



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

**MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS EN
SUBESTACIONES GIS MEDIANTE SISTEMAS DE RESISTENCIA NO LINEALES**

Marlon Leonel Simón Palacios

Asesorado por el Ing. Alberto Carlos Tajiboy Sic

Guatemala, febrero de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS EN
SUBESTACIONES GIS MEDIANTE SISTEMAS DE RESISTENCIA NO LINEALES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARLON LEONEL SIMÓN PALACIOS

ASESORADO POR EL ING. ALBERTO CARLOS TAJIBOY SIC

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Hugo Leonel Ramírez Ortiz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

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:

MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS EN SUBESTACIONES GIS MEDIANTE SISTEMAS DE RESISTENCIA NO LINEALES

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 13 de marzo 2017.



Marlon Leonel Simon Palacios

Guatemala, 01 de octubre del 2018

Ingeniero
Saúl Cabezas Duran
Coordinador del Área de Potencia
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica

Estimado ingeniero Cabezas:

Me dirijo a usted, saludándole e informándole que procedí a revisar el trabajo de Tesis del estudiante MARLON LEONEL SIMÓN PALACIOS con código único de identificación No. 2511 92075 0101 titulado: **MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS EN SUBESTACIONES GIS MEDIANTE SISTEMAS DE RESISTENCIAS NO LINEALES**, dictaminando la aprobación del mismo y haciéndome co-responsable por el contenido del mismo.

Agradeciendo su amable atención a la presente, me suscribo de usted.

Atentamente,



Ingeniero Alberto Carlos Tajiboy Sic
Colegiado activo No. 7593





FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 83. 2018.
24 DE OCTUBRE 2018.


Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS DE SOBRETENSIONES
TRANSITORIAS EN SUBESTACIONES GIS MEDIANTE
SISTEMAS DE RESISTENCIAS NO LINEALES,** del
estudiante; Marlon Leonel Simón Palacios, que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648
Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia



REF. EIME 83. 2018.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen el Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: MARLON LEONEL SIMÓN PALACIOS titulado: MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS EN SUBESTACIONES GIS MEDIANTE SISTEMAS DE RESISTENCIAS NO LINEALES, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Hernández González

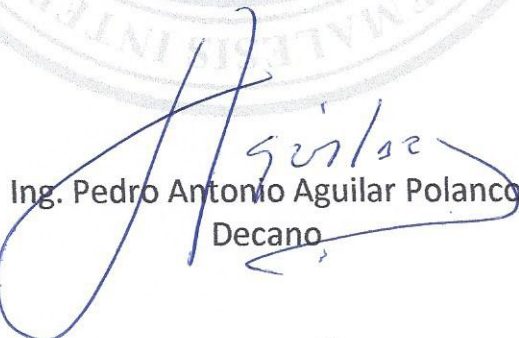


GUATEMALA, 29 DE OCTUBRE 2018.



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: **MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS EN SUBESTACIONES GIS MEDIANTE SISTEMAS DE RESISTENCIA NO LINEALES**, presentado por el estudiante universitario: **Marlon Leonel Simón Palacios**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, febrero de 2019

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Mis padres

Juan José Simón y Delia Palacios, por su gran amor, la comprensión y el apoyo incondicional para lograr mis metas.

Mi hermano

Edgar Giovani Simón, por su ejemplo de siempre haber luchado por sus metas.

Mis hermanos

Fredy Estuardo y Shirley Joanna Simón, por su amor, amistad, apoyo y colaboración en todos los proyectos que he realizado.

AGRADECIMIENTOS A:

- Mi asesor** Ing. Alberto Tajiboy, por compartir sus conocimientos y por el apoyo brindado para la realización de este trabajo. Su guía y orientación han sido fundamentales para el éxito obtenido.
- Mis amigos de la Facultad** Jorge Gallina, Carlos Cay, Juan José, Sergio Xunic y Ovidio Cajbon, por los momentos compartidos, el compañerismo y la amistad que me brindaron.
- Mis amigos del INDE** Ing. Allan Brincker, Ing. Walter Méndez, Ing. Sergio López, Ing. Erick Arreaza, Ing. Justiniano Lucas, Arq. Carlos Gonzales, Josefa Segura, Zorayda Buezo, Inga. María Olmedo, Mauro Marín, por el apoyo para desarrollarme en el campo laboral y la amistad que me brindaron.
- Universidad de San Carlos de Guatemala** Por haber marcado los pasos para que día tras día me convierta en un mejor hombre.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XIX
RESUMEN.....	XXIII
OBJETIVOS.....	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS.....	1
1.1. Historia de la subestación aislada en gas.....	1
1.2. Componentes de las subestaciones aisladas en gas	2
1.2.1. Transformadores de potencia	2
1.2.2. Gas hexafluoruro de azufre (SF6)	4
1.2.3. Barras colectoras.....	6
1.2.4. Interruptor de potencia.....	7
1.2.4.1. Interruptores de dos presiones en SF6.....	9
1.2.4.2. Interruptores de soplo de una presión.....	10
1.2.4.3. Interruptores de auto soplado	10
1.2.5. Cuchillas desconectoras.....	11
1.2.6. Transformadores de instrumento.....	12
1.2.6.1. Transformadores de corriente (TI)	12
1.2.6.2. Transformadores de tensión (TT)	13
1.2.7. Descargadores de sobretensiones	14
1.2.8. Módulos de empalme	15

1.2.9.	Paneles de Protección, Control y Medición (PCYM).....	16
1.2.10.	Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA).....	18
1.3.	Arreglos de las subestaciones aisladas en gas.....	19
1.3.1.	Barra simple	19
1.3.2.	Doble barra.....	21
1.3.3.	Doble barra con doble interruptor	22
1.3.4.	Interruptor y medio	23
1.3.5.	Arreglo en anillo	24
1.4.	Pruebas para la puesta en marcha	25
1.4.1.	Pruebas al gas hexafluoruro de azufre.....	25
1.4.1.1.	Punto de rocío	26
1.4.1.2.	Contenido de oxígeno	27
1.4.1.3.	Acidez.....	28
1.4.1.4.	Fluoruros hidrolizables	28
1.4.2.	Pruebas a los interruptores de potencia	28
1.4.2.1.	Resistencia de aislamiento.....	28
1.4.2.2.	Resistencia de contactos.....	29
1.4.2.3.	Prueba de factor de potencia	29
1.4.2.4.	Pruebas dinámicas.....	29
1.4.3.	Pruebas a las cuchillas desconectadoras.....	30
1.4.3.1.	Resistencia de aislamiento.....	30
1.4.3.2.	Resistencia de contactos.....	30
1.4.3.3.	Prueba de factor de potencia	30
1.4.4.	Pruebas a los transformadores de instrumento	31
1.4.5.	Pruebas a los paneles de protección, control y medición	31

