



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**REDISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA
SUBESTACIÓN ESCUINTLA I, ESCUINTLA**

Abner Isaí Mejía Quiroa

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, agosto de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**REDISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA
SUBESTACIÓN ESCUINTLA I, ESCUINTLA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

ABNER ISAÍ MEJÍA QUIROA

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

REDISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ESCUINTLA I, ESCUINTLA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 09 de agosto del 2017.

Abner Isaí Mejía Quiroa

Guatemala, 10 de febrero de 2017

Ingeniero
Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

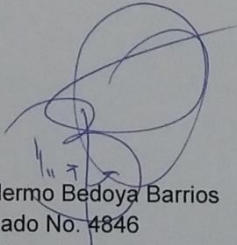
Estimado Ing. Orozco:

Por este medio le informo que como Asesor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.) del estudiante de la carrera de Ingeniería Eléctrica Abner Isai Mejía Quiroa quien se identifica con carné 2012-44678, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, titulado **“REDISEÑO DE LA COORDINACION DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACION ESCUINTLA I, ESCUINTLA”**.

Le manifiesto que encuentro el trabajo satisfactorio y en mi opinión llena los requisitos para su aprobación. En virtud lo doy por APROBADO, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular me es grato suscribirme

Atentamente,


Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Colegiado No. 4846
Asesor

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala 16 de mayo de 2017.
Ref.EPS.D.138.05.17.

Ing. Francisco Javier González
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

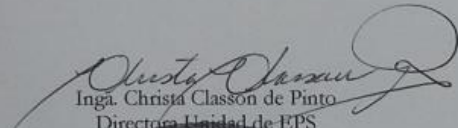
Estimado Ingeniero González.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"REDISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ESCUINTLA I, ESCUINTLA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Abner Isai Mejia Quiroa**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios y supervisado por el Ing. Francisco Javier González López.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y el Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"


Inga. Christa Classon de Pinto
Directora Unidad de EPS



CCdP/ra

Edificio de EPS, Facultad de Ingeniería, Ciudad Universitaria, zona 12.
Teléfono directo: 2442-3509

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 16 de mayo de 2017.
Ref.EPS.DOC.327.05.17.

Inga. Christa Classon de Pinto
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Classon de Pinto.

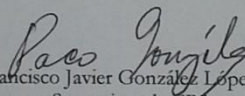
Por este medio atentamente le informo que como Asesor-Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Abner Isai Mejía Quiroa** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Registro Académico No. **201244678** y CUI **1684 68336 0501**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“REDISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ESCUINTLA I, ESCUINTLA”**.

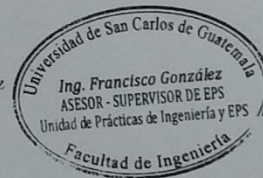
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


Ing. Francisco Javier González López
Asesor-Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo
FJGL/ra

Edificio de EPS, Facultad de Ingeniería, Ciudad Universitaria, zona 12.
Teléfono directo: 2442-3509

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 23. 2017
Guatemala, 25 de MAYO 2017.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
REDISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE
LA SUBESTACIÓN ESCUINTLA I, ESCUINTLA, del
estudiante Abner Isai Mejía Quiroa , que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godinez
Coordinador de Potencia



SRO

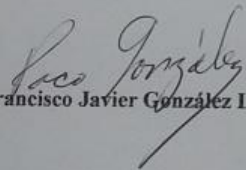
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 23. 2017.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; ABNER ISAÍ MEJÍA QUIROA titulado: REDISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ESCUINTLA I, ESCUINTLA, procede a la autorización del mismo.


Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 5 DE JUNIO 2,017.

Universidad de San Carlos
De Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.D.361.2017

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **REDISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ESCUINTLA I, ESCUINTLA**, presentado por el estudiante universitario: **Abner Isai Mejía Quiroa**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, agosto, de 2017

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por haberme permitido llegar hasta este punto, brindándome la salud y sabiduría necesaria para lograr mis objetivos.
- Mi madre** Edna Gisela Quiroa López por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, enseñanzas y motivación constante que me ha permitido desenvolverme y ser una persona de bien.
- Mi padre** Marco Antonio Mejia Chávez (q. e. p. d.) por sus valiosos consejos y enseñanzas que me forjaron desde un inicio llevándome a ser el hombre que soy y por haber sido un pilar fundamental en mi vida.
- Mis familiares** Por sus sabios consejos y su apoyo incondicional durante mis estudios académicos.
- Mi novia** Cindy Patricia Chinchilla Menéndez por estar a mi lado durante toda mi carrera universitaria motivándome a seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por haber sido mi casa de estudios siendo la cual me permitió formarme como profesional dentro de sus aulas.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme el conocimiento necesario y desenvolverme como profesional.
Mis amigos de la facultad	Por haberme brindado su amistad y su apoyo durante todo el transcurso de mi carrera universitaria.
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica	Por haberme permitido formar parte de su equipo de trabajo, adquiriendo la experiencia necesaria para afrontar de la mejor manera el ámbito laboral respectivo.
Ing. José Guillermo Bedoya Barrios	Por su invaluable apoyo y asesoramiento para alcanzar esta meta.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	XXI
LISTA DE SÍMBOLOS	XXV
GLOSARIO	XXVII
RESUMEN	XXXI
OBJETIVOS.....	XXXIII
INTRODUCCIÓN	XXXV
1. GENERALIDADES DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN -INDE-	1
1.1. Historia	1
1.2. Misión	2
1.3. Visión.....	2
1.4. Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica – ETCEE-	3
1.4.1. Misión	3
1.4.2. Visión.....	4
2. CONCEPTOS TEÓRICOS Y BÁSICOS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	5
2.1. Definiciones	5
2.2. Tensiones normalizadas.....	13
2.3. Niveles de aislamiento normalizados	14
2.4. Tipos de sobretensiones.....	18
2.4.1. Tensiones continuas (frecuencia industrial).....	19
2.4.2. Sobretensiones temporales	19

	2.4.2.1.	Fallas a tierra.....	20
	2.4.2.2.	Rechazo de carga	20
	2.4.2.3.	Resonancia y ferorrresonancia.....	21
	2.4.2.4.	Combinaciones de sobretensiones temporales.....	22
2.4.3.		Sobretensiones de frente lento.....	22
	2.4.3.1.	Sobretensiones por fallas y despeje de fallas	23
	2.4.3.2.	Sobretensiones debidas a rechazo de carga	24
	2.4.3.3.	Sobretensiones debidas a energización y recierres de líneas.....	24
	2.4.3.4.	Sobretensiones debidas a maniobras de corrientes inductivas y capacitivas	25
	2.4.3.5.	Sobretensiones por descargas atmosféricas de frente lento	26
2.4.4.		Sobretensiones de frente rápido	26
	2.4.4.1.	Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre las subestaciones.	27
2.4.5.		Sobretensiones de frente muy rápido.....	28
2.5.		Procedimiento de coordinación de aislamiento	29
	2.5.1.	Determinación de las sobretensiones representativas (U _{rp}).....	29
	2.5.2.	Determinación de las tensiones soportadas especificadas (U _{rw})	30
	2.5.3.	Elección del nivel de aislamiento asignado	30
	2.5.4.	Gamas de la tensión más elevada para el material.....	31
2.6.		Métodos de coordinación de aislamiento	31

3.	MODELADO MATEMÁTICO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	33
3.1.	Datos para la determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp}).....	33
3.1.1.	Tensiones continuas (frecuencia industrial).....	33
3.1.2.	Sobretensiones temporales	34
3.1.2.1.	Fallas a tierra	34
3.1.2.2.	Rechazo de carga.....	35
3.1.3.	Sobretensiones de frente lento	36
3.1.3.1.	Sobretensiones debidas a energización y re energización de líneas.....	37
3.1.3.1.1.	Sobretensiones que afectan los equipos en la entrada de la línea de energización en un extremo remoto.	39
3.1.3.1.2.	Sobretensiones que afectan todos los equipos en la energización de un extremo local	40
3.1.3.1.3.	Pararrayos en la entrada de la línea de energización desde el extremo remoto	41
3.2.	Datos para determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw}).....	41
3.2.1.	Sobretensiones temporales	42
3.2.2.	Sobretensiones de frente lento	42
3.2.3.	Sobretensiones de frente rápido.....	43

3.2.4.	Características protectivas de los descargadores de sobretensión.....	45
3.3.	Datos para determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})	46
3.3.1.	Factor de seguridad k_s	47
3.3.1.1.	Envejecimiento	47
3.3.1.2.	Factores de seguridad recomendados k_s	48
3.3.2.	Factor de corrección atmosférico k_a	48
3.3.3.	Tensiones de soportabilidad requeridas.....	49
3.3.3.1.	Para sobretensiones temporales.....	49
3.3.3.2.	Para sobretensiones de frente lento....	50
3.3.3.2.1.	Equipo a la entrada de línea	50
3.3.3.2.2.	Para otros equipos	50
3.3.3.2.3.	Para sobretensiones de frente rápido	50
3.4.	Datos para conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w).....	50
3.4.1.	Rango i ($1 \text{ kv} < u_m \leq 245 \text{ kv}$).....	51
3.4.1.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW).....	52
3.4.1.1.1.	Equipo en la entrada de línea	52
3.4.1.1.2.	Para todos los demás equipos.....	52
3.4.1.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW).....	52

	3.4.1.2.1.	Equipo en la entrada de línea.....	53
	3.4.1.2.2.	Para todos los demás equipos.....	53
	3.4.2.	Rango ii (um > 245 kv).....	53
3.5.		Estimación y selección de parámetros de sobretensiones eléctricas de los pararrayos.....	54
	3.5.1.	Pararrayos del tipo no lineal con descargadores (gas) en serie.....	55
	3.5.2.	Pararrayos de óxido metálico sin descargadores ...	55
4.		ANALISIS Y CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ..	57
	4.1.	Parámetros de la subestación Escuintla 1.....	57
	4.2.	Coordinación de aislamiento para 230 kV	58
	4.2.1.	Tensiones representativas (U _{rp})	58
	4.2.1.1.	Tensiones a frecuencia industrial	59
	4.2.1.2.	Tensiones representativas para sobretensiones temporales.....	59
	4.2.1.2.1.	Fallas a tierra.....	59
	4.2.1.2.2.	Rechazo de carga	59
	4.2.1.3.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento.....	60
	4.2.1.4.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea	60
	4.2.1.5.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos	61

4.2.1.6.	Protección del pararrayos al impulso de maniobra U_{ps}	62
4.2.1.6.1.	Tensiones representativas para equipos de entrada de línea U_{rp}	63
4.2.1.6.2.	Tensiones representativas para los demás equipos U_{rp}	63
4.2.2.	Tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw}).....	63
4.2.2.1.	Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales	63
4.2.2.2.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento	64
4.2.2.3.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea	64
4.2.2.4.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, para todos los demás equipos.....	65
4.2.2.5.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido	65
4.2.3.	Tensiones de soportabilidad requeridos (U_{rw}).....	66
4.2.3.1.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales	67
4.2.3.2.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento	67
4.2.3.2.1.	Tensiones de soportabilidad requeridas	

		para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea.....	67
	4.2.3.2.2.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos	68
	4.2.3.3.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente rápido ..	69
4.2.4.		Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)	69
	4.2.4.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW).....	69
		4.2.4.1.1. Equipos en la entrada de la línea	70
		4.2.4.1.2. Para todos los demás equipos.....	70
	4.2.4.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)	71
		4.2.4.2.1. Equipos en la entrada de la línea.....	71
		4.2.4.2.2. Para todos los demás equipos.....	72
4.3.		Coordinación de aislamiento para 138 kv.....	72
	4.3.1.	Tensiones representativas (urp)	72
		4.3.1.1. Tensiones a frecuencia industrial	73

4.3.1.2.	Tensiones representativas para sobretensiones temporales	73
4.3.1.2.1.	Fallas a tierra	73
4.3.1.2.2.	Rechazo de carga	73
4.3.1.3.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento	74
4.3.1.4.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea	74
4.3.1.5.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos	75
4.3.1.6.	Protección del pararrayos al impulso de maniobra Ups.....	76
4.3.1.6.1.	Tensiones representativas para equipos de entrada de línea U _{rp}	77
4.3.1.6.2.	Tensiones representativas para los demás equipos U _{rp}	77
4.3.2.	Tensiones de soportabilidad para coordinación (U _{cw}).....	77
4.3.2.1.	Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales	77
4.3.2.2.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento	78
4.3.2.3.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea	78

4.3.2.4.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, para todos los demás equipos	79
4.3.2.5.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido	80
4.3.3.	Tensiones de soportabilidad requeridos (U_{rw})	80
4.3.3.1.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales.....	81
4.3.3.2.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento	81
4.3.3.2.1.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea.....	82
4.3.3.2.2.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos	82
4.3.3.3.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente rápido ..	83
4.3.4.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)	83
4.3.4.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (S_{dw})	83
4.3.4.1.1.	Equipos en la entrada de la línea	84

	4.3.4.1.2.	Para todos los demás equipos.....	84
	4.3.4.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW).....	85
	4.3.4.2.1.	Equipos en la entrada de la línea.....	85
	4.3.4.2.2.	Para todos los demás equipos.....	86
4.4.		Coordinación de aislamiento para 69 kv	86
	4.4.1.	Tensiones representativas (urp).....	86
	4.4.1.1.	Tensiones a frecuencia industrial	87
	4.4.1.2.	Tensiones representativas para sobretensiones temporales	87
	4.4.1.2.1.	Fallas a tierra	87
	4.4.1.2.2.	Rechazo de carga	87
	4.4.1.3.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento	88
	4.4.1.4.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea.....	88
	4.4.1.5.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos	89
	4.4.1.6.	Protección del pararrayos al impulso de maniobra Ups.....	90
	4.4.1.6.1.	Tensiones representativas para equipos de entrada de línea Urp.....	91

	4.4.1.6.2.	Tensiones representativas para los demás equipos U _{rp}	91
4.4.2.		Tensiones de soportabilidad para coordinación (U _{cw})	91
	4.4.2.1.	Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales.....	91
	4.4.2.2.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento.....	92
	4.4.2.3.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea	92
	4.4.2.4.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, para todos los demás equipos	93
	4.4.2.5.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido	94
4.4.3.		Tensiones de soportabilidad requeridos (urw)	94
	4.4.3.1.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales.....	95
	4.4.3.2.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento	95
	4.4.3.2.1.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea.....	96
	4.4.3.2.2.	Tensiones de soportabilidad requeridas	

		para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos.....	96
	4.4.3.2.3.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente rápido	97
4.4.4.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w).....		97
	4.4.4.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW).....	97
		4.4.4.1.1. Equipos en la entrada de la línea.....	98
		4.4.4.1.2. Para todos los demás equipos.....	98
	4.4.4.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW).....	99
		4.4.4.2.1. Equipos en la entrada de la línea.....	99
		4.4.4.2.2. Para todos los demás equipos.....	100
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE COSTOS Y PRESUPUESTO DEL PROYECTO COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ESCUINTLA 1		
	5.1.	Análisis económico.....	101
		5.1.1. Costos	101
		5.1.1.1. Pararrayos 230 kv	102

	5.1.1.2.	Pararrayos 138 kv.....	103
	5.1.1.3.	Pararrayos 69 kv.....	103
5.1.2.		Actualización de costos	104
	5.1.2.1.	Pararrayos 230 kv.....	105
	5.1.2.2.	Pararrayos 138 kv.....	106
	5.1.2.3.	Pararrayos 69 kv.....	108
5.1.3.		Ingresos.....	109
	5.1.3.1.	Remuneración por pago de peaje nacional	109
	5.1.3.2.	Cálculo del peaje	111
		5.1.3.2.1. Peaje pararrayos 230 kv.....	113
		5.1.3.2.2. Peaje pararrayos 138 kv.....	113
		5.1.3.2.3. Peaje pararrayos 69 kv.....	114
5.2.		Evaluación económica financiera	114
5.2.1.		Valor actual neto (VAN).....	115
	5.2.1.1.	Pararrayos 230 kv.....	116
	5.2.1.2.	Pararrayos 138 kv.....	117
	5.2.1.3.	Pararrayos 69 kv.....	119
5.2.2.		Tasa interna de retorno (TIR)	120
	5.2.2.1.	Pararrayos 230 kv.....	121
	5.2.2.2.	Pararrayos 138 kv.....	122
	5.2.2.3.	Pararrayos 69 kv.....	123
5.2.3.		Relación Beneficio Costo.....	124
	5.2.3.1.	Pararrayos 230 kv.....	124
	5.2.3.2.	Pararrayos 138 kv.....	125
	5.2.3.3.	Pararrayos 69 kv.....	125

6.	EXPOSICIÓN DE RESULTADOS DEL NUEVO DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACION ESCUINTLA.....	127
6.1.	Rediseño de coordinación de aislamiento, subestación Escuintla 1.....	127
6.1.1.	Propuesta de nueva coordinación de aislamiento en la subestación Eléctrica Escuintla 1 en 230 kV	127
6.1.1.1.	Tensiones representativas (Urp).....	128
6.1.1.1.1.	Tensiones a frecuencia industrial.....	128
6.1.1.1.2.	Tensiones representativas para sobretensiones temporales	128
6.1.1.1.3.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento	129
6.1.1.1.4.	Protección del pararrayos al impulso de maniobra Ups	131
6.1.1.1.5.	Tensiones representativas para equipos de entrada de línea Urp.....	132
6.1.1.1.6.	Tensiones representativas para los demás equipos Urp.....	132
6.1.1.2.	Tensiones de soportabilidad para coordinación (ucw)	132

6.1.1.2.1.	Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales.....	133
6.1.1.2.2.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento.....	133
6.1.1.2.3.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido	135
6.1.1.3.	Tensiones de soportabilidad requeridos (U_{rw}).....	135
6.1.1.3.1.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales.....	136
6.1.1.3.2.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento.....	137
6.1.1.4.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)	139
6.1.1.4.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)	139

	6.1.1.4.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW).....	141
6.1.2.		Propuesta de nueva coordinación de aislamiento en la subestación Eléctrica Escuintla 1 en 138 kV	142
	6.1.2.1.	Tensiones representativas (U _{rp}).....	142
	6.1.2.1.1.	Tensiones a frecuencia industrial.....	142
	6.1.2.1.2.	Tensiones representativas para sobretensiones temporales	143
	6.1.2.1.3.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento	144
	6.1.2.1.4.	Protección del pararrayos al impulso de maniobra Ups	146
	6.1.2.1.5.	Tensiones representativas para equipos de entrada de línea U _{rp}	146
	6.1.2.1.6.	Tensiones representativas para los demás equipos U _{rp}	147
6.1.2.2.		Tensiones de soportabilidad para coordinación (U _{cw})	147
	6.1.2.2.1.	Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales	147

6.1.2.2.2.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento.....	148
6.1.2.2.3.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido	149
6.1.2.3.	Tensiones de soportabilidad requeridos (U_{rw})	150
6.1.2.3.1.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales.....	151
6.1.2.3.2.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento.....	151
6.1.2.3.3.	Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente rápido	153
6.1.2.4.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w).....	153
6.1.2.4.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)	153
6.1.2.4.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)	155

6.1.3.	Planos Coordinación de Aislamiento, Subestación Eléctrica Escuintla 1	156
6.1.3.1.	Diagrama Unifilar Subestación Eléctrica Escuintla.....	157
6.1.3.2.	Perfiles 230 kV, subestación eléctrica Escuintla 1	158
6.1.3.3.	Perfiles 138 kv, subestación eléctrica Escuintla 1	159
6.1.3.4.	Perfiles 69 kv, subestación eléctrica Escuintla 1	161
6.1.4.	Tablas de resultados de rediseño de la coordinación de aislamiento de la Subestación Eléctrica Escuintla 1	163
6.1.4.1.	Coordinación de aislamiento 230 kV .	163
6.1.4.1.1.	Coordinación de aislamiento actual en 230 kV	163
6.1.4.1.2.	Propuesta rediseño de coordinación de aislamiento en 230 kV	164
6.1.4.2.	Coordinación de aislamiento 138 kV .	165
6.1.4.2.1.	Coordinación de aislamiento actual en 138 kV	165
6.1.4.2.2.	Propuesta rediseño de coordinación de aislamiento en 138 kV	166
6.1.4.3.	Coordinación de aislamiento 69 kV ...	166

	6.1.4.3.1.	Coordinación de aislamiento actual en 69 kV	167
6.2.		Evaluación financiera del proyecto rediseño de la coordinación de aislamiento, subestación eléctrica Escuintla 1.....	167
	6.2.1.	Pararrayos 230 kV	169
	6.2.2.	Pararrayos 138 kV	171
	6.2.3.	Pararrayos 69 kV	172
		CONCLUSIONES	175
		RECOMENDACIONES	177
		BIBLIOGRAFÍA.....	179

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Tipos de sobretensiones	18
2.	Rango de sobretensiones de frente lento 2 %	38
3.	Relación entre valores de sobretensión de frente lento 2 %	38
4.	Factor determinístico de coordinación K_{cd}	42
5.	Factor m para tensiones de soportabilidad	49
6.	VAN y TIR pararrayos 230 kV	121
7.	VAN y TIR pararrayos 138 kV	122
8.	VAN y TIR pararrayos 69 kV	123
9.	Diagrama unifilar subestación Escuintla 1.....	157
10.	Perfil entrada de línea 230 kV	158
11.	Perfil de transformador 230 kV.....	159
12.	Perfil de entrada de línea 138 kV	160
13.	Perfil de transformador 138 kV.....	161
14.	Perfil de entrada de línea 69 kV	162
15.	Perfil de transformador 69 kV.....	162
16.	Van y Tir del rediseño de la coordinación de aislamiento en la subestación Escuintla 1.....	169

TABLAS

I.	Tensiones normalizadas	14
II.	Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$).....	16

III.	Niveles de aislamiento normalizados para la gama II ($U_m > 245$ kV)	17
IV.	Factor A para varias líneas aéreas	44
V.	Características protectivas pararrayos Ohio BrasS	46
VI.	Características protectivas pararrayos ABB	46
VII.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia del sistema	51
VIII.	Prueba de conversión de factores para Rango II.....	54
IX.	Clasificación de los pararrayos	56
X.	Parámetros subestación Escuintla 1.....	58
XI.	Costos pararrayos 230 kV.....	102
XII.	Costos pararrayos 138 kV	103
XIII.	Costos pararrayos 69 kV	104
XIV.	PPI pararrayos 230 kV.....	105
XV.	Costos actualizados pararrayos 230 kV	106
XVI.	PPI pararrayos 138 kV.....	107
XVII.	Costos actualizados pararrayos 138 kV	107
XVIII.	PPI pararrayos 69 kV.....	108
XIX.	Costos actualizados pararrayos 69 kV	108
XX.	Peaje pararrayos 230 kV	113
XXI.	Peaje pararrayos 138 kV	114
XXII.	Peaje pararrayos 69 kV	114
XXIII.	Van pararrayos 230 kV	116
XXIV.	Van pararrayos 138 kV	118
XXV.	Van pararrayos 69 kV	119
XXVI.	Tir pararrayos 230 kV	121
XXVII.	Tir pararrayos 138 kV	122
XXVIII.	Tir pararrayos 69 kV	123
XXIX.	RBC pararrayos 230 kV	125

XXX.	RBC pararrayos 138 kV	125
XXXI.	RBC pararrayos 69 kV	126
XXXII.	Coordinación de aislamiento actual 230 kV	164
XXXIII.	Coordinación de aislamiento propuesta 230 kV	164
XXXIV.	Coordinación de aislamiento actual 138 kV	165
XXXV.	Coordinación de aislamiento propuesta 138 kV	166
XXXVI.	Coordinación de aislamiento actual 69 kV	167
XXXVII.	Evaluación financiera pararrayos 230 kV	170
XXXVIII.	Evaluación financiera pararrayos 138 kV	171
XXXIX.	Evaluación financiera pararrayos 69 kV	172

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
H	Altitud sobre el nivel del mar
\$	Dólares
K_c	Factor de coordinación
K_a	Factor de corrección atmosférico
K	Factor de falla a tierra
K_s	Factor de seguridad
K_{cd}	Factor determinístico de coordinación
A	Factor del comportamiento de la línea ante descargas electroatmosféricas
Hz	Hertz
kV	Kilo voltio
L_a	Longitud de la línea
μs	Microsegundos
ms	Milisegundos
n	Número de líneas entrando a la subestación
P_w	Probabilidad de resistencia
Q	Quetzales
U_{cw}	Sobretensión de coordinación
U_{rp}	Sobretensión representativa
R_a	Tasa de falla aceptable para el equipo
U_{rw}	Tensión de soportabilidad requerida
U_m	Tensión más elevada para el material

U_{ps}	Tensión máxima de protección al impulso tipo maniobra
U_{pl}	Tensión máxima de protección al impulso tipo rayo
U_s	Tensión máxima del sistema
U_w	Tensión soportada normalizada
U_{p2}	Valor de la sobretensión fase a fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedida
U_{e2}	Valor de la sobretensión fase a tierra que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedido
U_{pt}	Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a fase
U_{et}	Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a tierra
p.u.	Valor por unidad
L	Vano medio
LIW	Voltaje de aguante al impulso por rayo
SDW	Voltaje de aguante para sobretensiones a frecuencia del sistema

GLOSARIO

BIL	Nivel específico de aislamiento expresado en función del valor de cresta de un impulso tipo rayo.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
Coordinación de Aislamiento	Selección de la rigidez dieléctrica de los materiales en función de las sobretensiones que pudieren afectar el sistema del cual estos materiales están destinados, las características ambientales y los equipos de protección disponibles.
Energización	Suministrar o transferir energía eléctrica a algún elemento.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
FRC	Factor de recuperación del capital.
IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.

