

621.3  
E22a

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**APLICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE  
AISLAMIENTO EN EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN DE LA AMPLIACIÓN  
DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE 220 kV - APURIMAC**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR LOS BACHILLERES:**

**SAÚL ABEL GAMARRA QUISPE**

**GIANCARLO GIOMAR CHÁVEZ DÁVILA**

**CALLAO - PERÚ**

**2014**



**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
ELECTRICISTA**

**“APLICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE  
AISLAMIENTO EN EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN DE LA AMPLIACIÓN  
DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE 220 Kv – APURÍMAC”**

**PRESENTADO POR LOS BACHILLERES:**

**GIANCARLO GIOMAR CHÁVEZ DÁVILA  
SAÚL ABEL GAMARRA QUISPE**

**ASESOR:**

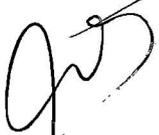
**ING. PEDRO ANTONIO SÁNCHEZ HUAPAYA**

**CALIFICACIÓN**

**14 (CATORCE)**

  
**Dr. Ing. JUAN HERBER GRADOS  
GAMARRA**  
Presidente de Jurado

  
**Mg. Ing. SANTIAGO LINDER  
RUBIÑOS JIMÉNEZ**  
Secretario de Jurado

  
**Ing. JESÚS VICENTE VARA SÁNCHEZ**  
Vocal de Jurado

**CALLAO – PERÚ  
2014**



**APLICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE  
AISLAMIENTO EN EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN DE LA  
AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA  
COTARUSE 220 KV - APURIMAC**



### **DEDICATORIA**

A mi Madre que siempre me apoyo en toda mi vida, es por ella mi razón de ser, de mis estudios, esfuerzos y mis motivos para lograr mis siguientes éxitos.

***Saúl Abel Gamarra Quispe***



### **DEDICATORIA**

Dedico esta Tesis a mis hijos Mikael y Caleb quienes son mi gran apoyo emocional, la fuerza y la bendición que Dios derramo sobre mí.

A mis padres quienes me guiaron por el camino correcto, estaré eternamente agradecido.

A mi esposa Vanessa quien me apoyo y me alentó para continuar, cuando parecía que me iba a rendir.

Para ellos es esta dedicatoria de tesis, pues es a ellos a quienes les debo su apoyo incondicional.

***Giancarlo Giomar Chávez Dávila***



## AGRADECIMIENTOS

A mis grandes amigos Aldo Viacava Nájera y Johnny Cuevas Campos por el gran apoyo para culminar mis estudios, por sus enseñanzas morales y conocimientos técnicos.

A ABB S.A. y Power Systems Consulting & Management SAC por haberme brindado la oportunidad de desarrollar este proyecto, para así abrir paso hacia un buen desempeño profesional.

Un especial agradecimiento al Ing. José Santos Antonio por su oportuna colaboración y sabios consejos, al Ing. Giovan Moscoso Buluje quien siempre estuvo dispuesto a compartir sus conocimientos acertando una respuesta a cada interrogante surgida a lo largo del proyecto y al Ing. Juan Grados Gamarra por su orientación, tiempo y apoyo.

Agradezco a la Universidad Nacional del Callao por nuevamente permitirme tener la satisfacción y el orgullo de obtener un título profesional de tan prestigiosa institución.

A cada persona que desinteresadamente colaboró moralmente en la realización de este trabajo, principalmente a Beatriz Jisell Ramírez Alatrística.

A Giancarlo Giomar Chávez Dávila mi amigo por su apoyo perseverancia para el éxito de nuestra Tesis.

Finalmente, pero no por ello menos importante, a las personas que por su amor, paciencia y apoyo incondicional me han impulsado para conseguir este logro. A mi madre por su ejemplo de lucha incansable y mujer valiente, a mi padre y hermanos.

**Saúl Abel Gamarra Quispe**



## AGRADECIMIENTOS

A mis amigos Saúl Abel Gamarra Quispe, Douglas Quinteros Escobar por el gran apoyo para culminar esta etapa importante de mi vida profesional, por sus enseñanzas y conocimientos técnicos.

A SUNARP por haberme brindado la oportunidad de desarrollarme, para así abrir paso hacia un buen desempeño profesional.

Un especial agradecimiento al Dr. Juan Herbert Grados Gamarra por su orientación, tiempo y apoyo.

Agradezco a la Universidad Nacional del Callao por nuevamente permitirme tener la satisfacción y el orgullo de obtener un título profesional de tan prestigiosa institución.

A cada persona que desinteresadamente colaboró moralmente en la realización de este trabajo, principalmente a Vanessa Rivera, mi esposa.

Finalmente, pero no por ello menos importante, a las personas que por su amor, paciencia y apoyo incondicional me han impulsado para conseguir este logro. A mi madre por su ejemplo de lucha incansable y mujer valiente, a mi padre y a mis hermanas

**Giancarlo Giomar Chávez Dávila**



# Contenido

<b>INTRODUCCIONXII</b>	
<b>CAPÍTULO 1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	<b>1</b>
1.1. DETERMINACIÓN DEL PROBLEMA	1
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	1
1.2.1. Problema general	1
1.2.2. Problema específico	1
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.3.1. Objetivo Generales	1
1.3.2. Objetivo Específicos	2
1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.4.1. Práctica u organizacional	2
1.4.2. Por su economía y socio-política	2
1.4.3. Por su Teórica	2
1.4.4. Por su metodología	2
1.4.5. Por su magnitud	3
1.4.6. Por su Intelectualidad	3
1.4.7. Científica	3
1.4.8. Por su Trascendencia	3
1.4.9. Por su vulnerabilidad	3
1.4.10. Limitaciones	3
1.4.11. Interrogantes	4
1.4.12. Implicancia de los resultados	4
1.4.13. Facilidades	4
1.5. HIPOTESIS	4
1.5.1. Hipótesis I	4
1.5.2. Hipótesis II	4
1.6. ANTECEDENTES	4



<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>DEFINICIONES</b>	<b>6</b>
2.1.	COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO	6
2.2.	AISLAMIENTO EXTERNO	6
2.3.	AISLAMIENTO INTERNO	6
2.4.	AISLAMIENTO AUTORREGENERABLE	6
2.5.	AISLAMIENTO NO AUTORREGENERABLE	7
2.6.	CLASIFICACIÓN DE TENSIONES Y SOBRETENSIÓN	7
2.6.1.	Tensión continua (a frecuencia industrial):	7
2.6.2.	Sobretensión Temporal:	7
2.6.3.	Sobretensión Transitoria:	7
2.7.	FACTORES UTILIZADOS	7
2.8.	FORMAS DE TENSIÓN NORMALIZADAS	8
2.9.	SOBRETENSIÓN	8
2.10.	SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS	8
2.11.	SOBRETENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA	9
2.12.	SOBRETENSIÓN DE SOPORTABILIDAD NORMALIZADA	9
2.13.	TENSIÓN SOPORTADA DE COORDINACIÓN ( $U_{CW}$ )	9
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>SELECCION DEL NIVEL DE AISLAMIENTO</b>	<b>10</b>
3.1.	DETERMINACIÓN DE SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS ( $U_{RP}$ )	10
3.2.	DETERMINACIÓN DE TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN ( $U_{CW}$ )	11
3.2.1.	Método Determinista	12
3.2.2.	Método Estadístico	13
3.3.	DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES SOPORTADAS ESPECIFICADAS ( $U_{RW}$ )	13
3.4.	ELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO ASIGNADO	14
3.5.	ELECCIÓN DE LOS NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS	15
3.6.	CONTAMINACIÓN	17
3.7.	FACTORES DE SEGURIDAD ( $K_s$ )	17
3.8.	CORRECCIÓN ATMOSFÉRICA	18
3.8.1.	Factor de corrección por altitud ( $K_a$ )	18
3.9.	FACTORES DE CONVERSIÓN DE PRUEBA	19
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA EQUIPOS A 220 KV AREA DE LA AMPLIACIÓN</b>	<b>21</b>
4.1.	TENSIONES REPRESENTATIVAS ( $U_{RP}$ )	21
4.2.	TENSIONES DE COORDINACIÓN ( $U_{CW}$ )	25
4.2.1.	Descargas Atmosféricas	26
4.3.	TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS ( $U_{RW}$ )	27
4.4.	CONVERSIÓN DE BSL A FI (FRECUENCIA INDUSTRIAL) Y BIL	29
4.4.1.	A Frecuencia Industrial	29
4.4.2.	A Impulso Tipo Rayo	29
4.5.	RESUMEN DEL AISLAMIENTO	30
4.6.	AISLAMIENTO FASE – TIERRA SELECCIONADO	31



4.6.1.	Interno	31
4.6.2.	Externo	31
4.7.	AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS	33
<b>CAPÍTULO 5 COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA EQUIPOS A 220 KV AREA EXISTENTE</b>		<b>35</b>
5.1.	TENSIONES REPRESENTATIVAS ( $U_{RP}$ )	35
5.2.	TENSIONES DE COORDINACIÓN ( $U_{CW}$ )	39
5.2.1.	Descargas Atmosféricas	40
5.3.	TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS ( $U_{RW}$ )	41
5.4.	CONVERSIÓN DE BSL A FI (FRECUENCIA INDUSTRIAL) Y BIL	43
5.4.1.	A Frecuencia Industrial	43
5.4.2.	A Impulso Tipo Rayo	43
5.5.	RESUMEN DEL AISLAMIENTO	44
5.6.	AISLAMIENTO FASE – TIERRA SELECCIONADO	45
5.6.1.	Interno	45
5.6.2.	Externo	45
5.7.	AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS	47
<b>CAPÍTULO 6 RESULTADOS: SOLUCION TECNICA – ECONOMICA</b>		<b>48</b>
6.1.	ANÁLISIS TÉCNICO	48
6.1.1.	Mayor intercambiabilidad del equipo:	48
6.1.2.	Mayor disponibilidad del equipo:	48
6.1.3.	Mejora de la confiabilidad y protección de los equipos:	48
6.1.4.	Mejor performance sísmica:	49
6.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO	49
6.3.	SELECCIÓN DE NIVEL DE AISLAMIENTO DE EQUIPO	50
<b>CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES</b>		<b>51</b>
<b>CAPÍTULO 8 BIBLIOGRAFIA</b>		<b>53</b>
<b>CAPÍTULO 9 ANEXOS</b>		<b>54</b>
9.1.	NIVELES DE AISLAMIENTO SELECCIONADOS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE.	54
9.2.	COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE – AREA DE LA AMPLIACIÓN.	54
9.3.	COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE – AREA EXISTENTE.	54
9.4.	COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE – AREA EXISTENTE. <b>¡Error! Marcador no definido.</b>	54
9.5.	RESUMEN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO INTERNO MÍNIMO REQUERIDO PARA LOS EQUIPOS DEL PROYECTO - CONSULTORA.	54
<b>CAPÍTULO 10 LÁMINAS</b>		<b>59</b>



## CONTENIDO DE CUADROS

Cuadro N° 1:	Niveles de Aislamiento normalizados para la Gama I ( $1\text{kV} < U_m \leq 245\text{ kV}$ ) [1]	16
Cuadro N° 2:	Resumen de Aislamiento 220 kV	30
Cuadro N° 3:	Aislamiento al Impulso en Equipos de los Diámetros 220 kV	31
Cuadro N° 4:	Aislamiento requerido para equipos - Diámetros	31
Cuadro N° 5:	Aislamiento normalizado para equipos - Diámetros	32
Cuadro N° 6:	Aislamiento de los Equipos Seleccionados	34
Cuadro N° 7:	Resumen de Aislamiento 220 kV	44
Cuadro N° 8:	Aislamiento al Impulso en Equipos de los Diámetros 220 kV	44
Cuadro N° 9:	Aislamiento requerido para equipos - Barras	45
Cuadro N° 10:	Aislamiento normalizado para equipos - Diámetros	45
Cuadro N° 11:	Aislamiento de los Equipos Seleccionados	47
Cuadro N° 12:	Cuadro comparativo de precios	50
Cuadro N° 13:	Niveles de Aislamiento	51
Cuadro N° 14:	Distancias de Seguridad Fase-Tierra (Para diseño)	51
Cuadro N° 15:	Distancias de Seguridad Fase-Fase (Para diseño)	52



### CONTENIDO DE FIGURAS

Figura N° 1 Relación entre el exponente $m$ y la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo maniobra [8]	19
Figura N° 2 Relación entre el exponente $m$ y la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo maniobra [8]	28
Figura N° 3 Relación entre el exponente $m$ y la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo maniobra [8]	42



## INTRODUCCION

Para optimizar el nivel del aislamiento de los equipos en alta tensión, se logra aplicando la metodología establecida en la norma internacional IEC-60071. La aplicación de la norma IEC requiere una serie de parámetros como son: las sobretensiones que puede generarse en el sistema, ubicación de la Subestación de Alta Tensión referente a la altitud, condiciones atmosféricas, índices de falla del equipo e índice de salida de las líneas que estarán conectadas a la Subestación a estudiar.

En el Perú presenta una geografía de elevadas altitudes, por ello es importante considerarlo en el diseño para aplicar factores de corrección por altura para la selección de un óptimo nivel de aislamiento de los equipos a utilizar en las subestaciones.

Para un proyecto es importante la parte técnica y la parte económica, actualmente en muchos proyectos referente a Subestaciones Eléctricas muchas de las especificaciones técnicas de equipos de alta tensión a ser instalados en alturas superiores 3000 msnm se usa el nivel de aislamiento externo inmediato superior o mayor indicados por las recomendaciones de la norma IEC 60071-1 y teniendo en cuenta solo el factor de corrección por altura; como consecuencia se obtiene un elevado costo de equipamiento de equipos de Alta Tensión.

Parte del estudio en la coordinación de aislamiento para la reducción de las sobretensiones por impulso atmosférico, es con el uso adecuado (ubicación) de los pararrayos de óxido de zinc, que limitan las sobretensiones a las que son sometidos los equipos en una subestación de potencia.

Antes en el Perú no existía una referencia del uso de selección del nivel de aislamiento con un BIL que no sea el inmediato superior a más de 3000 msnm, pero ahora ya se han implementado en el proyecto Sierra Norte que están actualmente en funcionamiento. Se tomara como ejemplo de aplicación del presente estudio a la Ampliación de la Subestación Eléctrica Cotaruse 220 kV que actualmente está en etapa de construcción.



# Capítulo 1

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1. DETERMINACIÓN DEL PROBLEMA

Al diseñar una Subestación eléctrica en Alta tensión a más de 3000 msnm, los equipamientos son sobredimensionados por no realizar un estudio de **coordinación de aislamiento** y aplicar la metodología de la norma IEC 60071. Las sobretensiones que aparecen en subestaciones eléctricas de Alta tensión, nos pueden producir eventos que originan fallas en el sistema, las cuales pueden ser originadas por descargas atmosféricas, eventos de maniobras dando como resultado falla de aislamiento y daños al equipo; en consecuencia conlleva a un elevado costo de compra de equipos en Alta tensión.

### 1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

#### 1.2.1. Problema general

"¿Cómo la falta de una aplicación y optimización de la coordinación de aislamiento en equipos de Alta tensión en Subestaciones Eléctricas afecta los costos de inversión?"

#### 1.2.2. Problema específico

"¿Cómo la falta de una aplicación y optimización de la coordinación de aislamiento en equipos de Alta tensión de la ampliación Subestación Eléctrica Cotaruse 220 kV, afecta los costos de inversión?"

### 1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

#### 1.3.1. Objetivo Generales

- Reducir costos con la aplicación y optimización de la coordinación de aislamiento en equipos de Alta Tensión de Subestaciones Eléctricas ubicadas a más de 3000 msnm.
- Calcular sobretensiones y seleccionar el aislamiento para equipos de patio de llaves de una subestación eléctrica instalada a más de 3000 msnm, de acuerdo a las recomendaciones de la norma IEC 60071-1 y 60071-2.



### 1.3.2. Objetivo Específicos

- Reducir costos de adquisición de Equipos de Alta tensión con la aplicación y optimización de la coordinación de aislamiento en la ampliación de la Subestación Cotaruse 220 kV ubicada a 4145 msnm.
- Calcular sobretensiones y seleccionar el aislamiento para equipos de patio de llaves de la ampliación de la subestación Cotaruse en 220kV, con configuración interruptor y medio, instalada a 4145msnm, de acuerdo a las recomendaciones de la norma IEC 60071-1 y 60071-2.
- Realizar una metodología de cálculo para reducir el Aislamiento de los equipos con el uso adecuado de los pararrayos en una Subestación de Potencia aplicando las recomendaciones de la norma IEC 60071-1 y 60071-2.
- Demostrar que con el adecuado uso de los pararrayos (ubicación) en una Subestación de Potencia se puede reducir el nivel de aislamiento externo requerido por los equipos de acuerdo a las recomendaciones de la norma IEC 60071-1 y 60071-2.
- Mostrar los parámetros mínimos para garantizar el aislamiento de los equipos.

## 1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

### 1.4.1. Práctica u organizacional

La empresa contratista encargada de la ejecución de la construcción de las Subestaciones en Alta Tensión, necesita invertir en calidad y también ahorrar a través del estudio de coordinación de aislamiento podremos justificar la adecuada selección aislamiento de los equipos que tendrá dicha instalación.

### 1.4.2. Por su economía y socio-política

La construcción de Subestaciones tiene implicancias económicas y también para el desarrollo social y económico, a través de ellas facilitaremos energía eléctrica y también se suministrara energía a los pueblos adyacentes a la subestación.

### 1.4.3. Por su Teórica

No es aplicable en este tipo de proyecto

### 1.4.4. Por su metodología

La metodología está basada en la Norma IEC 60071-1 y IEC 60071-2



#### **1.4.5. Por su magnitud**

La construcción de Subestaciones en Alta tensión en geografías de alturas mayores a 3000 msnm traerá desarrollo para zonas aledañas a la instalación y facilitará también su desarrollo económico.