2.	ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS.....	33
2.1.	Introducción a los transitorios electromagnéticos	33
2.2.	Tipos de sobretensiones transitorias en un sistema eléctrico de potencia	36
2.2.1.	Sobretensiones de baja frecuencia (temporales)....	36
2.2.2.	Sobretensiones de frente lento (maniobra).....	38
2.2.3.	Sobretensiones de frente rápido (rayo)	39
2.2.4.	Sobretensiones de frente muy rápido	41
2.3.	Análisis de las sobretensiones transitorias por maniobra	43
2.3.1.	Sobretensiones en maniobra de una línea de transmisión	43
2.3.2.	Sobretensiones en maniobra de un banco de transformación	45
2.3.3.	Sobretensiones en maniobras de reactores	47
2.3.4.	Sobretensiones en maniobras de capacitores	48
2.4.	Efectos en cables aislados (cable de potencia)	49
2.4.1.	Conductor	50
2.4.1.1.	Formas y tipos de conductores.....	51
2.4.1.2.	Escalas IEC y AWG.....	52
2.4.2.	Pantalla semiconductor sobre el conductor	53
2.4.3.	Aislamiento extruido	53
2.4.3.1.	Termoplásticos	55
2.4.3.1.1.	Policloruro de vinilo	55
2.4.3.1.2.	Polietileno de alta densidad.....	56
2.4.3.2.	Termofijos.....	56
2.4.3.2.1.	Polietileno vulcanizado.....	56

	2.4.3.2.2.	Polietileno vulcanizado resistente a la arborescencia.....	57
	2.4.3.2.3.	Etileno propileno	58
2.4.4.		Pantalla semiconductor sobre el aislamiento	59
2.4.5.		Pantalla metálica	59
	2.4.5.1.	Dimensionamiento de la pantalla metálica	62
2.4.6.		Cubierta externa.....	64
	2.4.6.1.	Cubiertas termoplásticas	64
	2.4.6.1.1.	Policloruro de vinilo	65
	2.4.6.1.2.	Polietileno de alta densidad.....	65
	2.4.6.2.	Cubiertas elastoméricas	65
	2.4.6.2.1.	Policloropreno	65
	2.4.6.2.2.	Polietileno Clorosulfonado	66
	2.4.6.3.	Cubiertas metálicas	66
2.4.7.		Efectos en cables de potencia.....	67
2.4.8.		Fallas en cables de potencia.....	68
	2.4.8.1.	Método de las terminales	69
	2.4.8.2.	Método por capacitancia	70
	2.4.8.3.	Método por caída de tensión	70
	2.4.8.4.	Método por diferencia de onda estacionaria	70
2.4.9.		Predicción de fallas	71
	2.4.9.1.	Descargas parciales.....	71
	2.4.9.2.	Ensayos a muy baja frecuencia.....	72
	2.4.9.3.	Inspección por rayos X.....	72

	2.4.9.4.	Microscopia 3D	72
3.		APLICACIÓN DE LAS RESISTENCIAS NO LINEALES	75
	3.1.	Descripción de las resistencias no lineales	75
	3.1.1.	Funcionamiento de las resistencias no lineales.....	77
	3.1.2.	Selección de las resistencias no lineales.....	79
	3.1.2.1.	Tensión de servicio continuo	80
	3.1.2.2.	Tensión nominal o asignada	81
	3.1.2.3.	Corriente nominal de descarga.....	83
	3.1.2.4.	Capacidad frente a sobretensiones temporales	83
	3.1.2.5.	Capacidad de absorción de energía	84
	3.1.2.6.	Nivel de protección de tensión.....	87
	3.1.2.7.	Tensión residual o de descarga.....	90
	3.1.2.8.	Línea de fuga.....	92
	3.1.2.9.	Clase de limitador de presión	92
	3.1.3.	Instalación de las resistencias no lineales	93
	3.2.	Modelado de las sobretensiones transitorias.....	94
	3.2.1.	Modelado de una línea de transmisión en ATP	95
	3.2.1.1.	Modelo de Bergeron	95
	3.2.1.2.	Modelo J. Martí	96
	3.2.1.3.	Modelo Taku Noda	97
	3.2.1.4.	Modelo Nguyen.....	98
	3.2.2.	Modelado de un banco de transformación en ATP.....	99
	3.2.2.1.	Modelo Saturable.....	100
	3.2.2.2.	Modelo BCTRAN	101
	3.2.2.3.	Modelo Híbrido	102

3.3.	Reducción de flujo de corriente en la puesta a tierra mediante resistencias no lineales	103
3.3.1.	Puesta a tierra en ambos extremos.....	104
3.3.2.	Puesta a tierra en un solo extremo.....	105
3.3.3.	Puesta a tierra cruzada	106
4.	APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RESISTENCIAS NO LINEALES EN LA SUBESTACIÓN TACTIC	109
4.1.	Descripción de la Subestación Tactic.....	109
4.2.	Selección de las resistencias no lineales	112
4.3.	Cable de guarda.....	114
4.3.1.	Modelo electrogeométrico	115
4.3.2.	Ángulo de blindaje.....	117
4.3.3.	Calculo del ángulo de blindaje.....	120
4.4.	Cable de potencia	122
4.4.1.	Características del cable instalado.....	122
4.4.2.	Calculo de calibre del conductor	124
4.4.3.	Calculo de calibre de la pantalla metálica	125
4.5.	Interruptores de potencia de 230 kV	126
4.6.	Medición de redes de tierra.....	127
4.7.	Análisis de sobretensiones.....	127
4.7.1.	Línea de transmisión de 230 kV Chixoy 2 - Tactic	128
4.7.2.	Línea de transmisión 230 kV, Tactic - Guate Norte	135
4.7.3.	En banco de transformación 230/69 kV de 3 X 50 MVA.....	141
4.8.	Mitigación del efecto capacitivo en cables de potencia	147
4.9.	Mitigación del flujo de corriente entre cable de tierra	149