Pararrayos	Elemento utilizado para guiar una descarga electroatmosférica o sobretensión en el sistema tierra.
Peaje	Costo devengado al agente transportista por prestar el servicio de transporte de energía eléctrica dividido en doce pagos anuales.
PPI	Índices de precios del productor.
RBC	Relación de beneficio costo.
Rigidez dieléctrica	Valor máximo de campo eléctrico soportado por un dieléctrico previo a perder sus propiedades aislantes.
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad.
Sobretensiones de maniobra	Son sobretensiones originas por una operación de equipo errónea y son de corta duración.
Sobretensiones tipo rayo	Son sobretensiones sobre un equipo o un sistema de muy corta duración y de alto amortiguamiento.
Subestación eléctrica	Es un conjunto de equipos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, realizando diferentes funciones con la energía eléctrica, tales como la transformación, regulación, distribución, entre otros.

TR	Tasa de rentabilidad.
TIR	Tasa interna de retorno.
VAN	Valor actualizado al presente de una inversión o proyecto.

RESUMEN

El cálculo de la coordinación de aislamiento, consiste en la determinación de las posibles sobretensiones que pudieran aparecer en el sistema a analizar, en este caso la subestación eléctrica, y así seleccionar el pararrayos que mejor se ajuste a las especificaciones requeridas por el sistema. Al relacionar las sobretensiones más elevadas y el producto del pararrayos del comportamiento requerido, asumiendo que el sistema de puesta a tierra es óptimo, a través de un índice de fallas, se determinó una tensión de soportabilidad requerida para cada tipo de sobretensión ocurrida en el sistema.

Las generalidades del Instituto Nacional de Electrificación -INDE- y los conceptos teóricos y básicos de la coordinación de aislamiento, así como la metodología del cálculo y el procedimiento matemático con la ayuda de modelos matemáticos para su determinación respectivamente; fueron fundamentados en las Normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2.

El procedimiento del cálculo matemático de la coordinación de aislamiento y su propuesta de rediseño de coordinación de aislamiento están expresados respectivamente. Para la determinación del nivel de aislamiento de los equipos de la subestación, se utilizó el método determinístico utilizando como base el método determinístico modelado en la Norma IEC 60071-2, tanto para la coordinación de aislamiento actual de la subestación, como para la propuesta de la nueva coordinación de aislamiento de dicha subestación.

Un estudio económico financiero es realizado en el capítulo 4 el cual indica la rentabilidad de las inversiones necesarias para realizar este proyecto,

así como el detalle de los ingresos y egresos que presentará este proyecto durante toda su vida útil.

OBJETIVOS

General

Rediseñar y determinar los nuevos parámetros de la coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla I, en puntos donde existe mayor probabilidad de fallas.

Específicos

1. Determinar y estudiar los aspectos teóricos de la coordinación de aislamiento, por sobretensiones.
2. Establecer el procedimiento del modelado matemático para la coordinación de aislamiento.
3. Realizar el cálculo para el nuevo diseño de la coordinación de aislamiento de la Subestación Escuintla I.
4. Analizar y especificar los equipos necesarios para brindar un correcto aislamiento a las secciones que más lo necesiten.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos son expuestos a sobretensiones, dichas condiciones puede causar daños o pérdida total en los equipos, estas sobretensiones en el sistema eléctrico son variables en el tiempo lo que significa que sus valores máximos son en ciertos casos superiores al valor pico de la tensión nominal existente en dicho sistema.

Estas sobretensiones son originadas por diferentes causas o condiciones ya sea del sistema eléctrico, en si tales como una falla en el sistema, una maniobra incorrecta; o bien ya sea por las condiciones atmosféricas de la región, dígase descargas electroatmosféricas. Es necesario analizar o estudiar todos estos tipos de sobretensiones, para determinar el nivel de aislamiento necesario para cada uno de los elementos que conforma el sistema eléctrico, en este caso la subestación Escuintla I.

Para seleccionar el nivel de aislamiento se debe conocer el comportamiento de los distintos aislamientos ante todo tipo de sobretensiones; la coordinación de aislamiento es el estudio de las sobretensiones, la selección de aislamientos y dispositivos de protección. La coordinación de aislamiento se basa en la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que se pueden presentar en el sistema en el cual estén instalados, teniendo en cuenta las condiciones ambientales de servicio.

1. GENERALIDADES DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECETRIFICACIÓN -INDE-

1.1. Historia

Dentro de la bibliografía del Instituto Nacional de Electrificación -INDE- se encuentra su historia, la cual textualmente dice: “El Instituto Nacional de Electrificación (INDE), fue creado el 27 de mayo de 1959 mediante el Decreto Ley 1959. El objetivo de su fundación se encaminó a dar solución pronta y eficaz a la escasez de energía eléctrica en el país, así como mantener la energía disponible a efecto de satisfacer la demanda normal e impulsar el desarrollo de nuevas industrias, incrementar el consumo doméstico y el uso de la electricidad en las áreas rurales. Cuando el INDE se hizo cargo de la electrificación a nivel nacional, existía en el país apenas 54 KW instalados y en ese entonces se trabajaba en la construcción del hidroeléctrico Río Hondo.

Posteriormente y ante la situación deficitaria de generación que había en 1961, el INDE instaló en forma emergente, mientras se desarrollaban los planes de expansión, la central diésel de San Felipe Retalhuleu con 2,44 MW y una turbina de gas en Escuintla con una capacidad instalada de 12,5 MW en 1965. Además en ese período amplió la capacidad de la hidroeléctrica de Santa María a 6,88 MW en 1966.

El patrimonio inicial lo constituyó una emisión de bonos de Q. 15 millones, los bienes de las hidroeléctricas Santa María y Río Hondo y los bienes del Departamento de Electrificación Nacional.

Actualmente el INDE está regido por su Ley Orgánica, Decreto 64-94, la cual establece que es una entidad estatal autónoma y autofinanciable, que goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia.

El órgano superior de la administración del INDE es el Consejo Directivo, el que está conformado por miembros del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía, la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, Asociación Nacional de Municipalidades, Asociaciones Empresariales y Entidades Sindicales. La Gerencia General es la encargada de la ejecución de las instrucciones y directrices emanadas del Consejo Directivo, además debe llevar a cabo la administración y gobierno de la Institución.”

1.2. Misión

La misión del Instituto Nacional de Electrificación -INDE- es: “Proveer energía para el desarrollo del país contribuyendo a mejorar la calidad de vida de sus habitantes”.

1.3. Visión

La visión del Instituto Nacional de Electrificación, INDE es: “En el año 2023 alcanzaremos el 34 % de la producción nacional de energía eléctrica y mantendremos el liderazgo en la Transmisión y Transformación del Sistema Nacional Interconectado para posicionarnos competitivamente en el Mercado Eléctrico Nacional y Regional.”

1.4. Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica –ETCEE-

En apego a la separación de funciones y administración de las actividades de transmisión de energía eléctrica del INDE, se organizó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, ETCEE, según acuerdo publicado en el Diario Oficial de Centro América el 27 de octubre de 1997, en cumplimiento con lo establecido en la Ley General de Electricidad Decreto Núm. 93-96 según los artículos 7 y 3 transitorio.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado, SNI y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como, de participar en el subsector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional.

Con el objetivo de brindar un servicio eficiente y confiable surge la necesidad de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, ETCEE de evaluar, analizar y rediseñar la coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla 1, debido a la importancia de esta subestación dentro del SNI y el alto índice de descargas electroatmosféricas en el área.

1.4.1. Misión

La misión de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica es: “Transportar la Energía Eléctrica de forma continua, eficiente y de calidad, utilizando tecnología de vanguardia; entre generadores y los centros de distribución del Sistema Nacional Interconectado.”

1.4.2. Visión

La visión de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica es:
“Ser la Empresa líder en el transporte de Energía Eléctrica a nivel regional.”

2. CONCEPTOS TEÓRICOS Y BÁSICOS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

2.1. Definiciones

Las definiciones más utilizadas para la coordinación de aislamiento según (IEC 60071-1) son las siguientes:

- Coordinación de aislamiento: Selección de rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los pararrayos disponibles en el mercado.
- Aislamiento externo: 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, insectos, entre otros.
- Aislamiento interno: elementos internos sólidos, líquidos o gaseosos del aislamiento de un material que están al amparo de la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos.
- Aislamiento autorregenerable: aislamiento que recupera íntegramente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva.

- Aislamiento no autorregenerable: aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o no las recupera íntegramente, después de una descarga disruptiva.
- Borne de la configuración del aislamiento: uno de los electrodos entre los cuales puede aplicarse una tensión que permite el aislamiento. Los tipos de borne son:
 - Borne de fase entre él y el neutro se aplica en funcionamiento la tensión fase-neutro de la red.
 - Borne de neutro, que representa, o está conectado al punto neutro de la red.
 - Borne de tierra, siempre conectado directamente a tierra en funcionamiento.
- Configuración del aislamiento: configuración geométrica del aislamiento en funcionamiento que comprende el aislamiento y todos sus bornes. Incluye todos los elementos que influyen en su comportamiento dieléctrico. Se distinguen las configuraciones del aislamiento siguientes:
 - Trifásica: que tiene tres bornes de fase, un borne neutro y un borne de tierra;
 - Fase-Tierra: configuración de aislamiento trifásica en la cual no se tienen en cuenta los bornes de dos fases y, excepto en casos especiales, en la cual el borne de neutro se conecta a tierra.
 - Entre fases: configuración de aislamiento trifásico en la cual no se considera un borne de fase. En ciertos casos, los bornes de neutro y de tierra no son tampoco considerados.

- Tensión nominal de una red: valor aproximado adecuado de la tensión utilizada para designar o identificar una red.
- Tensión más elevada de una red: valor máximo de la tensión que se representa en un instante y en un punto cualquiera de la red en condiciones de funcionamiento normales.
- Tensión más elevada para el material (U_m): valor eficaz máximo de las tensiones entre fases para el cual está especificado el material en relación a su aislamiento, así como a algunas otras características que están provisionalmente conectadas a esta tensión en las normas propuestas para cada material.
- Red con neutro puesto directamente a tierra: red cuyos puntos neutros están conectados directamente a tierra.
- Red con neutro puesto a tierra a través de una impedancia: red cuyos puntos neutros están conectados a tierra mediante impedancias destinadas a limitarlas corrientes de defecto a tierra.
- Red con neutro puesto a tierra compensado mediante bobina de extinción: red en la que uno o varios puntos neutros están conectados a la tierra mediante reactancias que compensan aproximadamente la componente capacitiva de la corriente de defecto monofásica a tierra.
- Factor de defecto a tierra: en un lugar dado de una red trifásica, y para un esquema de explotación dado de esta red, la relación entre, la tensión eficaz más elevada, a la frecuencia de la red, entre una fase sana y la tierra durante un defecto a tierra que afecte una fase cualquiera o varias

fases en un punto cualquiera de la red, y por otra parte el valor eficaz de la tensión entre fase y tierra a la frecuencia de la red que se obtendrá en el lugar considerado en ausencia de defecto.

- Sobretensión: cualquier tensión entre un conductor de fase y la tierra o entre conductores de fase, cuyo valor de esta cresta correspondiente a la tensión más elevada por el material.

Clasificación de las tensiones y sobretensiones según su forma y tiempo de duración:

- Tensión permanente (a frecuencia industrial): tensión a la frecuencia de la red, considerada como que tiene un valor eficaz constante, aplicada permanentemente a cualquier par de bornes de una configuración de aislamiento.
- Sobretensión temporal: sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga.
- Sobretensión transitoria: sobretensión de corta duración, que no sobrepasa de unos milisegundos, oscilatoria o no, generalmente fuertemente amortiguada.

Las sobretensiones transitorias se dividen en:

- Sobretensión de frente lento: sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de duración T_p hasta el valor de cresta tal que $20 \mu s < T_p \leq 5000 \mu s$ y de duración de cola $T_2 \leq 20 \mu s$.
- Sobretensión de frente rápido: sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de duración T_1 hasta el valor de cresta tal que $0,1 \mu s < T_1 \leq 20 \mu s$ y de duración de cola $T_2 < 300 \mu s$.

- Sobretensión de frente muy rápido: sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de duración hasta el valor de cresta $T_f \leq 0,1 \mu s$, de duración total $< 3 ms$ y con oscilaciones superpuestas de frecuencia $30 kHz < f < 100 MHz$.
- Sobretensión combinada (temporal, de frente lento, de frente rápido, de frente muy rápido): consiste en dos componentes de tensión aplicadas simultáneamente entre cada uno de los dos bornes de fase de un aislamiento entre fases y la tierra. Dicha sobretensión se clasifica como su componente de valor de cresta más elevado.

Dichas sobretensiones transitorias son representadas en la figura 1, del Capítulo 1. En su apartado 1.4.

Las tensiones de forma normalizada son las siguientes:

- La tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial: una tensión sinusoidal de frecuencia comprendida entre 48 Hz y 62 Hz y de duración igual a 60 s.
- La tensión normalizada de impulso tipo maniobra: una tensión de impulso que tenga un tiempo hasta la cresta de 250 μs y un tiempo hasta la mitad del valor de 2500 μs .
- La tensión normalizada de impulso tipo rayo: una tensión de impulso que tenga un tiempo de frente de 1,2 μs y un tiempo hasta la mitad del valor de 50 μs .
- La tensión normalizada de impulso tipo maniobra combinada: una tensión de impulso combinada que tenga dos componentes de valores de cresta iguales y de polaridades opuestas. La componente positiva es una tensión de impulso de maniobra normalizada y la componente negativa es una tensión de impulso de maniobra cuyos tiempos hasta la cresta y hasta la mitad del valor no son inferiores a los de la componente positiva.

Conviene que las dos tensiones de impulso alcancen su valor de cresta en el mismo instante. En consecuencia, el valor de cresta de la tensión combinada es la suma de los valores de cresta de sus componentes.

- Sobretensiones representativas (U_{rp}): sobretensiones que se supone producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de una categoría dada que aparecen en funcionamiento y de diversos orígenes. Están constituidas por tensiones que tiene 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.
- Dispositivo de limitación de sobretensiones: dispositivo que limita los valores de cresta de las sobretensiones, o sus duraciones o ambos. Estos dispositivos se clasifican en dispositivos de prevención (tal como resistencia de preinserción) o en dispositivos de protección (tal como pararrayos).
- Nivel de protección a los impulsos tipo rayo (o maniobra): valor de cresta máximo de la tensión admisible en los bornes de un dispositivo de protección sometido, en condiciones especificadas a impulsos de tipo rayo (o maniobra).
- Criterio de comportamiento: base sobre la cual se elige el aislamiento de forma que reduzca a un nivel aceptable, desde el punto de vista de la economía y del funcionamiento, la probabilidad de que los esfuerzos producidos por la tensión resultante sobre los materiales causen daños en los aislamientos de los materiales o afecten la continuidad del

funcionamiento. Este criterio se expresa habitualmente en términos de una tasa de defecto aceptable de las configuraciones del aislamiento.

- Tensión soportada: valor de la tensión de ensayo a aplicar, en condiciones especificadas, en un ensayo de tensión soportada durante el cual se tolera un número especificado de descargas disruptivas. La tensión soportada se designa mediante:
 - Tensión soportada prevista convencional: cuando el número de descargas disruptivas tolerado es nulo. Esto se supone que corresponde a una probabilidad de resistencia de $P_w = 100 \%$.
 - Tensión soportada estadística: Cuando el número de descargas tolerado corresponde a una probabilidad de resistencia especificada. (Según la norma IEC 60071-1, la probabilidad especificada es $P_w = 90 \%$).
 - Tensión soportada de coordinación (U_{cw}): para cada categoría de tensión, valor de la tensión soportada de la configuración del aislamiento, en las condiciones reales de funcionamiento, que satisface el criterio de comportamiento.
- Factor de coordinación (K_c): factor por el cual el valor de la sobretensión representativo debe multiplicarse para obtener el valor de la tensión soportada de coordinación.
- Condiciones atmosféricas normalizadas de referencia: las condiciones atmosféricas normalizadas de referencia son:
 - Temperatura $t_o = 20 \text{ }^\circ\text{C}$
 - Presión $b_o = 101,3 \text{ kPa (1013 mbar)}$

- Humedad absoluta $h_{a0} = 11 \text{ g/m}^3$

- Tensión soportada especificada (U_{rw}): tensión de ensayo que el aislamiento debe mantener en un ensayo de tensión soportada normalizado para asegurarse de que el aislamiento satisfaga el criterio de comportamiento cuando se someta a una categoría dada de sobretensiones en las condiciones reales de funcionamiento y durante todo el tiempo de funcionamiento. La tensión soportada especificada tiene la forma de tensión soportada de coordinación y se especifica en relación a todas las condiciones del ensayo de tensión soportada normalizado elegido para verificarla.

- Factor de corrección atmosférico (K_a): factor a aplicar a la tensión soportada de coordinación para tener en cuenta la diferencia entre las condiciones atmosféricas medias en funcionamiento y las condiciones atmosféricas normalizadas de referencia. Este factor sólo se aplica al aislamiento externo.

- Factor de seguridad (K_s): factor global a aplicar a la tensión soportada de coordinación, después de la aplicación del factor de corrección atmosférico, para obtener la tensión soportada especificada teniendo en cuenta todas las otras diferencias entre las condiciones de funcionamiento y las del ensayo de tensión soportado normalizado.

- Tensión soportada normalizada (U_w): valor normalizado de la tensión de ensayo aplicado en un ensayo de tensión soportada normalizado. Es un valor asignado del aislamiento que permite verificar que el aislamiento satisface una o varias de las tensiones soportadas especificadas.

- Actor de conversión de ensayo (K_t): factor aplicado a la tensión soportada especificada, en el caso en que la tensión soportada normalizada es de forma diferente, para obtener el valor límite inferior de la tensión de ensayo de tensión soportada normalizada que puede suponer para verificar esta resistencia.
- Nivel de aislamiento asignado: conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.
- Nivel de aislamiento normalizado: nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas estén asociadas a U_m .
- Ensayos de tensión soportada normalizados: ensayo dieléctrico efectuado en las condiciones especificadas para demostrar que el aislamiento satisface a la tensión soportada normalizada. Según la Norma IEC 60071-1 la cual cubre:
 - Los ensayos a la tensión de corta duración a frecuencia industrial
 - Los ensayos a los impulsos tipo maniobra
 - Los ensayos a los impulsos tipo rayo
 - Los ensayos a la tensión combinada

2.2. Tensiones normalizadas

La tensión normalizada se define, según la IEC 60038, como aquella tensión con la cual se designa el sistema y a la cual se referencian ciertas características de operación, las tensiones normalizadas en la subestación eléctrica Escuintla I se definen en la tabla I.

Tabla I. **Tensiones normalizadas**

Voltaje nominal del sistema (kV)	Tensión máxima para el equipo (kV)
69	72,5
138	145
230	245

Fuente: ETCEE-INDE.

2.3. Niveles de aislamiento normalizados

Las tensiones normalizadas de soportabilidad están asociadas con la tensión máxima para equipos de acuerdo con la tabla II para el rango I y con la tabla III para el rango II.

Para sistemas con tensiones comparativamente bajas ha sido posible normalizar únicamente pocos niveles de aislamiento, en algunos casos solo un valor para cada sistema de tensión, debido a que estos sistemas están bien establecidos, a que se dispone de una gran cantidad de experiencias en el comportamiento del sistema y a que el costo del aislamiento es comparativamente bajo. Para sistemas de tensiones más altas se ha incluido un gran número de niveles de aislamiento para un diseño económico, parcialmente, debido a que estas tensiones son aplicadas tanto a sistemas grandes y bien establecidos; como a sistemas pequeños y recientemente constituidos. El costo del aislamiento es también un factor importante.

Los siguientes son niveles de aislamiento normalizados por la IEC, según el nivel de tensión asignado y clasificado para aislamiento fase-fase y aislamiento longitudinal:

- Para aislamiento fase-fase, rango I, las tensiones fase-fase de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración e impulso atmosférico son iguales a las tensiones de soportabilidad fase-tierra respectivas (tabla II). Los valores en paréntesis, sin embargo, pueden ser insuficientes para probar que las tensiones de soportabilidad requeridas se cumplen y podría ser necesario realizar pruebas de soportabilidad fase-fase adicionales.
- Para aislamientos fase-fase, rango II, la tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico es igual al impulso atmosférico fase-tierra.
- Para aislamiento longitudinal, rango I, las tensiones de soportabilidad normalizadas a frecuencia industrial de corta duración y al impulso atmosférico son iguales a las respectivas tensiones de soportabilidad fase-tierra.
- Para aislamiento longitudinal, rango II, el componente del impulso de maniobra normalizado de la tensión de soportabilidad combinada está dado en la tabla III, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta igual a $\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$, y el componente normalizado del impulso atmosférico de la tensión de soportabilidad combinada es igual a la respectiva tensión de soportabilidad fase-tierra, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta igual a $0,7U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}$. Sin embargo cabe indicar que esta clase de tensión no es objeto de este trabajo dado que solo se indica como referencia para distintos cálculos y aplicaciones posibles.

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

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor eficaz)
72,5	140	325
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	(850)
	395	950
	460	1 050

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

Fuente: MEJIA VILLEGAS. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. P. 74.

La tabla III solo se encuentra ajuntada como referencia para posibles cálculos con parámetros en donde su tensión más elevada (U_m) sobrepasa los 245 kV.

Tabla III. **Niveles de aislamiento normalizados para la gama II ($U_m > 245$ kV)**

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo maniobra			Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
	Aislamiento longitudinal (nota 1) kV (valor de cresta)	Fase-tierra kV (valor de cresta)	Entre fases (relación al valor de cresta fase-tierra)	
300	750	750	1,50	850 950
	750	850	1,50	950 1 050
362	850	850	1,50	950 1 050
	850	950	1,50	1 050 1 175
420	850	850	1,60	1 050 1 175
	950	950	1,50	1 175 1 300
	950	1050	1,50	1 300 1 425
525	950	950	1,70	1 175 1 300
	950	1050	1,60	1 300 1 425
	950	1175	1,50	1 425 1 550
765	1 175	1300	1,70	1 675 1 800
	1 175	1425	1,70	1 800 1 950
	1 175	1550	1,60	1 950 2 100

- 1 Valor de la componente de impulso del ensayo combinado aplicable.
- 2 La introducción de $U_m = 550$ kV (en lugar de 525 kV), de 800 kV (en lugar de 765 kV), de 1 200 kV, de un valor comprendido entre 765 kV y 1 200 kV y las tensiones soportadas normalizadas asociadas está en estudio.

Fuente: MEJIA VILLEGAS. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. P.*

75.

2.4. Tipos de sobretensiones

La Norma IEC 60071-1 clasifica los esfuerzos a los cuales serán sometidos los equipos por parámetros apropiados, en función de su efecto sobre el aislamiento o sobre el equipo de protección.

Figura 1. Tipos de sobretensiones

	Baja Frecuencia			Transitorio	
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz}$ o 60 Hz $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3,600 \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5,000 \mu\text{s} \geq T_p \geq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \mu\text{s}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 \geq 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_f > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ KHz} < f_2 < 300 \text{ KHz}$ $T_1 \leq 3 \mu\text{s}$
Forma normalizada de tensión	$f = 50 \text{ Hz}$ ó 60 Hz T_1^*	$48 \text{ Hz} < f < 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Ensayo de tensión soportada normalizada	*	Prueba de corta duración a frecuencia industrial	Prueba con impulso de maniobra	Prueba con impulso atmosférico	*

*A ser especificado para cada equipo en particular

Fuente: MEJIA VILLEGAS. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 64.

2.4.1. Tensiones continuas (frecuencia industrial)

Bajo condiciones de operación normal, la tensión a frecuencia industrial puede variar en el tiempo y ser diferente de un punto a otro del sistema. Sin embargo, para propósitos de diseño y coordinación de aislamiento, la tensión representativa a frecuencia industrial será considerada como constante e igual a la tensión máxima del sistema. En la práctica, para sistemas con tensión hasta de 72,5 kV, la tensión máxima del sistema U_s , puede ser sustancialmente menor que la tensión máxima del equipo, U_m , mientras que para tensiones mayores, ambos valores tienden a ser iguales.

2.4.2. Sobretensiones temporales

Estas se definen por su amplitud, su forma de onda y su duración. Sus parámetros son en función del origen de las sobretensiones, sus amplitudes y sus formas de onda pueden cambiar inclusive, mientras exista la sobretensión.

Para propósitos de la coordinación de aislamiento, se considera que la sobretensión temporal representativa tiene la forma de la tensión normalizada a frecuencia industrial de corta duración (1 min). Su amplitud puede ser definida por un valor (el máximo asumido), un grupo de valores pico o una distribución estadística completa de valores pico. La amplitud seleccionada para la sobretensión temporal representativa debe tener en cuenta lo siguiente:

- La amplitud y duración de la sobretensión real en servicio.
- La característica amplitud/duración de la soportabilidad a la frecuencia industrial del aislamiento considerado.

Si la última característica no es conocida, a manera de simplificación puede tomarse la amplitud igual a la sobretensión máxima real con una duración menor de 1 min en servicio, y la duración puede tomarse como 1 min.

En casos particulares, puede adoptarse un procedimiento de coordinación estadístico describiendo la sobretensión temporal representativa por una distribución de frecuencias amplitud/duración de sobretensiones temporales esperadas en servicio.

2.4.2.1. Fallas a tierra

Una falla fase a tierra puede producir sobretensiones fase a tierra que afectan las fases sanas. Las sobretensiones temporales entre fases o a través de aislamientos longitudinales normalmente no aparecen. La forma de la sobretensión es la de una tensión a frecuencia industrial.

La amplitud de las sobretensiones depende del nivel de puesta a tierra del neutro del sistema y de la localización de la falla. En sistemas con configuración normal, la amplitud de la sobretensión representativa se debe asumir a su valor máximo. En sistemas con configuración no normal, como por ejemplo, parte de un sistema con neutro aislado en un sistema con neutro normalmente aterrizado, debe ser analizado separadamente, teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estas configuraciones, simultáneamente con fallas a tierra.