#### **1.4.6. Por su Intelectualidad**

El objetivo es realizar el cálculo de las sobretensiones para realizar el estudio de coordinación de aislamiento para equipos instalados en alturas mayores a 3000 msnm con ello la inversión del proyecto reducir en costo inicial y posteriormente de mantenimiento.

#### **1.4.7. Científica**

A través del estudio se tiene inicio para realizar estudios de sobretensiones en subestaciones de alta tensión en 220 kV instalados en alturas mayores a 3000 msnm.

#### **1.4.8. Por su Trascendencia**

Con el estudio de coordinación de aislamiento se puede instalar Subestaciones de alta tensión en Alturas mayores a 3000 msnm sin tener equipos convencionales a un BIL normalizado y con esto reduciremos costos.

#### **1.4.9. Por su vulnerabilidad**

No es aplicable en este tipo de proyecto.

#### **1.4.10. Limitaciones**

##### **1.4.10.1. Teórica**

El acceso a la bibliografía es restringido por razones económicas y de idiomas

##### **1.4.10.2. Temporal**

El tiempo de la tesis dependerá del empeño y la interpretación de las normas a estudiar para lograr los objetivos

##### **1.4.10.3. Transversal**

No es aplicable en este tipo de proyecto.

##### **1.4.10.4. Longitudinal**

No es aplicable en este tipo de proyecto.



#### **1.4.10.5. Espacial**

No es una limitante para el proyecto ya que es exclusivamente aplicativo y metodológico.

#### **1.4.11. Interrogantes**

##### **1.4.11.1. Interrogantes Generales**

¿Cuáles son las fallas que ocurren en Subestaciones Eléctricas?

¿Cuáles son las causas de estas fallas?

##### **1.4.11.2. Interrogantes Específicas**

¿Porque ocurren las sobretensiones?

¿Cuáles son las consecuencias de estas sobretensiones?

¿Cómo podemos reducir las sobretensiones?

#### **1.4.12. Implicancia de los resultados**

Al realizar el proyecto con lleva a definir las sobretensiones que están presentes en una Subestación de Alta tensión, al determinarlas podemos realizar el estudio de coordinación de aislamiento y seleccionar el aislamiento adecuado para cada equipo y el costo de inversión será menor

#### **1.4.13. Facilidades**

No es aplicable en este tipo de proyecto.

### **1.5. HIPOTESIS**

#### **1.5.1. Hipótesis I**

Los equipos a instalar en Alta tensión son sobredimensionados en altitudes mayores a 3000msnsm por no realizar un adecuado Estudio de Coordinación de Aislamiento.

#### **1.5.2. Hipótesis II**

Realizando el estudio de la Coordinación de aislamiento y aplicando en el diseño el uso de pararrayos ubicados en zonas estratégicas reduciremos el nivel de aislamiento de los equipos de Alta tensión y el costo de adquisición del mismo.

### **1.6. ANTECEDENTES**

Las redes eléctricas están sometidas a solicitaciones de origen interno y externo que pueden dañar el aislamiento de los equipos, provocar la interrupción del servicio y ocasionar grandes pérdidas económicas. Predecir el origen de estas solicitaciones, conocidas como sobretensiones, estimar con precisión su valor y características más importantes, y conocer el comportamiento de los distintos tipos de aislamiento eléctrico frente a todo tipo de sobretensiones son tareas fundamentales para una selección adecuada de los aislamientos, de los medios para proteger estos aislamientos y de las técnicas para mitigar o reducir el valor



de las sobretensiones. La Coordinación de Aislamiento trata sobre estos temas y de cómo proceder a la selección del aislamiento teniendo en cuenta otros factores como son el efecto de las distintas condiciones atmosféricas o el carácter aleatorio de los valores que pueden alcanzar las sobretensiones y del comportamiento de los aislamientos.

La experiencia de los miembros del Grupo de Trabajo de CIGRE-España sobre Coordinación de Aislamiento. Los antecedentes de este grupo de trabajo hay que buscarlos en el año 1999, cuando los responsables del Laboratorio Central de Electricidad (LCOE), situado en los terrenos de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid, deciden convocar en fechas sucesivas un curso y una jornada técnica sobre Coordinación de Aislamiento para celebrar los 25 años de existencia del laboratorio. Una de las principales razones para escoger como tema del curso y de la jornada técnica el de Coordinación de Aislamiento fue la reciente publicación de la traducción al español realizada por AENOR de la Guía de Aplicación de Coordinación de Aislamiento elaborada por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

A raíz de ambos acontecimientos se comprueba la necesidad de crear un grupo de trabajo estable sobre Coordinación de Aislamiento y que al mismo tiempo realice sus actividades bajo el patrocinio de CIGRE.

El trabajo de esta investigación está plasmado en las normas internacionales IEC 60071-1 y 60071-2.

Antes en el Perú no existía una referencia del uso de selección del nivel de aislamiento con un BIL que no sea el inmediato superior a más de 3000 msnm, pero ahora ya se han implementado en el proyecto Sierra Norte que estén actualmente en funcionamiento. Se tomara como ejemplo de aplicación del presente estudio a la ampliación de la Subestación Eléctrica Cotaruse 220 kV que actualmente está en etapa de construcción.



# Capítulo 2

## DEFINICIONES

### 2.1. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

Es la selección de la rigidez dieléctrica de un equipo en relación con las tensiones que puedan aparecer en el sistema eléctrico en el cual el equipo operará tomando en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles.

### 2.2. AISLAMIENTO EXTERNO

Son las distancias en el aire atmosférico y en las superficies de los aislamientos sólidos de un material en contacto con la atmósfera, que se someten a los esfuerzos dieléctricos y a la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos tales como polución, humedad, etc. El aislamiento externo puede ser "protegido" o "expuesto" según que haya sido diseñado para utilizarse en el interior o en el exterior de recintos cerrados.

### 2.3. AISLAMIENTO INTERNO

Está formado por elementos internos del aislamiento de un material, en el que las condiciones ambientales u otros agentes externos no tienen influencia. Estos elementos pueden ser sólidos, líquidos o gaseosos.

### 2.4. AISLAMIENTO AUTORREGENERABLE

Es el aislamiento que recupera íntegramente sus propiedades aislantes, después de haber estado sometido a una descarga disruptiva provocada por una sobretensión y/o tensión de ensayo. Las descargas disruptivas durante el funcionamiento pueden conducir a un aislamiento autorregenerable o no autorregenerable.



## 2.5. AISLAMIENTO NO AUTORREGENERABLE

Es el aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o no las recupera íntegramente, después de haber estado sometido a una descarga disruptiva de sobretensión y/o tensión de ensayo.

## 2.6. CLASIFICACIÓN DE TENSIONES Y SOBRETENSIÓN

De acuerdo con su forma y duración, las tensiones se dividen en las siguientes clases:

### 2.6.1. Tensión continua (a frecuencia industrial):

Se considera que tiene un valor r.m.s. constante, continuamente aplicado a cualquier par de terminales de una configuración de aislamiento.

### 2.6.2. Sobretensión Temporal:

Sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga.

### 2.6.3. Sobretensión Transitoria:

Sobretensión de corta duración (milisegundos o menos), oscilatoria y no oscilatoria que por lo general es altamente amortiguada. Las sobretensiones transitorias son divididas en:

- Sobretensión de frente lento: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico  $20 \text{ us} < T_p \leq 5000 \text{ us}$  y duración de cola  $T_2 \leq 20 \text{ ms}$ .
- Sobretensión de frente rápido: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico  $0,1 \text{ us} < T_1 \leq 20 \text{ us}$ , y duración de cola  $T_2 \leq 300 \text{ us}$ .
- Sobretensión de frente muy rápido: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico  $T_f \leq 0,1 \text{ us}$ , duración total  $< 3 \text{ ms}$ , y con oscilaciones superpuestas a frecuencia  $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$ .
- Sobretensión Combinada (temporal, frente lento, rápido y muy rápido): consistente de dos componentes de tensión aplicadas simultáneamente entre cada par de terminales de fase de un aislamiento fase-fase y tierra. Esta sobretensión está clasificada por la componente con el valor pico más alto.

## 2.7. FACTORES UTILIZADOS

- Factor de coordinación ( $K_c$ ): Es el factor con el cual se deberá multiplicar la sobretensión representativa para obtener el valor de la tensión de coordinación soportada.
- Factor de conversión del ensayo ( $K_t$ ): Es el factor aplicado a la tensión de soportabilidad requerida, en el caso en el que la tensión de soportabilidad normalizada se selecciona con una



forma de onda diferente, para obtener el límite inferior de la tensión de soportabilidad normalizada que puede ser asumido para probar el aislamiento.

- Factor de corrección atmosférico ( $K_a$ ): Es el factor que debe ser aplicado a la tensión de coordinación soportada para tener en cuenta la diferencia entre las condiciones atmosféricas promedias en servicio y las condiciones atmosféricas normalizadas. Éste aplica a aislamiento externo únicamente.
- Factor de falla a tierra: Es un punto dado de un sistema trifásico, y para una configuración dada, la relación entre el valor r.m.s. más alto de la tensión fase-tierra a frecuencia industrial en una fase sana durante una falla a tierra que afecta una o más fases en cualquier punto del sistema y la tensión a frecuencia industrial fase-tierra obtenida en el punto dado en la ausencia de cualquier falla.
- Factor de seguridad ( $K_s$ ): Es el factor total que debe ser aplicado a la tensión de coordinación soportada, después de la aplicación del factor de corrección atmosférico (si se requiere), para obtener la tensión de soportabilidad requerida, para tener en cuenta todas las otras diferencias entre las condiciones en servicio y las del ensayo de soportabilidad normalizado.

## 2.8. FORMAS DE TENSIÓN NORMALIZADAS

- Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial: tensión senoidal con frecuencia entre 48 Hz y 62 Hz, y duración de 60 s.
- Impulso de maniobra normalizado: Impulso de tensión que tiene un tiempo de pico de 250us y un tiempo de mitad de onda de 2500 us.
- Impulso atmosférico normalizado: impulso de tensión que tiene un tiempo de frente de 1,2us y un tiempo de mitad de onda de 50 us.

## 2.9. SOBRETENSIÓN

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

## 2.10. SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS

Sobretensiones asumidas que producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de una clase dada ocurridas en servicio y debidas a diferentes orígenes. Son tensiones con la forma de onda normalizada para cada clase y pueden ser definidas por un valor o un conjunto de valores o una distribución de frecuencias de valores que caracteriza las condiciones de servicio.



### **2.11. SOBRETENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA**

Tensión de prueba que el aislamiento deberá soportar en un ensayo de soportabilidad normalizado para asegurar que el aislamiento cumplirá el criterio de desempeño cuando está sometido a una clase de sobretensiones dada las condiciones reales de servicio y para todo el tiempo de servicio. La tensión requerida de soportabilidad tiene la forma de la tensión de coordinación soportada, y está especificada con referencia a todas las condiciones del ensayo de soportabilidad normalizado seleccionado para verificarla.

### **2.12. SOBRETENSIÓN DE SOPORTABILIDAD NORMALIZADA**

Valor normalizado de la tensión de prueba aplicado en un ensayo de soportabilidad normalizado. Este es el valor asignado del aislamiento y prueba que el aislamiento cumple con una o más tensiones de soportabilidad requeridas.

### **2.13. TENSIÓN SOPORTADA DE COORDINACIÓN (UCW)**

Para cada categoría de tensión, es el valor de la tensión soportada de la configuración de aislamiento, en las condiciones reales de funcionamiento, que satisface el criterio de comportamiento.

## Capítulo 3

### SELECCION DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

La norma IEC establece el procedimiento para realizar la coordinación de aislamiento, el cual consiste en elegir un conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracteriza el aislamiento del material aislante que se aplica en equipamiento.

#### 3.1. DETERMINACIÓN DE SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS ( $U_{RP}$ )

Las sobretensiones representativas son aquellas que se supone que producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de una categoría dada y de diversos orígenes que aparecen durante el funcionamiento. Están constituidas por tensiones que tienen la forma normalizada de la categoría en cuestión y pueden definirse por un valor, un conjunto de valores o una distribución estadística de los valores que caracterizan las condiciones de funcionamiento.

Esta misma definición se aplica también a la tensión permanente a frecuencia industrial que representa el efecto de la tensión de funcionamiento sobre el aislamiento.

Para cada categoría de sobretensión, el análisis debe permitir determinar una sobretensión representativa que tenga en cuenta las características del aislamiento.

La sobretensión representativa puede determinarse por:

- un valor máximo estimado, o
- un conjunto de valores de cresta, o
- Una distribución estadística completa de valores de cresta, en cuyo caso podría ser necesario tomar en consideración las características complementarias a las formas de sobretensión.

En el caso de haber elegido caracterizar a la sobretensión representativa mediante un **valor máximo estimado**, la sobretensión representativa de las diferentes categorías debe ser:



- Para la **tensión permanente a frecuencia industrial**: Una tensión a frecuencia industrial de valor eficaz igual a la tensión máxima de la red y de duración que corresponda a la vida del material.
- Para la **tensión permanente a frecuencia industrial**: Una tensión a frecuencia industrial de valor eficaz igual a la tensión máxima de la red y de duración que corresponda a la vida del material.
- Para la **sobretensión temporal**: Una tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial de valor eficaz igual al valor máximo estimado de las sobretensiones temporales, dividido por  $\sqrt{2}$ .
- Para la **sobretensión de frente lento**: Una tensión normalizada de impulso de maniobra de valor de cresta igual al valor de cresta máximo estimado de sobretensiones de frente lento.
- Para la **sobretensión de frente rápido**: Una tensión normalizada de impulso tipo rayo de valor de cresta igual al valor de cresta máximo estimado de las sobretensiones de frente rápido.
- Para la **sobretensión de frente muy rápido**: Para esta categoría de sobretensión, las características de sobretensión son especificadas por los comités encargados de cada material.
- Para la **sobretensión entre fases de frente lento**: Una tensión normalizada de impulso tipo maniobra combinada de valor de cresta igual al valor de cresta máximo previsto de las sobretensiones entre fases de frente lento. En este caso es útil tener en consideración la relación real  $\alpha$ , en funcionamiento, del valor de cresta de la componente negativa  $U^-$ ; al valor de cresta  $U^+ + U^-$  de la sobretensión máxima prevista entre fases:  $\alpha = U^- / (U^+ + U^-)$ .
- Para la **sobretensión longitudinal de frente lento (o de frente rápido)**: Una tensión combinada compuesta de una tensión normalizada de impulso tipo maniobra (o de impulso tipo rayo) y de una tensión de frecuencia industrial, cada una de valor de cresta igual a los dos valores de cresta máximos previstos correspondientes y en el que el instante que corresponde a la cresta de la tensión de impulso coincide con el de la cresta de la tensión de frecuencia industrial de polaridad opuesta.

### 3.2. DETERMINACIÓN DE TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN ( $U_{CW}$ )

Para cada categoría de tensión es el valor de la tensión soportada de la configuración del aislamiento, en las condiciones reales de funcionamiento, que satisface el criterio de comportamiento.

Este paso consiste en determinar los valores mínimos de las tensiones soportadas del aislamiento que satisfacen el criterio de comportamiento cuando el aislamiento se somete a las sobretensiones representativas en las condiciones de funcionamiento.



Las tensiones soportadas de coordinación del aislamiento tienen la forma de sobretensiones representativas de la categoría considerada y sus valores se obtienen multiplicando los valores de las sobretensiones representativas por un factor de coordinación. El valor del factor de coordinación depende del grado de precisión de la evaluación de las sobretensiones representativas y de una estimación empírica o estadística de la distribución de las sobretensiones y de las características del aislamiento.

Las tensiones soportadas de coordinación pueden determinarse como **tensiones soportadas previstas convencionales (método determinista)** o como **tensiones soportadas estadísticas (método estadístico)**. El método influye sobre el valor del factor de coordinación.

Se puede determinar directamente las tensiones soportadas de coordinación estadísticas, sin tener que pasar por las etapas intermedias de determinación de las sobretensiones representativas, mediante la simulación de los fenómenos de sobretensión combinado con la evaluación simultánea del riesgo de defecto, utilizando las características adecuadas del aislamiento.

### 3.2.1. Método Determinista

Se aplica normalmente cuando no se dispone de información que provengan de pruebas, de las posibles tasas de fallo que pueden esperarse del equipo en servicio.

- Cuando el aislamiento se caracteriza por su tensión soportada convencional prevista ( $P_w=100\%$ ), lo cual significa que no se tolera ni una sola descarga disruptiva, el valor de soportabilidad se selecciona igual a la tensión soportada de coordinación, obtenida multiplicando la sobretensión representativa (máximo previsto) por un factor de coordinación  $K_c$ , que tiene en cuenta los efectos de las incertidumbres en la hipótesis para estos dos valores (la tensión soportada prevista y la sobretensión representativa);
- Cuando el aislamiento se caracteriza por la tensión soportada estadística ( $P_w=90\%$ ), tal como se hace para el aislamiento externo,  $K_c$  debe tener en cuenta también la diferencia entre esta tensión y la tensión soportada prevista. En este caso, es aceptable la ocurrencia de una cantidad de descargas disruptivas, correspondiente a una probabilidad de resistencia especificada (explicada en la Norma IEC 60060-1: Ensayos de Alta Tensión).

Con este método no se hace referencia a las tasas de fallo posibles del equipo en servicio. Ejemplos típicos de aplicación son:

- Coordinación de aislamientos internos contra sobretensiones de frente lento, cuando el aislamiento está protegido por pararrayos.
- Protección con pararrayos contra sobretensiones causadas por rayo, en equipos conectados a líneas aéreas, para los que se dispone de experiencia en equipos similares.



### 3.2.2. Método Estadístico

Se basa en la frecuencia de ocurrencia de sobretensiones debidas a un origen específico, en la distribución de probabilidad de sobretensión relativa a este origen y la probabilidad de descarga del aislamiento. El riesgo de fallo también puede ser determinado combinando sobretensión y cálculos de probabilidad de descarga simultáneamente, descarga por descarga, tomando en consideración la naturaleza estadística de las sobretensiones y descargas por procedimientos adecuados.

