameo al impulso positivo	140	kV	
Flameo al impulso negativo	140	kV	
Tensión de perforación	130	kV	
Distancia mínima de fuga	445	mm	
Distancia de flameo en seco	346	mm	
CARACTERÍSTICAS DE RADIO INTERFERENCIA			
Tensión de prueba a 60 Hz	10	kV	
Tensión máxima de radio interferencia a 1000 kHz	50	µV	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Peso Neto	5.6	kg	
Contenido de embarque	6	Pzs	
Volumen de embarque	0.087	m ³	
Peso bruto de embarque	37	kg	
REFERENCIAS			
NORMAS NACIONALES	NORMAS EXTRANJERAS	CODIFICACIÓN	
		ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
NMX-J-151 NMX-J-334	CLASE 52-5 ANSI C.29.1 / C.29.2	CFE 52200-02	285VC111C con manguito de zinc

TABLA 1 - Características generales del cable ACSR/AS

Descripción corta	Designación	Área nominal de la sección transversal (mm²)			Conductor de aluminio		Núcleo de acero			Diámetro exterior del cable (mm)	Masa (kg/km)			Carga mínima de ruptura (kN)	Resistencia eléctrica c.d. nominal a 20 °C al cable completo Ω/km
		Aluminio	Acero	Total	Número alambres	Diámetro de los alambres (mm)	Número alambres	Diámetro de los alambres (mm)	Diámetro núcleo de acero (mm)		Aluminio	Acero	Total		
ACSR/AS 1/0	RAVEN/AS	53,48	8,97	62,45	6	3,37	1	3,37	3,37	10,11	145	59	207	19	0,506
ACSR/AS 3/0	PIGEON/AS	85,01	14,15	99,16	6	4,25	1	4,25	4,25	12,75	230	93	330	28	0,318
ACSR/AS 266	PARTRIDGE/AS	135,2	22,0	157,2	26	2,57	7	2,00	6,00	16,31	366	145	520	48	0,203
ACSR/AS 336	LINNET/AS	170,5	27,7	198,2	26	2,89	7	2,25	6,74	18,29	461	183	657	60	0,160
ACSR/AS 477	HAWK/AS	241,7	39,3	281	26	3,44	7	2,67	8,02	21,77	654	258	929	84	0,113
ACSR/AS 795	DRAKE/AS	402,8	65,6	468,4	26	4,44	7	3,45	10,36	28,11	1089	431	1549	136	0,068
ACSR/AS 900	CANARY/AS	456	59,1	515,1	54	3,28	7	3,28	9,84	29,52	1234	390	1656	138	0,061
ACSR/AS 1113	BLUE JAY/AS	564	39	603	45	4,00	7	2,66	7,99	31,98	1526	256	1822	130	0,050

NOTA: Las tolerancias para alambres de aluminio están con base en las normas NMX-J-027-ANCE y para alambres de acero recubiertos de aluminio soldado la referencia [4] del capítulo 12 de esta especificación.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE CONDUCTORES ACSR				
Calibre	Número de hilos		RMG	Reactancia inductiva (X _L) a 30.48 cm. de espaciamiento
	Al	Ac		
AWG-kCM				Ohms/km
6	6	1	0.12	0.418
4	6	1	0.133	0.41
3	6	1	0.131	0.411
2	6	1	0.127	0.413
1	6	1	0.127	0.413
1/0	6	1	0.136	0.408
2/0	6	1	0.155	0.398
3/0	6	1	0.183	0.386
4/0	6	1	0.248	0.361
266.8	26	7	0.661	0.289
336.4	26	7	0.744	0.29
336.4	30	7	0.777	0.277
397.5	26	7	0.808	0.274
397.5	30	7	0.847	0.27
477	26	7	0.884	0.267
477	30	7	0.927	0.264
500	30	7	0.948	0.262
556.5	26	7	0.954	0.261
556.5	30	7	1	0.258
609	54	7	0.978	0.259
636	26	7	1.021	0.256
715.5	26	7	1.082	0.252
715.5	54	7	1.064	0.253
795	26	7	1.143	0.248
795	54	7	1.122	0.245
900	54	7	1.192	0.244
954	45	7	1.187	0.245
1113	45	7	1.296	0.238

NOTA SOBRE EL USO DE ESTAS TABLAS: Seleccionar el cable ACSR de esta tabla. Al valor de la reactancia inductiva sumarle el valor de la, que corresponda a la distancia media geométrica (DMG), según sea la separación de los conductores en pies y pulgadas.

(Cables ACSR)	RMG
30 hilos en 2 capas	0.826 f
26 hilos en 2 capas	0.809 f
54 hilos en 3 capas	0.810 f
Una sola capa	0.35 - 0.70 f