2.4.2.2. Rechazo de carga

Las sobretensiones temporales de fase-tierra y longitudinales de rechazo de carga dependen de la carga rechazada, dependiendo de las condiciones del sistema después de la desconexión y de las características de la fuente.

El aumento de las tensiones en las tres fases a tierra es igual, por lo tanto, surgen las mismas sobretensiones relativas fase-tierra y fase-fase. Este incremento puede ser significativamente importante en el rechazo de carga en el extremo remoto de una línea larga y puede dañar principalmente los equipos de la subestación conectados al lado de la fuente en el extremo remoto del interruptor.

En el análisis de sobretensiones temporales, se recomienda que se tenga en cuenta las siguientes recomendaciones:

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

2.4.2.3. Resonancia y ferorresonancia

Las sobretensiones temporales de este tipo surgen a partir de la energización de circuitos con elementos muy capacitivos así como elementos inductivos, teniendo características de magnetización no lineales, o como resultado de un rechazo de carga.

Las sobretensiones temporales producto del fenómeno llamado resonancia alcanzan valores muy altos, dichos valores pueden ser prevenidos o limitados. Por lo cual no deben ser seleccionados como base para la selección

de la tensión asignada a los pararrayos así como también para el diseño de aislamiento, a no ser que las medidas remediales no sean suficientes.

2.4.2.4. Combinaciones de sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales que tengan procedencia de diferentes orígenes se deben analizar suponiendo que ocurren de forma simultánea. Dichas combinaciones implican que los pararrayos tengan especificaciones más altas, lo que a su vez implica niveles de protección y aislamiento más altos; eso solo debe ser justificable en todos los ámbitos si la probabilidad de ocurrencia es muy alta.

2.4.3. Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento son conocidas por tener frentes de duración de tan solo unas decenas de milisegundo hasta miles de microsegundos, así como las duraciones de cola del mismo orden, ambas son oscilatorias por naturaleza. Algunas de las razones o causas de estas sobretensiones son las siguientes:

- Fallas y despejes de falla
- Rechazo de carga
- Energización y recierres de líneas
- Una forma de onda de tensión representativa
- Descargas electro atmosféricas distantes sobre un conductor de una línea aérea

2.4.3.1. Sobretensiones por fallas y despeje de fallas

Las sobretensiones de frente lento son provocadas en el inicio y despeje de una falla por el cambio de la tensión de operación a sobretensión temporal en las fases sanas y el retorno de un valor cercano a cero de la tensión de operación en la fase fallada. Ambos orígenes causan únicamente sobretensiones entre fase y tierra. Las sobretensiones entre fases pueden ser despreciadas. Estimaciones conservativas para el valor máximo asumido de la sobretensión representativa U_{et} se describen a continuación:

- Iniciación de falla $U_{et} = \frac{(2k-1)U_s\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$, kV cresta
- Despeje de falla $U_{et} = \frac{2,0U_s\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$, kV cresta

Donde

K = factor de falla a tierra

Para el rango I, las sobretensiones provocadas por fallas a tierra deben ser consideradas para sistemas con neutros de transformadores aislados o con tierra resonante en los cuales el factor de falla a tierra es aproximadamente a $\sqrt{3}$.

Para el rango II, cuando las sobretensiones debidas a la energización de la línea o reunir energización son limitadas a valores por debajo de 2 p.u., las sobretensiones de despeje de falla y falla requieren un cuidadoso examen si ellas no son limitadas al mismo valor.

2.4.3.2. Sobretensiones debidas a rechazo de carga

Las sobretensiones de frente lento debidas a rechazo de carga sólo tienen importancia en sistemas de rango II en los cuales las sobretensiones de energización y reenergización son limitadas a valores por debajo de 2 p.u. en estos casos, deben ser examinadas, especialmente cuando involucran transformadores de generación o líneas de transmisión largas, sin embargo estas son descritas solamente como referencia, ya que no son objeto de este trabajo.

2.4.3.3. Sobretensiones debidas a energización y recierres de líneas

El recierre o la energización trifásica de una línea produce sobretensiones de maniobra en las tres fases de la línea. Por lo tanto, cada operación de maniobra produce tres sobretensiones fase-tierra y, así como también tres sobretensiones fase-fase.

En cuanto al número de sobretensiones por operación de maniobra, se emplean los siguientes métodos:

- Método del valor pico por fase: para cada operación de maniobra se incluye en la distribución de probabilidad de sobretensiones, el valor pico más alto de la sobretensión entre cada fase y la tierra o entre cada combinación de fases, o sea que cada operación contribuye con tres valores picos a la distribución de probabilidad representativa de sobretensiones. Se asume entonces que esta distribución es igual para cada uno de los tres aislamientos involucrados en cada tipo de aislamiento: a) fase-tierra, b) fase-fase y c) longitudinal.

- Método valor pico por fase: para cada operación de maniobra se incluye en la distribución de probabilidad de sobretensiones el valor pico más alto de las sobretensiones entre las tres fases y la tierra o entre las tres fases, o sea que cada operación contribuye con un valor a la distribución representativa de sobretensiones. Esta distribución es entonces aplicable a un aislamiento en cada tipo.

Los recierres trifásicos pueden generar altas sobretensiones de frente lento debido a cargas atrapadas en la línea recerrada. En el tiempo de recierre, la amplitud de la sobretensión que permanece en la línea puede ser tan alta como el pico de la sobretensión pico. La descarga de la carga atrapada depende del equipo que permanece conectado a la línea, de la conductividad de la superficie del aislador, o de las condiciones de corona del conductor y del tiempo de recierre.

En sistemas en donde ocurre un recierre monofásico no se generan sobretensiones más altas que las de energización. Sin embargo, para líneas en las cuales el efecto Ferranti puede ser significativo, el recierre monofásico puede ocasionar sobretensiones más altas que la energización trifásica.

2.4.3.4. Sobretensiones debidas a maniobras de corrientes inductivas y capacitivas

La maniobra de corrientes inductivas o capacitivas puede dar lugar a sobretensiones, las cuales puede requerir atención. En particular, se deben analizar las siguientes maniobras de operación:

- Interrupción de la corriente de arranque de motores
- Interrupción de corrientes inductivas

- Maniobra y operación de hornos de arco y sus transformadores
- Maniobra de cables sin carga y de bancos de capacitores
- Interrupción de corrientes por fusibles de alta tensión

2.4.3.5. Sobretensiones por descargas atmosféricas de frente lento

En sistemas con líneas largas, las sobretensiones atmosféricas de frente lento son provocadas por descargas atmosféricas directas sobre las líneas de fase, cuando la corriente del rayo es tan baja que no causa flameo en el aislamiento de la línea y cuando la descarga ocurre a una distancia suficiente para producir un frente lento.

Como las corrientes de descarga atmosférica tienen tiempos de mitad de onda que raramente exceden los 200 μ s, no ocurren sobretensiones con gran amplitud y tiempos de cresta críticos para el aislamiento. Por lo tanto, las sobretensiones atmosféricas son de poca importancia por lo cual no son de menor importancia para la coordinación de aislamiento y normalmente son despreciadas.

2.4.4. Sobretensiones de frente rápido

Este tipo de sobretensiones son conocidas por tener frentes de duración desde 0,1 μ s hasta 20 μ s, (Generalmente originadas por maniobras, descargas electroatmosféricas).

2.4.4.1. Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre las subestaciones

Las sobretensiones atmosféricas en las subestaciones y sus datos de incidencia están en función de:

- El desempeño ante descargas atmosféricas de las líneas aéreas conectadas a las subestaciones.
- La disposición de la subestación, dimensiones físicas y en particular el número de líneas conectadas a ésta.
- El valor instantáneo de la tensión al momento de la descarga.

El tamaño del daño o importancia de las sobretensiones atmosféricas para los equipos que se encuentran dentro de la subestación está determinada por la combinación de los tres factores antes mencionados además se requieren varias etapas para asegurar una adecuada protección. Usualmente las amplitudes de las sobretensiones son extremadamente altas como para basar los parámetros de coordinación de aislamiento en estos valores.

Para los aislamientos fase-fase y longitudinal, debe considerarse el valor instantáneo de tensión a frecuencia industrial en los terminales opuestos. Para el aislamiento fase-fase se puede asumir que los efectos de la tensión a frecuencia industrial y el acoplamiento entre conductores en líneas aéreas se cancelan y el terminal opuesto puede considerarse como aterrizado. Para el aislamiento longitudinal, sin embargo, tales efectos de cancelación no existen y la tensión a frecuencia industrial debe ser tenida en cuenta.

2.4.5. Sobretensiones de frente muy rápido

Las sobretensiones de frente muy rápido surgen de las operaciones de los seccionadores o también por fallas internas en subestaciones tipo GIS, esto debido al rápido flameo del gas y su posterior propagación poco amortiguada dentro de la GIS. También pueden ocurrir sobretensiones de frente muy rápido en transformadores de media tensión, tipo seco, con conexiones cortas a los interruptores.

La forma de la sobretensión se caracteriza por un rápido incremento de la tensión cerca de su valor pico resultando un tiempo de frente por debajo de $0,1 \mu\text{s}$. Para operaciones de seccionadores este frente es seguido generalmente por una oscilación con frecuencias por encima de 1 MHz. La duración de las sobretensiones de frente es menor de 3 ms, pero estas pueden ocurrir varias veces. La amplitud de la sobretensión depende de la construcción del seccionador y de la configuración de la subestación. Puede estimarse que es posible limitar las amplitudes máximas a 2,5 p.u. Estas sobretensiones pueden, sin embargo, crear sobretensiones elevadas en los transformadores directamente conectados.

Debido a fallas internas dentro de la GIS los equipos conectados son sometidos a esfuerzos debidos a las sobretensiones. La forma y la amplitud de la sobretensión dependen del tipo de conexión del equipo a la GIS y de la localización de la falla en la GIS. Las sobretensiones tienen amplitudes hasta de 1,6 veces las tensiones de apertura y tienen frecuencias de hasta 20 MHz en la subestación.

En las terminales de los equipos conectados con líneas aéreas cortas a subestaciones GIS, las oscilaciones de las sobretensiones muestran

frecuencias en el rango de 0,2 MHz y amplitudes hasta de 1,5 veces la tensión de flameo. En este caso es posible proteger el equipo con pararrayos.

2.5. Procedimiento de coordinación de aislamiento

La principal razón de la implementación de la coordinación de aislamiento es la selección de un rango de tensiones soportadas normalizadas así como también seleccionar las distancias mínimas en aire para permitir que los equipos sean capaces de soportar los esfuerzos dieléctricos a los que serán expuestos.

2.5.1. Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})

Todas las tensiones y sobretensiones que sometan a un esfuerzo al aislamiento deben determinarse y clasificarse en forma duración y amplitud, mediante un análisis del sistema o la red, en donde se analice la localización y la elección de los equipos que estarán destinados a limitar las mismas.

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

Se deben tomar en cuenta las siguientes clasificaciones, ya que las tensiones representativas suelen caracterizarse por ellas:

- Un valor máximo destinado, o
- Un conjunto de valores de cresta, o
- Una distribución estadística completa de valores de cresta

2.5.2. Determinación de las tensiones soportadas especificadas (U_{rw})

Determinar las tensiones soportadas específicas del aislamiento no es nada más que convertir las tensiones soportadas de coordinación en condiciones de ensayo normalizadas adecuadas. Para averiguar estas tensiones se multiplican las tensiones soportadas de coordinación por factores que compensen las condiciones entre las condiciones de servicio y operación reales a las de un ensayo con tensiones soportadas normalizadas.

Los factores a utilizar para compensar las diferencias de condiciones son:

- Diferencias en el montaje del material
- Dispersión de calidad de producción
- Calidad de la instalación
- Envejecimiento y deterioro del aislamiento durante la vida esperada
- Influencias desconocidas

2.5.3. Elección del nivel de aislamiento asignado

La determinación del nivel de aislamiento asignado es la determinación del conjunto de tensiones soportadas normalizadas (U_w) del aislamiento más económico, con la suficiente capacidad para indicar que satisfacen las tensiones soportadas específicas.

2.5.4. Gamas de la tensión más elevada para el material

Las tensiones normalizadas más elevadas para el material se dividen en dos rangos:

- Gama I: por encima de 1 kV hasta 245 kV. Este rango cubre redes de transporte y redes de distribución.
- Gama II: por encima de 245 kV. Este rango cubre principalmente redes de transporte, sin embargo para efectos de cálculo en este trabajo no serán utilizados, ya que los niveles de voltaje de la subestación no superan los 245 kV.

2.6. Métodos de coordinación de aislamiento

Para determinar la coordinación de aislamiento de sobretensiones transitorias se dispone de dos métodos: a) método estadístico, b) método determinístico. La determinación de las tensiones de soportabilidad y su coordinación consiste en determinar el valor más bajo de las tensiones soportadas por el aislamiento que cumpla con el criterio de operación o desempeño cuando el aislamiento este sujeto a sobretensiones representativas.

El método determinístico es usado cuando no se cuenta con la disponibilidad de información estadística de pruebas relacionadas con una posible tasa de fallas del equipo a analizar, que posteriormente se pondrá en servicio.

El método estadístico está basado en la frecuencia de ocurrencia de una causa en específico, así como la distribución de probabilidades de sobretensiones debido a esa causa en específico y la probabilidad de descarga

del aislamiento. Al combinar los cálculos de sobretensión y la probabilidad de descarga simultánea, se puede determinar el riesgo de falla. Dicho de otra manera, la aplicación de la coordinación de aislamiento estadística brinda la factibilidad de calcular la frecuencia de falla directamente como una función de los factores de diseño de la red o el sistema a analizar.

3. MODELADO MATEMÁTICO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

3.1. Datos para la determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento en la subestación eléctrica Escuintla 1, las sobretensiones representativas serán todas aquellas tensiones y sobretensiones que pudieran presentarse en el sistema, las cuales pueden tener su origen debido a distintos factores. De las cuales se detalla su comportamiento y su efecto sobre la coordinación de aislamiento del referido sistema en este capítulo.

3.1.1. Tensiones continuas (frecuencia industrial)

Bajo condiciones de operación normal es de esperarse que el voltaje a frecuencia industrial varíe en magnitud y que difiera del valor de referencia del sistema. Pero para propósitos de coordinación de aislamiento y diseño, el voltaje representativo a frecuencia industrial deberá ser considerado como constante e igual al máximo valor del sistema. Sin embargo, en la práctica, para valores por encima de 72,5 kV, la máxima tensión del sistema (U_s) deberá ser significativamente menor que la tensión más elevada del material o equipo (U_m). Sin embargo, mientras el voltaje aumenta ambos valores tendrán tendencia a ser iguales.

$$U_{\text{base}} = \frac{U_m \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \text{ (Ec. 3,1)}$$

3.1.2. Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son caracterizadas por su amplitud, tamaño de voltaje y duración. Todos estos parámetros dependen del origen de la sobretensión, por lo que todos pueden variar mientras dure la misma.

Para propósitos de coordinación de aislamiento, se considerará que la sobretensión temporal representativa, tendrá la forma del voltaje a frecuencia industrial, de una duración estándar corta (1 minuto). Su amplitud será definida por un valor (el máximo asumido), un grupo de valores pico, o una distribución completa de valores pico. Al seleccionar la amplitud de la sobretensión temporal representativa se deberá tomar en consideración lo siguiente:

- La amplitud y duración de la sobretensión en servicio actual
- La amplitud/duración de la frecuencia industrial sea soportada por las características de aislamiento consideradas.

Si la última característica no es conocida, con una simplificación se puede asumir la amplitud como igual a la sobretensión máxima actual teniendo una duración de menos de 1 minuto en servicio, y la duración será asumida como 1 minuto.

3.1.2.1. Fallas a tierra

Una falla a fase-tierra producirá una sobretensión de fase-tierra en las otras dos fases. Este tipo de sobretensión tiene una forma de tensión continua.

La amplitud de estas sobretensiones depende del aterrizado del neutro del sistema y del punto de localización de la falla.

La duración de la sobretensión depende del tiempo de duración de la falla. Sistemas con un neutro aterrizado generalmente dura menos de 1 segundo. En sistemas con un neutral resonante aterrizado estas duran usualmente menos de 10 segundos.

Para el caso de la coordinación de aislamiento de la Subestación Escuintla I, se determina que es un sistema sólidamente aterrizado, la Norma IEC 60071-2 describe que si el sistema está sólidamente puesto a tierra se considera que la máxima tensión eficaz no supera 1,4 veces la tensión máxima eficaz fase a tierra del sistema; por tanto la ecuación que modelaría la sobretensión representativa es:

$$U_{rp} \text{ (fase – tierra)} = \frac{K * U_s}{\sqrt{3}} \text{ (Ec. 3,2)}$$

Donde

K = factor de falla a tierra (descrito por la Norma IEC 60071-2 anexo B).

U_s = Máxima tensión del sistema.

3.1.2.2. Rechazo de carga

Las sobretensiones temporales de fase-tierra y longitudinales debidas al rechazo de carga dependen de la carga rechazada, la disposición del sistema después de la desconexión y las características de las fuentes.

Por lo tanto se determina que para determinar las sobretensiones representativas fase-tierra y fase-fase, se utilizaran las siguientes ecuaciones:

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{1,4 \times U_s}{\sqrt{3}} \text{ (Ec. 3,3)}$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = 1,4 \times U_s \text{ (Ec. 3,4)}$$

3.1.3. Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento son conocidas por tener una duración de frente desde unas decenas hasta unos miles de microsegundos, y una duración de cola de igual similitud en magnitud; algo que los caracteriza es que son oscilatorias por naturaleza. Sus orígenes más comunes son:

- Energización y reenergización de líneas
- Fallas y liberación de fallas
- Rechazo de cargas
- Maniobra de corrientes capacitivas e inductivas
- Descargas atmosféricas distantes en líneas aéreas

Y sus tensiones representativas son caracterizadas por:

- La forma representativa de la tensión
- La amplitud representativa, que puede ser asumida como el valor máximo de la sobretensión o bien sea la distribución de probabilidad de las amplitudes de las sobretensiones.

La distribución probabilística de las sobretensiones sin la operación de un descargador de tensiones (pararrayos) se caracteriza por el valor del 2 %, su

desviación y su valor de truncamiento. El valor máximo asumido de la sobretensión representativa es igual al valor de truncamiento de las sobretensiones o igual al nivel de protección al impulso de maniobra del pararrayos, cualquiera sea el valor más bajo.

3.1.3.1. Sobretensiones debidas a energización y re energización de líneas

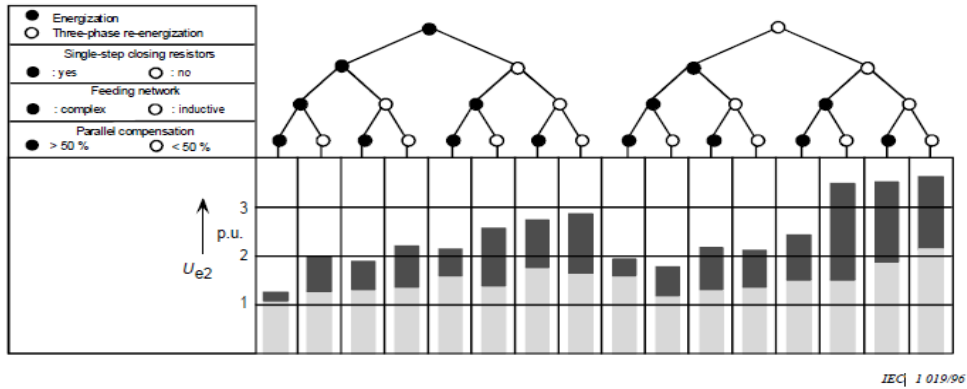
La energización o recierre (re energización) de una línea trifásica produce sobretensiones de maniobra sobre las tres fases de la línea. Por lo tanto, cada operación de maniobra produce tres sobretensiones de fase-tierra, así como también, tres sobretensiones de fase-fase.

En la evaluación de las sobretensiones para aplicaciones prácticas, se han realizado muchas simplificaciones. Con lo que se refiere a la cantidad de sobretensiones por operación de maniobra, los métodos utilizados son:

- Método del valor pico por fase
- Método del valor pico por caso

Los recierres trifásicos pueden generar altas sobretensiones de frente lento debido a cargas atrapadas en la línea recerrada. En cambio en sistemas normales el recierre monofásico no genera sobretensiones más altas que las de energización. Como guía se puede utilizar la figura 2 la cual muestra el rango del valor de sobretensión del 2 % que se esperaría en una energización o recierre de una línea.

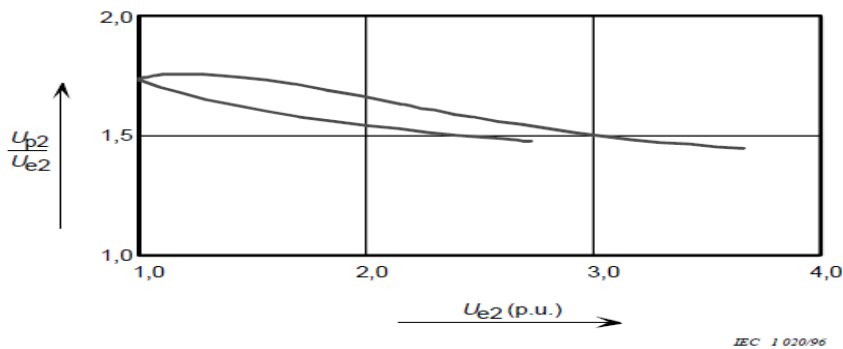
Figura 2. Rango de sobretensiones de frente lento 2 %



Fuente: IEC 60071-2. Figura 1. Rango de sobretensiones de frente lento 2 % en el extremo de recepción debida a la conexión y recierre de la línea. p. 40.

Para sistemas de tensión menor a 500 kV se puede asumir que los voltajes representativos entre fases son iguales a las sobretensiones de fase-fase. El valor de sobretensión 2 % fase-fase puede ser determinado aproximadamente a partir de la sobretensión fase-tierra. En la figura 3 se muestra el rango de la posible relación entre los valores 2 % fase-fase y fase-tierra.

Figura 3. Relación entre valores de sobretensión de frente lento 2 %



Fuente: IEC 60071-2. Relación entre valores de sobretensión de frente lento 2 % fase-fase y fase-tierra. p. 41.

Según lo sugerido por la Norma IEC 60071-2 en anexo H.1.1.1.3. para efectos de cálculo se toma como válido lo siguiente:

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 \text{ p. u. (Ec. 3,5)}$$

La sobretensión de fase-fase está relacionada mediante el siguiente modelo matemático:

$$\frac{U_{p2}(\text{fase} - \text{fase})}{U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra})} = 1,4 \text{ (Ec. 3,6)}$$

Por lo que:

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 1,5 \times U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) \text{ (Ec. 3,7)}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 \text{ p. u. (Ec. 3,8)}$$

3.1.3.1.1. Sobretensiones que afectan los equipos en la entrada de la línea de energización en un extremo remoto.

La reenergización desde el extremo remoto resulta en impulsos de sobretensión fase-tierra (U_{e2}) y fase-fase (U_{p2}); la sobretensión para los equipos en la entrada de línea sin tener en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25 \text{ (Ec. 3,9)}$$

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43 \text{ (Ec. 3,10)}$$

Donde

U_{e2} = valor de la sobretensión fase a tierra que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedido.

U_{et} = valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a tierra.

U_{p2} = valor de la sobretensión fase a fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedida.

U_{pt} = valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a fase.

3.1.3.1.2. Sobretensiones que afectan todos los equipos en la energización de un extremo local

La energización y reenergización de un extremo local crea impulsos mucho menos críticos en comparación a los que afecta a los equipos en la entrada de línea; con el fin de obtener resultados conservativos se seleccionan valores de U_{e2} y U_{p2} de la Norma IEC 60071-2.

Según Norma IEC 60071-2, para sobretensiones debidas a energización en un extremo local se seleccionan valores U_{e2} y U_{p2} , respectivamente:

$$U_{e2} = 1,9 p. u. (Ec. 3,11)$$

$$U_{p2} = 2,9 p. u. (Ec. 3,12)$$

3.1.3.1.3. Pararrayos en la entrada de la línea de energización desde el extremo remoto

Debido a las sobretensiones por energización en la línea en el extremo remoto se instalan descargadores de tensión (pararrayos) en la entrada de línea con las siguientes características de protección:

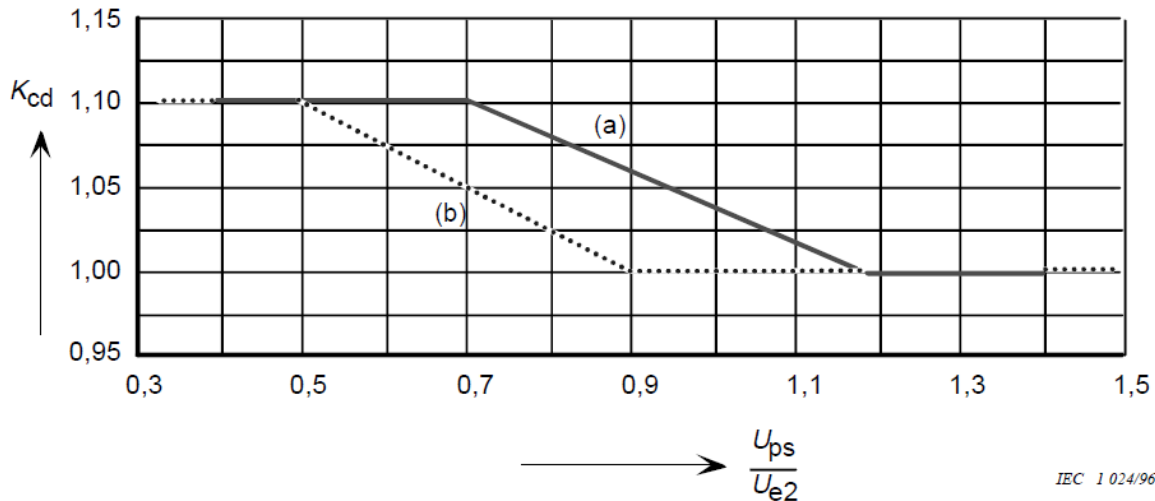
- NPM (U_{ps} , nivel de protección al impulso tipo maniobra): es igual a la máxima tensión residual para impulsos de corrientes de maniobra, 1 kA.
- NPR (U_{pl} , nivel de protección para el impulso tipo rayo): es la tensión máxima residual para un impulso atmosférico a la corriente nominal de descarga, 10 kA.