Por repetición de los cálculos para distintos tipos de aislamientos y para diferentes estados de la red, puede obtenerse la proporción de fallos totales (tasa de indisponibilidad) del sistema debido a los fallos del aislamiento.

Por tanto, la aplicación de la coordinación estadística del aislamiento aporta la posibilidad de estimar directamente la frecuencia de fallo como función de los factores seleccionados en el diseño del sistema. Incluso, la optimización del aislamiento sería posible, si los costes de los cortes pudieran relacionarse con los distintos tipos de fallos, lo cual es muy difícil en la práctica debido a la dificultad de evaluar los daños a las instalaciones en los distintos estados operativos de la red y de evaluar las pérdidas económicas por energía dejada de suministrar. Como consecuencia de esto, usualmente es mejor sobredimensionar ligeramente el aislamiento del sistema, en lugar de optimizarlo. El diseño del aislamiento del sistema está basado en la comparación de riesgos, correspondiente a las diferentes alternativas de diseño.

### 3.3. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES SOPORTADAS ESPECIFICADAS ( $U_{rw}$ )

Este paso consiste en convertir las tensiones soportadas de coordinación ( $U_{cw}$ ) vistas en el paso anterior, en condiciones de ensayo normalizadas adecuadas. Esto se hace multiplicando las tensiones  $U_{cw}$  por factores que compensen las diferencias entre las condiciones reales de servicio del aislamiento y las de los ensayos de tensiones soportadas normalizadas.

Los factores que se aplican deben compensar:

- Las diferencias en el montaje del material;
- La dispersión en la calidad de fabricación;
- La calidad de la instalación;
- El envejecimiento del aislamiento durante la vida esperada;
- Otras influencias desconocidas.

Debido a que estos factores no se pueden evaluar en forma independiente unas de otras, se adopta un factor sobre la base de la experiencia.



En el caso del aislamiento externo debe aplicarse un factor adicional para tener en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales normalizadas de referencia y las esperadas en funcionamiento.

### 3.4. ELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO ASIGNADO

Esta elección consiste en seleccionar el conjunto de tensiones soportadas normalizadas ( $U_w$ ) del aislamiento más económico, suficientes para demostrar que se satisfacen todas las tensiones soportadas especificadas.

La tensión soportada permanente del aislamiento a frecuencia industrial, del material, que es la tensión más elevada del material; se elige como la tensión más próxima al valor normalizado de  $U_m$  igual o superior a la tensión soportada **permanente a frecuencia industrial** especificada.

La normalización de los ensayos, así como la elección de las tensiones de ensayo adecuadas, para demostrar la conformidad a  $U_m$  de cada tipo de material, son efectuadas por los comités encargados de dichos materiales (por ejemplo, ensayos de polución o ensayos de la tensión de aparición de descargas parciales).

Las tensiones soportadas para demostrar que se satisfacen las tensiones soportadas especificadas **temporales, de frente lento y de frente rápido**, para el aislamiento **fase-tierra**, el aislamiento **entre fases** y el aislamiento **longitudinal**, pueden elegirse de **la misma forma** que la tensión soportada específica, o de **forma diferente** teniendo en cuenta, para esta última elección, las características intrínsecas del aislamiento.

El valor de la tensión soportada se elige entre las tensiones soportadas normalizadas de las dos listas siguientes, como el valor más próximo igual o superior a:

- La tensión soportada especificada, en el caso que se elija la **misma forma**;
- La tensión soportada especificada multiplicada por el factor de conversión de ensayo adecuado, en los casos en que se elige una **forma diferente**.

Esto puede permitir la adopción de una sola tensión soportada normalizada para demostrar la conformidad a más de una tensión soportada especificada, dando así la posibilidad de reducir el número de tensiones soportadas normalizadas que conducen a definir un nivel de aislamiento asignado.

La elección de la tensión soportada normalizada para demostrar la conformidad con la tensión soportada especificada de **frente muy rápido** debe ser estudiada por los comités encargados de cada tipo de material.



### 3.5. ELECCIÓN DE LOS NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS

Las tensiones soportadas normalizadas se asocian a la tensión más elevada para el material, de acuerdo con la tabla 2 para la gama I de la norma IEC 60071-1. Las asociaciones obtenidas relacionando las tensiones soportadas normalizadas de todas las columnas sin cruzar las líneas horizontales marcadas se definen estando normalizados los niveles de aislamiento.

Adicionalmente IEC ha normalizado el aislamiento entre fases, de la gama I, las tensiones soportadas normalizadas de corta duración a frecuencia industrial y a los impulsos tipo rayo entre fases son iguales a las tensiones soportadas fase-tierra correspondientes (tabla 2). No obstante, los valores entre paréntesis pueden ser insuficientes para demostrar que las tensiones soportadas especificadas son satisfactorias y pueden ser necesarios ensayos complementarios de tensión soportada entre fases.

Para la mayor parte de las tensiones más elevadas para el material, está prevista más de una asociación preferente a fin de permitir aplicar diferentes criterios de comportamiento o diferentes valores de sobretensiones.



**Cuadro N° 1: Niveles de Aislamiento normalizados para la Gama I  
(1kV <  $U_m \leq 245$  kV) [1]**

Highest voltage for equipment ( $U_m$ ) kV (r.m.s. value)	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5 <sup>a</sup>	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52 <sup>a</sup>	95	250
72,5	140	325
100 <sup>b</sup>	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170 <sup>a</sup>	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

NOTE If values in brackets are considered insufficient to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met, additional phase-to-phase withstand voltage tests are needed.

<sup>a</sup> These  $U_m$  are non preferred values in IEC 60038 and thus no most frequently combinations standardized in apparatus standards are given.

<sup>b</sup> This  $U_m$  value is not mentioned in IEC 60038 but it has been introduced in range I in some apparatus standards.

Para las asociaciones preferentes, solamente son suficientes dos tensiones soportadas normalizadas para definir el nivel de aislamiento normalizado del material.



### 3.6. CONTAMINACIÓN

Cuando existe contaminación en las zonas donde se ubican los equipos, la respuesta del aislamiento externo a las tensiones a frecuencia industrial, cobra especial importancia y puede convertirse en la razón principal para diseñar el aislamiento externo. El contorno del aislamiento ocurre generalmente cuando la superficie está contaminada y se humedece debido a llovizna, nieve, rocío o niebla que no tienen un efecto de lavado significativo.

La norma IEC ha especificado cuatro niveles cualitativos de contaminación, la cual se aplica solo a aislamientos de vidrio o porcelana y no cubre algunas condiciones ambientales tales como nieve y hielo bajo fuerte contaminación, lluvia intensa, zonas áridas. Las líneas de fuga aquí especificadas se refieren más al diseño del aislamiento que a su coordinación de aislamiento.

- Nivel I : Ligero (16 mm/kV fase fase)
- Nivel II : Medio (20 mm/kV fase fase)
- Nivel III : Fuerte (25 mm/kV fase fase)
- Nivel IV : Muy fuerte (31 mm/kV fase fase)

### 3.7. FACTORES DE SEGURIDAD (Ks)

Existen varios factores y modos de funcionamiento que influyen sobre los aislamientos eléctricos, los cuales corresponden a las siguientes sollicitaciones de servicio:

- Sollicitaciones térmicas
- Sollicitaciones eléctricas
- Sollicitaciones ambientales
- Sollicitaciones mecánicas

Los pesos de los mencionados factores de influencia pueden variar para cada tipo de equipo y compensan:

- Las diferencias en el montaje de los equipos;
- La dispersión de la calidad del producto;
- La calidad de la instalación;
- El envejecimiento del aislamiento durante la vida útil prevista;
- Otros factores desconocidos.

Mayor información se puede ver en la norma IEC 60505, Anexo B, donde se indican los principales factores de influencia y modos de funcionamiento asociados a los aislamientos eléctricos.



La norma IEC recomienda aplicar los siguientes factores de seguridad:

- Para el aislamiento interno  $K_s = 1.15$ ;
- para el aislamiento externo  $K_s = 1.05$

### 3.8. CORRECCIÓN ATMOSFÉRICA

La norma IEC considera que las condiciones atmosféricas del aire no influyen en las propiedades del aislamiento interno.

Las reglas para la corrección atmosférica para las tensiones soportadas del aislamiento externo se encuentran especificadas en la norma IEC 60060-1. Estas reglas se basan en medidas a altitudes de hasta 2000 m y su aplicación a altitudes mayores se debe hacer con precaución. Adicionalmente se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Para distancias en el aire y aislamientos limpios, debe aplicarse la corrección a las tensiones soportadas a impulso tipo rayo y tipo maniobra. Para aisladores que requieren un ensayo de contaminación, también es necesario una corrección de la tensión soportada de larga duración a frecuencia industrial.
- Para la determinación del factor de corrección atmosférico aplicable, puede considerarse que los factores de corrección por temperatura y por la humedad ambiente, tienden a anularse mutuamente; por lo tanto, a los efectos de coordinación del aislamiento, solo es necesario tener en cuenta la presión atmosférica correspondiente a la altitud del lugar para los aislamientos en seco y bajo lluvia.

Estas consideraciones no son aplicables en aisladores cuya distancia entre campanas sea muy pequeña y que las campanas puedan ser unidas por la lluvia

#### 3.8.1. Factor de corrección por altitud ( $K_a$ )

Se basa en la variación de la presión atmosférica en función a la altitud (norma IEC 60071-2) y se puede calcular como:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Dónde:

H : Altitud sobre el nivel del mar (metros)

m : Valor del exponente m es como sigue:

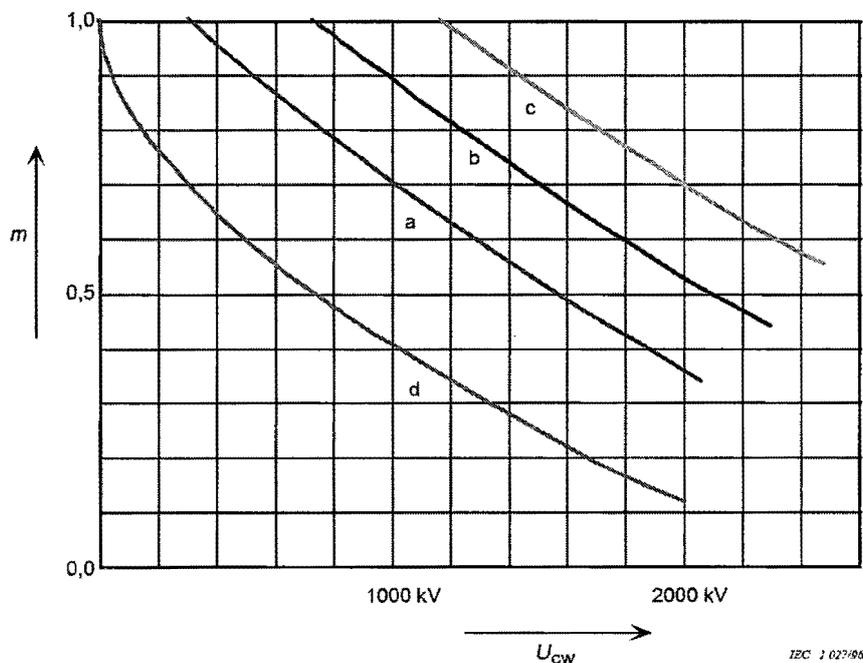
- a) 1,0 para las tensiones soportadas de coordinación a impulsos tipo rayo;



- b) Valor obtenido de la figura 9 para las tensiones soportadas de coordinación a impulsos tipo maniobra;
- c) 0,5 para tensiones soportadas a frecuencia industrial de corta duración de las distancias en el aire y de aisladores limpios.

El valor de  $m$  depende de varios parámetros. Los valores dados en la figura 9 de la norma IEC 60071-2 son conservadores.

En este caso los valores de  $m$  pueden variar entre 0,5 para los aisladores normales y 0,8 para los coordinados, para los ensayos de larga duración y si es necesario para los de tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración.



- 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.

Figura Nº 1 Relación entre el exponente  $m$  y la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo maniobra [8]

### 3.9. FACTORES DE CONVERSIÓN DE PRUEBA

Si los factores de conversión no están disponibles, se pueden aplicar los factores de conversión indicados en la tabla Nº 2 de la norma IEC 60071-2 a las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra requerido. Estos factores aplican a las tensiones requeridas de soportabilidad fase-tierra así como a la suma de las componentes de la tensión fase-fase.



**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 <sup>1)</sup>	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.		
<sup>1)</sup> The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.		



## Capítulo 4

### COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA EQUIPOS A 220 KV AREA DE LA AMPLIACIÓN

Este análisis corresponde al área en la cual se desarrolla la ampliación, aledaña a la Subestación existente. Para estos equipos se tiene una tensión máxima de 245 kV y una tensión nominal de 220 KV.

#### 4.1. TENSIONES REPRESENTATIVAS ( $U_{RP}$ )

Se consideran los valores para las sobretensiones sugeridas en la recomendación IEC 60071-2.

TOV		
Falla fase - tierra ( $U_{rp}$ )	$1,4 \cdot U_m / \sqrt{3} =$	198 kV
Rechazo de carga ( $U_{rp}$ )		
Fase - Fase	$1,4 \cdot U_m =$	343 kV
Fase - Tierra	$1,4 \cdot U_m / \sqrt{3} =$	198 kV

Sobretensión de Maniobra		
$U_{et} =$	$1,25 \cdot U_{e2} \cdot 0,25$	pu
$U_{pt} =$	$1,25 \cdot U_{p2} \cdot 0,43$	pu

Las tensiones representativas se producen generalmente por:

- Energización de líneas y su reenganche
- Fallas y su eliminación
- Pérdidas de carga
- Maniobra de corrientes capacitivas o inductivas
- Descarga de rayos distantes a los conductores de la línea

Los valores de  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$  se determinan tomando en consideración estos eventos, que se pueden presentar en la subestación Cotaruse, para ello se debe hacer uso de las figuras 1 y 2 de la norma IEC 60071-2.

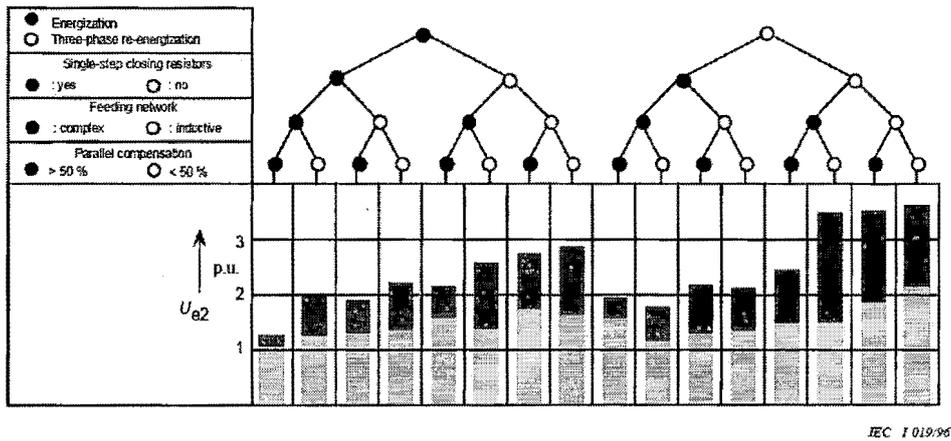


Figure 1 – Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization

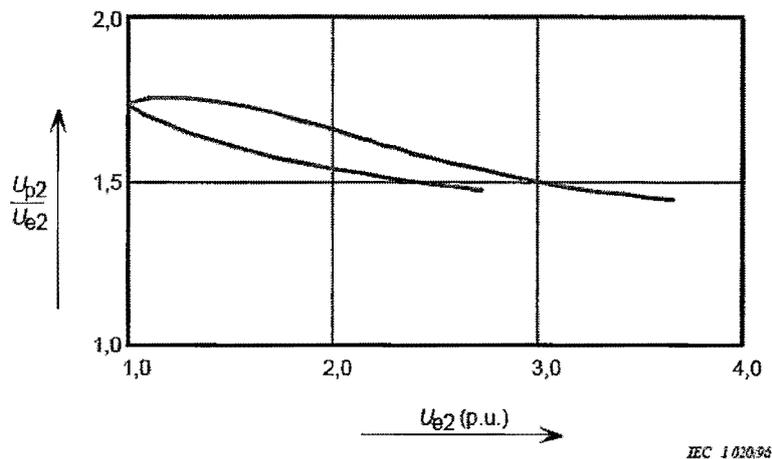
Para sobretensiones fase-tierra se considera los posibles eventos que sucederán en la subestación Cotaruse, como son:

- Energización de líneas; ya que el reenganche monofásico no genera sobretensiones más altas que las debidas a la energización.
- No se cuenta con resistencia de pre-inserción de un escalón.
- La red de alimentación presenta una predominancia inductiva.
- Se cuenta con compensación en paralelo menor al 50%.

Con estas condiciones se determina el valor de  $U_{e2}$  de la figura 01 de la norma IEC 60071-2; obteniendo un  $U_{e2} = 2,90$ .

Para la sobretensión entre fases  $U_{p2}$  se determina a partir de la sobretensión fase-tierra; la figura 02 muestra el rango de relaciones posibles de sobretensiones entre fases y fase-tierra. El límite superior de este rango se aplica a las sobretensiones de reenganche trifásico rápido, el límite inferior se aplica a las sobretensiones de conexión trifásica. En nuestro caso se considera para la condición de conexión trifásica (Ver figura 02).

2297



NOTE – La partie supérieure de la plage indiquée peut être appliquée au réencenchement triphasé, la partie inférieure à l'encenchement.

**Figure 2 – Rapport entre les valeurs à 2 % des surtensions à front lent entre phases et phase-terre**

Con estas condiciones se determina el valor de  $U_{p2}$  de la figura 02 de la norma IEC 60071-2; a partir de la relación  $U_{p2}/U_{e2} = 1,45$ ; siendo  $U_{p2} = 4,21$ .

Se desarrolla un análisis para distinguir el equipo situado en la entrada de la línea y que pueda estar ya sea en condiciones de extremidad alejada de línea abierta (subestación 01), o ya sea en la extremidad cercana al lado de la alimentación (subestación 02), según su ubicación estos equipos estarán sometidos a esfuerzos diferentes.