5.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE RESISTENCIAS NO LINEALES.....	153
5.1.	Inversión realizada en la aplicación del método	153
5.1.1.	Instalación en estructuras	154
5.1.2.	Instalación en cable de potencia.....	154
5.1.3.	Instalación en puesta a tierra.....	155
5.2.	Costos de operación y mantenimiento	156
5.3.	Cálculo de peaje.....	156
5.4.	Indisponibilidades programadas y forzadas.....	157
5.4.1.	Estadísticas de indisponibilidades Subestación Tactic	157
5.4.2.	Calculo de indisponibilidad forzada	158
5.4.3.	Calculo de indisponibilidad programada	162
5.5.	Análisis estadístico	164
5.5.1.	Distribución T Student	164
5.5.2.	Análisis de la muestra.....	165
5.6.	Tiempo de recuperación de la inversión	167
5.7.	Análisis	169
	CONCLUSIONES	171
	RECOMENDACIONES	173
	BIBLIOGRAFÍA.....	175
	APÉNDICES	177
	ANEXOS.....	183

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Transformador trifásico	3
2.	Transformadores monofásicos con unidad de reserva.....	4
3.	Diagrama de presión y temperatura del gas Hexafluoruro de azufre	6
4.	Módulo de barras colectoras	7
5.	Interruptor en SF6 de dos presiones	9
6.	Interruptor de soplo	10
7.	Interruptor de auto soplado	11
8.	Módulo de descargadores de sobretensión	15
9.	Unifilar barra simple	20
10.	Unifilar doble barra.....	21
11.	Unifilar arreglo doble barra con doble interruptor	22
12.	Unifilar arreglo de interruptor y medio	23
13.	Unifilar arreglo en anillo.....	24
14.	Punto de rocío.....	27
15.	Clases, formas de onda y tiempos característicos de sobretensiones.....	35
16.	Clasificación de sobretensiones según su duración.....	36
17.	Componentes principales de un cable de potencia.....	50
18.	Formas y tipos de conductores	52
19.	Campo eléctrico en un cable de potencia	53
20.	Variantes del diseño de pantallas	60
21.	Campo eléctrico en cable de potencia con pantalla	61
22.	Varistor de oxido de zinc.....	76

23.	Características corriente-tensión del varistor	78
24.	Clase energética de los pararrayos	85
25.	Montaje de las resistencias no lineales.....	93
26.	Circuito equivalente del modelo de Bergeron	96
27.	Circuito equivalente del modelo de J. Martí	97
28.	Circuito equivalente del modelo Taku Noda	98
29.	Circuito equivalente del modelo Nguyen.....	99
30.	Modelo de Transformador Saturable para n devanados.....	100
31.	Conexión externa del núcleo del transformador al modelo BCTRAN .	101
32.	Conexión de puesta a tierra en ambos extremos	105
33.	Conexión de puesta a tierra en un solo extremo	106
34.	Conexión de puesta a tierra cruzada	107
35.	Diagrama unifilar de la Subestación Tactic.....	110
36.	Módulo GIS, 8DN9.....	111
37.	Módulos de 69 kV	112
38.	Modelo geométrico: definición de ángulos y distancias	116
39.	Esquema básico de blindaje	118
40.	Esquema básico de blindaje total	119
41.	Detalle del cable	123
42.	Simulación de corto circuito monofásico.....	124
43.	Simulación de corto circuito trifásico.....	125
44.	Dimensiones de la torre de 230 kV	129
45.	Circuito de la línea Chixoy 2 – Tactic.....	130
46.	Sobretensiones en el cierre de las líneas Chixoy 2 a Tactic.....	131
47.	Sobrecorrientes en el cierre de las líneas Chixoy 2 a Tactic	131
48.	Circuito de las líneas Chixoy 2 a Tactic con resistencias no lineales..	132
49.	Sobretensiones en el cierre de las líneas Chixoy 2 a Tactic con resistencias no lineales.....	133

50.	Sobrecorrientes en el cierre de las líneas Chixoy 2 a Tactic con resistencias no lineales	134
51.	Circuito de las líneas Tactic - Guate Norte.....	136
52.	Sobretensiones en el cierre de las líneas Tactic a Guate Norte.....	137
53.	Sobrecorrientes en el cierre de las líneas Tactic a Guate Norte	137
54.	Circuito de las líneas Tactic a Guate Norte con resistencias no lineales	138
55.	Sobretensiones en el cierre de las líneas Tactic a Guate Norte con resistencias no lineales	139
56.	Sobrecorrientes en el cierre de las líneas Tactic a Guate Norte con resistencias no lineales	140
57.	Circuito del banco de transformación de 230/69 kV	142
58.	Sobretensiones en el cierre del banco de transformación 230/69 kV	143
59.	Sobrecorrientes en el cierre del banco de transformación 230/69 kV	144
60.	Circuito del banco de transformación 230/69 kV con resistencias no lineales	145
61.	Sobretensiones en el cierre del banco de transformación 230/69 kV con resistencias no lineales	146
62.	Sobrecorrientes en el cierre del banco de transformación 230/69 kV con resistencias no lineales	146
63.	Instalación de resistencias no lineales	148
64.	Resistencias instaladas.....	149
65.	Instalación de sistema puesta a tierra	150
66.	Sistema de Puesta a tierra en un solo extremo.....	151
67.	Gráfica T Student	166