Al utilizar pararrayos, las sobretensiones representativas fase-tierra pueden ser denominadas directamente como U_{ps} , y las sobretensiones representativas fase-fase serán denominadas como $2U_{ps}$ si los valores de protección son menores a los máximos esfuerzos de sobretensión U_{et} y U_{pt} de frente lento.

3.2. Datos para determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})

La tensión de coordinación de soportabilidad es obtenida de la multiplicación del máximo valor de la sobretensión representativa y un factor de coordinación determinístico K_{cd} , el cual depende de la relación entre el nivel de protección al impulso de maniobra del pararrayos U_{ps} y el valor de la sobretensión fase a tierra U_{e2} ; como es demostrado en la figura 4.

Figura 4. **Factor determinístico de coordinación K_{cd}**



- a) Factor de coordinación aplicado a un nivel de protección al pararrayos para obtener la tensión de coordinación fase-tierra.
- b) Factor de coordinación aplicado 2 veces al nivel de protección del pararrayos para obtener la tensión de coordinación fase-fase.

Fuente: IEC 60071-2. *Evaluación de un factor determinístico de coordinación K_{cd}* . p. 75.

3.2.1. Sobretensiones temporales

Para esta clase de sobrevoltajes, las tensiones de coordinación (U_{cw}) son igual a las sobretensiones temporales representativas, en otras palabras el factor de coordinación K_c es igual a 1.

3.2.2. Sobretensiones de frente lento

Tomando como base para el cálculo de la coordinación de aislamiento la Norma IEC 60071-2 en su anexo H apartado H.1.1.2.2. Establece los siguientes modelos matemáticos para la determinación de sus sobretensiones:

Para equipo en la entrada de línea:

- Fase-tierra: $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} \rightarrow K_{cd}$ (Ec. 3,13)
- Fase-fase: $2 \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \rightarrow K_{cd}$ (Ec. 3,14)

Para todos los otros equipos:

- Fase-tierra: $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} \rightarrow K_{cd}$ (Ec. 3,15)
- Fase-fase: $2 \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \rightarrow K_{cd}$ (Ec. 3,16)

Como resultado las tensiones de coordinación serán:

$$U_{cw} = K_{cd} \times U_{rp} \text{ (Ec. 3,17)}$$

3.2.3. Sobretensiones de frente rápido

Se es usado un enfoque estadístico, y más específicamente, un enfoque estadístico simplificado; el factor utilizado para aplicar a las tensiones representativas U_{rp} es basado en experiencias con cada construcción de línea en particular y en el efecto calculado debido a la separación entre el pararrayos y el equipo de protección.

Dicho factor determina la longitud (L_a) de la línea aérea con una indisponibilidad igual a una tasa de falla aceptable (R_a). Luego, tomando en cuenta la distancia de separación (L), el número de líneas (n) entrando a la estación, y la longitud de espacio (L_{sp}), con todos estos parámetros se calcula el nivel de protección efectivo del pararrayos, el cual es designado como U_{cw} .

Además existe un parámetro designado por la Norma IEC 60071-2 como A que describe el comportamiento de la línea ante las descargas eléctricas atmosféricas, expresado en kV; el cual es descrito en la tabla IV.

Tabla IV. **Factor A para varias líneas aéreas**

Tipo de línea	A (kV)
Lineas de distribución (flameos fase-fase)	
- Con crucetas aterrizadas (flameos a tierra con bajo voltaje)	900
- Postes de madera para líneas (flameos a tierra con un alto voltaje)	2700
Lineas de transmisión (Flameos a tierra de una sola fase)	
- Conductor simple	4500
- haz de dos conductores	7000
- haz de cuatro conductores	11000
- haz de seis y ocho conductores	17000

Fuente: IEC 60071-2. *Factor A para varias líneas aéreas*. p. 185.

La metodología estadística simplificada tomada de la norma IEC 60071-2 da la posibilidad de obtener la tensión mínima de soportabilidad de los equipos modelada mediante la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (\text{Ec. 3,18})$$

Donde

U_{cw} = tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico, kV

U_{pl} = nivel de protección al impulso tipo rayo del pararrayos, kV

A = factor que describe el comportamiento de la línea ante las descargas electroatmosféricas, kV.

n = número de líneas conectadas a la subestación, $(n-1)$

L = separación equivalente entre el pararrayos más cercano y el equipo en consideración, obtenido de:

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 \text{ (Ec. 3,19)}$$

a_1 = longitud de la conexión del pararrayos a la línea, m.

a_2 = longitud de la conexión a tierra del pararrayos, m.

a_3 = longitud del conductor de fase entre el pararrayos y el equipo a proteger para el aislamiento interno y para el aislamiento externo, m.

a_4 = longitud de la parte activa del pararrayos m.

L_s = longitud del vano de las líneas, m.

L_a = sección de línea aérea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable, R_a .

R_a = tasa de falla aceptable para el equipo, 0,0067 fallas/año (1 falla/150 años)

R_{km} = tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación, fallas/año/km.

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \text{ (Ec. 3,20)}$$

Las sobretensiones de frente rápido afectan los aislamientos fase-fase así como también a los aislamientos fase-tierra.

3.2.4. Características protectivas de los descargadores de sobretensión

Como referencia para consideraciones en el cálculo del rediseño de coordinación de aislamiento en la subestación eléctrica Escuintla 1 se muestran las tablas de características protectivas de los descargadores de sobretensión

considerados pertinentes para las respectivas condiciones a las que estos serán expuestos.

Tabla V. **Características protectivas pararrayos OHIO BRASS**

U _m (kV)	U _r (kV)	MCOV (kV)	Máximo nivel de protección ante sobretensión de maniobra	Máximo voltaje residual usando una onda de impulso de corriente de 8/20 microsegundos					
				1,5kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
145	120	98	238	251	264	276	297	329	374
145	108	84	206	222	233	244	263	291	330

Fuente: OHIO BRASS. *Manual de descargadores de sobretensión.*

Tabla VI. **Características protectivas pararrayos ABB**

U _m (kV)	U _r (kV)	MCOV (kV)	Máximo nivel de protección ante sobretensión de maniobra	Máximo voltaje residual usando una onda de impulso de corriente de 8/20 microsegundos			
				5kA	10kA	20kA	40kA
245	192	154	396	429	452	497	555
245	180	144	371	402	423	466	521
72.5	60	48	124	134	141	156	174

Fuente: ABB PEXLIM. *Manual de descargadores de sobretensión.*

3.3. Datos para determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})

Para determinar las tensiones de soportabilidad se utilizan dos factores de corrección: 1) Factor K_a en el cual se toma en cuenta la altitud de la instalación, 2) Factor de seguridad K_s.

3.3.1. Factor de seguridad K_s

Los principales factores de influencia así como también relacionados a los modos de funcionar de los aislantes eléctricos y corresponden a las siguientes tensiones operacionales:

- Tensiones térmicas
- Tensiones eléctricas
- Tensiones ambientales
- Tensiones mecánicas

EL factor es utilizado para compensar lo siguiente:

- Diferencias entre ensamblaje del equipo
- La dispersión en la calidad del producto
- La calidad de la instalación
- El envejecimiento del aislamiento durante su vida útil esperada;
- Otras influencias desconocidas

El peso relativo de estos factores así como su forma de operar puede variar dependiendo el tipo de equipo.

3.3.1.1. Envejecimiento

Para propósitos de coordinación de aislamiento, se asume que los aislamientos externos no están propensos a envejecimiento. Exceptuando todos aquellos aislamientos que posean o contengan materiales orgánicos,

envejecimiento que debe ser investigado cuidadosamente, especialmente si es utilizado en la intemperie.

3.3.1.2. Factores de seguridad recomendados K_s

El factor de seguridad es aplicable a cualquier tipo de sobretensión fase a fase y fase a tierra (temporal, frente lento, frente rápido).

$$K_s = 1,05 \text{ (Ec. 3,21)}$$

3.3.2. Factor de corrección atmosférico K_a

El cálculo del factor de corrección K_a está basado en la presión atmosférica existente a la altitud dada según norma IEC 721-2-2. El referido factor se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \text{ (Ec. 3,22)}$$

Donde

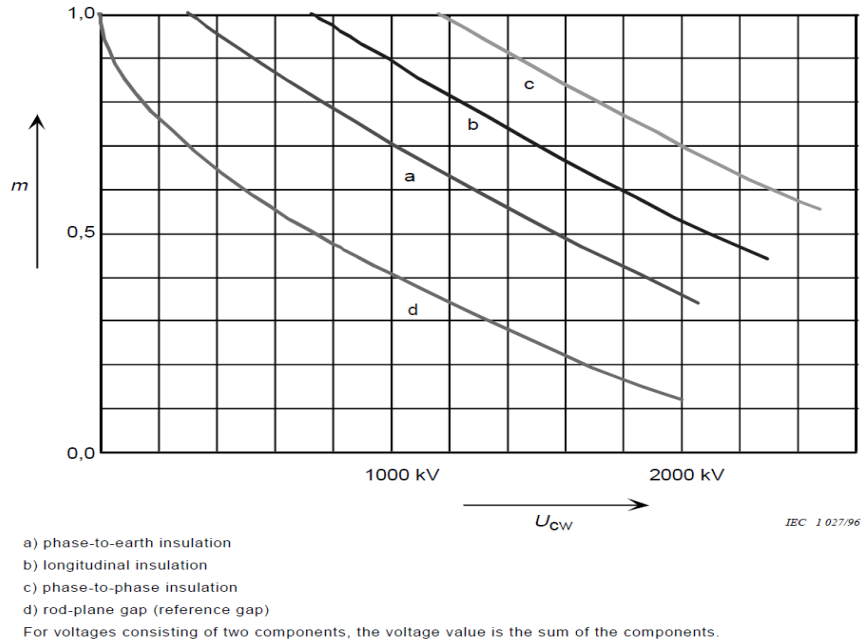
H = altitud sobre el nivel del mar (en metros), el valor de m es como se expresa a continuación:

m = 1,0 para la coordinación de tensiones de soportabilidad al impulso de rayo.

m = de acuerdo a la figura 5 para la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra.

m = 1,0 voltajes de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial de distancias en el aire y de aisladores.

Figura 5. Factor m para tensiones de soportabilidad



Fuente: IEC 60071-2. Dependencia del exponente m sobre la coordinación al impulso de maniobra para tensiones de soportabilidad. p. 87.

3.3.3. Tensiones de soportabilidad requeridas

Los valores de las tensiones de soportabilidad requeridas son obtenidos aplicando la siguiente ecuación:

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \text{ (Ec. 3,23)}$$

3.3.3.1. Para sobretensiones temporales

- Fase-tierra: $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \text{ (Ec. 3,24)}$
- Fase-fase: $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \text{ (Ec. 3,25)}$

3.3.3.2. Para sobretensiones de frente lento

Los valores de sobretensiones de frente lento para los equipos en la entrada de línea y los demás equipos son determinados a través de los siguientes modelos matemáticos.

3.3.3.2.1. Equipo a la entrada de línea

- Fase-tierra: $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a$ (Ec. 3,26)
- Fase-fase: $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a$ (Ec. 3,27)

3.3.3.2.2. Para otros equipos

- Fase-tierra: $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a$ (Ec. 3,28)
- Fase-fase: $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a$ (Ec. 3,29)

3.3.3.3. Para sobretensiones de frente rápido

- Fase-tierra: $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a$ (Ec. 3,30)
- Fase-fase: $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a$ (Ec. 3,31)

3.4. Datos para conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

Para la conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas se utilizan los criterios que a continuación se describen.

3.4.1. Rango I ($1 \text{ Kv} < U_m \leq 245 \text{ Kv}$)

En el rango I, el nivel de aislamiento es normalmente descrito por un grupo de dos valores mostrados en la tabla II; los valores referidos son la tensión soportada a frecuencia industrial y la tensión soportada al impulso de rayo.

Tabla VII. **Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia del sistema**

Aislamiento	Tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial	Tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo
Aislamiento externo <ul style="list-style-type: none"> • Distancias en aire y aislamientos limpios, seco: <ul style="list-style-type: none"> - Fase-tierra - Fase-fase • Aisladores limpios, mojado 	$0,6 + U_{rw} / 8\ 500$ $0,6 + U_{rw} / 12\ 700$ 0,6	$1,05 + U_{rw} / 6\ 000$ $1,05 + U_{rw} / 9\ 000$ 1,3
Aislamiento interno <ul style="list-style-type: none"> • GIS • Aislamiento inmerso en líquido • Aislamiento sólido 	0,7 0,5 0,5	1,25 1,10 1,00

Fuente: IEC 60071-2. Prueba de conversión de factores para Rango I. para convertir tensiones de soportabilidad para impulso de maniobra a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial. p. 93.

3.4.1.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)

Para efectos de cálculo se tomara como válido lo expresado en la Norma IEC 60071-2 en su apartado anexo H .1.1.4.1. que expresa lo siguiente:

3.4.1.1.1. Equipo en la entrada de línea

- Fase-tierra:
$$SDW = U_{rw} \cdot \left(0,6 + U_{rw}/8\ 500 \right) \text{ (Ec. 3,32)}$$

- Fase-fase:
$$SDW = U_{rw} \cdot \left(0,6 + U_{rw}/12\ 700 \right) \text{ (Ec. 3,33)}$$

3.4.1.1.2. Para todos los demás equipos

- Fase-tierra:
$$SDW = U_{rw} \cdot \left(0,6 + U_{rw}/8500 \right) \text{ (Ec. 3,34)}$$

- Fase-fase:
$$SDW = U_{rw} \cdot \left(0,6 + U_{rw}/12700 \right) \text{ (Ec. 3,35)}$$

3.4.1.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)

Para efectos de cálculo se tomara como válido lo expresado en la norma IEC 60071-2 en su apartado anexo H .1.1.4.2. que expresa lo siguiente:

3.4.1.2.1. Equipo en la entrada de línea

- Fase-tierra: $LIW = U_{rw} \cdot 1,3$ (Ec. 3,36)
- Fase-fase: $LIW = U_{rw} \cdot \left(1,05 + U_{rw}/9\ 000\right)$ (Ec. 3,37)

3.4.1.2.2. Para todos los demás equipos

- Fase-tierra: $LIW = U_{rw} \cdot 1,3$ (Ec. 3,38)
- Fase-fase: $LIW = U_{rw} \cdot \left(1,05 + U_{rw}/9\ 000\right)$ (Ec. 3,39)

3.4.2. Rango II ($U_m > 245$ Kv)

Según Norma IEC 60071-2 los factores a utilizar para la conversión de la tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial para impulso de maniobra son los mostrados en la tabla VI.

Para efectos de cálculo en este documento estos datos solo servirán como referencia ya que el sistema a analizar se encuentra dentro de los parámetros del Rango I.

Tabla VIII. **Prueba de conversión de factores para Rango II**

Aislamiento	Impulso de maniobra Impulso de rayo
Aislamiento externo	1,4
<ul style="list-style-type: none"> • Distancias en aire y aislamientos limpios, seco: 	1,7
<ul style="list-style-type: none"> • Aisladores limpios, mojado 	
Aislamiento interno	
<ul style="list-style-type: none"> • GIS 	1,6
<ul style="list-style-type: none"> • Aislamiento inmerso en liquido 	2,3
<ul style="list-style-type: none"> • Aislamiento solido 	2,0

Fuente: IEC 60071-2. *Prueba de conversión de factores para Rango II. Para convertir tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial a voltajes de soportabilidad a impulso tipo maniobra.* p. 95.

3.5. Estimación y selección de parámetros de sobretensiones eléctricas de los pararrayos

Para determinar que método o que equipo se utilizará para protección contra sobretensiones, se deben tomar en cuenta distintos factores tales como la importancia del equipo a ser protegido, las consecuencias de desconexión o pérdida del equipo, entre otras. Existen dos distintos métodos de protección ante sobretensiones:

3.5.1. Pararrayos del tipo no lineal con descargadores (gas) en serie

Dichos pararrayos poseen una resistencia no lineal de silicio, todas sus características están descritas y estipuladas en la norma IEC 60099-1.

Estos pararrayos deberán ser identificados como mínimo por la siguiente información que se podrá encontrar en una placa permanente unida a los mismos:

- Tensión asignada
- Frecuencia asignada
- Corriente nominal de descarga

Según especificaciones de la Norma IEC 60099-1 para corrientes de descarga nominal superiores a 5 000 A (hasta 10 000 A) utilizar los pararrayos especificados para clases de descarga de larga duración, de tarea pesada.

Para corrientes nominales de descarga inferiores a 5 000 A, se dividen en dos grupos, 1) los de tarea ligera (tipo A) y 2) los de tarea pesada (tipo B).

3.5.2. Pararrayos de óxido metálico sin descargadores

Estos poseen una resistencia de óxido de metal, y todas sus características están descritas por la Norma IEC 60099-4.

Estos pararrayos deberán ser identificados como mínimo por la siguiente información que se podrá encontrar en una placa permanente unida a los mismos:

- Tensión de funcionamiento continuo
- Tensión asignada
- Frecuencia asignada
- Corriente nominal de descarga
- Corriente asignada del limitador de presión en kA eficaces
- Nombre del fabricante o marca
- Número de serie
- Año de fabricación

Los pararrayos se clasificaran por los valores normalizados de sus corrientes nominales de descarga, según tabla 9.

Tabla IX. **Clasificación de los pararrayos**

	Corriente de descargas normalizadas			
	20 000 A	10 000 A	5 000 A	2 500 A
Tensión asignada U_r	$360 < U_r \leq 756$	$3 < U_r \leq 360$	$U_r \leq 132$	$U_r \leq 36$

Fuente: IEC 60099-4. *Clasificación de los pararrayos de óxido metálico sin descargadores*. p.

4. ANALISIS Y CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Para el cálculo del diseño de coordinación de aislamiento de la Subestación Escuintla 1, se harán de utilidad los conceptos y modelos matemáticos descritos en el capítulo 3 Modelado matemático de la coordinación de aislamiento, así como también se harán de utilidad conceptos y modelos complementarios que ayudarán también en el cálculo y determinación del rediseño coordinación de aislamiento de la Subestación Escuintla 1.

4.1. Parámetros de la Subestación Escuintla 1

Previo a iniciar el cálculo utilizando los modelos matemáticos ya especificados en el capítulo anterior, es necesario definir los parámetros del sistema, en este caso, la Subestación Escuintla 1; parámetros que son especificados en la tabla 10.

Tabla X. **Parámetros subestación Escuintla 1**

Voltaje nominal (kV)	230	138	69
Frecuencia nominal (Hz)	60	60	60
Tensión asignada al equipo (kV)	245	145	72,5
Tensión asignada al impulso tipo rayo (kV)	1 050	650	350
Tensión asignada soportada a la frecuencia industrial (kV)	460	275	140
Nivel de contaminación ambiental	Alto	Alto	Alto
Distancia de fuga mínima nominal (mm/kV _{max})	25	25	25
Distancia de fuga mínima entre fase y tierra (mm)	6 125	3 625	1 812
Máxima corriente de cortocircuito (kA)	40	40	40
Sistema sólidamente puesto a tierra	Si	Si	Si
Altura sobre el nivel del mar (msnm)	1 000	1 000	1 000

Fuente: ETCEE-INDE.

4.2. Coordinación de Aislamiento para 230 kV

El análisis y los cálculos necesarios para determinar la coordinación de aislamiento actual en la subestación Escuintla 1, son descritos en el numeral 4.2 de este documento.

4.2.1. Tensiones representativas (U_{rp})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones representativas, se indica el procedimiento a continuación.

4.2.1.1. Tensiones a frecuencia industrial

La amplitud base U_m de las sobretensiones representativas se describe bajo la siguiente ecuación, la cual describe la tensión asignada al material o equipo:

$$U_m = \frac{U_s * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$U_m = \frac{245 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 200 \text{ kV}$$

4.2.1.2. Tensiones representativas para sobretensiones temporales

Debido a que el sistema se encuentra aterrizado sólidamente a tierra, se utilizara según Norma IEC 60071-2, un factor de falla a tierra $k=1.5$.

4.2.1.2.1. Fallas a tierra

Según ecuación 3.2 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{K * U_s}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{1,5 * 245}{\sqrt{3}} = 212 \text{ kV}$$

4.2.1.2.2. Rechazo de carga

Según ecuación 3.3 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{U_s * 1,4}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{245 * 1,4}{\sqrt{3}} = 198 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.4 U_{rp} (fase-fase):

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = U_s * 1,4$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = 245 * 1,4 = 343 \text{ kV}$$

4.2.1.3. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento

Fueron seleccionados los valores de sobretensión tanto de fase-tierra como de fase-fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedido, según Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.1.3.

4.2.1.4. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 \text{ p. u.}$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * U_m$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * 200 = 600 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 \text{ p. u.}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * U_m$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * 200 = 900 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$
$$U_{et} = 1,25 * (600) - 0,25 * (200) = 700 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$
$$U_{et} = 1,25 * (900) - 0,43 * (200) = 1 039 \text{ kV}$$

4.2.1.5. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 \text{ p. u.}$$
$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * U_m$$
$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * 200 = 380 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 \text{ p. u.}$$
$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * U_m$$
$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * 200 = 580 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$

$$U_{et} = 1,25 * (380) - 0,25 * (200) = 425 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$

$$U_{pt} = 1,25 * (580) - 0,43 * (200) = 639 \text{ kV}$$

4.2.1.6. Protección del pararrayos al impulso de maniobra U_{ps}

Para controlar los sobrevoltajes se instalan pararrayos, los cuales deberán ser capaces de soportar el peor de los ciclos de sobrevoltaje temporal; de acuerdo a las características del fabricante se obtienen los siguientes datos:

- Protección al impulso por maniobra:

$$U_{ps} = 396 \text{ kV}$$

- Protección al impulso por rayo:

$$U_{pl} = 452 \text{ kV}$$

Por lo que los voltajes representativos fase-tierra y fase-fase para los equipos instalados en la subestación serán determinados de la siguiente manera:

4.2.1.6.1. Tensiones representativas para equipos de entrada de línea U_{rp}

$$U_{et} = U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - e) = 396 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = 2U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - p) = 2 * 396 = 792 \text{ kV}$$

4.2.1.6.2. Tensiones representativas para los demás equipos U_{rp}

$$U_{rp}(p - e) = 396 \text{ kV}$$

$$U_{rp}(p - p) = 639 \text{ kV}$$

4.2.2. Tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación, se indica el procedimiento a continuación.

4.2.2.1. Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales

Para efectos de cálculo se determinó que el factor de coordinación K_c , para las sobretensiones temporales será 1, determinado por la Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.2.1. Por lo que, las sobretensiones temporales para soportabilidad de coordinación serán las siguientes:

$$K_c = 1$$

$$U_{cw}(p - e) = K_c * U_{rp}(p - e) = 1 * 212 = 212 \text{ kV}$$

$$U_{cw}(p - p) = K_c * U_{rp}(p - p) = 1 * 343 = 343 \text{ kV}$$

4.2.2.2. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento

Para efectos de cálculos del factor de coordinación K_{cd} , para sobretensiones de frente lento, este se determinara con base en la figura 5, de la Norma IEC 60071-2.

4.2.2.3. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.13 y 3.14.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{396}{600} = 0,66$$

$$K_{cd} = 1,10$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 1,10 * 396 = 436 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{792}{900} = 0,88$$

$$K_{cd} = 1,01$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,01 * 792 = 800 \text{ kV}$$

4.2.2.4. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, para todos los demás equipos

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.15 y 3.16.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{396}{380} = 1,04$$

$$K_{cd} = 1,03$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 1,03 * 396 = 408 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{639}{580} = 1,10$$

$$K_{cd} = 1,00$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,00 * 639 = 639 \text{ kV}$$

4.2.2.5. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido

Para efectos de cálculo, el voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente rápido será determinado por la ecuación 3.18.

$$U_{pl} = 452 \text{ kV}$$

$$A = 4\,500 \text{ kV}$$

$$n = 5$$

$$L = 0,02 \text{ km}$$

$$L_{sp} = 0,125 \text{ km}$$

$$L_a = \frac{R_{km}}{R_a} = \frac{1}{\frac{400}{100}} = 0,25 \text{ km}$$

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 452 + \frac{4\,500}{5} * \frac{0,02}{0,125 + 0,25} = 500 \text{ kV}$$

4.2.3. Tensiones de soportabilidad requeridos (U_{rw})

Para determinar los voltajes de soportabilidad requeridos, a estos se les aplicara un factor de corrección atmosférico K_a , para el cálculo de coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla 1 se tomara como valido una altura sobre el nivel del mar de 1 000 msnm, debido a que la subestación se encuentra por debajo de los 1 000 msnm y se a estandarizado en las normas que los cálculos se tomen a partir de 1 000 msnm, valores por encima de esta altitud utilizaran un factor para ajustar la altitud, valores por debajo de esta altitud se les aplicara una altitud de 1 000msnm; otro factor que será el factor de seguridad K_s , este determinado con base en la Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.3.1 factor de seguridad K_s según ecuación 3.21:

$$k_s = 1,05$$

Factor de corrección según la ecuación 3.22:

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

4.2.3.1. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\ 000}{8\ 150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 212 = 252 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\ 000}{8\ 150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 343 = 407 \text{ kV}$$

4.2.3.2. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento

Las tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento serán determinadas para equipos de entrada de línea y para todos los demás equipos.