Para sobretensiones fase-tierra en los equipos de la entrada de la subestación se considera los posibles eventos que sucederán en la subestación Cotaruse, como son:

- Reenganche trifásico, por el efecto que origina al extremo de las líneas.
- No se cuenta con resistencia de pre-inserción de un escalón.
- La red de alimentación presenta una predominancia inductiva.
- Se cuenta con compensación en paralelo menor al 50%.

Con estas condiciones se determina el valor de  $U_{e2}$  de la figura 01 de la norma IEC 60071-2; obteniendo un  $U_{e2} = 3,60$ .

Para la sobretensión entre fases  $U_{p2}$  se determina a partir de la sobretensión fase-tierra; la figura 02 muestra el rango de relaciones posibles de sobretensiones entre fases y fase-tierra. El límite superior de este rango



se aplica a las sobretensiones de reenganche trifásico rápido, el límite inferior se aplica a las sobretensiones de conexión trifásica. En nuestro caso se considera para la condición de reenganche trifásico (Ver figura 02).

Con estas condiciones se determina el valor de  $Up2$  de la figura 02 de la norma IEC 60071-2; a partir de la relación  $Up2/Ue2 = 1,45$ ; siendo  $Up2 = 5,22$ .

En resumen los valores de  $Ue2$  y  $Up2$  obtenidos para los pararrayos y para todos los equipos son:

Todos los Equipos	$Ue2$	2.90 pu
	$Up2$	4.21 pu
En la entrada	$Ue2$	3.60 pu
	$Up2$	5.22 pu

Cálculo de las Sobretensión de Maniobra		
Todos los equipos		
Fase - tierra ( $U_{et}$ )	675.1	kV
Fase - fase ( $U_{pt}$ )	965.5	kV
Equipo a la entrada de la línea		
Fase - tierra ( $U_{et}$ )	850.2	kV
Fase - fase ( $U_{pt}$ )	1219.3	kV

Se utilizan los valores de protección para el pararrayos que se instalará en el proyecto, cuya tensión residual es de  $U_r=198$  kV,  $U_c=158$  kV; clase 4, 20 kA.

- Nivel de protección al impulso de maniobra-NPM ( $U_{ps}$ )                      387,0      kV (\*)
- Nivel de protección al impulso atmosférico-NPR ( $U_{pt}$ )                      494,0      kV (\*)

(\*) Valores obtenidos del pararrayos a ser suministrado para el proyecto.

Fase-tierra	( $U_{rp}=NPM$ )	387,0	KV (Para cualquier equipo)
Fase-fase	( $U_{rp}=2xNPM$ )	774,0	KV (Para equipo de la entrada)
Fase-fase	( $U_{pt}$ )	965,5	KV (Para cualquier equipo, salvo en entrada de línea)



## 4.2. TENSIONES DE COORDINACIÓN ( $U_{cw}$ )

Sobretensiones temporales

$$U_{cw} = K_c \times U_{rp}$$

( $K_c=1$ ) - factor de coordinación sugerido en la cláusula 3.3.1 de la IEC 60071-2

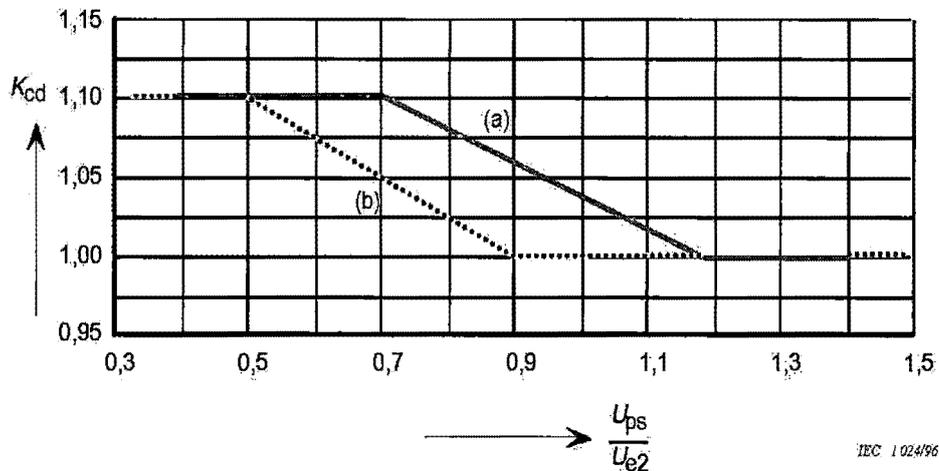
Fase-tierra : 198 kV

Fase-fase : 343 kV

Sobretensiones de Frente Lento

Equipo de entrada	Relación	Kcd (*)	
fase-tierra Ups/Ue2	0.54	1.100	Curva a
fase-fase 2Ups/Up2	0.74	1.040	Curva b
Para todos los equipos			
fase-tierra Ups/Ue2	0.67	1.100	Curva a
fase-fase 2Ups/Up2	0.92	1.000	Curva b
Fase-tierra	$U_{cw} = K_{cd} \times U_{rp}$	426,0	kV - Para equipos de entrada
		426,0	kV - Para todos los equipos
Fase-fase	$U_{p2}$	805,0	kV - Para equipos de entrada
		966,0	kV - Para todos los equipos

(\*) Ver figura N° 6 de la IEC 60071-2



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  $K_{cd}$



#### 4.2.1. Descargas Atmosféricas

##### 4.2.1.1. Aislamiento Externo

- NPR (Upl) 494,0 kV
- Factor A (Tabla F.2 - IEC 60071-2) 4500,0 kV
- Cant. de líneas conectadas a la subestación n=2,0
- Distancia del pararrayo al Transformador de tensión ( L1 )-aislamiento externo

Para definir esta distancia, se ha medido la distancia desde el pararrayos hasta el transformador de tensión ubicado en la barra "B", que es de 215 m.

- Vano típico de la línea Lsp= 300 m
- Índice de fallas (salidas) Rkm = 0,50/100km año
- Tasa de falla aceptable (IEC 60071-2) Ra = 1,0/100años
- Longitud equivalente de tasa de fallas: La=Ra/Rkm = 2000 m
- Factor reducción = 1.0

$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_1}{L_{sp} + L_a}$$

$$U_{CW} = 704,0 \text{ kV}$$

##### 4.2.1.2. Aislamiento Interno

- NPR (Upl) 494,0 kV
- Factor A (Tabla F.2 - IEC 60071-2) 4500,0 kV
- Cant. de líneas conectadas a la subestación n=2,0
- Distancia del pararrayo al interruptor de potencia ( L2 )-aislamiento interno

La distancia desde el pararrayos hasta el interruptor de potencia, que es el equipo que cuenta con aislamiento interno definido, esta distancia es L1= 90 m.

- Vano típico de la línea Lsp= 300 m
- Índice de fallas (salidas) Rkm = 0,5/100km año
- Tasa de falla aceptable (IEC 60071-2) Ra = 1,0/100años
- Longitud equivalente de tasa de fallas: La=Ra/Rkm= 2000 m
- Factor reducción = 1.0

$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_2}{L_{sp} + L_a}$$

$$U_{CW} = 582,0 \text{ kV}$$



Tabla F.2 (Norma IEC 60071-2)	
Factor A para diferentes tipos de líneas aéreas	
Tipo de Líneas	A (kV)
Líneas de Distribución	
- Con las crucetas puestas a tierra (cebado a tierra con una tensión pequeña)	900
- Líneas con apoyos de madera (cebado a tierra con una tensión alta)	2700
Líneas de Transmisión (cebados fase-tierra)	
- Un solo conductor	4500
- Haz doble	7000
- Haz cuádruple	11000
- Haz de seis u ocho conductores	17000

#### 4.3. TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS ( $U_{RW}$ )

Factor de seguridad: Interno: 1,15

Externo: 1,05

Factor de altura: H = 4145 msnm

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

Para la tensión soportada a frecuencia industrial:  $m = 0,5$

Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra, el valor de "m" es una función de la tensión soportada de coordinación de acuerdo a la figura N° 09

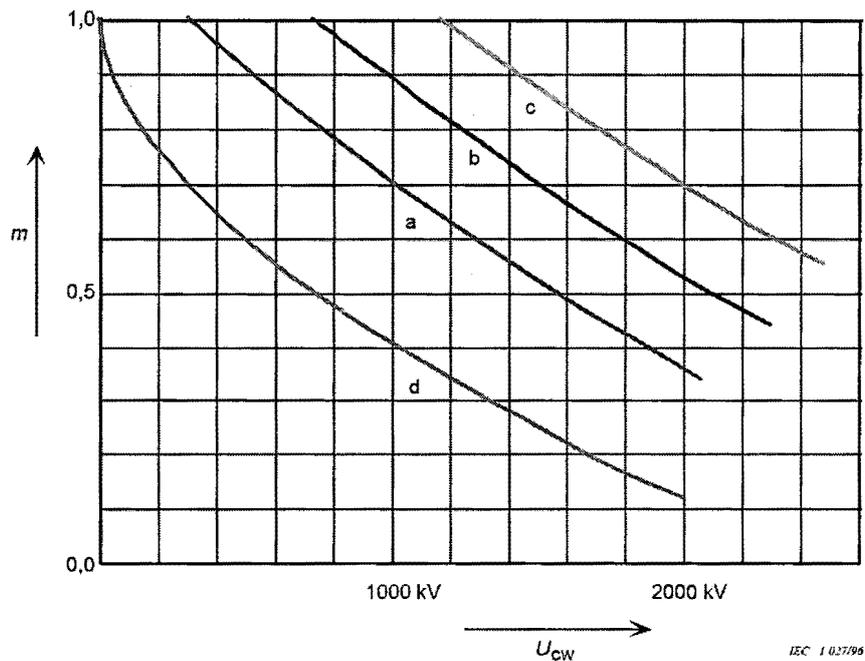
Para los equipos de la entrada:

- Fase - tierra       $U_{cw} = 426,0 \text{ kV}$        $m = 0,95$
- Fase - fase       $U_{cw} = 805,0 \text{ kV}$        $m = 1,00$

Para los equipos de la salida:

- Fase - tierra       $U_{cw} = 426,0 \text{ kV}$        $m = 0,95$
- Fase - fase       $U_{cw} = 966,0 \text{ kV}$        $m = 1,00$

Para la tensión soportada a impulso tipo rayo:  $m = 1,0$



- 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.

IEC 1027/96

Figura N° 2 Relación entre el exponente  $m$  y la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo maniobra [8]

La subestación se encuentra a una altura  $H= 4145$  msnm, por lo que los valores de  $K_a$  son:

- Para la tensión soportada a frecuencia industrial:  $K_a= 1,290$
- Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra para los equipos de la entrada:
  - $K_a= 1,621$  Fase-tierra
  - $K_a= 1,663$  Fase - fase
- Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra para todos los equipos:
  - $K_a= 1,621$  Fase-tierra
  - $K_a= 1,663$  Fase - fase
- Para la tensión soportada a impulso tipo rayo:  $K_a= 1,663$



Aplicando los factores de seguridad y por altura de instalación, se obtienen los siguientes resultados:

		Externo (kV)	Interno (kV)	
TOV (FI)	fase-tierra	268.0	228.0	
	fase-fase	465.0	394.0	
BSL	fase-tierra	725.0	490.0	(Para equipo de la entrada)
		725.0	490.0	(Para todos los equipos)
	fase-fase	1406.0	926.0	(Para equipo de la entrada)
		1687.0	1111.0	(Para todos los equipos)
BIL	fase-tierra	1229.0	669.0	
	fase-fase	1229.0	669.0	

#### 4.4. CONVERSIÓN DE BSL A FI (FRECUENCIA INDUSTRIAL) Y BIL

La recomendación IEC permite utilizar un factor de conversión que se aplica a una tensión de soporte requerida para seleccionar una tensión de soporte de diferente forma de tal manera que se obtenga el límite menor de la tensión de soporte con que debe probarse el equipo; en este caso se convierte las tensiones de maniobra a valores equivalentes de FI y BIL de acuerdo con las formulas dadas por la IEC 60071-2 (tabla N° 02).

##### 4.4.1. A Frecuencia Industrial

La tabla N° 2 de la norma IEC 60071-2 da los factores de conversión de ensayo a aplicar a las tensiones aplicadas a las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra fase-fase y fase-tierra.

Interno	Fase-tierra	245.0 kV	Para equipos de entrada
		245.0 kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	463.0 kV	Para equipos de entrada
		556.0 kV	Para todos los equipos
Externo	Fase-tierra	497.0 kV	Para equipos de entrada
		497.0 kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	999.0 kV	Para equipos de entrada
		1236.0 kV	Para todos los equipos

##### 4.4.2. A Impulso Tipo Rayo

La tabla N° 2 de la norma IEC 60071-2 da los factores de conversión de ensayo a aplicar a las tensiones aplicadas a las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra fase-fase y fase-tierra.

Interno	fase-tierra	539.0 kV	Para equipos de entrada
		539.0 kV	Para todos los equipos
	fase-fase	1019.0 kV	Para equipos de entrada
		1222.0 kV	Para todos los equipos



Externo	fase-tierra	849.0 kV	Para equipos de entrada
		849.0 kV	Para todos los equipos
	fase-fase	1696.0 kV	Para equipos de entrada
		2088.0 kV	Para todos los equipos

#### 4.5. RESUMEN DEL AISLAMIENTO

Cuadro N° 2: Resumen de Aislamiento 220 kV

Los valores de la tensión para Corta Duración a Frecuencia industrial están en valor eficaz (kV)		AISLAMIENTO EXTERNO				AISLAMIENTO INTERNO			
		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS	
Los valores de la tensión para Impulsos Tipo Rayo y Tipo Maniobra están en valor pico (kVp)		$U_{nw(s)}$	$U_{nw(c)}$	$U_{nw(s)}$	$U_{nw(c)}$	$U_{nw(s)}$	$U_{nw(c)}$	$U_{nw(s)}$	$U_{nw(c)}$
Corta Duración a Frecuencia Industrial	fase-tierra	288.0	497.0	288.0	497.0	228.0	245.0	228.0	245.0
	fase-fase	465.0	999.0	465.0	1236.0	384.0	463.0	384.0	556.0
Sobretensiones de Frente Lento	fase-tierra	725.0	---	725.0	---	490.0	---	490.0	---
	fase-fase	1406.0	---	1687.0	---	926.0	---	1111.0	---
Sobretensiones de Frente Rápido	fase-tierra	1229.0	849.0	1229.0	849.0	669.0	539.0	669.0	539.0
	fase-fase	1229.0	1696.0	1229.0	2088.0	669.0	1019.0	669.0	1222.0

Tal como se puede apreciar, el aislamiento interno y externo solicitado es:

	Interno	Externo
- A frecuencia industrial :	394 kV	465 kV
- BIL :	669 kVp	1229 kVp

Para el proyecto se ha seleccionado los siguientes niveles de aislamiento:

	Interno	Externo
- A frecuencia industrial :	395 kV	520 kV
- BIL :	950 kVp	1300 kVp

Adicionalmente se ha realizado una validación del aislamiento externo al impulso para todo el equipamiento que compone los diámetros en 220 kV de la ampliación de la subestación Cotaruse, dependiendo de la distancia de instalación con respecto al pararrayos, y cuyo resumen se presenta a continuación:



**Cuadro N° 3: Aislamiento al Impulso en Equipos de los Diámetros 220 kV**

Equipo que protege	Equipo a proteger	Longitud m	Aislamiento Externo para sobretensiones frente rápido Fase-Tierra	Aislamiento sugerido al equipo kVp-BIL
Pararrayos ubicado en la bahía del proyecto	Seccionador pantógrafo de Línea	17.00	892 kV	1300
	Transformador de corriente 1	83.00	1004 kV	1300
	Interruptor	90.00	1016 kV	1425
	Seccionador de doble apertura	97.50	1028 kV	1300
	Transformador de corriente 2	107.70	1046 kV	1300
	Seccionador pantógrafo de Barra	115.00	1060 kV	1300
	Aislador Soporte	122.00	1070 kV	1300
	Transformador de Tensión	215.00	1229 kV	1300

Como se puede apreciar; el pararrayos cubre los niveles de aislamiento seleccionados para todos los equipos que componen los diámetros de la ampliación de la S.E Cotaruse.

#### 4.6. AISLAMIENTO FASE – TIERRA SELECCIONADO

##### 4.6.1. Interno

El mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial corresponde a 394 kV fase – fase; considerando que las recomendaciones IEC sugieren que los valores para el aislamiento entre fases sean iguales a la soportabilidad al impulso atmosférico y a la soportabilidad a la onda de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra, se selecciona el valor superior correspondiente de 394 kV asociado a una soportabilidad al impulso atmosférico de 950 kV, valor que es superior a la tensión de soportabilidad requerido de 669 kV. La selección de la separación entre fases garantizará el soporte de la tensión a frecuencia industrial resultante de la conversión de las sobretensiones de maniobra.