TABLAS

I.	Clase de exactitud de acuerdo a norma ANSI C57.13	13
----	---	----

II.	Clase de exactitud y burden estándar.....	14
III.	Comparación de normas.....	26
IV.	Clasificación de transitorios por intervalo de frecuencia	34
V.	Directrices para modelar líneas de transmisión en el ATP	44
VI.	Parámetros para modelar una línea de transmisión.	44
VII.	Representación de transformadores de potencia en el ATP.....	47
VIII.	Valores de la constantes para diferentes materiales	63
IX.	Temperatura iniciales en las pantallas metálicas.....	63
X.	Características de las resistencias no lineales	114
XI.	Datos para cálculo del ángulo de blindaje	120
XII.	Características de cable de potencia	123
XIII.	Estadísticas de apertura de los interruptores de 230 kV.....	126
XIV.	Redes de tierra	127
XV.	Datos de la línea 230 kV Chixoy 2 - Tactic	128
XVI.	Limitación de sobretensiones y sobrecorrientes	134
XVII.	Datos de línea 230 kV, Tactic – Guate Norte.....	135
XVIII.	Limitación de sobretensiones y sobrecorrientes	140
XIX.	Datos del banco de transformación 230/69 kV	141
XX.	Limitación de sobretensiones y sobrecorrientes	147
XXI.	Costo de la instalación de las resistencias no lineales en estructuras	154
XXII.	Costo de la instalación de las resistencias no lineales en cables de potencia	155
XXIII.	Costo de la instalación de las resistencias no lineales en la puesta a tierra	155
XXIV.	Inversión total a realizar.....	156
XXV.	Costos de operación y mantenimiento.....	156
XXVI.	Calculo de peaje	157
XXVII.	Registro de aperturas del 2018.....	158

XXVIII.	Tolerancia de indisponibilidades forzadas.....	158
XXIX.	Tolerancia de la duración de indisponibilidades forzadas	159
XXX.	Peaje de las líneas 230 kV de Tactic	161
XXXI.	Estadístico de indisponibilidades forzadas línea 230 kV.....	165
XXXII.	Calculo de valor presente neto.....	168

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
U_t	Amplitud de la sobretensión a tierra
C	Capacidad del banco de condensadores
TOV_c	Capacidad frente a sobretensiones temporales
C	Capacitancia
I_n	Corriente nominal de descarga
\hat{U}_o	Cresta de la tensión de servicio entre fases
I	Distancia de separación hasta el varistor
T_r	Duración equivalente de la corriente de un rayo
$^{\circ}\text{C}$	Grados centígrados
L	Inductancia
kA	Kilo amperios
KHz	Kilo Hertz

kV	Kilo voltios
L_{sp}	Longitud del vano donde está conectado el varistor
μ_s	Microsegundos
m_s	Milisegundos
 Z_o 	Módulo de la impedancia característica de la línea
n_s	Nanosegundos
U_{pl}	Nivel de protección a impulso tipo rayo
U_p	Nivel de protección de tensión
U_{ps}	Nivel de protección del varistor
ZnO	Óxido de zinc
MO	Óxido metálico
ppm	Partículas por millón
pu	Por unidad
X_c	Reactancia capacitiva
X_L	Reactancia inductiva

N_{cb}	Tasa anual de cebados
R_a	Tasa de fallo aceptable
U_f	Tensión de cebado en polaridad negativa
U_r	Tensión nominal o asignada
U_{res}	Tensión residual o de descarga
U_c	Tensión de servicio continuo
U_{cw}	Tensión soportada de coordinación
T_w	Tiempo de propagación de la sobretensión
L_f	Tramo de longitud de la línea

GLOSARIO

AIS	Subestación aislada en aire.
ANSI	American National Standards Institute (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares).
Arborescencia	Es una trayectoria conductora que se forma dentro del aislamiento.
ASTM	American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).
ATP	Alternative Transients Program (Programa alternativo de transitorios).
Burden	Es la capacidad de carga que se le puede conectar a un transformador, expresada en VA o en Ohms a un factor de potencia dado.
ETCEE	Iniciales en español de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
Extruido	Es un proceso utilizado para crear objetos con sección transversal definida y fija.
GIS	Subestación aislada en gas.

Gradiente	Variación de una magnitud en función de la distancia.
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Internacional Electrotécnica).
IHM	Interacción Humanos y Maquinas.
INDE	Iniciales en español del Instituto Nacional de Electrificación.
Ionización	Estado de ciertas regiones de la atmósfera transformadas en conductores de la electricidad debido a la presencia de gran cantidad de iones.
IP68	Grado de protección para las carcasas de los equipos.
Mufa	Terminaciones de cables de potencia en interior y exterior.
PCYM	Protección, Control y Medición.
Reactor Shunt	Reactor de derivación.
Recocido	El recocido es un tratamiento térmico cuya finalidad es el ablandamiento, la recuperación de la estructura o la eliminación de tensiones internas.
SCADA	Supervisión, Control y adquisición de datos.

SF6	Hexafluoruro de azufre.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
TI	Transformador de intensidad.
TT	Transformador de tensión.
UNE	Una Norma Española.
Unifilar	Representación gráfica de una instalación eléctrica.
UTR	Unidad Terminal Remota.
VFI	Very Fast Transient (Transitorios muy rápidos).
Vulcanizado	Es un proceso mediante el cual se calienta el caucho crudo en presencia de azufre, con el fin de volverlo más duro y resistente al frío.
8DN9	Modelo del módulo aislado en gas SF6 de 230 kV.

RESUMEN

Los altos estándares en el mercado eléctrico nacional exigen que el suministro de energía eléctrica se mantenga sin interrupciones y sin pérdidas, por lo que la reducción de pérdidas en una Subestación aislada en gas (GIS), es de gran importancia para la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE–INDE), dado que las subestaciones de este tipo son de suma importancia para la institución, y la buena operación de las mismas le ayuda a mantener la alta competitividad en el mercado eléctrico nacional y, además, genera una reducción en los costos por pérdidas de energía y por degradación de los componentes de una subestación aislada en gas.

Entre las pérdidas que se generan en una subestación tipo GIS, se encuentran las sobretensiones transitorias, las cuales se presentan en las maniobras de apertura y cierre de campos de líneas de transmisión y campos de transformación, o por las sobretensiones transitorias por descargas atmosféricas, por la circulación de corriente en el neutro entre el banco de transformadores y el módulo aislado en gas, debido a que las mismas reducen el tiempo de vida útil de los componentes y equipos.

Los costos asociados a estas pérdidas para ETCEE–INDE, son significativos, debido a que las subestaciones GIS con las que cuenta son las más importantes.

En este trabajo se realizará una breve descripción de la historia y los componentes de las subestaciones GIS, los diferentes tipos de arreglos más comunes y las pruebas que se deben realizar antes de la puesta en servicio.

Se analizarán las sobretensiones transitorias, los niveles de tensión y frecuencia que alcanzan las mismas, de acuerdo a las causas que las generan, como lo son las descargas atmosféricas y las maniobras del equipo de potencia.