4.2.3.2.1. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

- Fase-tierra:

$$m = 0,94$$

$$k_a = e^{0,94\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,12$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,12 * 436 = 512 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 800 = 949 \text{ kV}$$

4.2.3.2.2. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

- Fase-tierra:

$$m = 0,95$$

$$k_a = e^{0,95\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,12$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,12 * 408 = 480 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 639 = 758 \text{ kV}$$

4.2.3.3. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente rápido

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\ 000}{8\ 150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 500 = 593 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 500 = 593 \text{ kV}$$

4.2.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de la conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas, se indica el procedimiento a continuación.

4.2.4.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)

Las tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos.

4.2.4.1.1. Equipos en la entrada de la línea

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.32 y 3.33 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500}\right)$$
$$SDW = 512 * \left(0,6 + \frac{512}{8\ 500}\right) = 338 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700}\right)$$
$$SDW = 949 * \left(0,6 + \frac{949}{12\ 700}\right) = 640 \text{ kV}$$

4.2.4.1.2. Para todos los demás equipos

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.34 y 3.35 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500}\right)$$
$$SDW = 480 * \left(0,6 + \frac{480}{8\ 500}\right) = 315 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700}\right)$$

$$SDW = 758 * \left(0,6 + \frac{758}{12\ 700}\right) = 500\text{ kV}$$

4.2.4.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)

Las tensiones de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos.

4.2.4.2.1. Equipos en la entrada de la línea

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinaran con base a ecuaciones 3.36 y 3.37 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$LIW = U_{rw} * 1,3$$

$$LIW = 512 * 1,3 = 666\text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$LIW = U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\ 000}\right)$$

$$SDW = 949 * \left(1,05 + \frac{949}{9\ 000}\right) = 1\ 097\text{ kV}$$

4.2.4.2.2. Para todos los demás equipos

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.38 y 3.39 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$\begin{aligned}LIW &= U_{rw} * 1,3 \\LIW &= 480 * 1,3 = 624 \text{ kV}\end{aligned}$$

- Fase-fase:

$$\begin{aligned}LIW &= U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\,000}\right) \\SDW &= 758 * \left(1,05 + \frac{758}{9\,000}\right) = 860 \text{ kV}\end{aligned}$$

4.3. Coordinación de aislamiento para 138 kV

El análisis y los cálculos necesarios para determinar la coordinación de aislamiento actual en la subestación Escuintla 1 son descritos en el numeral 4.3 de este documento.

4.3.1. Tensiones representativas (U_{rp})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones representativas, se indica el procedimiento a continuación.

4.3.1.1. Tensiones a frecuencia industrial

La amplitud base U_m de las sobretensiones representativas se describe bajo la siguiente ecuación, la cual describe la tensión asignada al material o equipo:

$$U_m = \frac{U_s * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$U_m = \frac{145 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 118 \text{ kV}$$

4.3.1.2. Tensiones representativas para sobretensiones temporales

Debido a que el sistema se encuentra aterrizado sólidamente a tierra, se utilizara según Norma IEC 60071-2, un factor de falla a tierra $k=1.5$.

4.3.1.2.1. Fallas a tierra

Según ecuación 3.2 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{K * U_s}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{1,5 * 145}{\sqrt{3}} = 126 \text{ kV}$$

4.3.1.2.2. Rechazo de carga

Según ecuación 3.3 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{U_s * 1,4}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{145 * 1,4}{\sqrt{3}} = 117 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.4 U_{rp} (fase-fase):

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = U_s * 1,4$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = 145 * 1,4 = 203 \text{ kV}$$

4.3.1.3. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento

Fueron seleccionados los valores de sobretensión tanto de fase-tierra como de fase-fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedido, según norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.1.3.

4.3.1.4. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 \text{ p. u.}$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * U_m$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * 118 = 354 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 \text{ p. u.}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * U_m$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * 118 = 531 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$
$$U_{et} = 1,25 * (354) - 0,25 * (118) = 413 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$
$$U_{et} = 1,25 * (531) - 0,43 * (118) = 613 \text{ kV}$$

4.3.1.5. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 \text{ p. u.}$$
$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * U_m$$
$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * 118 = 224 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 \text{ p. u.}$$
$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * U_m$$
$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * 118 = 342 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$

$$U_{et} = 1,25 * (224) - 0,25 * (118) = 251 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$

$$U_{pt} = 1,25 * (342) - 0,43 * (118) = 377 \text{ kV}$$

4.3.1.6. Protección del pararrayos al impulso de maniobra U_{ps}

Para controlar los sobrevoltajes se instalan pararrayos, los cuales deberán ser capaces de soportar el peor de los ciclos de sobrevoltaje temporal; de acuerdo a las características del fabricante se obtienen los siguientes datos:

- Protección al impulso por maniobra:

$$U_{ps} = 238 \text{ Kv}$$

- Protección al impulso por rayo:

$$U_{pl} = 297 \text{ kV}$$

Por lo que los voltajes representativos fase-tierra y fase-fase para los equipos instalados en la subestación serán determinados de la siguiente manera:

4.3.1.6.1. Tensiones representativas para equipos de entrada de línea U_{rp}

$$U_{et} = U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - e) = 238 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = 2U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - p) = 2 * 238 = 476 \text{ kV}$$

4.3.1.6.2. Tensiones representativas para los demás equipos U_{rp}

$$U_{rp}(p - e) = 238 \text{ kV}$$

$$U_{rp}(p - p) = 377 \text{ kV}$$

4.3.2. Tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación, se indica el procedimiento a continuación.

4.3.2.1. Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales

Para efectos de cálculo se determinó que el factor de coordinación K_c , para las sobretensiones temporales será 1, determinado por la Norma IEC

60071-2 en su apartado H.1.1.2.1. Por lo que, las sobretensiones temporales para soportabilidad de coordinación serán las siguientes:

$$K_c = 1$$

$$U_{cw}(p - e) = K_c * U_{rp}(p - e) = 1 * 126 = 126 \text{ kV}$$

$$U_{cw}(p - p) = K_c * U_{rp}(p - p) = 1 * 203 = 203 \text{ kV}$$

4.3.2.2. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento

Para efectos de cálculos del factor de coordinación K_{cd} , para sobretensiones de frente lento, este se determinará con base en la figura 5, de la Norma IEC 60071-2.

4.3.2.3. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.13 y 3.14.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{238}{354} = 0,67$$

$$K_{cd} = 1,10$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 1,10 * 238 = 262 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{476}{531} = 0,90$$

$$K_{cd} = 1,06$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,06 * 476 = 505 \text{ kV}$$

4.3.2.4. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, para todos los demás equipos

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.15 y 3.16.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{238}{224} = 1,06$$

$$K_{cd} = 1,025$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 1,025 * 238 = 244 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{377}{342} = 1,10$$

$$K_{cd} = 1,01$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,01 * 377 = 381 \text{ kV}$$

4.3.2.5. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido

Para efectos de cálculo, el voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente rápido será determinado por la ecuación 3.18.

$$U_{pl} = 297 \text{ kV}$$

$$A = 4\,500 \text{ kV}$$

$$n = 2$$

$$L = 0,02 \text{ km}$$

$$L_{sp} = 0,115 \text{ km}$$

$$L_a = \frac{R_{km}}{R_a} = \frac{1}{\frac{400}{1}} = 0,25 \text{ km}$$

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 297 + \frac{4\,500}{2} * \frac{0,02}{0,115 + 0,25} = 420 \text{ kV}$$

4.3.3. Tensiones de soportabilidad requeridos (U_{rw})

Para determinar los voltajes de soportabilidad requeridos, a estos se les aplicara un factor de corrección atmosférico K_a , para el cálculo de coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla 1 se tomara como valido una altura sobre el nivel del mar de 1 000 msnm, debido a que la subestación se encuentra por debajo de los 1 000 msnm y se a estandarizado en las normas que los cálculos se tomen a partir de 1 000 msnm, valores por encima de esta altitud utilizarán un factor para ajustar la altitud, valores por debajo de esta altitud se les aplicará una altitud de 1 000msnm; otro factor que será el factor de seguridad K_s , este determinado con base en la norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.3.1. factor de seguridad K_s según ecuación 3.21:

$$k_s = 1,05$$

Factor de corrección según la ecuación 3.22:

$$k_a = e^{m\left(\frac{H}{8\,150}\right)}$$

4.3.3.1. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 126 = 150 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1,000}{8,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 203 = 241 \text{ kV}$$

4.3.3.2. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento

Las tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento serán determinadas para equipos de entrada de línea y para todos los demás equipos.

4.3.3.2.1. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0 \left(\frac{1\,000}{8\,150} \right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 262 = 311 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0 \left(\frac{1\,000}{8\,150} \right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 505 = 599 \text{ kV}$$

4.3.3.2.2. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0 \left(\frac{1\,000}{8\,150} \right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 244 = 290 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 381 = 452 \text{ kV}$$

4.3.3.3. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente rápido

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 420 = 499 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 420 = 499 \text{ kV}$$

4.3.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de la conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas, se indica el procedimiento a continuación.

4.3.4.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)

Las tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos.

4.3.4.1.1. Equipos en la entrada de la línea

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.32 y 3.33 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500}\right)$$

$$SDW = 311 * \left(0,6 + \frac{311}{8\ 500}\right) = 198 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700}\right)$$

$$SDW = 599 * \left(0,6 + \frac{599}{12\ 700}\right) = 388 \text{ kV}$$

4.3.4.1.2. Para todos los demás equipos

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.34 y 3.35 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500}\right)$$

$$SDW = 290 * \left(0,6 + \frac{290}{8\ 500}\right) = 184 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700} \right)$$

$$SDW = 482 * \left(0,6 + \frac{482}{12\ 700} \right) = 287 \text{ kV}$$

4.3.4.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)

Las tensiones de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos.

4.3.4.2.1. Equipos en la entrada de la línea

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.36 y 3.37 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$LIW = U_{rw} * 1,3$$

$$LIW = 311 * 1,3 = 404 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$LIW = U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\ 000} \right)$$

$$SDW = 599 * \left(1,05 + \frac{599}{9\ 000} \right) = 669 \text{ kV}$$

4.3.4.2.2. Para todos los demás equipos

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.38 y 3.39 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$\begin{aligned}LIW &= U_{rw} * 1,3 \\LIW &= 290 * 1,3 = 377 \text{ kV}\end{aligned}$$

- Fase-fase:

$$\begin{aligned}LIW &= U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\ 000}\right) \\SDW &= 452 * \left(1,05 + \frac{452}{9\ 000}\right) = 497 \text{ kV}\end{aligned}$$

4.4. Coordinación de aislamiento para 69 kV

El análisis y los cálculos necesarios para determinar la coordinación de aislamiento actual en la subestación Escuintla 1 son descritos en el numeral 4.4 de este documento.

4.4.1. Tensiones representativas (U_{rp})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones representativas, se indica el procedimiento a continuación.

4.4.1.1. Tensiones a frecuencia industrial

La amplitud base U_m de las sobretensiones representativas se describe bajo la siguiente ecuación, la cual describe la tensión asignada al material o equipo:

$$U_m = \frac{U_s * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$U_m = \frac{72,5 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 59 \text{ kV}$$

4.4.1.2. Tensiones representativas para sobretensiones temporales

Debido a que el sistema se encuentra aterrizado sólidamente a tierra, se utilizara según Norma IEC 60071-2, un factor de falla a tierra $k=1.5$.

4.4.1.2.1. Fallas a tierra

Según ecuación 3.2 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{K * U_s}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{1,5 * 72,5}{\sqrt{3}} = 63 \text{ kV}$$

4.4.1.2.2. Rechazo de carga

Según ecuación 3.3 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{U_s * 1,4}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{72,5 * 1,4}{\sqrt{3}} = 59 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.4 U_{rp} (fase-fase):

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = U_s * 1,4$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = 72,5 * 1,4 = 102 \text{ kV}$$

4.4.1.3. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento

Fueron seleccionados los valores de sobretensión tanto de fase-tierra como de fase-fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedido, según Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.1.3.

4.4.1.4. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 \text{ p. u.}$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * U_m$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * 59 = 177 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 \text{ p. u.}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * U_m$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * 59 = 266 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$
$$U_{et} = 1,25 * (177) - 0,25 * (59) = 207 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$
$$U_{et} = 1,25 * (236) - 0,43 * (59) = 308 \text{ kV}$$

4.4.1.5. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 \text{ p. u.}$$
$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * U_m$$
$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * 59 = 112 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 \text{ p. u.}$$
$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * U_m$$
$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * 59 = 171 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$

$$U_{et} = 1,25 * (112) - 0,25 * (59) = 125 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$

$$U_{pt} = 1,25 * (171) - 0,43 * (59) = 188 \text{ kV}$$

4.4.1.6. Protección del pararrayos al impulso de maniobra U_{ps}

Para controlar los sobrevoltajes se instalan pararrayos, los cuales deberán ser capaces de soportar el peor de los ciclos de sobrevoltaje temporal; de acuerdo a las características del fabricante se obtienen los siguientes datos:

- Protección al impulso por maniobra:

$$U_{ps} = 124 \text{ kV}$$

- Protección al impulso por rayo:

$$U_{pl} = 141 \text{ kV}$$

Por lo que los voltajes representativos fase-tierra y fase-fase para los equipos instalados en la subestación serán determinados de la siguiente manera:

4.4.1.6.1. Tensiones representativas para equipos de entrada de línea U_{rp}

$$U_{et} = U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - e) = 124 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = 2U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - p) = 2 * 124 = 248 \text{ kV}$$

4.4.1.6.2. Tensiones representativas para los demás equipos U_{rp}

$$U_{rp}(p - e) = 124 \text{ kV}$$

$$U_{rp}(p - p) = 188 \text{ kV}$$

4.4.2. Tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación, se indica el procedimiento a continuación.

4.4.2.1. Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales

Para efectos de cálculo se determinó que el factor de coordinación K_c , para las sobretensiones temporales será 1, determinado por la Norma IEC

60071-2 en su apartado H.1.1.2.1. Por lo que, las sobretensiones temporales para soportabilidad de coordinación serán las siguientes:

$$K_c = 1$$

$$U_{cw}(p - e) = K_c * U_{rp}(p - e) = 1 * 63 = 63 \text{ kV}$$

$$U_{cw}(p - p) = K_c * U_{rp}(p - p) = 1 * 102 = 102 \text{ kV}$$

4.4.2.2. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento

Para efectos de cálculos del factor de coordinación K_{cd} , para sobretensiones de frente lento, este se determinara con base en la Figura 5, de la Norma IEC 60071-2.

4.4.2.3. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.13 y 3.14.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{124}{177} = 0,70$$

$$K_{cd} = 1,10$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 0,70 * 124 = 136 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{248}{236} = 1,05$$

$$K_{cd} = 1,025$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,025 * 248 = 254 \text{ kV}$$

4.4.2.4. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, para todos los demás equipos

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.15 y 3.16.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{124}{112} = 1,11$$

$$K_{cd} = 1,008$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 1,008 * 124 = 125 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{188}{171} = 1,10$$

$$K_{cd} = 1,01$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,01 * 188 = 188 \text{ kV}$$

4.4.2.5. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido

Para efectos de cálculo, el voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente rápido será determinado por la ecuación 3.18.

$$U_{pl} = 141 \text{ kV}$$

$$A = 4\,500 \text{ kV}$$

$$n = 6$$

$$L = 0,015 \text{ km}$$

$$L_{sp} = 0,09 \text{ km}$$

$$L_a = \frac{R_{km}}{R_a} = \frac{1}{\frac{400}{1}} = 0,25 \text{ km}$$

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 141 + \frac{4\,500}{6} * \frac{0,015}{0,09 + 0,25} = 174 \text{ kV}$$

4.4.3. Tensiones de soportabilidad requeridos (U_{rw})

Para determinar los voltajes de soportabilidad requeridos, a estos se les aplicara un factor de corrección atmosférico K_a , para el cálculo de coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla 1 se tomará como valido una altura sobre el nivel del mar de 1 000 msnm, debido a que la subestación se encuentra por debajo de los 1 000 msnm y se a estandarizado en las normas que los cálculos se tomen a partir de 1 000 msnm, valores por encima de esta altitud utilizaran un factor para ajustar la altitud, valores por debajo de esta altitud se les aplicara una altitud de 1000msnm; otro factor que será el factor de seguridad K_s , este determinado con base en la Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.3.1. Factor de seguridad K_s según ecuación 3.21:

$$k_s = 1,05$$

Factor de corrección según la ecuación 3.22:

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

4.4.3.1. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1000}{8150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 63 = 75 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1000}{8150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 102 = 121 \text{ kV}$$

4.4.3.2. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento

Las tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento serán determinadas para equipos de entrada de línea y para todos los demás equipos

4.4.3.2.1. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 136 = 161 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 254 = 301 \text{ kV}$$

4.4.3.2.2. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 125 = 148 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 188 = 224 \text{ kV}$$

4.4.3.2.3. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente rápido

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 181 = 206 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 181 = 206 \text{ kV}$$

4.4.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de la conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas, se indica el procedimiento a continuación.

4.4.4.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)

Las tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos.

4.4.4.1.1. Equipos en la entrada de la línea

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.32 y 3.33 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500} \right)$$

$$SDW = 161 * \left(0,6 + \frac{161}{8\ 500} \right) = 100 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700} \right)$$

$$SDW = 301 * \left(0,6 + \frac{301}{12\ 700} \right) = 188 \text{ kV}$$

4.4.4.1.2. Para todos los demás equipos

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.34 y 3.35 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500}\right)$$
$$SDW = 148 * \left(0,6 + \frac{148}{8\ 500}\right) = 91\text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700}\right)$$
$$SDW = 224 * \left(0,6 + \frac{224}{12\ 700}\right) = 139\text{ kV}$$

4.4.4.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)

Las tensiones de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos

4.4.4.2.1. Equipos en la entrada de la línea

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.36 y 3.37 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$\begin{aligned}LIW &= U_{rw} * 1,3 \\LIW &= 161 * 1,3 = 209 \text{ kV}\end{aligned}$$

- Fase-fase:

$$\begin{aligned}LIW &= U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\,000}\right) \\SDW &= 301 * \left(1,05 + \frac{301}{9\,000}\right) = 326 \text{ kV}\end{aligned}$$

4.4.4.2.2. Para todos los demás equipos

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.38 y 3.39 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$\begin{aligned}LIW &= U_{rw} * 1,3 \\LIW &= 148 * 1,3 = 192 \text{ Kv}\end{aligned}$$

- Fase-fase:

$$\begin{aligned}LIW &= U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\,000}\right) \\SDW &= 224 * \left(1,05 + \frac{224}{9\,000}\right) = 241 \text{ kV}\end{aligned}$$

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE COSTOS Y PRESUPUESTO DEL PROYECTO COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ESCUINTLA 1

5.1. Análisis económico

Después de realizar el estudio técnico, se procederá con la determinación del monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto. Para iniciar con el estudio se determinarán los costos de la inversión donde se reflejan los costos de adquisición de los activos fijos. Otros rubros imprescindibles son los costos de mano de obra, obra civil y montaje electromecánico.

5.1.1. Costos

En las siguientes tablas se presentan los costos incurridos para la obra, montaje, puesta en operación y mantenimientos de los pararrayos propuestos para el uso y operación de la subestación eléctrica Escuintla 1, cabe mencionar que estos costos son unitarios es decir el costo es monofásico, de una sola línea; para determinar el costo total se debe multiplicar el costo monofásico por tres dado que las líneas que entran a la subestación son trifásicas, es decir tres líneas.

Los datos de los costos son tomados de referencia de la base de datos de activos y gastos pagados por ETCEE-INDE, lo cual indica que algunos de estos gastos tomados pudieran no ser actuales, por lo cual es necesario

actualizar estos costos con herramientas financieras utilizadas en estudios económicos.

5.1.1.1. Pararrayos 230 kV

En la tabla XI se realiza la descripción de los costos que tienen los pararrayos de 230 kV.

Tabla IX. Costos pararrayos 230 kV

Pararrayos	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Pararrayos de 230 kV	07/04/2014	32 793,60	4 360,85
Obra electromecánica	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Montaje y Pruebas para Puesta en Operación de Pararrayos 230 kV	19/09/2013	13 197,00	1 754,92
Obra civil	Fecha Adquisición	Q/Unida	\$/Unidad
Obra civil	ene-13	25 165,08	3 346,42
Estructura	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Estructura para pararrayos 230 kV	ene-13	23 832,73	3 169,25
Mantenimiento	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Mantenimiento preventivo anual	-	1 504,00	200,00
Total unitario		Q/Unidad	\$/Unidad
		94 988,42	12 631,44
Total 3 unidades		Q	\$
		284 965,25	37 894,32

Fuente: elaboración propia.

5.1.1.2. Pararrayos 138 kV

En la tabla XII se describen los costos de los pararrayos de 138 kV.

Tabla XII. Costos pararrayos 138 kV

Pararrayos	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Pararrayos Marca Ohio Brass Mod.	14.06.2013	20 573,17	2 735,79
Obra electromecánica	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Montaje y Pruebas para Puesta en Operación de Pararrayos 138 kV	ene-13	12 999,67	1 728,68
Obra civil	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Obra civil	ene-13	13 726,41	1 825,32
Estructura	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Estructura para pararrayos 138 kV	ene-13	12 999,67	1 728,68
Mantenimiento	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Mantenimiento preventivo anual	-	1 128,00	150,00
Total unitario		Q/Unidad	\$/Unidad
		60 298,92	8 018,47
Total 3 unidades		Q	\$
		180 896,77	24 055,42

Fuente: elaboración propia.

5.1.1.3. Pararrayos 69 kV

En la tabla XIII se describen los costos del pararrayos 69 kV.

Tabla XIII. Costos pararrayos 69 kV

Pararrayos	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Pararrayos tipo estación de 69 KV	01.09.2009	3 911,41	520,13
Obra electromecánica	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Montaje y Pruebas para Puesta en Operación de Pararrayos 69 kV	05/11/2013	13 197,00	1 754,92
Obra civil	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Obra civil	-	11 438,67	1 521,10
Estructura	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Estructura para pararrayos 230 kV	-	4 258,36	566,27
Mantenimiento	Fecha Adquisición	Q/Unidad	\$/Unidad
Mantenimiento preventivo anual	-	752 00	100,00
Total unitario		Q/Unidad	\$/Unidad
		32 805,44	4 362,43
Total 3 unidades		Q	\$
		98,416.32	13,087.28

Fuente: elaboración propia.

5.1.2. Actualización de costos

Debido a que los costos fueron obtenidos de diferentes fechas a lo largo de los años es necesario tener todos los costos utilizados en un mismo punto del tiempo, es decir, tener todos los costos en una misma fecha del tiempo.

Para realizar dicha operación se utilizara una herramienta financiera denominada Índices de Precios del Productor -PPI-, por su acrónimo en inglés, dicha herramienta es una familia de índices que mide el cambio promedio a lo largo del tiempo en los precios de venta obtenido de productores de bienes y servicios. El PPI mide los cambios de precio desde la perspectiva del vendedor. Los PPI están disponibles para la producción de casi todas las industrias de los sectores productores de bienes de la economía de los Estados Unidos. Así

como de electricidad, construcción, inmuebles, servicios, entre otros. Una de las mayores utilidades a estos índices de precio del productor, es el de indicador económico.

Por tal motivo se hará uso de esta herramienta financiera para actualizar los costos obtenidos

5.1.2.1. Pararrayos 230 kV

En la tabla XIV PPI pararrayos 230 kV se describen los parámetros utilizados para el cálculo.

Tabla XIV. PPI pararrayos 230 kV

Parámetros utilizados para el cálculo	
Rubro PPI	<i>Electrical equipment</i>
PPI 2014	147,0
PPI 2013	136,6
PPI 2016	158,4
Rubro PPI	<i>Concrete products</i>
PPI 2013	218,5
PP 2016	249,4
Rubro PPI	<i>Metals and metal products</i>
PPI 2013	228,0
PPI 2016	189,6
Tipo de Cambio [\$]	Q 7,52

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. **Costos actualizados pararrayos 230 kV**

Costos actualizados 230 kV		
Pararrayos	Q/Unidad	\$/Unidad
Pararrayos de 230 kV	35 336,78	4 699,04
Obra electromecánica	Q/Unidad	\$/Unidad
Montaje y Pruebas para Puesta en Operación de Pararrayos 230 kV	15 303,11	2 034,99
Obra civil	Q/Unida	\$/Unidad
Obra civil	28 723,90	3 819,67
Estructura	Q/Unidad	\$/Unidad
Estructura para pararrayos 230 kV	19 818,80	2 635,48
Mantenimiento	Q/Unidad	\$/Unidad
Mantenimiento preventivo anual	1 504,00	200
Total unitario	Q/Unidad	\$/Unidad
	100 686,58	13 389,17
Total 3 unidades	Q	\$
	302 059,75	40 167,52

Fuente: elaboración propia.

5.1.2.2. Pararrayos 138 kV

En la tabla XVI y XVII se describen los parámetros utilizados para los cálculos.

Tabla XVI. PPI pararrayos 138 kV

Parámetros utilizados para el cálculo	
Rubro PPI	<i>Electrical equipment</i>
PPI 2013	136,6
PPI 2016	158,4
Rubro PPI	<i>Concrete products</i>
PPI 2013	218,5
PP 2016	249,4
Rubro PPI	<i>Metals and metal products</i>
PPI 2013	228,0
PPI 2016	189,6
Tipo de cambio [Q/\$]	Q 7,52

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVII. Costos actualizados pararrayos 138 kV

Costos actualizados 138 kv		
Pararrayos	Q/Unidad	\$/Unidad
Pararrayos de 138 kV	23 856,44	3 172,40
Obra electromecánica	Q/Unidad	\$/Unidad
Montaje y Pruebas para Puesta en Operación de Pararrayos 138 kV	15 074,29	2 004,56
Obra civil	Q/Unida	\$/Unidad
Obra civil	15 667,58	2 083,45
Estructura	Q/Unidad	\$/Unidad
Estructura para pararrayos 138 kv	10 810,25	1 437,53
Mantenimiento	Q/Unidad	\$/Unidad
Mantenimiento preventivo anual	1 128,00	150
Total unitario	Q/Unidad	\$/Unidad
	66 536,57	8 847,95
Total 3 unidades	Q	\$
	199 609,71	26 543,84

Fuente: elaboración propia.