##### 4.6.2. Externo

Considerando los valores obtenidos para las sobretensiones de maniobra y al impulso atmosférico tipo rayo, indicados en el cuadro N°1, el nivel de soportabilidad requerido sería:

**Cuadro N° 4: Aislamiento requerido para equipos - Diámetros**

Aislamiento A:	Fase - Tierra Calculado	Fase - Tierra (IEC 60071-1)	Fase - Fase calculado	Fase - Fase (IEC-60071- 1)
Sobretensión de maniobra	725	750	1406	1425
Sobretensión al impulso	1229	1300	1696	1800

A partir de estos datos, los equipos en mención, deberían de tener un nivel de aislamiento a sobretensión de maniobra y al impulso de 750 kV y 1300 kV, respectivamente; lo que significa que según recomendación de la norma IEC 60071-1, emplearemos un nivel de aislamiento de equipos del rango II. De lo descrito, se



estaría requiriendo equipos de fabricación especial, puesto que, según norma IEC 60071-1, no se encuentra un equipo que cumpla con lo descrito; con lo cual se encarecería la fabricación de los mismos. Por lo tanto, y a fin de seleccionar equipos normalizados, las características serían las siguientes:

**Cuadro N° 5: Aislamiento normalizado para equipos - Diámetros**

Aislamiento a sobretensión:		
Frecuencia Industrial	De Maniobra	Al impulso
520 kV	950 kV	1300 kV

Para determinar la distancia en aire fase – tierra, que serán aplicadas para la disposición física de la subestación, se procede a tomar los valores de aislamiento requeridos indicados en el cuadro N°3, y se toman los valores indicados en las tablas A-1 y A-2 de la norma IEC 60071-1; a partir de lo cual se obtiene lo siguiente:

Aislamiento	Conductor – Estructura	Punta – Estructura
1300 kV	2400 mm	2600 mm
750 kV	1600 mm	1900 mm

Con lo cual el valor mas crítico a tener en cuenta es 2600 mm. Sin embargo y a fin de homogeneizar los valores con el aislamiento elegido del equipo, se proceden a tomar los valores del cuadro N°4; a partir de los cuales se hace la siguiente comparación:

Aislamiento	Conductor – Estructura	Punta – Estructura
1300 kV	2400 mm	2600 mm
950 kV	2200 mm	2900 mm

Con lo cual el valor mas crítico a tener en cuenta, sería 2900 mm, 500 mm por encima de lo mínimo necesario. Este valor será el considerado para las distancias fase tierra entre conductor y estructuras.

Para determinar la distancia fase- tierra a considerar para el diseño de equipos, se toma el máximo valor de la columna “conductor – Estructura” del cuadro anterior; esto debido a que la forma física de la parte tensionada de los equipos del proyecto no corresponde a una terminación en punta. El valor a considerar para diseño de equipos será 2400 mm.

Para determinar la distancia en aire fase – fase, que serán aplicadas para la disposición física de la subestación, se procede a tomar los valores de aislamiento requeridos indicados en el cuadro N°3, y se toman los valores indicados en las tablas A-1 y A-2 de la norma IEC 60071-1; a partir de lo cual se obtiene lo siguiente:



Aislamiento	Conductor – Conductor	Conductor – Punta
1800 kV	3300 mm	3600 mm
1425 kV	3100 mm	3600 mm

Siendo el valor más conservador 3600 mm, el cual será considerado para las distancias fase - fase en aire entre conductores y entre equipos.

Para la determinación del aislamiento longitudinal se considera la superposición de una onda a frecuencia industrial con una onda de frente rápido que tiene una magnitud igual a la soportabilidad al impulso atmosférico. La componente a frecuencia industrial se determinó teniendo en cuenta la máxima tensión de operación (Us), el factor de corrección atmosférica (Ka) y el factor de seguridad para aislamiento externo (Ks):  $245 \text{ kV} \times 1,290 \times 1,05 = 331,9 \text{ kV}$ .

La separación necesaria para el aislamiento longitudinal en Rango II de acuerdo con lo sugerido por la recomendación IEC 60071-1 y teniendo en cuenta una soportabilidad al impulso atmosférico de 1300 kV, es:

$$\frac{0,7 \times 331,9 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} + 1300}{500} = 2,979m$$

Los valores finalmente adoptados para el diseño de las subestaciones se presentan a continuación:

Tensión		SMBL	LIML	Distancia Mínima	Distancia Mínima	Distancia Mínima	Distancias Mínimas Adoptadas para Diseño Fase-Fase
Asignada	Subestación	Us	Up	Fase-Tierra	Fase-Tierra	Fase-Fase	
Uf	A frecuencia industrial	kV	kV	Para diseño de equipos	Para disposición de subestación	Para equipos y subestación	mm
kV	kV	(valor p100)	(valor p100)	(según IEC)	(según IEC)	(según IEC)	
(valor eficaz)	(valor r.m.s.)			mm	mm	mm	
220	100	960	1.100	2400	2500	3600	3600

#### 4.7. AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS

A continuación se detalla el aislamiento de los equipos suministrados por ABB para la ampliación de la subestación Cotaruse, comparándose con el aislamiento calculado por el presente estudio, mediante el procedimiento de la norma IEC 60071-2:



**Cuadro N° 6: Aislamiento de los Equipos Seleccionados**

N°	Equipo	Aislamiento Requerido kV - BIL	Distancia Fase - Tierra Requerida (mm)	Aislamiento Del Equipo kV - BIL	Distancia Fase - Tierra Del equipo (mm)
1	Interruptor	1300	2400	1425	4130
2	Seccionador de doble apertura	1300	2400	1300	2867
3	Seccionador pantografo de Barra	1300	2400	1300	3040
4	Seccionador pantografo de Linea	1300	2400	1300	3040
5	Transformador de corriente 1 - 4 devanados	1300	2400	1300	2715
6	Transformador de corriente 2 - 6 devanados	1300	2400	1300	2715
7	Transformador de Tensión	1300	2400	1300	3185
8	Aislador Soporte	1300	2400	1300	2660
9	Aislador Soporte para Trampa de Onda	1300	2400	1300	2500

De los resultados obtenidos se puede concluir que el aislamiento del equipamiento suministrado satisface los requerimientos de aislamiento de la subestación Cotaruse en 220 kV.



## Capítulo 5

### COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA EQUIPOS A 220 KV AREA EXISTENTE

Este análisis corresponde al área de la subestación existente, en la cual se realiza la ampliación de las barras "A" y "B". Para estos equipos se tiene una tensión máxima de 245 kV y una tensión nominal de 220 KV.

#### 5.1. TENSIONES REPRESENTATIVAS ( $U_{RP}$ )

Se consideran los valores para las sobretensiones sugeridas en la recomendación IEC 60071-2.

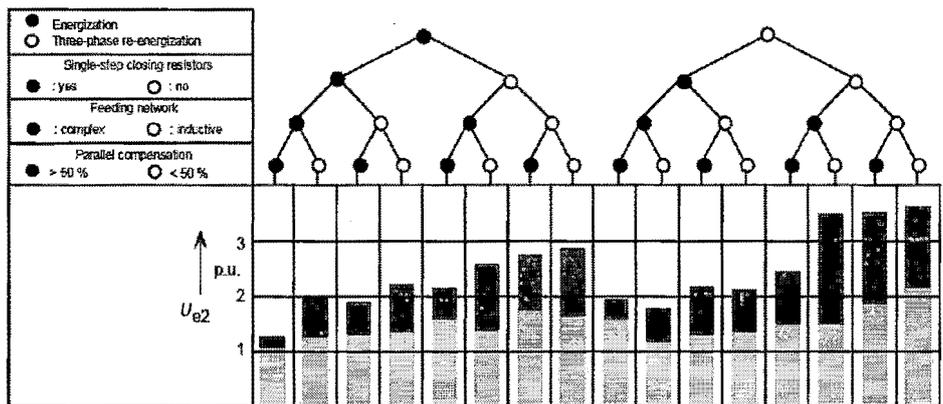
TOV		
Falla fase - tierra ( $U_{rp}$ )	$1,4 \cdot U_m / \sqrt{3} =$	198 kV
Rechazo de carga ( $U_{rp}$ )		
Fase - Fase	$1,4 \cdot U_m =$	343 kV
Fase - Tierra	$1,4 \cdot U_m / \sqrt{3} =$	198 kV

Sobretensión de Maniobra		
$U_{et} =$	$1,25 \cdot U_{e2} \cdot 0,25$	pu
$U_{pt} =$	$1,25 \cdot U_{p2} \cdot 0,43$	pu

Las tensiones representativas se producen generalmente por:

- Energización de líneas y su reenganche
- Fallas y su eliminación
- Pérdidas de carga
- Maniobra de corrientes capacitivas o inductivas
- Descarga de rayos distantes a los conductores de la línea

Los valores de  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$  se determinan tomando en consideración estos eventos, que se pueden presentar en la subestación Cotaruse, para ello se debe hacer uso de las figuras 1 y 2 de la norma IEC 60071-2.



IEC 1019:26

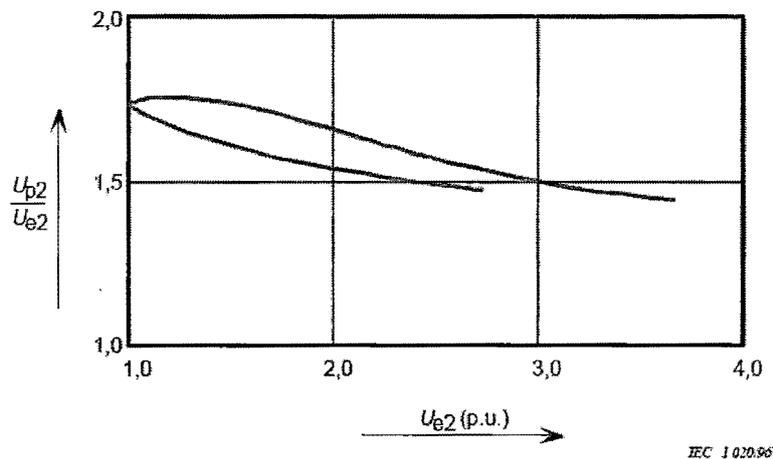
Figure 1 – Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization

Para sobretensiones fase-tierra se considera los posibles eventos que sucederán en la subestación Cotaruse, como son:

- Energización de líneas; ya que el reenganche monofásico no genera sobretensiones más altas que las debidas a la energización.
- No se cuenta con resistencia de pre-inserción de un escalón.
- La red de alimentación presenta una predominancia inductiva.
- Se cuenta con compensación en paralelo menor al 50%.

Con estas condiciones se determina el valor de  $U_{e2}$  de la figura 01 de la norma IEC 60071-2; obteniendo un  $U_{e2} = 2,90$ .

Para la sobretensión entre fases  $U_{p2}$  se determina a partir de la sobretensión fase-tierra; la figura 02 muestra el rango de relaciones posibles de sobretensiones entre fases y fase-tierra. El límite superior de este rango se aplica a las sobretensiones de reenganche trifásico rápido, el límite inferior se aplica a las sobretensiones de conexión trifásica. En nuestro caso se considera para la condición de conexión trifásica (Ver figura 02).



IEC 102066

NOTE – La partie supérieure de la plage indiquée peut être appliquée au réenclenchement triphasé, la partie inférieure à l'enclenchement.

**Figure 2 – Rapport entre les valeurs à 2 % des surtensions à front lent entre phases et phase-terre**

Con estas condiciones se determina el valor de  $U_{p2}$  de la figura 02 de la norma IEC 60071-2; a partir de la relación  $U_{p2}/U_{e2} = 1,45$ ; siendo  $U_{p2} = 4,21$ .

Se desarrolla un análisis para distinguir el equipo situado en la entrada de la línea y que pueda estar ya sea en condiciones de extremidad alejada de línea abierta (subestación 01), o ya sea en la extremidad cercana al lado de la alimentación (subestación 02), según su ubicación estos equipos estarán sometidos a esfuerzos diferentes.

Para sobretensiones fase-tierra en los equipos de la entrada de la subestación se considera los posibles eventos que sucederán en la subestación Cotaruse, como son:

- Reenganche trifásico, por el efecto que origina al extremo de las líneas.
- No se cuenta con resistencia de pre-inserción de un escalón.
- La red de alimentación presenta una predominancia inductiva.
- Se cuenta con compensación en paralelo menor al 50%.

Con estas condiciones se determina el valor de  $U_{e2}$  de la figura 01 de la norma IEC 60071-2; obteniendo un  $U_{e2} = 3,60$ .

Para la sobretensión entre fases  $U_{p2}$  se determina a partir de la sobretensión fase-tierra; la figura 02 muestra el rango de relaciones posibles de sobretensiones entre fases y fase-tierra. El límite superior de este rango



se aplica a las sobretensiones de reenganche trifásico rápido, el límite inferior se aplica a las sobretensiones de conexión trifásica. En nuestro caso se considera para la condición de reenganche trifásico (Ver figura 02).

Con estas condiciones se determina el valor de  $U_{p2}$  de la figura 02 de la norma IEC 60071-2; a partir de la relación  $U_{p2}/U_{e2} = 1,45$ ; siendo  $U_{p2} = 5,22$ .

En resumen los valores de  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$  obtenidos para los pararrayos y para todos los equipos son:

Todos los Equipos	$U_{e2}$	2.90 pu
	$U_{p2}$	4.21 pu
En la entrada	$U_{e2}$	3.60 pu
	$U_{p2}$	5.22 pu

Cálculo de las Sobretensión de Maniobra		
Todos los equipos		
Fase - tierra ( $U_{et}$ )	675.1	kV
Fase - fase ( $U_{ft}$ )	965.5	kV
Equipo a la entrada de la línea		
Fase - tierra ( $U_{et}$ )	850.2	kV
Fase - fase ( $U_{ft}$ )	1219.3	kV

Se utilizan los valores de protección para el pararrayos que se instalará en el proyecto, cuya tensión residual es de  $U_r = 192$  kV; clase 3, 10 kA.

- Nivel de protección al impulso de maniobra-NPM ( $U_{ps}$ )                      381,0      kV (\*)
- Nivel de protección al impulso atmosférico-NPR ( $U_{pt}$ )                      452,0      kV (\*)

(\*) Valores obtenidos del pararrayos a ser suministrado para el proyecto.

Fase-tierra	( $U_{rp} = \text{NPM}$ )	381,0	KV (Para cualquier equipo)
Fase-fase	( $U_{rp} = 2 \times \text{NPM}$ )	762,0	KV (Para equipo de la entrada)
Fase-fase	( $U_{pt}$ )	965,5	KV (Para cualquier equipo, salvo en entrada de línea)



## 5.2. TENSIONES DE COORDINACIÓN ( $U_{cw}$ )

Sobretensiones temporales

$$U_{cw} = K_c \times U_{rp}$$

( $K_c=1$ ) - factor de coordinación sugerido en la cláusula 3.3.1 de la IEC 60071-2

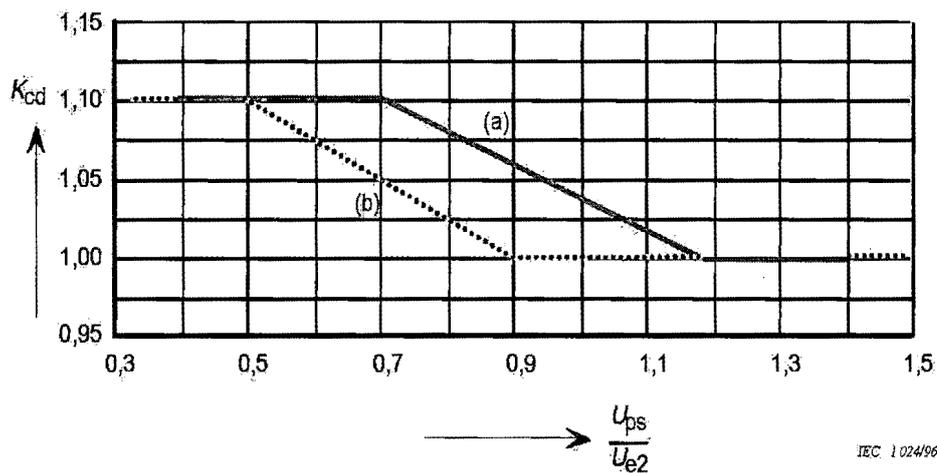
Fase-tierra : 198 kV

Fase-fase : 343 kV

Sobretensiones de Frente Lento

Equipo de entrada	Relación	$K_{cd}$ (*)	
fase-tierra Ups/ $U_{e2}$	0.53	1.100	Curva a
fase-fase 2Ups/ $U_{p2}$	0.73	1.043	Curva b
<b>Para todos los equipos</b>			
fase-tierra Ups/ $U_{e2}$	0.66	1.100	Curva a
fase-fase 2Ups/ $U_{p2}$	0.91	1.000	Curva b
Fase-tierra	$U_{cw} = K_{cd} \times U_{rp}$	419,0	kV - Para equipos de entrada
		419,0	kV - Para todos los equipos
Fase-fase	$U_{p2}$	794,0	kV - Para equipos de entrada
		966,0	kV - Para todos los equipos

(\*) Ver figura N° 6 de la IEC 60071-2



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  $K_{cd}$



## 5.2.1. Descargas Atmosféricas

### 5.2.1.1. Aislamiento Externo

- NPR (Upl) 452,0 kV
- Factor A (Tabla F.2 - IEC 60071-2) 7000,0 kV
- Cant. de líneas conectadas a la subestación n=2,0
- Distancia del pararrayo al seccionador de doble apertura ( L1 )-aislamiento externo

Para definir esta distancia, se ha medido la distancia desde el pararrayos de la bahía de línea de Socabaya hasta el seccionador de doble apertura ubicado en la bahía de ampliación de la barra "B", que es de 148 m

- Vano típico de la línea Lsp= 350 m
- Índice de fallas (salidas) Rkm = 0,39/100km año
- Tasa de falla aceptable (IEC 60071-2) Ra = 1,0/100años
- Longitud equivalente de tasa de fallas: La=Ra/Rkm = 2564 m
- Factor reducción = 1.0

$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_1}{L_{sp} + L_a}$$

$$U_{cw} = 630,0 \text{ kV}$$

### 5.2.1.2. Aislamiento Interno

- NPR (Upl) 452,0 kV
- Factor A (Tabla F.2 - IEC 60071-2) 7000,0 kV
- Cant. de líneas conectadas a la subestación n=2,0
- Distancia del pararrayo al interruptor de potencia ( L2 )-aislamiento interno

La distancia desde el pararrayos hasta el interruptor de potencia, que es el equipo que cuenta con aislamiento interno definido, esta distancia es L1= 136 m.