Se analiza el método de las resistencias no lineales para la mitigación de las sobretensiones transitorias generadas en las maniobras y por descargas atmosféricas, para reducir el efector capacitivo en los cables de potencia y la instalación de las misma para mitigar la circulación de corriente en el sistema de puesta a tierra del banco de transformación y el módulo aislado en gas.

Se realizará un análisis por medio de la modelación de las líneas de transmisión y del equipo de potencia instalado en la Subestación Tactic, de modo que se puedan observar el comportamiento de las sobretensiones antes y después de la instalación de las resistencias no lineales.

Se llevará a cabo un análisis costo beneficio de la aplicación del método de mitigación de sobretensiones transitorias, por medio de resistencias no lineales en subestaciones GIS, analizando el costo de la inversión inicial y los costos asociados al mantenimiento de los mismos y el tiempo requerido para recuperar la inversión.

OBJETIVOS

General

Proponer un método para mitigar las sobretensiones transitorias en las subestaciones GIS, generadas por las descargas atmosféricas, y por las maniobras de apertura y cierre de líneas de transmisión, bancos de transformación, capacitores y reactores, con el fin de reducir las pérdidas de energía eléctrica, para mantener la confiabilidad en la operación del sistema eléctrico nacional.

Específicos

1. Enumerar las características constructivas de las subestaciones GIS, para la determinación de los beneficios implicados al utilizarlas.
2. Conocer a detalle los tipos de sobretensiones transitorias que afectan a las subestaciones GIS.
3. Realizar el modelo de las sobretensiones transitorias que afectan al módulo encapsulado de la Subestación Tactic.
4. Determinar el costo y beneficio de la aplicación del método de resistencias no lineales para la mitigación de sobretensiones transitorias en subestaciones GIS.

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones aisladas por gas (GIS), son de gran beneficio debido al ahorro de espacio físico, a su instalación en condiciones medioambientales extremas y para requerimientos de movilidad.

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, por eso se divide en 3 sistemas: Sistema Central, Sistema Occidental y Sistema Oriental.

En el Sistema Oriental de ETCEE-INDE se cuenta con la Subestación Tactic la cual es tipo GIS, está es de suma importancia en el Sistema Eléctrico Nacional porque interconecta plantas generadoras con las ciudades de Guatemala, Alta Verapaz y Baja Verapaz en niveles de tensión de 230 y 69 kV, y debe ser confiable en la transmisión, y transformación de energía eléctrica.

En la Subestación Tactic al momento de realizar maniobras de apertura y cierre de líneas de transmisión y del banco de transformación, se han detectado pérdidas de energía eléctrica por sobretensiones transitorias, las cuales son perceptibles mediante destellos luminosos en las terminales de las terminales eléctricas de 230 kV (mufas).

El propósito de esta investigación es realizar una evaluación de las causas que provocan las sobretensiones transitorias, en las subestaciones GIS,

al momento de realizar maniobras de cierre y apertura de líneas de transmisión y en el campo de transformación, así como analizar el comportamiento al instalar resistencias no lineales. Se elaborará un análisis costo beneficio de la aplicación de este método de mitigación de transitorios electromagnéticos, tomando en cuenta lo invertido en la instalación en la Subestación Tactic.

1. SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS

Los elementos que conforman este tipo de subestaciones se encuentran dentro de módulos herméticamente cerrados, que contienen gas hexafluoruro de azufre (SF₆), a presión. Este tipo de subestaciones tienen la ventaja de no ser afectadas por condiciones atmosféricas, además de permitir su uso en espacios reducidos por su gran compactación.

1.1. Historia de la subestación aislada en gas

Entre 1960 y 1970, aparecen las primeras subestaciones GIS de alta tensión. La evolución de las subestaciones GIS reconoce diferentes períodos caracterizados por:

- El auge de la técnica empleada para el corte del arco en los Interruptores de alta tensión que utilizan el gas SF₆.
- El desarrollo informático alcanzado para los medios de cálculo y la utilización de modelos de diseño, genera la creación de nuevos programas informáticos con los que se pueden simular el funcionamiento dinámico del sistema eléctrico, y la simulación de redes para el estudio del arco asociado con una red eléctrica.

En efecto, el conocimiento de los fenómenos involucrados en el corte que ocurre en las cámaras de los interruptores de SF₆ ha llevado a conseguir dimensiones dieléctricas más pequeñas, a la par de alcanzar un aumento de la confiabilidad de los interruptores.

1.2. Componentes de las subestaciones aisladas en gas

Las Subestaciones GIS tienen sus partes bajo tensión aisladas en gas hexafluoruro de azufre (SF₆) en lugar de aislación en aire como en las Subestaciones aisladas en aire (AIS,) y sus componentes más importantes son los siguientes.

1.2.1. Transformadores de potencia

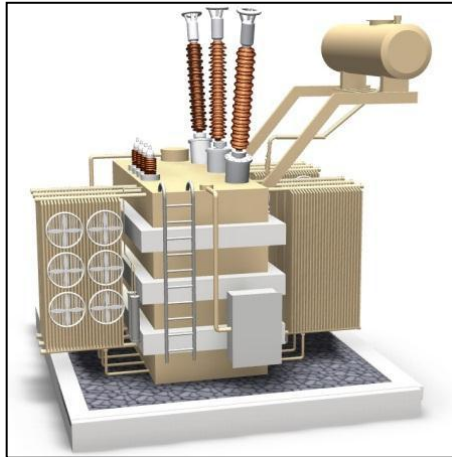
Los transformadores de potencia constituyen el equipo más importante de una subestación eléctrica. La función principal de estos equipos es elevar o disminuir el nivel de tensión de la energía que requiere ser transportada a través del sistema eléctrico.

Otro de los propósitos de los transformadores de potencia es regular el voltaje en el lado de alta y baja tensión, manteniendo los niveles de tensión dentro de límites de operación seguros para lograr una operación adecuada del sistema eléctrico.

Pueden ser de diferentes tipos y características, de acuerdo con su diseño y tipo de construcción, y se pueden clasificar en:

- Transformador trifásico: son transformadores que, en una misma cuba o compartimiento, tienen instalados tres devanados para las tres fases del sistema, y es suficiente contar con una sola unidad para satisfacer los requerimientos del sistema eléctrico.