5.1.2.3. Pararrayos 69 kV

Tabla XVIII. PPI pararrayos 69 kV

Parámetros utilizados para el cálculo	
Rubro PPI	<i>Electrical equipment</i>
PPI 2009	113,8
PPI 2013	136,6
PPI 2016	158,4
Rubro PPI	<i>Concrete products</i>
PPI 2013	218,5
PP 2016	249,4
Rubro PPI	<i>Metals and metal products</i>
PPI 2013	228,0
PPI 2016	189,6
Tipo de cambio [\$]	Q 7,52

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIX. Costos actualizados pararrayos 69 kV

Costos actualizados 69 kV		
Pararrayos	Q/Unidad	\$/Unidad
Pararrayos de 230 kV	5 444,35	723,98
Obra electromecánica	Q/Unidad	\$/Unidad
Montaje y Pruebas para Puesta en Operación de Pararrayos 230 kV	15 303,11	2,034,99
Obra civil	Q/Unida	\$/Unidad
Obra civil	13 056,32	1 736,21
Estructura	Q/Unidad	\$/Unidad
Estructura para pararrayos 230 kV	3 541,16	470,90
Mantenimiento	Q/Unidad	\$/Unidad
Mantenimiento preventivo anual	752,00	100
Total unitario	Q/Unidad	\$/Unidad
	38 096,94	5 066,08
Total 3 unidades	Q	\$
	114 290,82	15 198,25

Fuente: elaboración propia.

5.1.3. Ingresos

A continuación se hace una descripción de la remuneración por pago de peaje nacional.

5.1.3.1. Remuneración por pago de peaje nacional

Es el método por el cual el agente transportista es remunerado por el uso de sus instalaciones, el cual es remunerado por medio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE; La Ley General de Electricidad, LGE, en su Capítulo II Peaje por el uso de los sistemas de transmisión y distribución, indica la forma y el procedimiento por el cual es realizado el pago.

Según el reglamento de la Ley General de Electricidad, RLGE se establece en su Capítulo IV Sistema de peaje para el STEE, en su artículo 55, establece las bases para el cálculo del peaje el cual establece lo siguiente:

“El Transportista recibirá anualmente por sus instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte Energía Eléctrica, STEE, dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada Peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no hubiera acuerdo entre el Transportista y el Usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, STEE, la Comisión establecerá el peaje máximo sobre la base de los siguientes conceptos:

- La anualidad de la inversión de las instalaciones de un Sistema de Transmisión Económicamente Es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar, considerando un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la Comisión

Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad y una vida útil de treinta (30) años.

- Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo el 3 % del costo total de la inversión mencionada en el párrafo anterior. Este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, sobre la base de estudios técnicos.
 - Para instalaciones existentes del Sistema Principal de Transporte, un valor de peaje máximo, en proporción a la Potencia Firme, que se calcula dividiendo el costo anual de transmisión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, STEE del sistema principal entre la Potencia Firme total del Sistema Nacional Interconectado.
 - Para instalaciones existentes del Sistema Secundario, un valor de peaje máximo, en proporción a la Potencia Firme, que se calcula dividiendo el costo anual de transmisión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, STEE de los sistemas secundarios correspondientes, entre la Potencia Firme total relacionada al sistema secundario correspondiente.
 - Para instalaciones nuevas, el peaje será:
 - Para las instalaciones construidas por acuerdo entre partes o por iniciativa propia, el peaje será el costo acordado entre los interesados y el transportista, el que será pagado por los primeros. Los sistemas secundarios estarán sujetos a libre acceso previo el pago de los peajes correspondientes.

- Para instalaciones construidas por la modalidad de Licitación Pública, el Peaje tendrá dos periodos de remuneración:
 - Periodo de amortización: en el cual transportista recibirá como única remuneración el canon anual, el cual será pagado a prorrata de la potencia firme y se dividirá en doce (12) cuotas iguales a ser pagadas en forma mensual.
 - Período de operación: será el periodo posterior al de amortización, en el cual el transportista recibirá exclusivamente el peaje que corresponda al Sistema Principal de Transporte, aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

- La comisión evaluará la incorporación de interconexiones internacionales al sistema principal de transporte según los beneficios para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista. La norma de coordinación correspondiente desarrollara lo referente a peajes de estos sistemas.”

5.1.3.2. Cálculo del peaje

Para determinar el peaje se realizara el siguiente procedimiento:

- Se obtiene el Valor Nuevo de Reemplazo, VNR, de la instalación o el equipo a ser remunerado, aplicando valores eficientes de los equipos y materiales utilizados.

- Se calcula el Factor de Recuperación del Capital, FRC, tomando en cuenta que el ISR actualmente es del 25 %, el cual es calculado de la siguiente manera:

$$TR = \frac{r}{1 - ISR} = \frac{7\%}{1 - 25\%} = 9,33\%$$

$$FRC = \frac{TR}{1 - (1 - TR)^{-T}} = \frac{\frac{7\%}{1 - 25\%}}{1 - \left(1 + \frac{7\%}{1 - 25\%}\right)^{-30}} = 10,02\%$$

Donde

TR = tasa de rentabilidad después de impuestos

R = rentabilidad anual sobre la inversión

FRC = factor de Recuperación del Capital

T = tiempo de vida útil del equipo a instalar

ISR = impuesto sobre la renta

- Se le aplica el Factor de Recuperación del Capital, FRC al valor nuevo de reemplazo del equipo deseado a ser remunerado con el peaje, el cual será definido por la siguiente ecuación:

$$\text{Peaje} = (\text{VNR} \times \text{FRC}) + (\text{TR} \times \text{terrenos/servidumbres}) + [(\text{VNR} + \text{terrenos/servidumbre}) \times 0,03]$$

Para el siguiente proyecto cabe mencionar que el factor denominado en la ecuación anterior como “terrenos/servidumbre” el cual corresponde al precio del terreno en el cual fue instalado el equipo así como la servidumbre que pudiera poseer este, no son aplicables en este caso debido a que según la normativa propuesta en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, RGLE a los equipos que pertenecen al grupo definido como campos de conexión, situación del equipo analizado en este proyecto, no se les es reconocido tanto el terreno como servidumbre, estos son consignados en otros grupos que para efecto de cálculo de este proyecto no se les es contemplado ya que el objetivo

de este proyecto es determinar el análisis económico solo del equipo coordinación de aislamiento, llámese pararrayos.

En las tablas XX, XXI y XXII se determinó el peaje que será devengado por el agente transportista a cargo del proyecto, el cual será pagado en su totalidad a través de 12 pagos anuales, que sumados dará la cantidad reflejada en las tablas denominada como peaje anual, dicho calculo fue estimado para la instalación, montaje y puesta en servicio de los tres pararrayos que contiene cada una de las líneas entrantes a la subestación eléctrica Escuintla 1, en sus diferentes niveles de tensión, cuidadosamente especificados.

5.1.3.2.1. Peaje pararrayos 230 kV

Tabla XX. Peaje pararrayos 230 kV

Peaje anual pararrayos 230 kv [\$ usd/año]				
Descripción	VNR	FRC (10%)	AO&M (3%)	Peaje Anual [USD/año]
Pararrayos 230 kV ABB	\$40 167,52	\$ 4 024,79	\$1 205,03	\$ 5 229,81

Fuente: elaboración propia.

5.1.3.2.2. Peaje pararrayos 138 kV

Tabla XXI. **Peaje pararrayos 138 kV**

PEAJE ANUAL PARARRAYOS 138 KV [\$ USD/AÑO]				
Descripción	VNR	FRC (10 %)	AO&M (3 %)	Peaje Anual [USD/año]
Pararrayos 138 kV OHIO BRASS	\$ 26 543,84	\$ 2 659,69	\$ 796,32	\$ 3 456,01

Fuente: elaboración propia.

5.1.3.2.3. **Peaje Pararrayos 69 Kv**

Tabla XXII. **Peaje pararrayos 69 kV**

PEAJE ANUAL PARARRAYOS 69 KV [\$ USD/AÑO]				
Descripción	VNR	FRC (10%)	AO&M (3%)	Peaje Anual [USD/año]
Pararrayos 69 kV ABB	\$ 15 198,25	\$ 1 522,86	\$ 455,95	\$ 1 978 81

Fuente: elaboración propia.

5.2. **Evaluación Económica Financiera**

En lo que se refiere a la evaluación económica financiera del proyecto se analizara el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

5.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

Determinar el valor actual neto será un parámetro utilizado para actualizar los movimientos de fondos del proyecto, es decir ingresos y egresos, para luego calcular su diferencia. Para realizar esta acción, se traen todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a una tasa de interés determinada. El VAN es utilizado como una herramienta para determinar la rentabilidad de un proyecto o inversión en términos absolutos, es decir durante todo el tiempo de vida útil estimada del proyecto.

Los criterios de decisión con base en los resultados del VAN son los siguientes:

- VAN > 0: el valor actual neto de los movimientos de fondo del proyecto, a la tasa de interés determinada generaran beneficios, por lo cual se recomienda aceptar el proyecto.
- VAN = 0: el valor actual neto de los movimientos de fondo del proyecto, no generara beneficios ni pérdida alguna.
- VAN < 0: el valor actual neto de los movimientos de fondo del proyecto, a la tasa de interés determinada generara pérdidas, por lo cual se recomienda rechazar el proyecto.

Para efectos de cálculo se determinara, con base en los flujos de caja de cada una de las inversiones necesarias para este proyecto, el VAN a una tasa de interés líder actual determinada según junta monetaria del Banco de Guatemala.

5.2.1.1. Pararrayos 230 kV

Para efectos de cálculo los criterios utilizados para determinar el VAN, fueron los siguientes:

- El proyecto tendrá en total una vida útil de producción de 30 años, lo cual indica que todos los movimientos de fondos estarán reflejados en años.
- La tasa de descuento utilizada será la tasa de interés líder fijada por la junta monetaria del Banco de Guatemala, la cual es del 3 %.

Tabla XXIII. VAN pararrayos 230 kV

Años	Egresos	Ingresos	Movimiento de fondos	VAN
0	39 567,52	-	-39 567,52	-39 567,52
1	600,00	5 229,81	4 629,81	4 494,96
2	600,00	5 229,81	4 629,81	4 364,04
3	600,00	5 229,81	4 629,81	4 236,93
4	600,00	5 229,81	4 629,81	4 113,53
5	600,00	5 229,81	4 629,81	3 993,72
6	600,00	5 229,81	4 629,81	3 877,39
7	600,00	5 229,81	4 629,81	3 764,46
8	600,00	5 229,81	4 629,81	3 654,82
9	600,00	5 229,81	4 629,81	3 548,36
10	600,00	5 229,81	4 629,81	3 445,01
11	600,00	5 229,81	4 629,81	3 344,67
12	600,00	5 229,81	4 629,81	3 247,26
13	600,00	5 229,81	4 629,81	3 152,68
14	600,00	5 229,81	4 629,81	3 060,85
15	600,00	5 229,81	4 629,81	2 971,70
16	600,00	5 229,81	4 629,81	2 885,15
17	600,00	5 229,81	4 629,81	2 801,11
18	600,00	5 229,81	4 629,81	2 719,53

Continuación de la tabla XXIII.

19	600,00	5 229,81	4 629,81	2 640,32
20	600,00	5 229,81	4 629,81	2 563,41
21	600,00	5 229,81	4 629,81	2 488,75
22	600,00	5 229,81	4 629,81	2 416,26
23	600,00	5 229,81	4 629,81	2 345,89
24	600,00	5 229,81	4 629,81	2 277,56
25	600,00	5 229,81	4 629,81	2 211,22
26	600,00	5 229,81	4 629,81	2 146,82
27	600,00	5 229,81	4 629,81	2 084,29
28	600,00	5 229,81	4 629,81	2 023,58
29	600,00	5 229,81	4 629,81	1 964,64
30	600,00	5 229,81	4 629,81	1 907,42
TOTAL	\$57 567,52	\$156 894,33	\$ 99 326,81	\$51 178,82

Fuente: elaboración propia.

5.2.1.2. Pararrayos 138 kV

Para efectos de cálculo los criterios utilizados para determinar el VAN, fueron los siguientes:

- El proyecto tendrá en total una vida útil de producción de 30 años, lo cual indica que todos los movimientos de fondos estarán reflejados en años.
- La tasa de descuento utilizada será la tasa de interés líder fijada por la junta monetaria del Banco de Guatemala, la cual es del 3 %

Tabla XXIV. VAN pararrayos 138 kV

Años	Egresos	Ingresos	Movimiento de fondos	VAN
0	26 093,84	-	-26 093,84	-26 093,84
1	450,00	3 456,01	3 006,01	2 918,45
2	450,00	3 456,01	3 006,01	2 833,45
3	450,00	3 456,01	3 006,01	2 750,92
4	450,00	3 456,01	3 006,01	2 670,80
5	450,00	3 456,01	3 006,01	2 593,01
6	450,00	3 456,01	3 006,01	2 517,48
7	450,00	3 456,01	3 006,01	2 444,16
8	450,00	3 456,01	3 006,01	2 372,97
9	450,00	3 456,01	3 006,01	2 303,86
10	450,00	3 456,01	3 006,01	2 236,75
11	450,00	3 456,01	3 006,01	2 171,60
12	450,00	3 456,01	3 006,01	2 108,35
13	450,00	3 456,01	3 006,01	2 046,95
14	450,00	3 456,01	3 006,01	1 987,33
15	450,00	3 456,01	3 006,01	1 929,44
16	450,00	3 456,01	3 006,01	1 873,25
17	450,00	3 456,01	3 006,01	1 818,68
18	450,00	3 456,01	3 006,01	1 765,71
19	450,00	3 456,01	3 006,01	1 714,28
20	450,00	3 456,01	3 006,01	1 664,35
21	450,00	3 456,01	3 006,01	1 615,88
22	450,00	3 456,01	3 006,01	1 568,81
23	450,00	3 456,01	3 006,01	1 523,12
24	450,00	3 456,01	3 006,01	1 478,76
25	450,00	3 456,01	3 006,01	1 435,69
26	450,00	3 456,01	3 006,01	1 393,87
27	450,00	3 456,01	3 006,01	1 353,27
28	450,00	3 456,01	3 006,01	1 313,86
29	450,00	3 456,01	3 006,01	1 275,59
30	450,00	3 456,01	3 006,01	1 238,44
TOTAL	\$39 593,84	\$ 103 680,26	\$ 64 086,41	\$32 825,25

Fuente: elaboración propia.

5.2.1.3. Pararrayos 69 kV

Para efectos de cálculo los criterios utilizados para determinar el VAN, fueron los siguientes:

- El proyecto tendrá en total una vida útil de producción de 30 años, lo cual indica que todos los movimientos de fondos estarán reflejados en años.
- La tasa de descuento utilizada será la tasa de interés líder fijada por la junta monetaria del Banco de Guatemala, la cual es del 3 %.

Tabla XXV. VAN pararrayos 69 kV

Años	Egresos	Ingresos	Movimiento de fondos	VAN
0	14 898,25	-	-14 898,25	-14 898,25
1	300,00	1 978,81	1 678,81	1 629,91
2	300,00	1 978,81	1 678,81	1 582,44
3	300,00	1 978,81	1 678,81	1 536,35
4	300,00	1 978,81	1,678,81	1 491,60
5	300,00	1 978,81	1,678,81	1 448,16
6	300,00	1 978,81	1,678,81	1 405,98
7	300,00	1 978,81	1,678,81	1 365,03
8	300,00	1 978,81	1,678,81	1 325,27
9	300,00	1 978,81	1,678,81	1 286,67
10	300,00	1 978,81	1,678,81	1 249,19
11	300,00	1 978,81	1,678,81	1 212,81
12	300,00	1 978,81	1,678,81	1 177,48
13	300,00	1 978,81	1,678,81	1 143,19
14	300,00	1 978,81	1,678,81	1 109,89
15	300,00	1 978,81	1,678,81	1 077,57
16	300,00	1 978,81	1,678,81	1 046,18
17	300,00	1 978,81	1,678,81	1 015,71
18	300,00	1 978,81	1,678,81	986,12
19	300,00	1 978,81	1,678,81	957,40

Continuación de la tabla XXV.

20	300,00	1 978,81	1,678,81	929,52
21	300,00	1 978,81	1,678,81	902,44
22	300,00	1 978,81	1,678,81	876,16
23	300,00	1 978,81	1,678,81	850,64
24	300,00	1 978,81	1,678,81	825,86
25	300,00	1 978,81	1,678,81	801,81
26	300,00	1 978,81	1,678,81	778,46
27	300,00	1 978,81	1,678,81	755,78
28	300,00	1 978,81	1,678,81	733,77
29	300,00	1 978,81	1,678,81	712,40
30	300,00	1 978,81	1,678,81	691,65
TOTAL	\$23 898,25	\$59 364,35	\$ 35 466,11	\$ 18 007,20

Fuente: elaboración propia.

5.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es una tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. La TIR de una inversión o proyecto es la tasa de descuento que hace que el VAN de los movimientos de fondos del flujo de efectivo de la inversión sea igual a cero.

Las tasas internas de retorno habitualmente se utilizan para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. Cuanto mayor sea esta, es mayor la recomendación para llevar a cabo el mismo.

5.2.2.1. Pararrayos 230 kV

Según cálculos, la TIR obtenida para el proyecto de montaje, conexión, puesta en operación y mantenimiento de los pararrayos de 230 kV, es la siguiente:

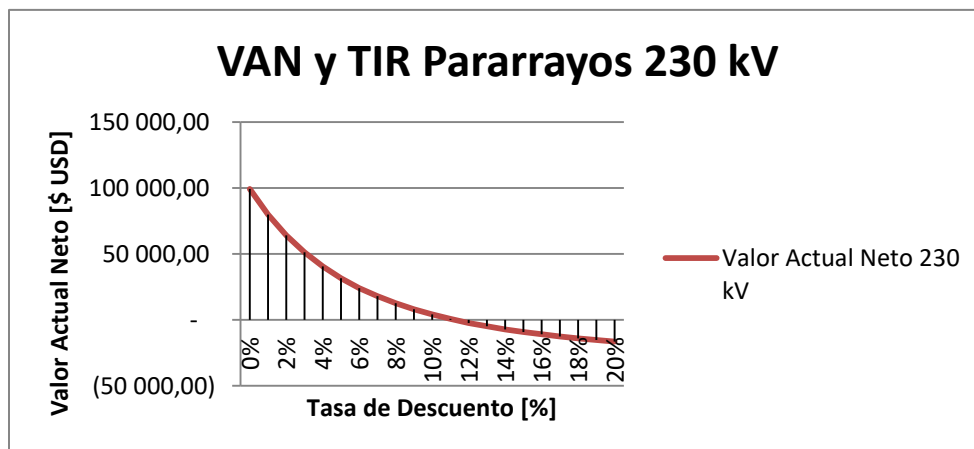
Tabla XXVI. TIR pararrayos 230 kV

TIR Pararrayos 230 kV	
Tasa de Interés	3 %
TIR	11,22 %

Fuente: elaboración propia.

De la cual se puede observar su comportamiento en función del VAN, en la siguiente figura 6.

Figura 6. VAN y TIR pararrayos 230 kV



Fuente: elaboración propia.

5.2.2.2. Pararrayos 138 kV

Según cálculos, la TIR obtenida para el proyecto de montaje, conexionado, puesta en operación y mantenimiento de los pararrayos de 230 kV, es la siguiente:

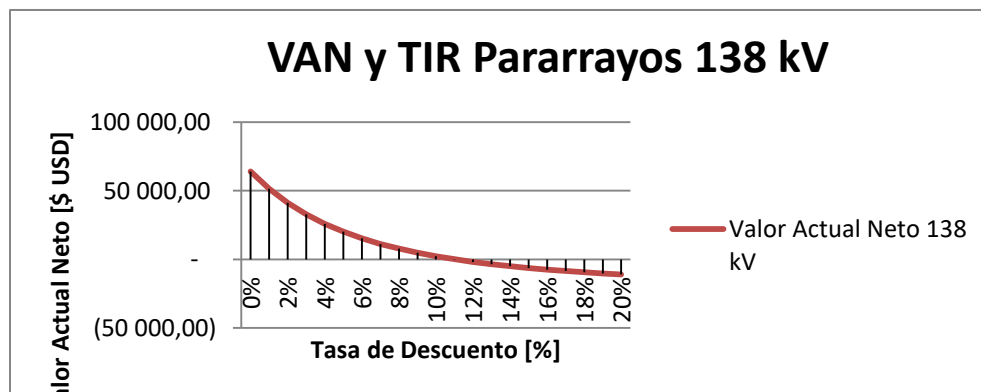
Tabla XXVII. TIR pararrayos 138 kV

TIR Pararrayos 138 kV	
Tasa de interés	3 %
TIR	11,02 %

Fuente: elaboración propia.

De la cual se puede observar su comportamiento en función del VAN, en la figura 7.

Figura 7. VAN y TIR pararrayos 138 kV



Fuente: elaboración propia.

5.2.2.3. Pararrayos 69 kV

Según cálculos, la TIR obtenida para el proyecto de montaje, conexión, puesta en operación y mantenimiento de los pararrayos de 230 kV, es la siguiente:

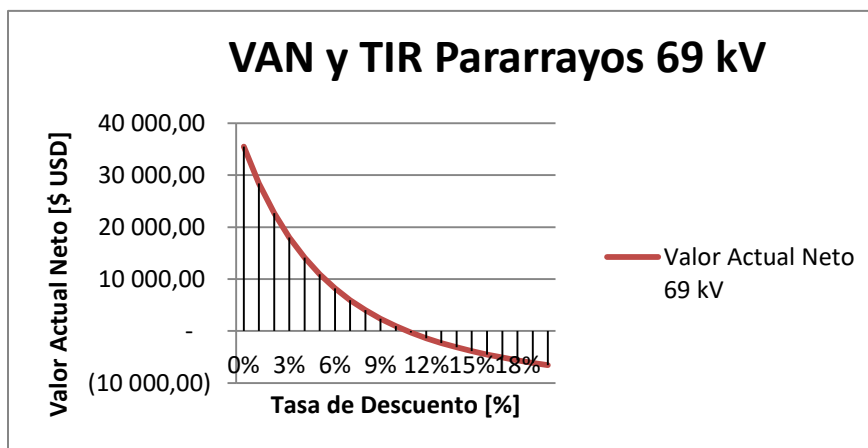
Tabla XXVIII. TIR pararrayos 69 kV

TIR Pararrayos 69 kV	
Tasa de interés	3 %
TIR	10,74 %

Fuente: elaboración propia.

De la cual se puede observar su comportamiento en función del VAN, en la figura 8.

Figura 8. VAN y TIR pararrayos 69 kV



Fuente: elaboración propia.

5.2.3. Relación Beneficio Costo

La relación beneficio costo es el cociente de la división entre el valor actualizado de los beneficios, llámense ingresos, entre el valor actualizado de los costos, llámense egresos. Su cálculo es simple, para poder obtener esta relación, se divide la suma de los beneficios actualizados de todos los años entre la suma de los costos actualizados de todos los años del proyecto.

Los criterios utilizados para decidir si el proyecto es viable con base en esta relación son los siguientes:

- RBC > 1: la relación obtenida es mayor a la unidad, lo que indica que se recuperó la inversión inicial y además de eso se obtienen beneficios del proyecto o de la inversión, se recomienda aceptar el proyecto o inversión.
- RBC = 1: cuando la RBC es igual a la unidad significa que los ingresos son igual a los egresos por lo tanto no hay beneficios ni costos algunos para el proyecto, por lo tanto no es recomendable por su nula rentabilidad.
- RBC < 1: la RBC es menor a la unidad, lo que indica que los costos del proyecto son mayores a los beneficios que este genera, por lo tanto no es recomendable aceptar el proyecto.

5.2.3.1. Pararrayos 230 kV

Según cálculos la Relación Beneficio Costo (RBC), para los pararrayos de 230 kV, es la tabla XXIX.

Tabla XXIX1. **RBC pararrayos 230 kV**

Relación Beneficio Costo Pararrayos 230 kV	
Σ Ingresos	102 506,61
Σ Costos	11 760,26
Σ Costos + Inversión Inicial	51 327,79
RBC	1,997

Fuente: elaboración propia.

5.2.3.2. **Pararrayos 138 kV**

Según cálculos la relación beneficio costo (RBC), para los pararrayos de 138 kV, es la siguiente:

Tabla XXX. **RBC pararrayos 138 kV**

Relación Beneficio Costo Pararrayos 138 kV	
Σ Ingresos	67 739,29
Σ Costos	8 820,20
Σ Costos + Inversión Inicial	34 914,04
RBC	1,940

Fuente: elaboración propia.

5.2.3.3. **Pararrayos 69 kV**

Según cálculos la Relación Beneficio Costo (RBC), para los pararrayos de 69 kV, es la siguiente:

Tabla XXXI. **RBC pararrayos 69 kV**

Relación Beneficio Costo Pararrayos 69 kV	
Σ Ingresos	38 785,58
Σ Costos	5 880,13
Σ Costos + Inversión Inicial	20 778,38
RBC	1,867

Fuente: elaboración propia.

6. EXPOSICIÓN DE RESULTADOS DEL NUEVO DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ESCUINTLA

Los resultados obtenidos del rediseño de la coordinación de aislamiento de la subestación eléctrica Escuintla 1, serán evaluados tanto bajo el concepto técnico como bajo el concepto económico, para evaluar la propuesta de proyecto en un marco integral y tomar una decisión en función de los resultados obtenidos para beneficio de la institución.

6.1. Rediseño de coordinación de aislamiento, Subestación Escuintla 1

Para el rediseño de coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla 1, se utilizaron los conceptos y modelos matemáticos descritos en el Capítulo 3 denominado como modelado matemático de la coordinación de aislamiento.