- Vano típico de la línea Lsp= 350 m
- Índice de fallas (salidas) Rkm = 0,39/100km año
- Tasa de falla aceptable (IEC 60071-2) Ra = 1,0/100años
- Longitud equivalente de tasa de fallas: La=Ra/Rkm= 2564 m
- Factor reducción = 1.0



$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_2}{L_{sp} + L_a}$$

$$U_{cw} = 615,0 \text{ kV}$$

Tabla F.2 (Norma IEC 60071-2)	
Factor A para diferentes tipos de líneas aéreas	
Tipo de Líneas	A (kV)
Líneas de Distribución	
- Con las crucetas puestas a tierra (cebado a tierra con una tensión pequeña)	900
- Líneas con apoyos de madera (cebado a tierra con una tensión alta)	2700
Líneas de Transmisión (cebados fase-tierra)	
- Un solo conductor	4500
- Haz doble	7000
- Haz cuádruple	11000
- Haz de seis u ocho conductores	17000

### 5.3. TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS ( $U_{RW}$ )

Factor de seguridad: Interno: 1,15

Externo: 1,05

Factor de altura: H = 4145 msnm

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

Para la tensión soportada a frecuencia industrial:  $m = 0,5$

Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra, el valor de "m" es una función de la tensión soportada de coordinación de acuerdo a la figura N° 09

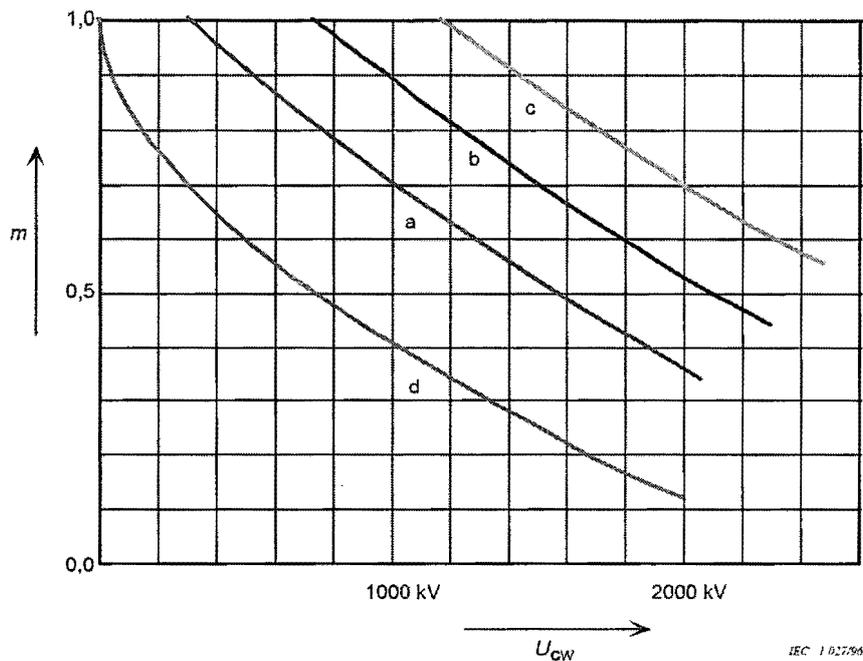
Para los equipos de la entrada:

- Fase - tierra  $U_{cw} = 419,0 \text{ kV}$   $m = 0,95$
- Fase - fase  $U_{cw} = 794,0 \text{ kV}$   $m = 1,00$

Para los equipos de la salida:

- Fase - tierra  $U_{cw} = 419,0 \text{ kV}$   $m = 0,95$
- Fase - fase  $U_{cw} = 966,0 \text{ kV}$   $m = 1,00$

Para la tensión soportada a impulso tipo rayo:  $m = 1,0$



- 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.

IEC 1.027/96

Figura N° 3 Relación entre el exponente  $m$  y la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo maniobra [8]

La subestación se encuentra a una altura  $H= 4145$  msnm, por lo que los valores de  $K_a$  son:

- Para la tensión soportada a frecuencia industrial:  $K_a= 1,290$
- Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra para los equipos de la entrada:
  - $K_a= 1,621$  Fase-tierra
  - $K_a= 1,663$  Fase - fase
- Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra para todos los equipos:
  - $K_a= 1,621$  Fase-tierra
  - $K_a= 1,663$  Fase - fase
- Para la tensión soportada a impulso tipo rayo:  $K_a= 1,663$

Aplicando los factores de seguridad y por altura de instalación, se obtienen los siguientes resultados:



		Externo (kV)	Interno (kV)	
TOV (FI)	fase-tierra	268.0	228.0	
	fase-fase	465.0	394.0	
BSL	fase-tierra	713.0	482.0	(Para equipo de la entrada)
		713.0	482.0	(Para todos los equipos)
	fase-fase	1386.0	913.0	(Para equipo de la entrada)
		1687.0	1111.0	(Para todos los equipos)
BIL	fase-tierra	1100.0	707.0	
	fase-fase	1100.0	707.0	

#### 5.4. CONVERSIÓN DE BSL A FI (FRECUENCIA INDUSTRIAL) Y BIL

La recomendación IEC permite utilizar un factor de conversión que se aplica a una tensión de soporte requerida para seleccionar una tensión de soporte de diferente forma de tal manera que se obtenga el límite menor de la tensión de soporte con que debe probarse el equipo; en este caso se convierte las tensiones de maniobra a valores equivalentes de FI y BIL de acuerdo con las formulas dadas por la IEC 60071-2 (tabla N° 02).

##### 5.4.1. A Frecuencia Industrial

La tabla N° 2 de la norma IEC 60071-2 da los factores de conversión de ensayo a aplicar a las tensiones aplicadas a las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra fase-fase y fase-tierra.

Interno	Fase-tierra	241.0 kV	Para equipos de entrada
		241.0 kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	457.0 kV	Para equipos de entrada
		556.0 kV	Para todos los equipos
Externo	Fase-tierra	488.0 kV	Para equipos de entrada
		488.0 kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	983.0 kV	Para equipos de entrada
		1236.0 kV	Para todos los equipos

A Impulso Tipo Rayo

##### 5.4.2. A Impulso Tipo Rayo

La tabla N° 2 de la norma IEC 60071-2 da los factores de conversión de ensayo a aplicar a las tensiones aplicadas a las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra fase-fase y fase-tierra.

Interno	fase-tierra	530.0 kV	Para equipos de entrada
		530.0 kV	Para todos los equipos
	fase-fase	1004.0 kV	Para equipos de entrada
		1222.0 kV	Para todos los equipos
Externo	fase-tierra	833.0 kV	Para equipos de entrada
		833.0 kV	Para todos los equipos
	fase-fase	1669.0 kV	Para equipos de entrada
		2088.0 kV	Para todos los equipos



## 5.5. RESUMEN DEL AISLAMIENTO

Cuadro N° 7: Resumen de Aislamiento 220 kV

Los valores de la tensión para Corta Duración a Frecuencia Industrial están en valor eficaz (kV)		AISLAMIENTO EXTERNO				AISLAMIENTO INTERNO			
		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS	
Los valores de la tensión para Impulsos Tipo Rayo y Tipo Maniobra están en valor pico (kVp)		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
		Corta Duración a Frecuencia Industrial	fase-tierra	268.0	488.0	268.0	488.0	228.0	241.0
fase-fase	465.0		983.0	465.0	1236.0	394.0	457.0	394.0	556.0
Sobretensiones de Frente Lento	fase-tierra	713.0	---	713.0	---	482.0	---	482.0	---
	fase-fase	1386.0	---	1687.0	---	913.0	---	1111.0	---
Sobretensiones de Frente Rápido	fase-tierra	1100.0	833.0	1100.0	833.0	707.0	530.0	707.0	530.0
	fase-fase	1100.0	1669.0	1100.0	2088.0	707.0	1084.0	707.0	1222.0

Tal como se puede apreciar, el aislamiento interno y externo solicitado es:

	Interno	Externo
- A frecuencia industrial :	394 kV	465 kV
- BIL :	707 kVp	1100 kVp

Para el proyecto se ha seleccionado los siguientes niveles de aislamiento:

	Interno	Externo
- A frecuencia industrial :	395 kV	520 kV
- BIL :	950 kVp	1300 kVp

Adicionalmente se ha realizado una validación del aislamiento externo al impulso para todo el equipamiento que compone la bahía de la subestación Cotaruse, dependiendo de la distancia de instalación con respecto al pararrayos, y cuyo resumen se presenta a continuación:

Cuadro N° 8: Aislamiento al Impulso en Equipos de los Diámetros 220 kV

Equipo que protege	Equipo a proteger	Longitud m	Aislamiento Externo para sobretensiones frente rápido Fase-Tierra	Aislamiento sugerido al equipo kVp-BIL
Pararrayos ubicado en la bahía del proyecto	Seccionador de doble apertura	148.00	1100 kV	1300
	Transformador de corriente 2	141.00	1084 kV	1300
	Interruptor	131.00	1063 kV	1300

Nota: Se puede observar que el aislamiento sugerido pudo haber sido 1175 kVBIL, pero a manera de homogeneizar los niveles de aislamiento, a partir de lo calculado en el ítem 3, se ha seleccionado 1300 kVBIL, como aislamiento sugerido.

Como se puede apreciar, el pararrayos cubre los niveles de aislamiento seleccionados para todos los equipos que componen las bahías de ampliación de barra.



## 5.6. AISLAMIENTO FASE – TIERRA SELECCIONADO

### 5.6.1. Interno

El mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial corresponde a 394 kV fase – fase; considerando que las recomendaciones IEC sugieren que los valores para el aislamiento entre fases sean iguales a la soportabilidad al impulso atmosférico y a la soportabilidad a la onda de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra, se selecciona el valor superior correspondiente de 394 kV asociado a una soportabilidad al impulso atmosférico de 950 kV, valor que es superior a la tensión de soportabilidad requerido de 707 kV. La selección de la separación entre fases garantizará el soporte de la tensión a frecuencia industrial resultante de la conversión de las sobretensiones de maniobra.

### 5.6.2. Externo

Considerando los valores obtenidos para las sobretensiones de maniobra y al impulso atmosférico tipo rayo, indicados en el cuadro N°6, el nivel de soportabilidad requerido sería:

**Cuadro N° 9: Aislamiento requerido para equipos - Barras**

Aislamiento A:	Fase - Tierra Calculado	Fase - Tierra (IEC 60071-1)	Fase - Fase calculado	Fase - Fase (IEC-60071- 1)
Sobretensión de maniobra	713	750	1386	1425
Sobretensión al impulso	1100	1175	1669	1675

A partir de estos datos, los equipos en mención, deberían de tener un nivel de aislamiento a sobretensión de maniobra y al impulso de 750 kV y 1175 kV, respectivamente; lo que significa que según recomendación de la norma IEC 60071-1, emplearemos un nivel de aislamiento de equipos del rango II. De lo descrito, se estaría requiriendo equipos de fabricación especial, puesto que, según norma IEC 60071-1, no se encuentra un equipo que cumpla con lo descrito; con lo cual se encarecería la fabricación de los mismos. Por lo tanto, a fin de seleccionar equipos normalizados y homogeneizarlos con los descritos en el ítem 3, las características serían las siguientes:

**Cuadro N° 10: Aislamiento normalizado para equipos - Diámetros**

Aislamiento a sobretension:		
Frecuencia Industrial	De Maniobra	Al impulso
520 kV	950 kV	1300 kV

Para determinar la distancia en aire fase – tierra, que serán aplicadas para la disposición física de la subestación, se procede a tomar los valores de aislamiento requeridos indicados en el cuadro N°8, y se toman los valores indicados en las tablas A-1 y A-2 de la norma IEC 60071-1; a partir de lo cual se obtiene lo siguiente:



Aislamiento	Conductor – Estructura	Punta – Estructura
1175 kV	2200 mm	2350 mm
750 kV	1600 mm	1900 mm

Con lo cual es valor mas critico a tener en cuenta es 2350 mm. Sin embargo y a fin de homogeneizar los valores con el aislamiento elegido del equipo, se proceden a tomar los valores del cuadro N°8; a partir de los cuales se hace la siguiente comparación:

Aislamiento	Conductor – Estructura	Punta – Estructura
1300 kV	2400 mm	2600 mm
950 kV	2200 mm	2900 mm

Con lo cual el valor mas critico a tener en cuenta, sería 2900 mm, 700 mm por encima de lo mínimo necesario. Este valor será el considerado para las distancias fase tierra entre conductor y estructuras.

Para determinar la distancia fase- tierra a considerar para el diseño de equipos, se toma el máximo valor de la columna “conductor – Estructura” del cuadro anterior; esto debido a que la forma física de la parte tensionada de los equipos del proyecto no corresponde a una terminación en punta. El valor a considerar para diseño de equipos será 2400 mm.

Para determinar la distancia en aire fase – fase, que serán aplicadas para la disposición física de la subestación, se procede a tomar los valores de aislamiento requeridos indicados en el cuadro N°8, y se toman los valores indicados en las tablas A-1 y A-2 de la norma IEC 60071-1; a partir de lo cual se obtiene lo siguiente:

Aislamiento	Conductor – Conductor	Conductor – Punta
1675 kV	3100 mm	3350 mm
1425 kV	3100 mm	3600 mm

Siendo el valor más conservador 3600 mm, el cual será considerado para las distancias fase - fase en aire entre conductores y entre equipos.

Para la determinación del aislamiento longitudinal se considera la superposición de una onda a frecuencia industrial con una onda de frente rápido que tiene una magnitud igual a la soportabilidad al impulso atmosférico. La componente a frecuencia industrial se determinó teniendo en cuenta la máxima tensión de operación (Us), el factor de corrección atmosférica (Ka) y el factor de seguridad para aislamiento externo (Ks):  $245 \text{ kV} \times 1,290 \times 1,05 = 331,9 \text{ kV}$ .

La separación necesaria para el aislamiento longitudinal en Rango II de acuerdo con lo sugerido por la recomendación IEC 60071-1 y teniendo en cuenta una soportabilidad al impulso atmosférico de 1300 kV, es:



$$\frac{0,7 \times 331,9 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} + 1300}{500} = 2,979m$$

Los valores finalmente adoptados para el diseño de las subestaciones se presentan a continuación:

Tensión		BIML	LIML	Distancia Mínima	Distancia Mínima	Distancia Mínima	Distancias Mínimas Adoptadas para Diseño
Asignada	Subtensión	U <sub>s</sub>	U <sub>p</sub>	Fase-Tierra	Fase-Tierra	Fase-Fase	Fase-Fase
U <sub>r</sub>	A frecuencia industrial	kV	kV	Para diseño de equipos	Para disposición de subestación	Para equipos y subestación	mm
kV (valor eficaz)	kV (valor r.m.s.)	(valor p.u.)	(valor p.u.)	(según IEC) mm	(según IEC) mm	(según IEC) mm	
220	520	960	1300	2400	2900	3600	3600

## 5.7. AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS

A continuación se detalla el aislamiento de los equipos suministrados por ABB para la ampliación de la subestación Cotaruse, comparándose con el aislamiento calculado por el presente estudio, mediante el procedimiento de la norma IEC 60071-2:

Cuadro N° 11: Aislamiento de los Equipos Seleccionados

N°	Equipo	Aislamiento Requerido kV - BIL	Distancia Fase - Tierra Requerida (mm)	Aislamiento Del Equipo kV - BIL	Distancia Fase - Tierra Del equipo (mm)
1	Interruptor	1300	2400	1425	4130
2	Seccionador de doble apertura	1300	2400	1300	2867
6	Transformador de corriente 2 - 6 devanados	1300	2400	1300	2715

De los resultados obtenidos se puede concluir que el aislamiento del equipamiento suministrado satisface los requerimientos de aislamiento de la subestación Cotaruse en 220 kV.



## Capítulo 6

### RESULTADOS: SOLUCION TECNICA – ECONOMICA

#### 6.1. ANÁLISIS TÉCNICO

En cuanto a las ventajas técnicas de la aplicación del presente cálculo para la adecuada selección del aislamiento para equipos de patio de llaves en alta tensión de la ampliación Subestación Cotaruse 220 kV, podemos mencionar las siguientes:

##### 6.1.1. Mayor intercambiabilidad del equipo:

Es posible utilizar un mismo equipo para diferentes subestaciones esto debido al ubicar y definir la cantidad adecuada de pararrayos de acuerdo al presente cálculo; un mismo equipo puede ser utilizado en un rango más amplio de altura. En nuestro caso el interruptor usado puede ser instalada entre 0 a 4145 msnm.

##### 6.1.2. Mayor disponibilidad del equipo:

Del ítem anterior, al tener equipos ya idénticos para un rango de alturas, se podrá disponer de repuestos u otros equipos que no se estén usando, con la finalidad de reducir al mínimo el tiempo de las paradas de la subestación para mantenimiento o reparación, por consiguiente se dispondría de mayor disponibilidad en el suministro de energía eléctrico.

##### 6.1.3. Mejora de la confiabilidad y protección de los equipos:

Si bien es cierto la confiabilidad depende más del arreglo o configuración de la subestación que de los propios equipos, el tener más pararrayos en la subestación o tenerles adecuadamente ubicados, mejora la protección de sobretensiones de todos los equipos, ya sea existentes o nuevos.



#### 6.1.4. Mejor performance sísmica:

Al ser equipos no sobredimensionados, tienen menos altura y requieren menos refuerzos en sus estructuras y/o cimentaciones para resistir cualquier actividad sísmica. Por ejemplo, un interruptor de 420kV (Um), viene con dos cámaras de interrupción en la parte superior formando una T, a diferencia del interruptor propuesto que solo tiene una cámara; en la primera tiene un centro de gravedad más elevado y mayor peso, por lo cual una actividad sísmica lo afectaría en mayor medida.

### 6.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el presente informe solo se evaluará la diferencia en la inversión inicial en la compra de los equipos con un nivel de aislamiento optimizado debido al uso de una tema adicional de pararrayos.

Pero cabe mencionar que existe ahorro en diferentes aspectos como consecuencia del uso de equipos con nivel de aislamiento optimizado:

- Al tener un mismo equipos que pueda ser usado en un rango mayor de alturas, se optimiza el costo de los repuesto porque son los mismos y se pueden tener un solo stock que puede atender varias subestaciones. o reparación, por la disponibilidad de los equipos y repuestos que se tiene.
- Ahorro en el costo del transporte y montaje de los equipos, se tiene un gran ahorro, dado que el peso y volumen es considerablemente menor si lo comparamos con equipos de un nivel o dos niveles inmediato superior.
- Ahorro en el costo de las estructuras soportes, dado que deberán soportar menor peso de los equipos con nivel de aislamiento optimizado.
- Costos de mantenimiento y operación también se reducen al poder contar con los mismos equipos en las diferentes subestaciones ubicados en distintas alturas.
- Ahorro en costo del terreno, dado que requiere de menor espacio para instalar los equipos con nivel de aislamiento optimizado.