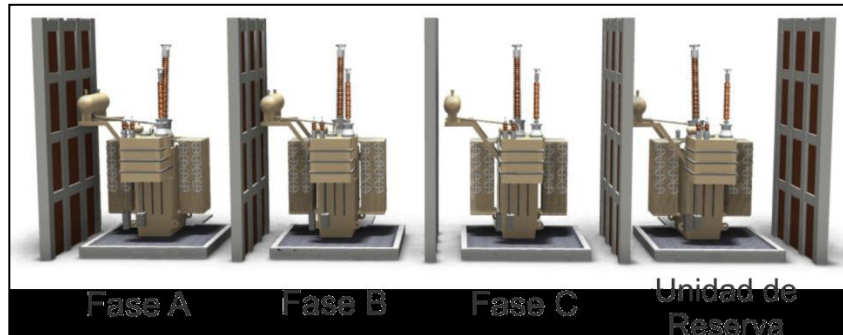
Figura 1. **Transformador trifásico**



Fuente: RAMÍREZ, Rodrigo. *Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de subestaciones de transmisión*. p. 12.

- Transformador monofásico: estos transformadores son utilizados para manejar una sola fase, por lo que se requieren de *tres* unidades monofásicas para conformar un banco de transformación; en cada transformador representa un tercio de la capacidad total. Algunas veces en los bancos de transformación se suele incluir una cuarta unidad monofásica de reserva, cuya función es ser utilizada en caso de mantenimiento de una unidad principal o sustituir una unidad con falla.

Figura 2. **Transformadores monofásicos con unidad de reserva**



Fuente: RAMÍREZ, Rodrigo. *Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de subestaciones de transmisión*. p. 12.

1.2.2. **Gas hexafluoruro de azufre (SF6)**

En 1900 se logra por primera vez la síntesis del SF6, por la acción directa del flúor gaseoso sobre el azufre. En la misma época, se comprueba la excelente estabilidad química del SF6 sometido a un arco eléctrico. El gas SF6 reúne las siguientes características:

- Es electronegativo (tiende a atraer electrones libres)
- Capacidad para volver a recombinarse
- Inodoro en condiciones normales de presión y temperatura
- Incoloro en condiciones normales de presión y temperatura
- No tóxico en cantidades pequeñas
- Muy estable
- No inflamable
- Altamente contaminante, es un gas causante del efecto invernadero

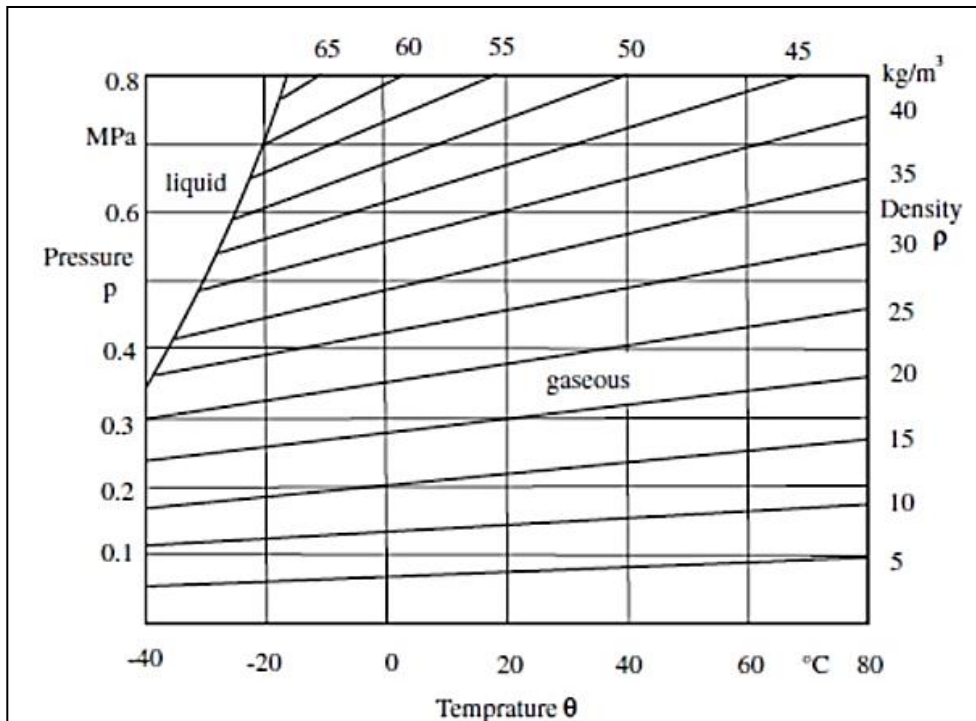
El SF6 proporciona grandes ventajas, incluyendo una reducción sustancial tanto en el tamaño como en el peso del equipo. Este gas no solo es un buen dieléctrico que evita que se produzcan arcos o flámeos en el interior del equipo encapsulado, sino que, aún en el evento en que estos se produzcan, recobra rápidamente sus cualidades dieléctricas una vez extinguido. Debido a este efecto, el SF6 proporciona una excelente y eficaz atmosfera para la extinción de arcos especialmente en las cámaras de los interruptores.

La utilización del SF6 requiere un alto grado de limpieza porque de otra forma el coeficiente dieléctrico del gas se reduce. Su densidad a 20 °C y 1 bar es de 6,07 g/l. Es por ello que es cinco veces más denso (pesado) que el aire. Es fácil de licuar por compresión, y de esta forma puede ser almacenado y transportado como gas líquido en contenedores de presión.

Cuando se quiere llenar de gas SF6 un equipo se debe realizar hasta la presión de carga nominal especificada a + 20 °C, o como lo indique el fabricante.

Si varía la temperatura se modifica la presión indicada por el manómetro, pero no la densidad del gas, por ello, las presiones correspondientes a una determinada densidad del gas para distintas temperaturas está sobre una curva la cual se muestra en la figura 3.

Figura 3. **Diagrama de presión y temperatura del gas Hexafluoruro de azufre**



Fuente: SIEMENS. *Instalación de maniobra 8DN9*. p. 7-53.