6.1.1. Propuesta de nueva coordinación de aislamiento en la Subestación Eléctrica Escuintla 1 en 230 kV

El análisis y los cálculos necesarios para determinar la coordinación de aislamiento propuesto en la subestación Escuintla 1, son descritos en el numeral 6.1.1. de este documento.

6.1.1.1. Tensiones representativas (U_{rp})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones representativas, se indica el procedimiento a continuación.

6.1.1.1.1. Tensiones a frecuencia industrial

La amplitud base U_m de las sobretensiones representativas se describe bajo la siguiente ecuación, la cual describe la tensión asignada al material o equipo:

$$U_m = \frac{U_s * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$U_m = \frac{245 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 200 \text{ kV}$$

6.1.1.1.2. Tensiones representativas para sobretensiones temporales

Debido a que el sistema se encuentra aterrizado sólidamente a tierra, se utilizará según Norma IEC 60071-2, un factor de falla a tierra $k=1.5$.

- Fallas a tierra

Según ecuación 3.2 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{K * U_s}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{1,5 * 245}{\sqrt{3}} = 212 \text{ kV}$$

- Rechazo de carga

Según ecuación 3.3 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{U_s * 1,4}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{245 * 1,4}{\sqrt{3}} = 198 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.4 U_{rp} (fase-fase):

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = U_s * 1,4$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = 245 * 1,4 = 343 \text{ kV}$$

6.1.1.1.3. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento

Fueron seleccionados los valores de sobretensión tanto de fase-tierra como de fase-fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedido, según Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.1.3.

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 \text{ p. u.}$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * U_m$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * 200 = 600 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 \text{ p. u.}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * U_m$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * 200 = 900 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$

$$U_{et} = 1,25 * (600) - 0,25 * (200) = 700 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$

$$U_{pt} = 1,25 * (900) - 0,43 * (200) = 1039 \text{ kV}$$

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 \text{ p. u.}$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * U_m$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * 200 = 380 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 \text{ p. u.}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * U_m$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * 200 = 580 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$

$$U_{et} = 1,25 * (380) - 0,25 * (200) = 425 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$

$$U_{pt} = 1,25 * (580) - 0,43 * (200) = 639 \text{ kV}$$

6.1.1.1.4. Protección del pararrayos al impulso de maniobra U_{ps}

Para poder controlar los sobrevoltajes se instalan pararrayos, los cuales deberán ser capaces de soportar el peor de los ciclos de sobrevoltaje temporal; de acuerdo a las características del fabricante se obtienen los siguientes datos:

- Protección al impulso por maniobra:

$$U_{ps} = 371 \text{ kV}$$

- Protección al impulso por rayo:

$$U_{pl} = 423 \text{ kV}$$

Por lo que los voltajes representativos fase-tierra y fase-fase para los equipos instalados en la subestación serán determinados de la siguiente manera:

6.1.1.1.5. Tensiones representativas para equipos de entrada de línea U_{rp}

$$U_{et} = U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - e) = 371 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = 2U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - p) = 2 * 357 = 742 \text{ kV}$$

6.1.1.1.6. Tensiones representativas para los demás equipos U_{rp}

$$U_{rp}(p - e) = 371 \text{ kV}$$

$$U_{rp}(p - p) = 639 \text{ kV}$$

6.1.1.2. Tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación, se indica el procedimiento a continuación.

6.1.1.2.1. Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales

Para efectos de cálculo se determinó que el factor de coordinación K_{cd} , para las sobretensiones temporales será 1, determinado por la Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.2.1. Por lo que, las sobretensiones temporales para soportabilidad de coordinación serán las siguientes:

$$K_{cd} = 1$$

$$U_{cw}(p - e) = K_c * U_{rp}(p - e) = 1 * 212 = 212 \text{ kV}$$

$$U_{cw}(p - p) = K_c * U_{rp}(p - p) = 1 * 343 = 343 \text{ kV}$$

6.1.1.2.2. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento

Para efectos de cálculos del factor de coordinación K_{cd} , para sobretensiones de frente lento, este se determinará con base en la figura 5, de la Norma IEC 60071-2.

- Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.13 y 3.14.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{371}{600} = 0,62$$

$$K_{cd} = 1,10$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 1,10 * 371 = 408 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{742}{900} = 0,82$$

$$K_{cd} = 1,02$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,02 * 742 = 757 \text{ kV}$$

- Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, para todos los demás equipos

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.15 y 3.16.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{371}{380} = 0,98$$

$$K_{cd} = 1,04$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 1,04 * 371 = 386 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{639}{580} = 1,10$$

$$K_{cd} = 1,00$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,00 * 639 = 639 \text{ kV}$$

6.1.1.2.3. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido

Para efectos de cálculo, el voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente rápido será determinado por la ecuación 3.18.

$$U_{pl} = 423 \text{ kV}$$

$$A = 4500 \text{ kV}$$

$$n = 5$$

$$L = 0,02 \text{ km}$$

$$L_{sp} = 0,125 \text{ km}$$

$$L_a = \frac{R_{km}}{R_a} = \frac{1}{\frac{400}{1}} = 0,25 \text{ km}$$

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 423 + \frac{4500}{25} * \frac{0,02}{0,125 + 0,25} = 471 \text{ kV}$$

6.1.1.3. Tensiones de soportabilidad requeridos (U_{rw})

Para determinar los voltajes de soportabilidad requeridos, a estos se les aplicara un factor de corrección atmosférico K_a , para el cálculo de coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla 1 se tomará como válido una altura sobre el nivel del mar de 1000 msnm, debido a que la subestación se encuentra por debajo de los 1000 msnm y se a estandarizado en las normas que los cálculos se tomen a partir de 1000 msnm, valores por encima de esta altitud utilizarán un factor para ajustar la altitud, valores por debajo de esta altitud se les aplicará una altitud de 1000 msnm; otro factor que será el factor de

seguridad K_s , este determinado con base en la Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.3.1. Factor de seguridad K_s según ecuación 3.21:

$$k_s = 1.05$$

Factor de corrección según la ecuación 3.22:

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

6.1.1.3.1. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 212 = 252 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 343 = 407 \text{ kV}$$

6.1.1.3.2. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento

Las tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento serán determinadas para equipos de entrada de línea y para todos los demás equipos.

- Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

- Fase-tierra:

$$m = 0,95$$

$$k_a = e^{0,94\left(\frac{1000}{8150}\right)} = 1,12$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,12 * 408 = 480 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1000}{8150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 757 = 898 \text{ kV}$$

- Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

- Fase-tierra:

$$m = 0,99$$

$$k_a = e^{0,95\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,12 * 386 = 454 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 639 = 758 \text{ kV}$$

- Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente rápido

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 471 = 559 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 471 = 559 \text{ kV}$$

6.1.1.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de la conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas, se indica el procedimiento a continuación.

6.1.1.4.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)

Las tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos.

- Equipos en la entrada de la línea

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.32 y 3.33 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500} \right)$$
$$SDW = 480 * \left(0,6 + \frac{480}{8\ 500} \right) = 315 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700}\right)$$

$$SDW = 898 * \left(0,6 + \frac{898}{12\ 700}\right) = 602\text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base en ecuaciones 3.34 y 3.35 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500}\right)$$

$$SDW = 454 * \left(0,6 + \frac{454}{8\ 500}\right) = 296\text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700}\right)$$

$$SDW = 758 * \left(0,6 + \frac{758}{12\ 700}\right) = 500\text{ kV}$$

6.1.1.4.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)

Las tensiones de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos.

- Equipos en la entrada de la línea

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base en ecuaciones 3.36 y 3.37 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$LIW = U_{rw} * 1,3$$
$$LIW = 480 * 1,3 = 624 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$LIW = U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\,000}\right)$$
$$SDW = 898 * \left(1,05 + \frac{898}{9\,000}\right) = 10\,32 \text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base en ecuaciones 3.38 y 3.39 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$LIW = U_{rw} * 1,3$$

$$LIW = 454 * 1,3 = 590 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$LIW = U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\,000}\right)$$

$$SDW = 758 * \left(1,05 + \frac{758}{9\,000}\right) = 860 \text{ kV}$$

6.1.2. Propuesta de nueva coordinación de aislamiento en la Subestación Eléctrica Escuintla 1 en 138 kV

El análisis y los cálculos necesarios para determinar la coordinación de aislamiento propuesta en la subestación Escuintla 1 son descritos en el numeral 6.1.2. de este documento.

6.1.2.1. Tensiones representativas (U_{rp})

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones representativas, se indica el procedimiento a continuación.

6.1.2.1.1. Tensiones a frecuencia industrial

La amplitud base U_m de las sobretensiones representativas se describe bajo la siguiente ecuación, la cual describe la tensión asignada al material o equipo:

$$U_m = \frac{U_s * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$U_m = \frac{145 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 118 \text{ kV}$$

6.1.2.1.2. Tensiones representativas para sobretensiones Temporales

Debido a que el sistema se encuentra aterrizado sólidamente a tierra, se utilizará según Norma IEC 60071-2, un factor de falla a tierra $k=1.5$.

- Fallas a tierra

Según ecuación 3.2 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{K * U_s}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{1,5 * 145}{\sqrt{3}} = 126 \text{ kV}$$

- Rechazo de carga

Según ecuación 3.3 U_{rp} (fase-tierra):

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{U_s * 1,4}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = \frac{145 * 1,4}{\sqrt{3}} = 117 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.4 U_{rp} (fase-fase):

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = U_s * 1,4$$

$$U_{rp}(\text{fase} - \text{fase}) = 145 * 1,4 = 203 \text{ kV}$$

6.1.2.1.3. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento

Fueron seleccionados los valores de sobretensión tanto de fase-tierra como de fase-fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedido, según Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.1.3.

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 \text{ p. u.}$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * U_m$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 3,0 * 118 = 354 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 \text{ p. u.}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * U_m$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 4,5 * 118 = 531 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$

$$U_{et} = 1,25 * (354) - 0,25 * (118) = 413 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$

$$U_{et} = 1,25 * (531) - 0,43 * (118) = 613 \text{ kV}$$

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 \text{ p. u.}$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * U_m$$

$$U_{e2}(\text{fase} - \text{tierra}) = 1,9 * 118 = 224 \text{ kV}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 \text{ p. u.}$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * U_m$$

$$U_{p2}(\text{fase} - \text{fase}) = 2,9 * 118 = 342 \text{ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son representados de la siguiente forma:

Según ecuación 3.9 U_{et} :

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$$

$$U_{et} = 1,25 * (224) - 0,25 * (118) = 251 \text{ kV}$$

Según ecuación 3.10 U_{pt} :

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$$

$$U_{pt} = 1,25 * (342) - 0,43 * (118) = 377 \text{ kV}$$

6.1.2.1.4. Protección del pararrayos al impulso de maniobra U_{ps}

Para controlar los sobrevoltajes se instalan pararrayos, los cuales deberán ser capaces de soportar el peor de los ciclos de sobrevoltaje temporal; de acuerdo a las características del fabricante se obtienen los siguientes datos:

- Protección al impulso por maniobra:

$$U_{ps} = 206 \text{ kV}$$

- Protección al impulso por rayo:

$$U_{pl} = 263 \text{ kV}$$

Por lo que los voltajes representativos fase-tierra y fase-fase para los equipos instalados en la subestación serán determinados de la siguiente manera:

6.1.2.1.5. Tensiones representativas para equipos de entrada de línea U_{rp}

$$U_{et} = U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - e) = 206 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = 2U_{ps}$$

$$U_{rp}(p - p) = 2 * 238 = 412 \text{ kV}$$

**6.1.2.1.6. Tensiones representativas
para los demás equipos U_{rp}**

$$U_{rp}(p - e) = 206 \text{ kV}$$

$$U_{rp}(p - p) = 377 \text{ kV}$$

**6.1.2.2. Tensiones de soportabilidad para
coordinación (U_{cw})**

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación, se indica el procedimiento a continuación.

**6.1.2.2.1. Tensiones de coordinación
para sobretensiones
temporales**

Para efectos de cálculo se determinó que el factor de coordinación K_c , para las sobretensiones temporales será 1, determinado por la Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.2.1. Por lo que, las sobretensiones temporales para soportabilidad de coordinación serán las siguientes:

$$K_c = 1$$

$$U_{cw}(p - e) = K_c * U_{rp}(p - e) = 1 * 126 = 126 \text{ kV}$$

$$U_{cw}(p - p) = K_c * U_{rp}(p - p) = 1 * 203 = 203 \text{ kV}$$

6.1.2.2.2. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento

Para efectos de cálculos del factor de coordinación K_{cd} , para sobretensiones de frente lento, este se determinará con base en la figura 5 de la Norma IEC 60071-2.

- Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.13 y 3.14.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{206}{354} = 0,58$$

$$K_{cd} = 1,10$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 1,10 * 206 = 227 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{412}{531} = 0,78$$

$$K_{cd} = 1,02$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,02 * 412 = 420 \text{ kV}$$

- Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento, para todos los demás equipos

El voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente lento, se determina mediante las ecuaciones 3.15 y 3.16.

- Fase-tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{206}{224} = 0,92$$

$$K_{cd} = 1,05$$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) = 1,05 * 206 = 216 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{377}{342} = 1,10$$

$$K_{cd} = 1,00$$

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) = 1,00 * 377 = 377 \text{ kV}$$

6.1.2.2.3. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido

Para efectos de cálculo, el voltaje de soportabilidad de coordinación para sobretensiones de frente rápido será determinado por la ecuación 3.18.

$$U_{pl} = 263 \text{ kV}$$

$$A = 4\,500 \text{ kV}$$

$$n = 2$$

$$L = 0,02 \text{ km}$$

$$L_{sp} = 0,115 \text{ km}$$

$$L_a = \frac{R_{km}}{R_a} = \frac{1}{\frac{400}{1}} = 0,25 \text{ km}$$

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 263 + \frac{4\,500}{2} * \frac{0,02}{0,115 + 0,25} = 386 \text{ kV}$$

6.1.2.3. Tensiones de soportabilidad requeridos (U_{rw})

Para determinar los voltajes de soportabilidad requeridos, a estos se les aplicará un factor de corrección atmosférico K_a, para el cálculo de coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla 1 se tomará como válido una altura sobre el nivel del mar de 1 000 msnm, debido a que la subestación se encuentra por debajo de los 1 000 msnm y se ha estandarizado en las normas que los cálculos se tomen a partir de 1 000 msnm, valores por encima de esta altitud utilizarán un factor para ajustar la altitud, valores por debajo de esta altitud se les aplicará una altitud de 1 000 msnm; otro factor que será el factor de seguridad K_s, esté determinado con base en la Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.3.1. Factor de seguridad K_s según ecuación 3.21:

$$k_s = 1,05$$

Factor de corrección según la ecuación 3.22:

$$k_a = e^{m\left(\frac{H}{8\,150}\right)}$$

6.1.2.3.1. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones temporales

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\ 000}{8\ 150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 126 = 150 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\ 000}{8\ 150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 203 = 241 \text{ kV}$$

6.1.2.3.2. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento

Las tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento serán determinadas para equipos de entrada de línea y para todos los demás equipos.

- Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, en equipos de entrada de línea

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 227 = 269 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 420 = 498 \text{ kV}$$

- Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente lento, para los demás equipos

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 216 = 256 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0\left(\frac{1\,000}{8\,150}\right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 377 = 447 \text{ kV}$$

6.1.2.3.3. Tensiones de soportabilidad requeridas para sobretensiones de frente rápido

- Fase-tierra:

$$m = 1,0$$

$$k_a = e^{1,0 \left(\frac{1\ 000}{8\ 150} \right)} = 1,13$$

$$U_{rw}(p - e) = 1,05 * 1,13 * 386 = 458 \text{ kV}$$

- Fase-fase

$$U_{rw}(p - p) = 1,05 * 1,13 * 386 = 458 \text{ kV}$$

6.1.2.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

Para efectos de cálculo de coordinación de aislamiento y determinación de la conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas, se indica el procedimiento a continuación.

6.1.2.4.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)

Las tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos.

- Equipos en la entrada de la línea

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base en ecuaciones 3.32 y 3.33 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500} \right)$$

$$SDW = 269 * \left(0,6 + \frac{269}{8\ 500} \right) = 170 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700} \right)$$

$$SDW = 498 * \left(0,6 + \frac{498}{12\ 700} \right) = 318 \text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

Para conversión de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base en ecuaciones 3.34 y 3.35 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500} \right)$$

$$SDW = 256 * \left(0,6 + \frac{256}{8\ 500} \right) = 161 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$SDW = U_{rw} * \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700}\right)$$

$$SDW = 477 * \left(0,6 + \frac{477}{12\ 700}\right) = 284\text{ kV}$$

6.1.2.4.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)

Las tensiones de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW) serán determinadas para los equipos en la entrada de la línea y para todos los demás equipos.

- Equipos en la entrada de la línea

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base en ecuaciones 3.36 y 3.37 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$LIW = U_{rw} * 1,3$$

$$LIW = 269 * 1,3 = 350\text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$LIW = U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\ 000}\right)$$

$$SDW = 498 * \left(1,05 + \frac{498}{9\ 000}\right) = 550 \text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

Para conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo fase-tierra y fase-fase, se determinarán con base a ecuaciones 3.38 y 3.39 respectivamente.

- Fase-tierra:

$$LIW = U_{rw} * 1,3$$

$$LIW = 256 * 1,3 = 333 \text{ kV}$$

- Fase-fase:

$$LIW = U_{rw} * \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\ 000}\right)$$

$$SDW = 447 * \left(1,05 + \frac{447}{9\ 000}\right) = 492 \text{ kV}$$

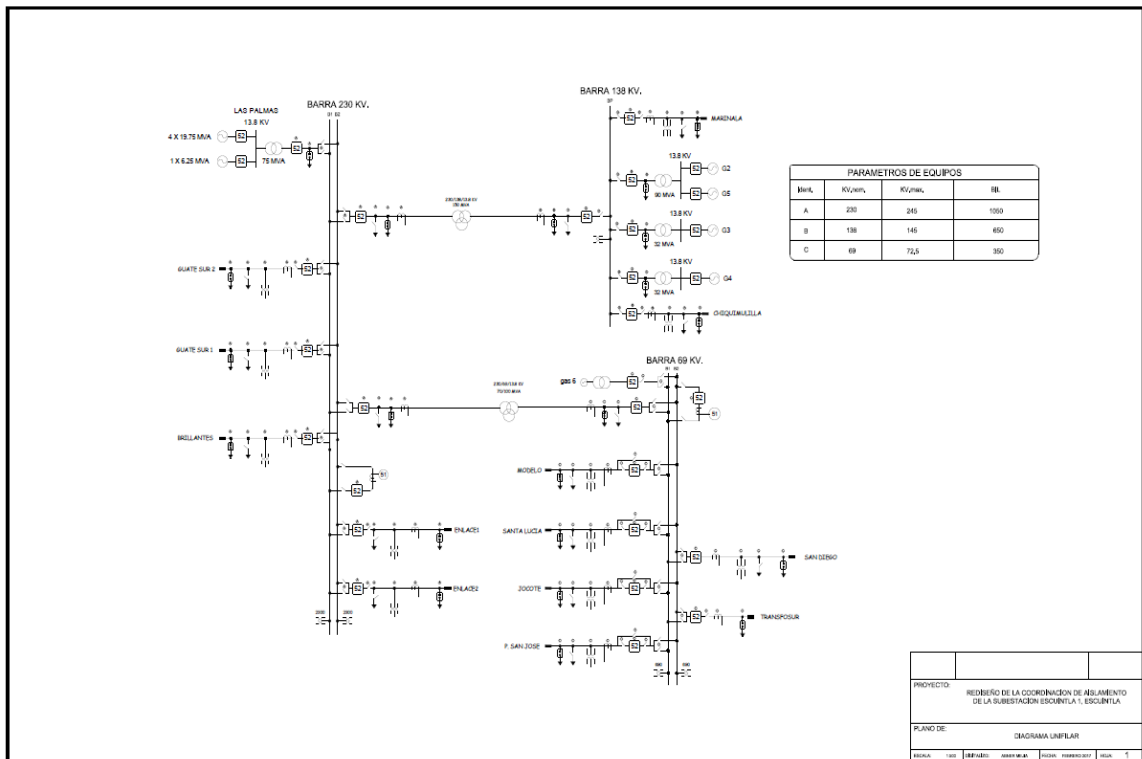
6.1.3. Planos Coordinación de Aislamiento, Subestación Eléctrica Escuintla 1

En los planos de coordinación de aislamiento de la subestación eléctrica se puede observar cómo está conformada la subestación actualmente así como también las características y parámetros de aislamiento propias de cada equipo. De igual manera se pueden observar los perfiles de los campos de transformación y de entrada de línea de la subestación, en sus diferentes niveles de voltaje.

6.1.3.1. Diagrama Unifilar Subestación Eléctrica Escuintla

El siguiente diagrama muestra la subestación Escuintla 1 completa en un diagrama unifilar, contemplando todos los equipos existentes dentro del patio de maniobras de la misma, cabe mencionar que cada equipo es detallado con sus parámetros de coordinación de aislamiento actuales; el siguiente diagrama es solamente de referencia y el detalle de este diagrama es mostrado en los apéndices.

Figura 9. Diagrama unifilar subestación Escuintla 1

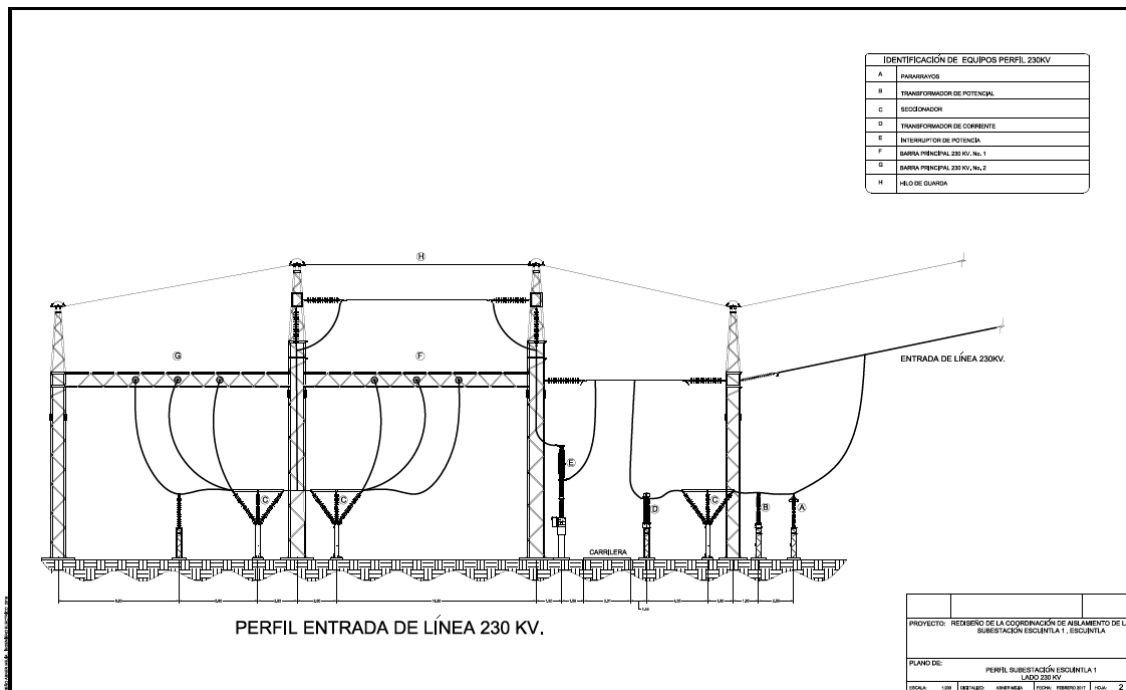


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

6.1.3.2. Perfiles 230 kV, subestación eléctrica Escuintla 1

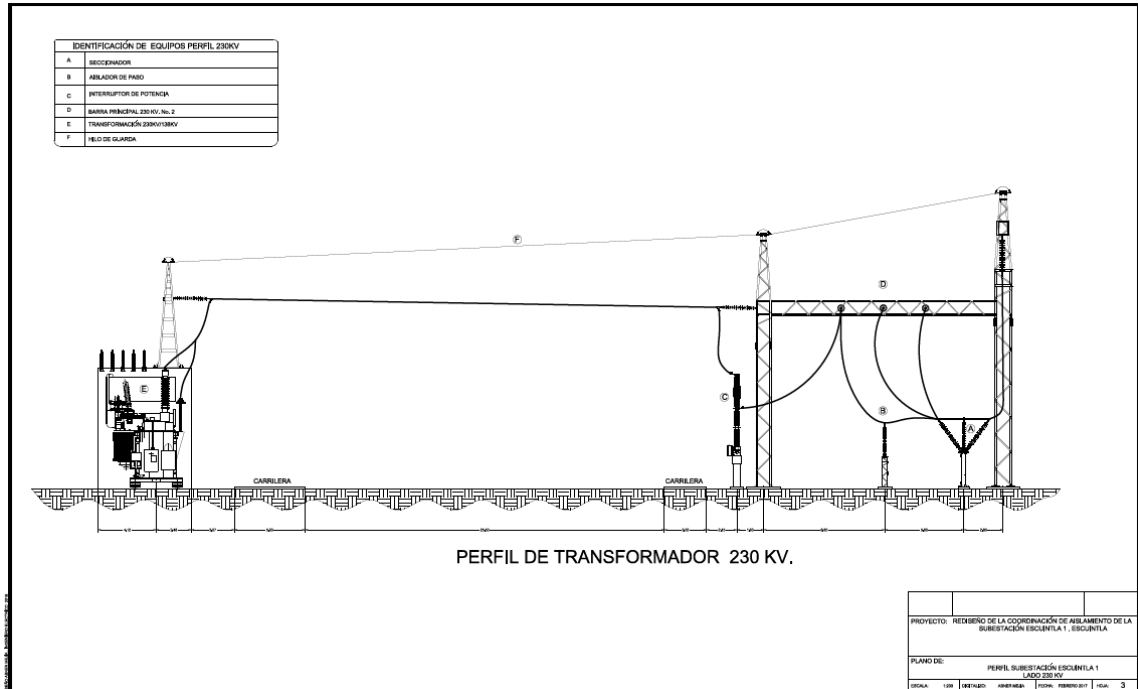
Los siguientes planos muestran el perfil de esta subestación en el área de tensión de 230 kV, separados por entrada de línea y por lado de transformación; estos planos son solamente como referencia el detalle de estos planos es mostrado en los apéndices.