Entre otros costos que se derivan de las ventajas que nos da usar equipos con aislamiento optimizado y correctamente protegidos con pararrayos.

A continuación se presenta una breve lista de precios para comparar ambas opciones, en el caso anteriormente estudiado y desarrollado en el Capítulo 4 y 5, dado que es ahí donde se aprecia el mayor impacto en cuanto a un ahorro económico.



**Cuadro N° 12: Cuadro comparativo de precios**

Ampliación de la Subestacion Cotaruse 220 kV - Interruptor y Medio						
Equipo de Patio de Llaves	Interruptor 420kV con BIL 1425 kVp Equipos 362 kV con BIL 1300 kVp			Equipos 220kV con BIL optimizado 1175kVp		
	Cant	Precio Unitario (unidad monetaria)	Precio Total (unidad monetaria)	Cant	Precio Unitario (unidad monetaria)	Precio Total (unidad monetaria)
Interruptor de Potencia Tripolar	8	123,000.00	984,000.00	8	75,000.00	600,000.00
Seccionador de Barra	7	16,500.00	115,500.00	7	11,000.00	77,000.00
Seccionador Pantógrafo de Barra	9	18,500.00	166,500.00	9	12,100.00	108,900.00
Seccionador Pantógrafo de Línea	3	24,500.00	73,500.00	3	13,000.00	39,000.00
Transformador de Tension	11	10,500.00	115,500.00	11	8,000.00	88,000.00
Transformador de Corriente 4N	9	14,500.00	130,500.00	9	9,000.00	81,000.00
Transformador de Corriente 6N	15	15,800.00	237,000.00	15	10,500.00	157,500.00
Pararrayos	15	3,900.00	58,500.00	15	3,900.00	58,500.00
<b>Inversión Inicial Total de Equipamientos</b>			<b>1,881,000.00</b>			<b>1,209,900.00</b>

Comparando los precios se tiene un ahorro en la inversión por la compra de solamente los equipos de Alta Tensión de aproximadamente un **35.68%**

- Nota 1: No se indica la moneda por confidencialidad de la información del proveedor.
- Nota 2: La mayor cantidad de pararrayos a usar puede ser mayor o menos dependiendo de la información que se tenga de la subestación.

### 6.3. SELECCIÓN DE NIVEL DE AISLAMIENTO DE EQUIPO

Del cuadro anterior y comparando los precios, el ahorro podría haber sido significativo, pero la decisión final del cliente fue que optó por tomar el Interruptor de Potencia de 420 kV con BIL 1425 kVp y los demás equipos 362 kV con BIL 1300 kVp.

La decisión tomada fue porque en la etapa de concepción del diseño la empresa consultora en el documento de especificaciones técnicas Estudio coordinación de aislamiento presento los niveles de aislamiento ya mencionados, para más detalle ver Anexo 9.4



## Capítulo 7

### CONCLUSIONES

- El estudio de coordinación del aislamiento ha sido desarrollado mediante la aplicación de la recomendación de las normas IEC 60071-1 y 60071-2, que nos permite seleccionar el nivel de aislamiento externo adecuado para los equipos de patio de llaves de la subestación.
- Según el procedimiento establecido en la Norma IEC 60071-2 y los valores de tensiones de soportabilidad asignadas, requeridas en la Norma IEC 62271-1 se concluye que el nivel apropiado de aislamiento interno y externo para los equipos del proyecto son:

**Cuadro N° 13: Niveles de Aislamiento**

Tensión Asignada kV	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial Ud kV (valor eficaz)		Tensión soportada asignada al impulso Up (rayo Up) kV (valor pico)	
	Interno	Externo	Interno	Externo
220	390	520	960	1300

**Cuadro N° 14: Distancias de Seguridad Fase-Tierra (Para diseño)**

Tensión Asignada Ur kV (valor eficaz)	Distancia Mínima Conductor-Estructura (según IEC) mm	Distancia Mínima Punta-Estructura (según IEC) Mm	Distancias Adoptadas para Diseño Fase-Tierra mm
220	2 400	2 900	Para diseño de equipos: 2400 Para toda la subestación: 2900



**Cuadro N° 15: Distancias de Seguridad Fase-Fase (Para diseño)**

Tensión Asignada $U_r$ kV (valor eficaz)	Distancia Mínima Fase-Fase (según IEC) mm	Distancias Adoptadas para Diseño Fase-Fase mm
220	3 600	Para todos los equipos: 3 600 Para toda la subestación: 3 600

- De los resultados obtenidos se puede concluir que el aislamiento del equipamiento suministrado en 220 kV satisface los requerimientos de aislamiento en la subestación eléctrica Cotaruse.
- El cliente tomo la decisión de adquirir equipos con aislamientos mayores de acuerdo al Anexo 9.4



## Capítulo 8

### BIBLIOGRAFIA

- [1] IEC 60071-1, "Insulation Coordination"; Definitions, principles and rules.
- [2] IEC 60071-2, "Insulation Coordination"; Application guide.
- [3] IEC 60815 "Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions".
- [4] Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión; Juan Antonio Martínez Velasco.
- [5] Editorial Mejía Villegas, Subestaciones de Alta y Extra alta tensión.
- [6] Escuela Politécnica Nacional, Tesis Coordinación de Aislamiento en Subestaciones a nivel de 500 kV  
Náthali Elizabeth Morales Mariño
- [7] Editorial Springer, Insulation of High-Voltage Equipment; V.Y. Ushakov, Tomsk Polytechnic University, Russia.
- [8] Editorial Taylor & Francis, Insulation Coordination for Power Systems; Andrew R. Hileman



## Capítulo 9

### ANEXOS

- 9.1. NIVELES DE AISLAMIENTO SELECCIONADOS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE.
- 9.2. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE – AREA DE LA AMPLIACIÓN.
- 9.3. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE – AREA EXISTENTE.
- 9.4. RESUMEN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO INTERNO MÍNIMO REQUERIDO PARA LOS EQUIPOS DEL PROYECTO - CONSULTORA.



### ANEXO 9.1

#### Niveles de Aislamiento Seleccionados de los Equipos Principales para la Ampliación de la Subestación Eléctrica Cotaruse

##### Aislamiento de los Equipos Seleccionados 220 kV – Área de la Ampliación

Nº	Equipo	Aislamiento del Equipo kV - BIL
1	Interruptor	1425
2	Seccionador de doble apertura	1300
3	Seccionador pantografo de Barra	1300
4	Seccionador pantografo de Linea	1300
5	Transformador de corriente 1 - 4 devanados	1300
6	Transformador de corriente 2 - 6 devanados	1300
7	Transformador de Tensión	1300
8	Aislador Soporte	1300
9	Aislador Soporte para trampa de Onda	1300

##### Aislamiento de los Equipos Seleccionados 220 kV – Área Existente

Nº	Equipo	Aislamiento del Equipo kV - BIL
1	Interruptor	1425
2	Seccionador de doble apertura	1300
6	Transformador de corriente 2 - 6 devanados	1300



## **ANEXO 9.2**

**Coordinación del aislamiento para los equipos 220 KV**

**Subestación Eléctrica Cotaruse – Área de la Ampliación**

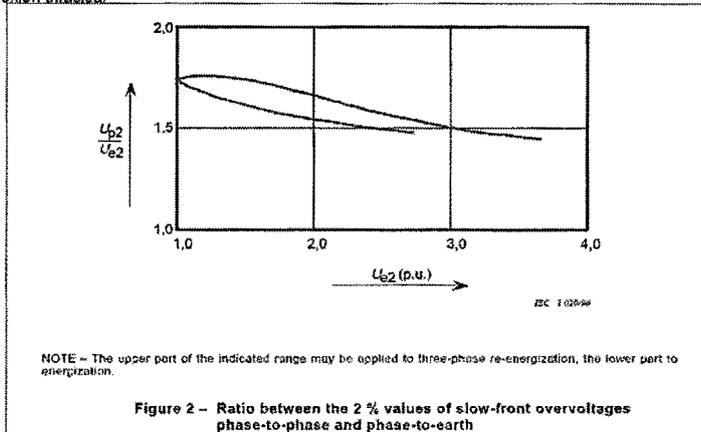




**COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV  
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE - AREA DE LA AMPLIACIÓN**

ANEXO 9.2

La sobretensión entre fases  $U_{p2}$  se determina a partir de la sobretensión fase-tierra; la figura siguiente muestra el rango de relaciones posibles de sobretensiones entre fases y fase-tierra. El límite superior de este rango se aplica a las sobretensiones de reenganche trifásico rápido, el límite inferior se aplica a las sobretensiones de conexión trifásica. En nuestro caso se considera para la condición de conexión trifásica:



NOTE – The upper part of the indicated range may be applied to three-phase re-energization, the lower part to energization.

**Para todos los equipos**

**En la entrada de la línea**

La relación es:  $U_{p2}/U_{e2} = 1.45$  p.u.       $U_{p2}/U_{e2} = 1.45$  p.u.

Todos los equipos	$U_{e2}$	2.90 pu
	$U_{p2}$	4.21 pu
En la entrada	$U_{e2}$	3.80 pu
	$U_{p2}$	5.22 pu

**Sobretensiones en extremo de línea por conexión y desconexión que afectan a todos los equipos de la subestación**

**Todos los equipos**

Fase - tierra ( $U_{et}$ )	675.1 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Tierra (método fase-cresta)
Fase - fase ( $U_{ft}$ )	965.5 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Fase (método fase-cresta)

**Sobretensión por reenganche en el otro extremo, sin pararrayos**

**En la entrada**

Fase - tierra ( $U_{et}$ )	850.2 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Tierra (método fase-cresta)
Fase - fase ( $U_{ft}$ )	1219.3 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Fase (método fase-cresta)

**CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS**

Nivel de protección al impulso de maniobra-NPM ( $U_{ps}$ ) - (*)	387.0 kV	para 1 kA
Nivel de protección al impulso atmosférico-NPR ( $U_{pt}$ ) - (*)	494.0 kV	para 20 kA

(\*) Datos de fábrica

**Tensiones Representativas de Frente Lento**

Fase-tierra ( $U_{rp}=NPM$ )	387.0 kV	Para cualquier equipo
Fase-fase ( $U_{rp}=2xNPM$ )	774.0 kV	Para el equipo en entrada de línea
Fase-fase ( $U_{pt}$ )	965.5 kV	Para cualquier equipo, salvo en entrada de línea

**TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN**

**Sobretensiones Temporales**

$U_{cw} = K_c \times U_{rp}$   
( $K_c=1$ ) - factor de coordinación sugerido en la cláusula 3.3.1 de la IEC 60071-2

Fase-tierra	198 kV
Fase-fase	343 kV

0	Emitido para revisión	07/03/2014	S.G.Q. / G.C.H.D.	P.S.H.	P.S.H.
Rev.	Descripción	Fecha	Realizado por	Revisó por	Aprobo



Sobretensiones de Frente Lento

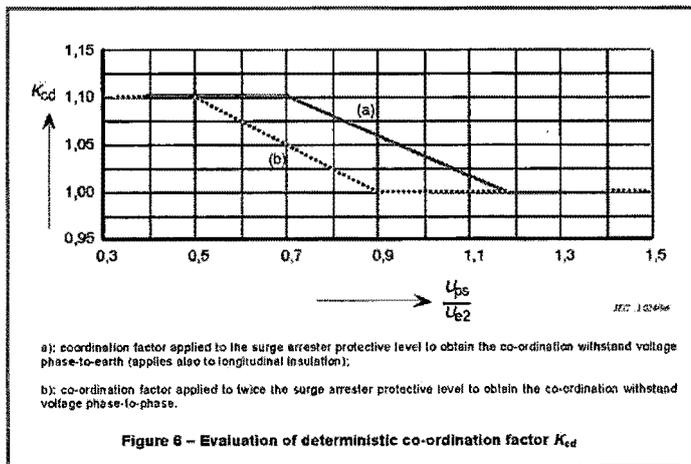
Equipo de entrada	Relación	Kcd	
fase-tierra	Ups/Up2	0.54	1.100
fase-fase	2Ups/Up2	0.74	1.040
<b>Para todos los equipos</b>			
fase-tierra	Ups/Up2	0.67	1.100
fase-fase	2Ups/Up2	0.92	1.000

curva a (Ver figura 6)  
curva b

curva a (Ver figura 6)  
curva b

Fase-tierra U<sub>cw</sub>=Kcd x U<sub>p</sub> 426.0 kV - Para equipos de entrada  
426.0 kV - Para todos los equipos  
Fase-fase U<sub>p2</sub> 805.0 kV - Para equipos de entrada  
966.0 kV - Para todos los equipos

Curvas para determinar el Factor Kcd



Sobretensiones de Frente Rápido

Aislamiento Externo

NPR (Up1) 494.0 kV  
Factor A (Tabla F.2 - IEC 60071-2) 4500.0 kV  
Cant. de líneas conectadas a la subestación n= 2.0  
Distancia del pararrayo al seccionador de barra (L1)-aislamiento externo 215.0 m  
Distancia del pararrayo al interruptor de potencia (L2)-aislamiento interno 90.0 m  
Vano típico de la línea L<sub>sp</sub>= 300 m  
Índice de fallas (salidas) R<sub>km</sub>= 0.50 /100 km año  
Tasa de falla aceptable Ra = 1.0 /100 años  
Longitud equivalente de tasa de fallas La=Ra/R<sub>km</sub> 2000.0 m  
Factor reducción= 1.0

Aislamiento Externo

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_1}{L_{sp} + L_a} \quad U_{cw} = 704.0 \text{ kV}$$

Aislamiento Interno

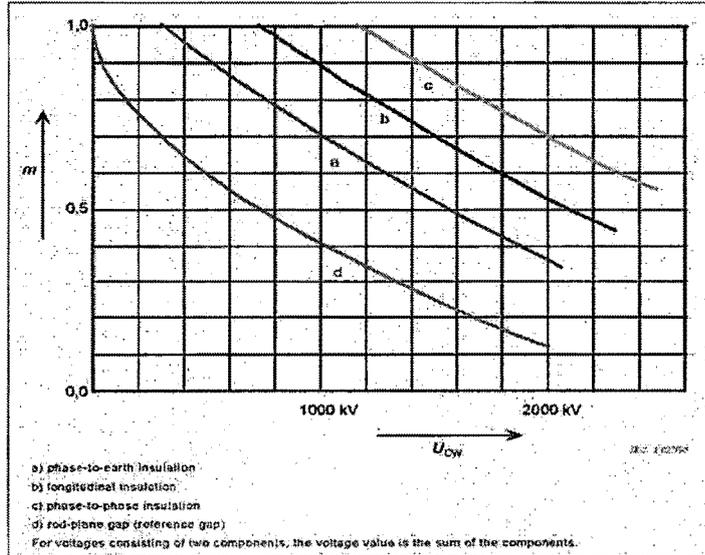
$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_2}{L_{sp} + L_a} \quad U_{cw} = 582.0 \text{ kV}$$

0	Emitido para revisión	07/03/2014	S.G.Q. / G.C.H.D.	P.S.H.	P.S.H.
Rev.	Descripción	Fecha	Realizado por	Reviso por	Aprobo





Curvas para determinar el Factor de Reducción "m"



**Tensiones Soportadas Especificadas Urw**

$$U_{rw} = U_r \times K_s \times K_a$$

		Externo (kV)	Interno (kV)	
TOV (FI)	fase-tierra	268.0	228.0	
	fase-fase	465.0	394.0	
BSL	fase-tierra	725.0	490.0	Para equipos de entrada
		725.0	490.0	Para todos los equipos
	fase-fase	1406.0	926.0	Para equipos de entrada
		1667.0	1111.0	Para todos los equipos
BIL	fase-tierra	1229.0	669.0	
	fase-fase	1229.0	669.0	

**CONVERSIÓN DE BSL A FRECUENCIA INDUSTRIAL Y BIL**

A frecuencia Industrial

(factor de corrección de tabla 02 de IEC 60071-2)

Interno	Fase-tierra	245.0	kV	Para equipos de entrada
		245.0	kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	463.0	kV	Para equipos de entrada
		556.0	kV	Para todos los equipos
Externo	Fase-tierra	497.0	kV	Para equipos de entrada
		497.0	kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	999.0	kV	Para equipos de entrada
		1236.0	kV	Para todos los equipos

0	Emitido para revisión	07/03/2014	S.G.Q. / G.CH.D.	P.S.H.	P.S.H.
Rev.	Descripción	Fecha	Realizado por	Reviso por	Aprobo



**COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV  
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE - AREA DE LA AMPLIACIÓN**

ANEXO 9.2

A impulso tipo rayo

<b>Interno</b>	fase-tierra	539.0	kV	Para equipos de entrada
		539.0	kV	Para todos los equipos
	fase-fase	1019.0	kV	Para equipos de entrada
		1222.0	kV	Para todos los equipos
<b>Externo</b>	fase-tierra	849.0	kV	Para equipos de entrada
		849.0	kV	Para todos los equipos
	fase-fase	1696.0	kV	Para equipos de entrada
		2088.0	kV	Para todos los equipos

**RESULTADOS OBTENIDOS**

Los valores de la tensión para Corta Duración a Frecuencia Industrial están en valor eficaz (kV)  Los valores de la tensión para Impulsos Tipo Rayo y Tipo Maniobra están en valor pico (kVp)		AISLAMIENTO EXTERNO				AISLAMIENTO INTERNO			
		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS	
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
<b>Corta Duración a Frecuencia Industrial</b>	fase-tierra	268.0	497.0	268.0	497.0	228.0	245.0	228.0	245.0
	fase-fase	465.0	999.0	465.0	1236.0	394.0	463.0	394.0	556.0
<b>Sobretensiones de Frente Lento</b>	fase-tierra	725.0	---	725.0	---	490.0	---	490.0	---
	fase-fase	1406.0	---	1687.0	---	926.0	---	1111.0	---
<b>Sobretensiones de Frente Rápido</b>	fase-tierra	1229.0	849.0	1229.0	849.0	669.0	539.0	669.0	539.0
	fase-fase	1229.0	1696.0	1229.0	2088.0	669.0	1019.0	669.0	1222.0