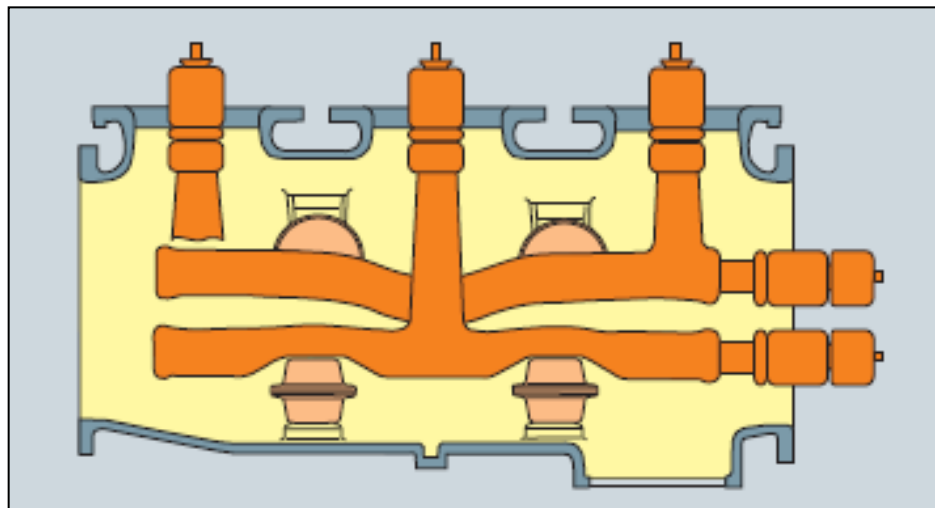
1.2.3. Barras colectoras

Una barra colectoras es un conductor eléctrico que se utiliza para interconectar los diferentes circuitos o nodos de una subestación. En subestaciones GIS se utilizan tubos por que permiten mayor circulación de corriente, reducen pérdidas por efecto corona y efecto piel, resisten deformaciones, y la unión entre tramos y los soportes es más ajustada.

Las barras colectoras disponen de un blindaje trifásico uniendo las secciones y celdas de la instalación de maniobra según los requerimientos operacionales. Se emplean barras colectoras simples, dobles o triples.

Cada módulo de barras colectoras está compuesto por el compartimiento, los conductores, los aisladores de apoyo y los contactos de acoplamiento o los apantallamientos.

Figura 4. **Módulo de barras colectoras**



Fuente: SIEMENS. *Subestaciones aisladas por gas hasta 245 kV tipo 8DN9*. p. 11.

1.2.4. Interruptor de potencia

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla.

Los interruptores que utilizan hexafluoruro de azufre como medio aislante y para extinción del arco tienen una rigidez dieléctrica hasta tres veces mayor en comparación a los interruptores aislados en aire a la misma presión; y en presiones de dos a cuatro bares es hasta cinco veces mayor.

Ante un cortocircuito, el gas SF₆, presente como elemento de corte, se recalienta como consecuencia del contacto con la energía desarrollada por el arco eléctrico. Aumenta así la presión en el interior del cilindro de contacto, sumándose a la presión de separación propia de su mecanismo de accionamiento.

Esta razón hace que no haga falta que el sistema de accionamiento sea el único encargado de aportar la energía necesaria para generar una presión capaz de extinguir el arco eléctrico. De este modo, los accionamientos modernos son simples y basados en la acumulación de energía en resortes.

Los principios de operación de las cámaras de corte en SF₆ la interrupción de la corriente se realiza en el transcurso de pocos milisegundos, pasando del estado conductor al estado aislante. Durante el movimiento de desconexión se origina un arco eléctrico, que se apaga por un sopleo de gas dentro de la cámara de corte.

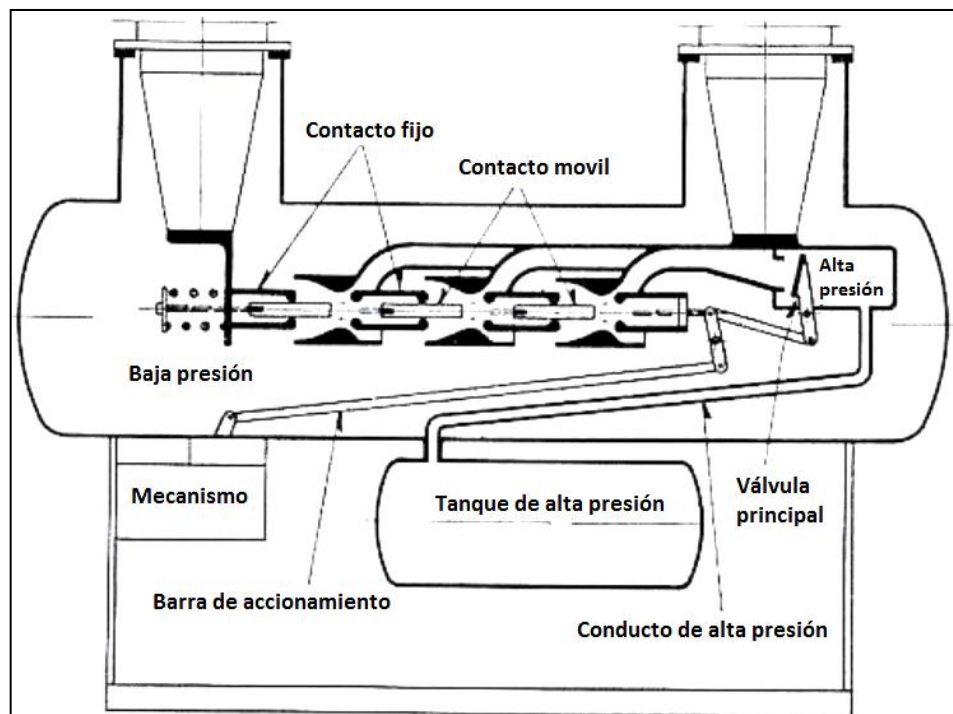
Al inicio de la maniobra de apertura, los contactos principales se separan y toda la corriente fluye a través de los contactos de arco o sacrificio. A medida que la carrera o desplazamiento del contacto móvil continúa, se alcanza el punto donde los contactos de sacrificio también se separan, dando origen a la aparición del arco eléctrico. La mayoría de las veces es el mismo calor del arco el responsable de desencadenar el auto sopleo de SF₆ y, por consecuencia,

su extinción; esto debido al aumento de la presión del gas en el interior del volumen térmico.

1.2.4.1. Interruptores de dos presiones en SF6

El problema de licuefacción que se presenta a bajas temperaturas fue la desventaja principal de este tipo de interruptores, por lo que se requería el uso de calefacción. Otras de las desventajas son: los grandes volúmenes de SF6 requeridos, las altas tasas de fugas debido a las altas presiones de operación y la complejidad del diseño debido al uso de válvulas de sople.