Figura 10. Perfil entrada de línea 230 Kv



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

Figura 11. Perfil de transformador 230 kV

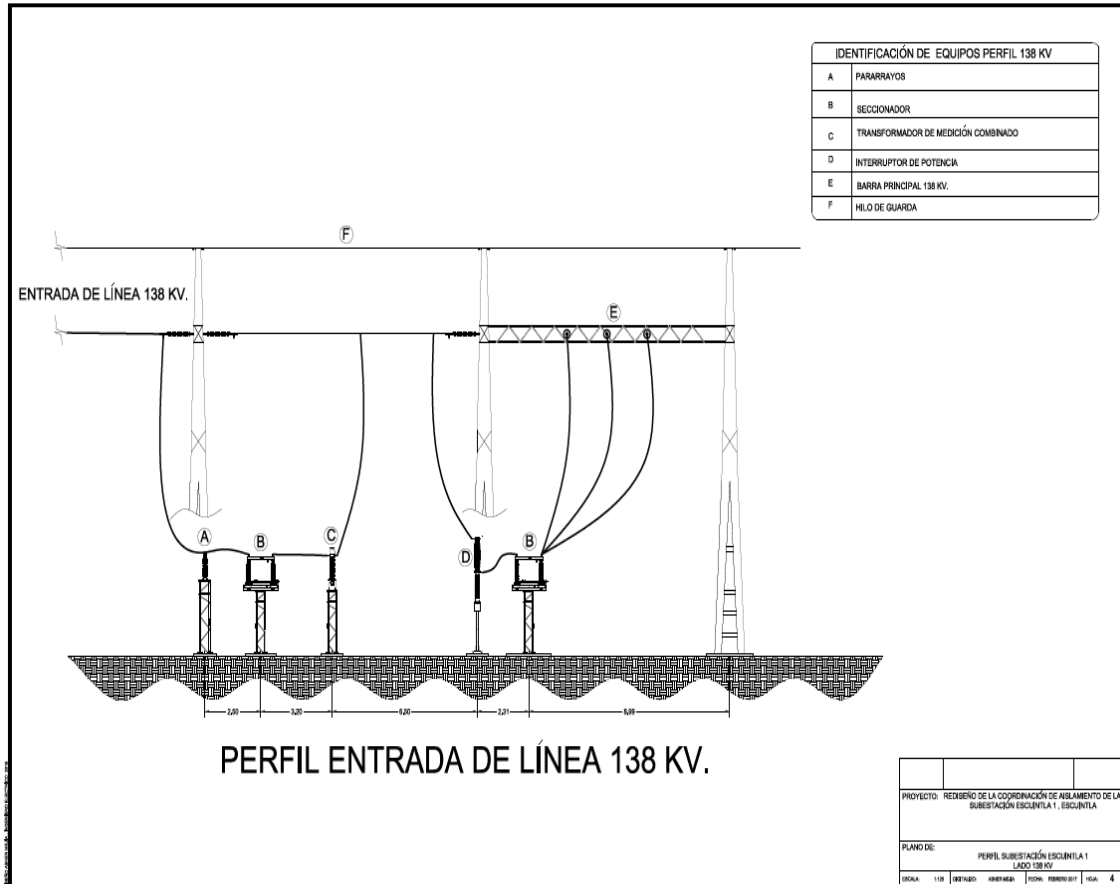


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

6.1.3.3. Perfiles 138 kV, subestación eléctrica Escuintla 1

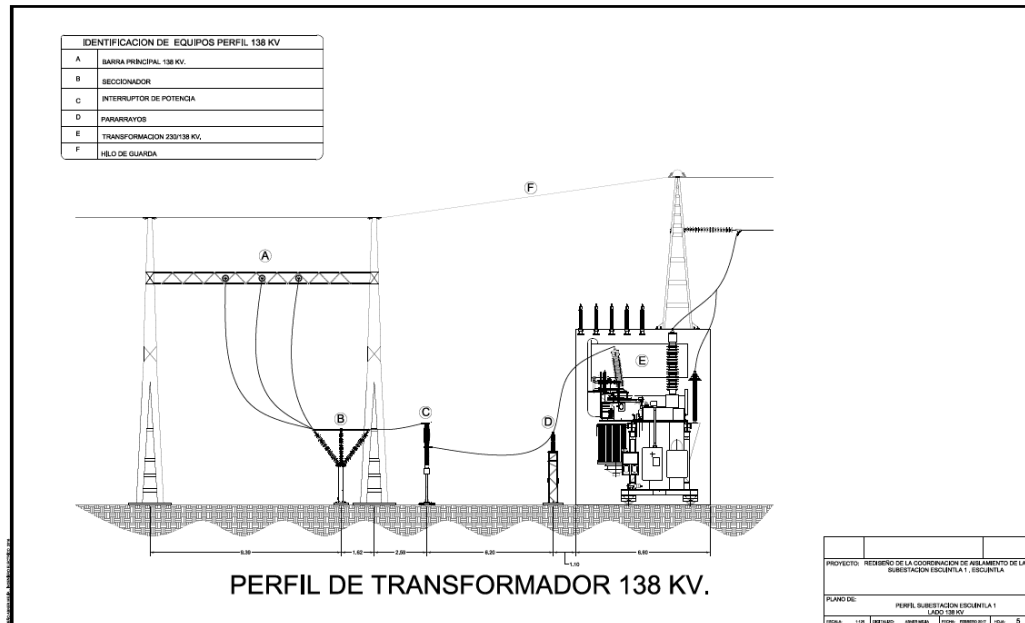
Los siguientes planos muestran el perfil de esta subestación en el área de tensión de 138 kV, separados por entrada de línea y por lado de transformación; estos planos son solamente como referencia el detalle de estos planos es mostrado en los apéndices.

Figura 12. Perfil de entrada de línea 138 kV



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

Figura 13. Perfil de transformador 138 kV

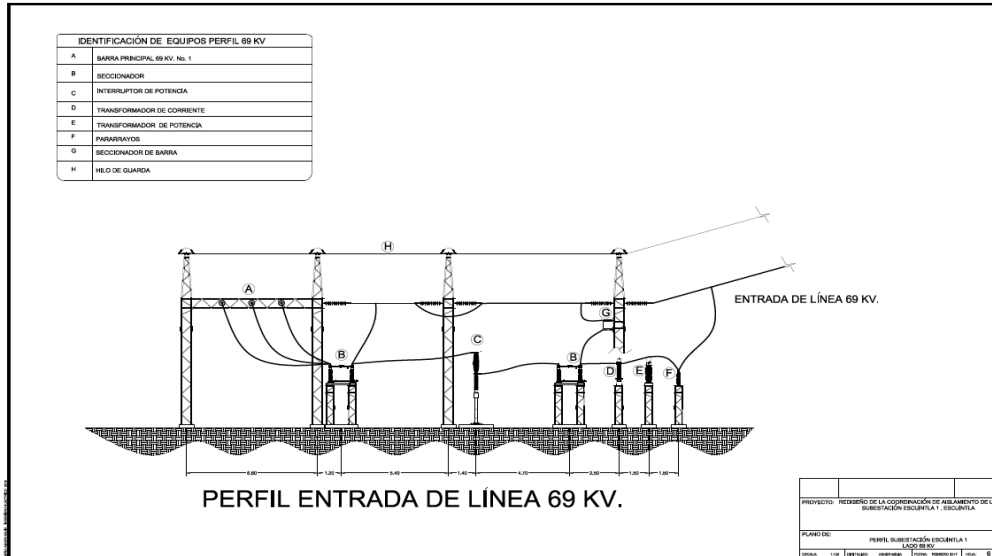


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

6.1.3.4. Perfiles 69 kV, subestación eléctrica Escuintla 1

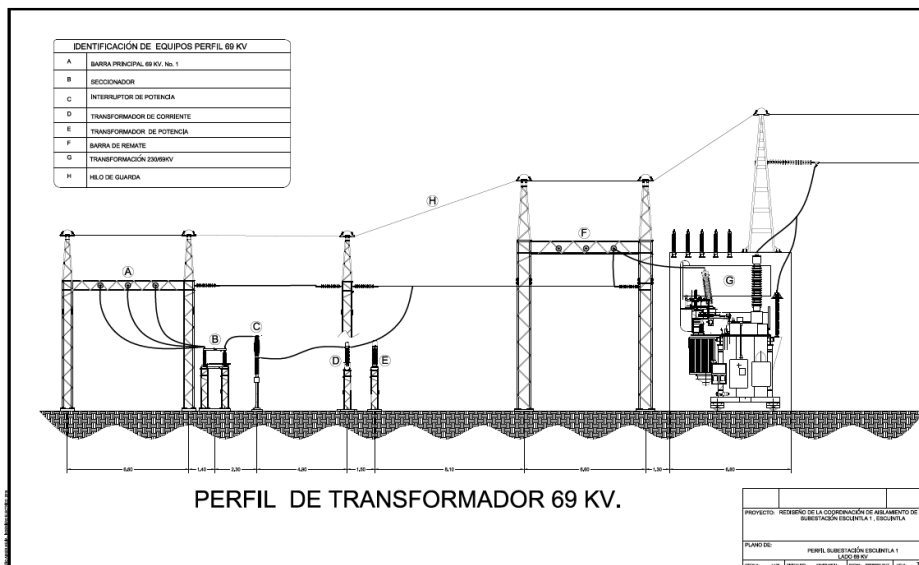
Los siguientes planos muestran el perfil de esta subestación en el área de tensión de 69 kV, separados por entrada de línea y por lado de transformación; estos planos son solamente como referencia el detalle de estos planos es mostrado en los apéndices.

Figura 14. Perfil de entrada de línea 69 kV



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

Figura 15. Perfil de transformador 69 kV



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

6.1.4. Tablas de resultados de rediseño de la coordinación de aislamiento de la Subestación Eléctrica Escuintla 1

Las tablas de resultados de coordinación de aislamiento, muestran los parámetros de coordinación de aislamiento tanto actuales como de rediseño propuesto, de las cuales bajo criterio técnico se puede determinar la calidad de la coordinación de aislamiento actual al realizar una comparación entre ambas.

6.1.4.1. Coordinación de aislamiento 230 kV

Las tablas de coordinación de aislamiento 230 kV determinan la máxima sobretensión teórica que deberá soportar el equipo en diferentes condiciones, en función de los materiales dieléctricos (pararrayos) que se utilicen para la conformación de la misma.

6.1.4.1.1. Coordinación de aislamiento actual en 230 kV

Los parámetros de coordinación de aislamiento actuales en 230 kV en la subestación eléctrica son los siguientes:

Tabla XXXII2. **Coordinación de aislamiento actual 230 kV**

-kV r.m.s para frecuencia del sistema		Equipos de entrada de línea		Otros equipos	
-kV pico para impulsos de maniobra y rayo		U_{rw} (kV)	U_w (kV)	U_{rw} (kV)	U_w (kV)
Frecuencia del sistema	Fase-tierra	252	338	252	315
	Fase-fase	407	640	407	500
Impulso de maniobra (frente lento)	Fase-tierra	512		480	
	Fase-fase	949		758	
Impulso atmosférico (frente rápido)	Fase-tierra	593	666	593	624
	Fase-fase	593	1097	593	860

Fuente: elaboración propia

6.1.4.1.2. **Propuesta rediseño de coordinación de aislamiento en 230 Kv**

Los parámetros de coordinación de aislamiento propuesta en 230 kV en la subestación eléctrica son los siguientes:

Tabla XXXIII. **Coordinación de aislamiento propuesta 230 kV**

-kV r.m.s para frecuencia del sistema		Equipos de entrada de línea		Otros equipos	
-kV pico para impulsos de maniobra y rayo		U_{rw} (kV)	U_w (kV)	U_{rw} (kV)	U_w (kV)
Frecuencia del sistema	Fase-tierra	252	315	252	296
	Fase-fase	407	602	407	500
Impulso de maniobra (frente lento)	Fase-tierra	480		454	
	Fase-fase	898		758	
Impulso atmosférico (frente rápido)	Fase-tierra	559	624	559	590
	Fase-fase	559	1032	559	860

Fuente: elaboración propia.

6.1.4.2. Coordinación de aislamiento 138 kV

Las tablas de coordinación de aislamiento 138 kV determinan la máxima sobretensión teórica que deberá soportar el equipo en diferentes condiciones, en función de los materiales dieléctricos (pararrayos) que se utilicen para la conformación de la misma.

6.1.4.2.1. Coordinación de aislamiento actual en 138 kV

Los parámetros de coordinación de aislamiento actuales en 138 kV en la subestación eléctrica son los siguientes:

Tabla XXXIV. **Coordinación de aislamiento actual 138 kV**

-kV r.m.s para frecuencia del sistema		Equipos de entrada de línea		Otros equipos	
		U_{rw} (kV)	U_w (kV)	U_{rw} (kV)	U_w (kV)
-kV pico para impulsos de maniobra y rayo					
Frecuencia del sistema	Fase-tierra	150	198	150	184
	Fase-fase	241	388	241	287
Impulso de maniobra (frente lento)	Fase-tierra	311		290	
	Fase-fase	599		452	
Impulso atmosférico (frente rápido)	Fase-tierra	499	404	499	377
	Fase-fase	499	669	499	497

Fuente: elaboración propia.

**6.1.4.2.2. Propuesta rediseño de
coordinación de aislamiento
en 138 Kv**

Los parámetros de coordinación de aislamiento propuesta en 138 kV en la subestación eléctrica son los siguientes:

Tabla XXXV. **Coordinación de aislamiento propuesta 138 kV**

-kV r.m.s para frecuencia del sistema		Equipos de entrada de línea		Otros equipos	
		U_{rw} (kV)	U_w (kV)	U_{rw} (kV)	U_w (kV)
Frecuencia del sistema	Fase-tierra	150	170	150	161
	Fase-fase	241	318	241	284
Impulso de maniobra (frente lento)	Fase-tierra	269		256	
	Fase-fase	498		447	
Impulso atmosférico (frente rápido)	Fase-tierra	458	350	458	333
	Fase-fase	458	550	458	492

Fuente: elaboración propia.

6.1.4.3. Coordinación de aislamiento 69 kV

Las tablas de coordinación de aislamiento 69 kV determinan la máxima sobretensión teórica que deberá soportar el equipo en diferentes condiciones, en función de los materiales dieléctricos (pararrayos) que se utilicen para la conformación de la misma.

6.1.4.3.1. Coordinación de aislamiento actual en 69 kV

Los parámetros de coordinación de aislamiento actuales en 69 kV en la subestación eléctrica son los siguientes:

Tabla XXXVI. **Coordinación de aislamiento actual 69 kV**

-kV r.m.s para frecuencia del sistema		Equipos de entrada de línea		Otros equipos	
		U_{rw} (kV)	U_w (kV)	U_{rw} (kV)	U_w (kV)
Frecuencia del sistema	Fase-tierra	75	100	75	91
	Fase-fase	121	188	121	183
Impulso de maniobra (frente lento)	Fase-tierra	161		148	
	Fase-fase	301		294	
Impulso atmosférico (frente rápido)	Fase-tierra	206	209	206	192
	Fase-fase	206	326	206	318

Fuente: elaboración propia.

6.2. Evaluación financiera del proyecto rediseño de la coordinación de aislamiento, subestación eléctrica Escuintla 1

Luego de realizar los cálculos necesarios para determinar un estudio financiero verídico, del cual se pueda tomar alguna decisión acerca de la posibilidad de considerar rentable o no el proyecto, se obtuvieron los siguientes resultados, en dichos resultados se pueden observar los siguientes parámetros:

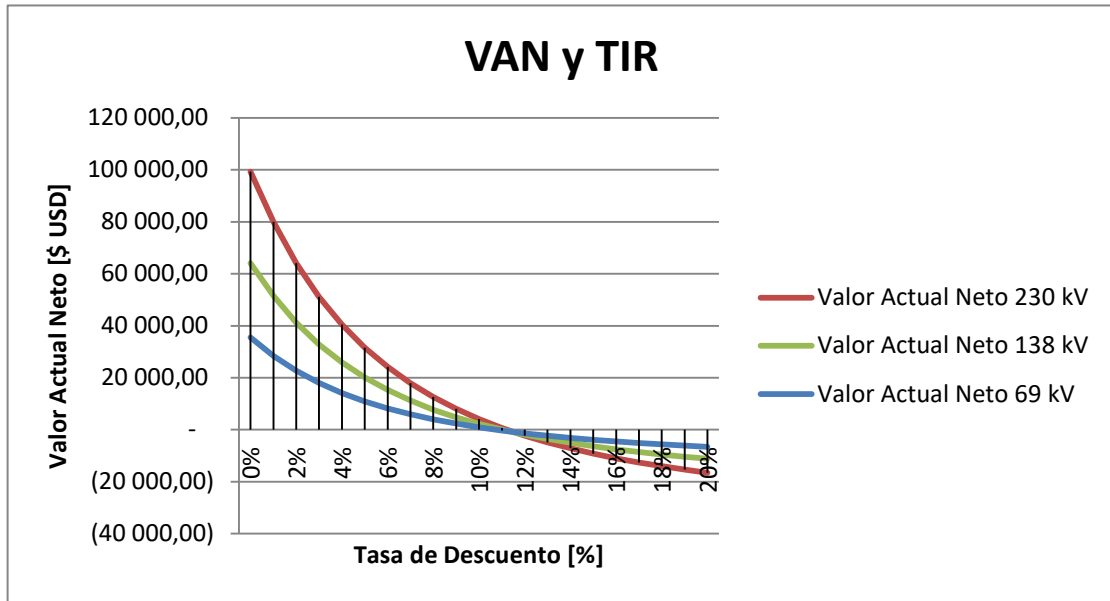
- VAN: dato que proporciona la cantidad actualizada del movimiento de fondos de la inversión proyectada a n cantidad de años, llámese vida útil

del proyecto; en el capítulo 4.2.1. se determinaron los criterios a tomar, para determinar la rentabilidad del proyecto con base en este dato.

- TIR: dato que proporciona información acerca de la tasa de rendimiento utilizada para evaluar la conveniencia de inversión en el proyecto.
- RBC: proporciona información sobre la relación de los ingresos en comparación a los egresos del proyecto, los criterios para evaluar la rentabilidad del proyecto con base en este dato fueron explicados en el capítulo 4.2.3.

A continuación se muestra una gráfica en donde se puede observar el comportamiento del VAN de las diferentes inversiones que se proponen para este proyecto así como del punto en donde la TIR vuelve igual a cero el VAN de cada inversión; por lo tanto, se puede observar que el proyecto presenta un alta rentabilidad ya que la tasa de interés utilizada para este proyecto fue del 3 %, valor que se encuentra dentro del margen de beneficios para el proyecto.

Figura 16. **VAN y TIR del rediseño de la coordinación de aislamiento en la subestación Escuintla 1**



Fuente: elaboración propia.

Según cálculos elaborados, se muestra los datos exactos obtenidos de la evaluación financiera de cada una de las inversiones necesarias para este proyecto en los siguientes apartados:

6.2.1. Pararrayos 230 kV

En la tabla XXXVII se describe la evaluación financiera pararrayos 230 kV.

Tabla XXXVII. **Evaluación financiera pararrayos 230 kV**

Evaluación Financiera Pararrayos 230 kV	
Tasa de Interés utilizada	3 %
VAN	51 178,82
TIR	11,22 %
RBC	1,997

Fuente: elaboración propia.

Según los criterios propuestos en el capítulo 4.2. se puede observar que luego de haber realizado el análisis financiero, la inversión en los pararrayos propuestos de 230 kV es una inversión rentable tanto técnica como económica, debido a que cumple con los criterios y parámetros establecidos técnicamente en el capítulo 3.2. y debido a que cumple con los siguientes criterios financieros:

- VAN > 1: lo que indica que la inversión es rentable dado que generará beneficios durante la vida útil del mismo.
- Tasa de interés utilizada < TIR: la tasa de interés utilizada para la inversión es una tasa de interés a la cual el proyecto generará beneficios dado que con una tasa de interés por debajo de la TIR el proyecto genera beneficios, por lo tanto la inversión es rentable.
- RBC > 1: por cada unidad monetaria invertida se generará un beneficio igual a la unidad multiplicada por la RBC, lo cual indica que por ser mayor a la unidad esta, la inversión generará beneficios, y de igual manera el proyecto es rentable.

6.2.2. Pararrayos 138 Kv

Tabla XXXVIII. Evaluación Financiera pararrayos 138 kV

Evaluación Financiera Pararrayos 138 kV	
Tasa de interés utilizada	3 %
VAN	32 825,25
TIR	11,02 %
RBC	1,940

Fuente: elaboración propia.

Según los criterios propuestos en el capítulo 4.2. se puede observar que luego de haber realizado el análisis financiero, la inversión en los pararrayos propuestos de 138 kV es una inversión rentable tanto técnica como económica, debido a que cumple con los criterios y parámetros establecidos técnicamente en el capítulo 3.2. y debido a que cumple con los siguientes criterios financieros:

- VAN > 1: lo que indica que la inversión es rentable dado que generará beneficios durante la vida útil del mismo.
- Tasa de interés utilizada < TIR: la tasa de interés utilizada para la inversión es una tasa de interés a la cual el proyecto generará beneficios dado que con una tasa de interés por debajo de la TIR el proyecto genera beneficios, por lo tanto la inversión es rentable.
- RBC > 1: por cada unidad monetaria invertida se generará un beneficio igual a la unidad multiplicada por la RBC, lo cual indica que por ser mayor

a la unidad esta, la inversión generará beneficios, y de igual manera el proyecto es rentable.

6.2.3. Pararrayos 69 kV

Dado que los pararrayos de 69 kV actuales cumplen con los criterios técnicos requeridos no es necesario invertir en nuevos pararrayos, sin embargo, se realizó un estudio financiero de los pararrayos de 69 kV actuales, y el estudio financiero reflejó lo siguiente:

Tabla 3. **Evaluación financiera pararrayos 69 kV**

Evaluación Financiera Pararrayos 69 kV	
Tasa de interés utilizada	3 %
VAN	18 007,20
TIR	10,74 %
RBC	1,867

Fuente: elaboración propia.

- VAN > 1: lo que indica que la inversión es rentable dado que generará beneficios durante la vida útil del mismo.
- Tasa de interés utilizada < TIR: la tasa de interés utilizada para la inversión es una tasa de interés a la cual el proyecto generará beneficios dado que con una tasa de interés por debajo de la TIR el proyecto genera beneficios, por lo tanto la inversión es rentable.

- $RBC > 1$: por cada unidad monetaria invertida se generará un beneficio igual a la unidad multiplicada por la RBC, lo cual indica que por ser mayor a la unidad esta, la inversión generará beneficios, y de igual manera el proyecto es rentable.

CONCLUSIONES

1. Se determinó que las áreas que necesitan ser rediseñadas con nuevos parámetros de aislamiento son los puntos dentro de la subestación donde existen niveles de voltaje de 230 kV y 138 kV.
2. Las causas principales por sobretensión en la subestación eléctrica Escuintla 1, son por descargas electro atmosféricas en un extremo remoto y por fallas fase a tierra debido al tipo de vegetación existente en áreas aledañas a esta.
3. Los pararrayos seleccionados para utilizarlos en la nueva coordinación de aislamiento propuesta serán los siguientes: a) Pararrayos ABB PEXLIM, tensión máxima permitida en falla fase-tierra 180 kV, b) Pararrayos OHIO BRASS, tensión máxima permitida en falla fase-tierra 108 kV.
4. Se determinó según análisis económico financiero que el proyecto denominado rediseño de la coordinación de la subestación Escuintla 1 es factible y rentable, es decir, es viable realizar una inversión para llevar a cabo el proyecto.
5. El rediseño de la coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla 1 cumple con lo requerido y establecido por las normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2, por lo que es aceptado para su implementación.

RECOMENDACIONES

1. Para realizar un análisis y cálculo de coordinación de aislamiento en un sistema determinado es primordial contar con parámetros y especificaciones eléctricas de los equipos a utilizar, así como también del sistema en el cual serán implementados estos equipos.
2. Darle un mantenimiento periódico a los pararrayos instalados dentro de la subestación, así como al cableado y conexionado de estos para tener la certeza de que estén en buen estado y en correcto funcionamiento para cuando sean requeridos.
3. Llevar un registro de las contingencias ocurridas dentro de la subestación, en donde sea requerido el uso de los pararrayos para poder observar periódicamente el comportamiento de estos ante las distintas contingencias ocurridas dentro de la subestación.
4. Previa a realizar cualquier instalación de equipo nuevo, o ampliación alguna dentro de la subestación, verificar parámetros eléctricos de estos y analizar si estos cumplen dentro de los parámetros de la coordinación de aislamiento actual o es necesario realizar modificaciones a esta.

BIBLIOGRAFÍA

1. AENOR. IEC 60071-1, *Coordinación de Aislamiento Parte 1: Definiciones, principios y reglas*. 7a. ed. Madrid, España: AENOR, 1968. 158 p.
2. CFE. *Guía para la aplicación de la coordinación de aislamiento*. México: CFE, 1995. 170 p.
3. IEC 60071-2, *Insulation Co-ordination Part 2: Application Guide*. 3a. ed. Suiza, 1996. 251 p.
4. MARTINEZ VELASCO, Juan Antonio. *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. España: McGraw-Hill, 2008. 608 p.
5. MEJIA VILLEAS, Salvador. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a. ed. Colombia: HMV Ingenieros, 2003. 778 p. ISBN: 958-33-5295-0.
6. RAULL MARTÍN, José. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a. ed. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. 545 p. ISBN: 968-36-8303-7.