**VALORES FINALES**

<b>Aislamiento Interno</b>	
Frecuencia Industrial	394.0 kV
BIL	669.0 kV
<b>Aislamiento Externo</b>	
Frecuencia Industrial	465.0 kV
BIL	1229.0 kV

**DISTANCIA LOS PARARRAYOS A LOS EQUIPOS QUE PROTEGE - S.E. COTARUSE 220 kV**

Equipo que protege	Equipo a proteger	Longitud m	Aislamiento Externo para sobretensiones frente rápido Fase-Tierra	Aislamiento sugerido al equipo kVp-BIL
Pararrayos ubicado en la bahía del proyecto	Seccionador pantografo de Linea	17.00	892 kV	1300
	Transformador de corriente 1	83.00	1004 kV	1300
	Interruptor	90.00	1016 kV	1425
	Seccionador de doble apertura	97.50	1028 kV	1300
	Transformador de corriente 2	107.70	1046 kV	1300
	Seccionador pantografo de Barra	115.00	1060 kV	1300
	Aislador Soporte	122.00	1070 kV	1300
	Transformador de Tensión	215.00	1229 kV	1300

4	Emitido para revisión	07/03/2014	S.G.Q. / G.CH.D.	P.S.H.	P.S.H.
Rev.	Descripción	Fecha	Realizado por	Reviso por	Aprobo



### **ANEXO 9.3**

#### **Coordinación del aislamiento para los equipos 220 KV**

#### **Subestación Eléctrica Cotaruse – Área Existente**



**COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV  
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE - AREA EXISTENTE**

**ANEXO 9.3**

**CARACTERÍSTICAS DE LA RED**

Tensión Nominal                      220.0 kV  
Tensión Máxima                      245.0 kV

**TENSIONES REPRESENTATIVAS**

TOV			1.5 inusual para 220 kV
Falla fase - tierra (Urp)	1,3*Um/V3	198.0 kV	1.4 valor esperado para 220 kV
Rechazo de carga (Urp)			
Sobre tensión fase-fase	1,4*Um	343.0 kV	
Sobre tensión fase-tierra	1,4*Um/V3	198.0 kV	
<b>Sobretensiones Representativas</b>			
Fase-Fase	Urp	343.0 kV	
Fase-Tierra	Urp	198.0 kV	

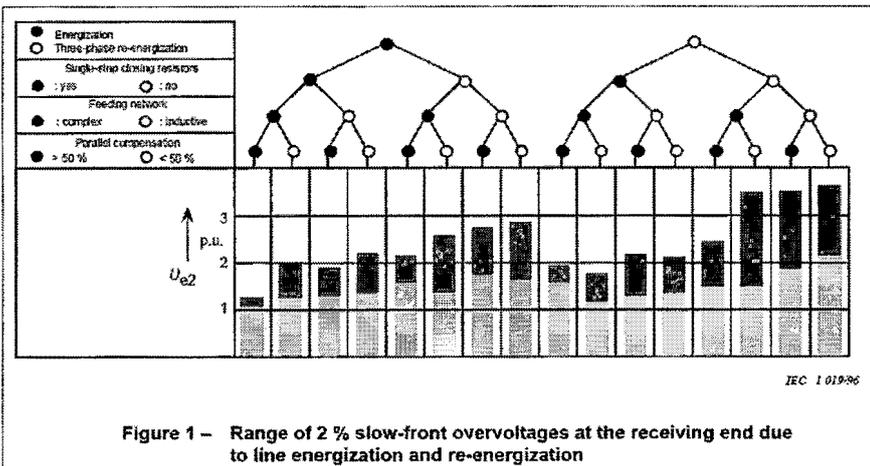
**MANIOBRA INTERNA EN LAS SUBESTACIONES**

U<sub>et</sub>                      1,25\*U<sub>e2</sub>-0,25 pu  
U<sub>pt</sub>                      1,25\*U<sub>p2</sub>-0,43 pu

**Las sobretensiones representativas se producen generalmente por:**

- Energización de líneas y su reenganche
- Fallas y su eliminación
- Pérdidas de carga
- Maniobra de corrientes capacitivas o inductivas
- Descarga de rayos distantes a los conductores de la línea

Los valores de U<sub>e2</sub> y U<sub>p2</sub> se determinan tomando en consideración estos eventos, que se pueden presentar en la subestación para ello se debe hacer uso de las figuras 1 y 2 de la norma IEC 60071-2.



**Figure 1 – Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization**

Para sobretensiones fase-tierra se considera los posibles eventos que sucederán en la subestación Cotaruse, como son:

**Para todos los equipos**

- Energización de líneas; ya que el reenganche monofásico no genera sobretensiones más altas que las debidas a la energización.
- No se cuenta con resistencia de pre-inserción.
- La red de alimentación presenta una predominancia inductiva.
- Se cuenta con compensación en paralelo mayor a 50% inductivo.

**En la entrada de la línea**

- Reenganche trifásico, por el efecto que origina al extremo de las líneas.
- No se cuenta con resistencia de pre-inserción.
- La red de alimentación presenta una predominancia inductiva.
- Se cuenta c/compensación en paralelo mayor a 50% inductivo.

Entonces:                      U<sub>e2</sub>=                      2.9                      p.u.    U<sub>e2</sub>=                      3.6                      p.u.

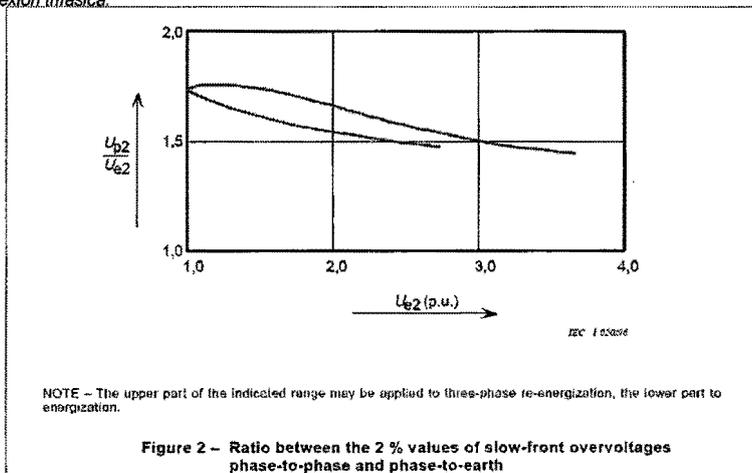
0	Emitido para revisión	07/03/2014	S.G.Q. / G.C.H.D.	P.S.H.	P.S.H.
Rev.	Descripción	Fecha	Realizado por	Reviso por	Aprobo



**COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV  
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE - AREA EXISTENTE**

**ANEXO 9.3**

La sobretensión entre fases  $U_{p2}$  se determina a partir de la sobretensión fase-tierra; la figura siguiente muestra el rango de relaciones posibles de sobretensiones entre fases y fase-tierra. El límite superior de este rango se aplica a las sobretensiones de reenganche trifásico rápido, el límite inferior se aplica a las sobretensiones de conexión trifásica. En nuestro caso se considera para la condición de conexión trifásica:



**Para todos los equipos**

**En la entrada de la línea**

La relación es:  $U_{p2}/U_{e2} = 1.45$  p.u.  $U_{p2}/U_{e2} = 1.45$  p.u.

Todos los equipos	$U_{e2}$	2.90 pu
	$U_{p2}$	4.21 pu
En la entrada	$U_{e2}$	3.60 pu
	$U_{p2}$	5.22 pu

**Sobretensiones en extremo de línea por conexión y desconexión que afectan a todos los equipos de la subestación**

**Todos los equipos**

Fase - tierra ( $U_{et}$ )	675.1 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Tierra (método fase-cresta)
Fase - fase ( $U_{ft}$ )	965.5 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Fase (método fase-cresta)

**Sobretensión por reenganche en el otro extremo, sin pararrayos**

**En la entrada**

Fase - tierra ( $U_{et}$ )	850.2 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Tierra (método fase-cresta)
Fase - fase ( $U_{ft}$ )	1219.3 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Fase (método fase-cresta)

**CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS**

Nivel de protección al impulso de maniobra-NPM ( $U_{ps}$ ) - (*)	381.0 kV	para 1 kA
Nivel de protección al impulso atmosférico-NPR ( $U_{pt}$ ) - (*)	452.0 kV	para 20 kA

(\*) Datos de fábrica

**Tensiones Representativas de Frente Lento**

Fase-tierra ( $U_{rp}=NPM$ )	381.0 kV	Para cualquier equipo
Fase-fase ( $U_{rp}=2xNPM$ )	762.0 kV	Para el equipo en entrada de línea
Fase-fase ( $U_{ft}$ )	965.5 kV	Para cualquier equipo, salvo en entrada de línea

**TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN**

**Sobretensiones Temporales**

$U_{ow} = K_c \times U_{rp}$   
 ( $K_c=1$ ) - factor de coordinación sugerido en la cláusula 3.3.1 de la IEC 60071-2  
 Fase-tierra 198 kV  
 Fase-fase 343 kV

0	Emitido para revisión	07/03/2014	S.G.Q. / G.C.H.D.	P.S.H.	P.S.H.
Rev.	Descripción	Fecha	Realizado por	Reviso por	Aprobo



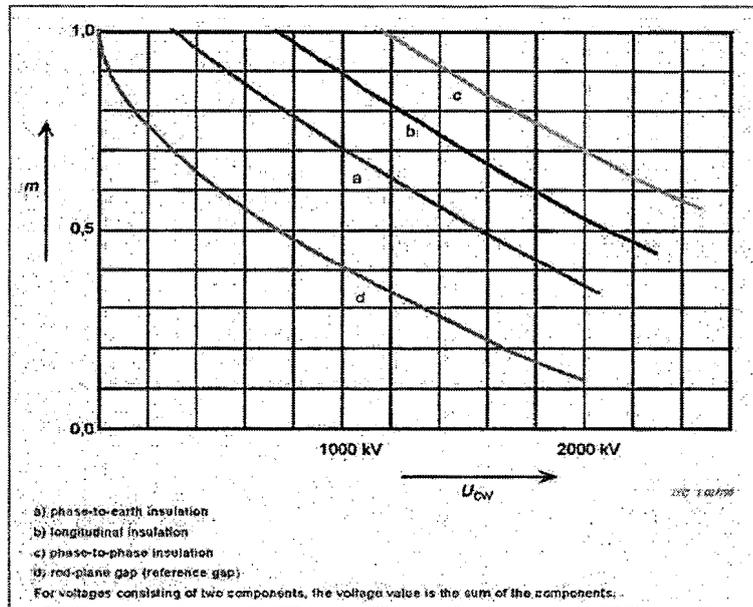




**COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV  
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE - AREA EXISTENTE**

ANEXO 9.3

Curvas para determinar el Factor de Reducción "m"



**Tensiones Soportadas Especificadas Urw**

$$U_{rw} = U_r \times K_s \times K_a$$

		Externo (kV)	Interno (kV)	
TOV (FI)	fase-tierra	268.0	228.0	
	fase-fase	465.0	394.0	
BSL	fase-tierra	713.0	482.0	Para equipos de entrada
		713.0	482.0	Para todos los equipos
	fase-fase	1386.0	913.0	Para equipos de entrada
		1687.0	1111.0	Para todos los equipos
BIL	fase-tierra	1100.0	707.0	
	fase-fase	1100.0	707.0	

**CONVERSIÓN DE BSL A FRECUENCIA INDUSTRIAL Y BIL**

A frecuencia Industrial

(factor de corrección de tabla 02 de IEC 60071-2)

<b>Interno</b>	Fase-tierra	241.0	kV	Para equipos de entrada
		241.0	kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	457.0	kV	Para equipos de entrada
		556.0	kV	Para todos los equipos
<b>Externo</b>	Fase-tierra	488.0	kV	Para equipos de entrada
		488.0	kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	983.0	kV	Para equipos de entrada
		1236.0	kV	Para todos los equipos

0	Emitido para revisión	07/03/2014	S.G.Q. / G.C.H.D.	P.S.H.	P.S.H.
Rev.	Descripción	Fecha	Realizado por	Revisó por	Aprobo



**COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 220 KV  
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COTARUSE - AREA EXISTENTE**

ANEXO 9.3

A impulso tipo rayo

<b>Interno</b>	fase-tierra	530.0	kV	Para equipos de entrada
		530.0	kV	Para todos los equipos
	fase-fase	1004.0	kV	Para equipos de entrada
		1222.0	kV	Para todos los equipos
<b>Externo</b>	fase-tierra	833.0	kV	Para equipos de entrada
		833.0	kV	Para todos los equipos
	fase-fase	1669.0	kV	Para equipos de entrada
		2088.0	kV	Para todos los equipos

**RESULTADOS OBTENIDOS**

Los valores de la tensión para <b>Corta Duración a Frecuencia industrial</b> están en valor eficaz (kV)		AISLAMIENTO EXTERNO				AISLAMIENTO INTERNO			
		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS	
		$U_{nw(s)}$	$U_{nw(c)}$	$U_{nw(s)}$	$U_{nw(c)}$	$U_{nw(s)}$	$U_{nw(c)}$	$U_{nw(s)}$	$U_{nw(c)}$
Corta Duración a Frecuencia industrial	fase-tierra	268.0	488.0	268.0	488.0	228.0	241.0	228.0	241.0
	fase-fase	465.0	983.0	465.0	1236.0	394.0	457.0	394.0	556.0
Sobretensiones de Frente Lento	fase-tierra	713.0	—	713.0	—	482.0	—	482.0	—
	fase-fase	1386.0	—	1687.0	—	913.0	—	1111.0	—
Sobretensiones de Frente Rápido	fase-tierra	1100.0	833.0	1100.0	833.0	707.0	530.0	707.0	530.0
	fase-fase	1100.0	1669.0	1100.0	2088.0	707.0	1004.0	707.0	1222.0

**VALORES FINALES**

<b>Aislamiento Interno</b>	
Frecuencia Industrial	394.0 kV
BIL	707.0 kV
<b>Aislamiento Externo</b>	
Frecuencia Industrial	465.0 kV
BIL	1100.0 kV

**DISTANCIA LOS PARARRAYOS A LOS EQUIPOS QUE PROTEGE - S.E. COTARUSE 220 KV**

Equipo que protege	Equipo a proteger	Longitud m	Aislamiento Externo para sobretensiones frente rápido Fase-Tierra	Aislamiento sugerido al equipo kVp-BIL
Pararrayos ubicado en la bahía del proyecto	Seccionador de doble apertura	148.00	1100 kV	1300
	Transformador de corriente 2	141.00	1084 kV	1300
	Interruptor	131.00	1063 kV	1300

4	Emitido para revisión	07/03/2014	S.G.Q. / G.CH.D.	P.S.H.	P.S.H.
Rev.	Descripción	Fecha	Realizado por	Reviso por	Aprobo



## **ANEXO 9.4**

**Resumen del nivel de aislamiento interno  
Mínimo requerido para los equipos del proyecto - consultora.**

	<b>Especificación Técnica</b> Estudio de coordinación de aislamiento	Página 20 de 20

la próxima tabla se resume el nivel de aislamiento interno mínimo requerido para los equipos del proyecto.

**Tabla 13: Niveles normalizados de aislamiento interno**

Subestación	Tensión asignada $U_i$ , kV (valor eficaz)	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial $U_d$ , kV (valor eficaz)	Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo $U_p$ , kV (valor pico)
		Entre fase y tierra, y entre fases	Entre fase y tierra, y entre fases
Cotaruse	245	395	950
Las Bambas	245	395	950

En la próxima tabla se resume el nivel de aislamiento externo mínimo requerido para los equipos del proyecto:

**Tabla 14: Niveles normalizados de aislamiento externo**

Subestación	Tensión máxima $U_m$ , kV	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial $U_d$ , kV (valor eficaz)		Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra $U_s$ , kV (valor pico)			Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo $U_p$ , kV (valor pico)	
		Entre fase y tierra, y entre fases	Entre contactos abiertos y/o entre la distancia de aislamiento	Entre fase y tierra, y entre contactos abiertos	Entre fases	Sobre la distancia de seccionamiento	Entre fase y tierra, y entre fases	Entre contactos abiertos y/o entre la distancia de aislamiento
Cotaruse	245	520	610	950	1425	900 (+345)	1300	1300 (+240)
Las Bambas	245	520	610	950	1425	900 (+345)	1300	1300 (+240)

Los niveles de aislamiento anteriormente definidos son válidos para los equipos de maniobra y para los bujes del equipo de transformación.

Las distancias críticas y de seguridad definidas con base en los niveles de aislamiento son las siguientes:

**Tabla 15: Distancias críticas y de seguridad**

Subestación	Tensión máxima $U_m$ , kV	SIWL $U_s$ , kV (valor pico)	LIWL $U_p$ , kV (valor pico)	Distancia mínima (según IEC) mm	
				fase – tierra	fase – fase
Cotaruse	245	950	1300	2900	3100
Las Bambas	245	950	1300	2900	3100

## 5. Referencias

- [1]. IEC 60071-1 Insulation co-ordination. Part 1: Definitions, principles and rules. IEC, 2006. 69p.
- [2]. IEC 60071-2 Insulation co-ordination. Part 2: Application guide. IEC, 1996. 251p (IEC 60071-2).
- [3]. IEC 62271-1 High-voltage switchgear and control gear. Part 1: Common specification. 2007.
- [4]. ATN2-1881-04-01 10-IT-253 Rev 0 - Sistema de Transmisión 220kV Cotaruse – Las Bambas. Estudios Transitorios



# Capítulo 10

## LÁMINAS