Figura 5. Interruptor en SF6 de dos presiones

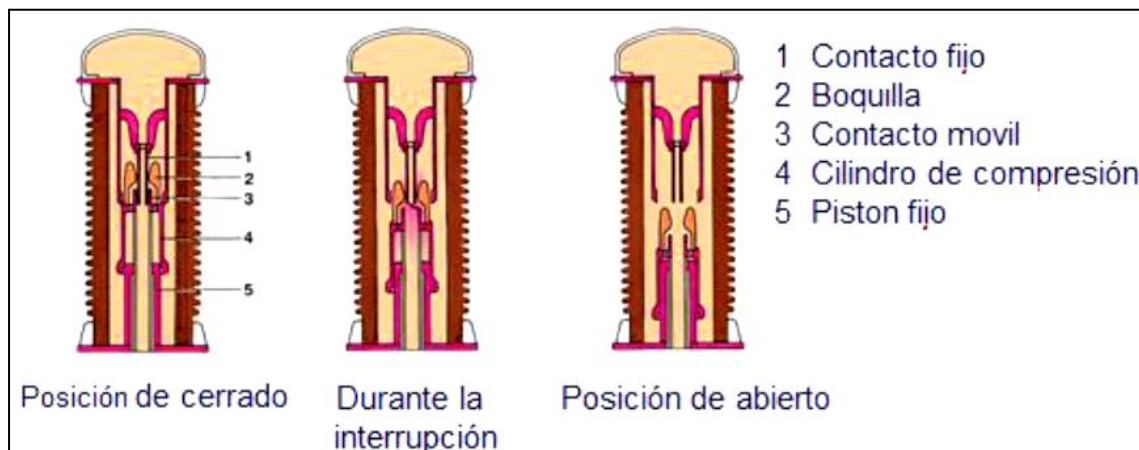


Fuente: VELASTEGUI, Rodrigo. *Interruptores de potencia y extinción del arco eléctrico*. p. 79.

1.2.4.2. Interruptores de soplo de una presión

Durante la secuencia de operación la cámara interruptiva se encuentra en la posición de cerrado, donde el volumen se encuentra en reposo. Durante la apertura los contactos principales se separan seguidos por los contactos de arqueo. El movimiento de los contactos provoca que el volumen disminuya comprimiendo el gas contenido en él. Conforme los contactos continúan separándose el volumen sigue comprimiéndose y, cuando los contactos dejan la garganta de la tobera, se genera un flujo de gas a lo largo del eje del arco.

Figura 6. Interruptor de soplo



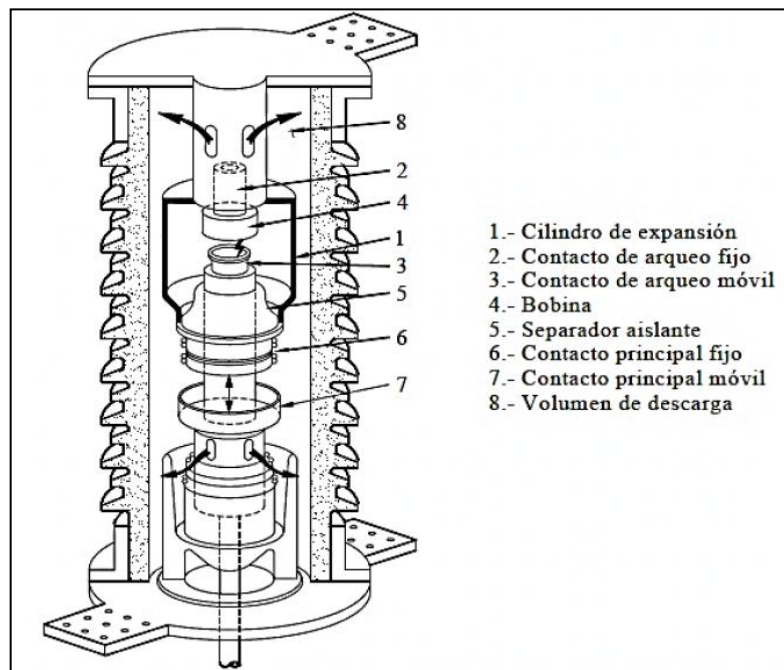
Fuente: VELASTEGUI, Rodrigo. *Interruptores de potencia y extinción del arco eléctrico*. p. 81.

1.2.4.3. Interruptores de auto soplado

Los interruptores del tipo auto-soplado aprovechan la energía térmica liberada por el arco para calentar el gas e incrementar su presión. El arco se forma a través de un par de contactos que están localizados dentro de una cámara

de arqueo, y el gas calentado a alta presión es liberado a lo largo del arco después de que el contacto móvil se separa de la cámara de arqueo.

Figura 7. **Interruptor de auto soplado**



Fuente: VELASTEGUI, Rodrigo. *Interruptores de potencia y extinción del arco eléctrico*. p. 81.

1.2.5. **Cuchillas desconectoras**

La cuchilla desconectora es un elemento que se utiliza para desconectar físicamente un circuito eléctrico. En las subestaciones GIS los polos de un seccionador están acoplados mecánicamente y así son insertados o extraídos, mediante un accionamiento motorizado o en forma manual externa.

Las cuchillas desconectoras adoptan diversas formas constructivas y algunos fabricantes combinan las funciones del seccionador con su cuchilla de

tierra en un solo aparato de tres posiciones. Resulta así que el contacto móvil tiene tres posiciones: (a) se une al contacto fijo, (b) permite unir la barra conductora con el contra contacto de la cuchilla de tierra y (c) en una posición neutra donde no se cierran el seccionador y la cuchilla de tierra. Este diseño posibilita un enclavamiento recíproco de ambas funciones.

1.2.6. Transformadores de instrumento

Se denominan transformadores de instrumento a los que se emplean para alimentación de equipo de medición, control y protección. Los cuales se dividen en dos clases:

1.2.6.1. Transformadores de corriente (TI)

Los transformadores de corriente son de tipo inductivo y se pueden instalar en cualquier punto de la GIS, y su primario está constituido por la barra conductora de alta tensión.

Los transformadores de corriente se deben instalar en los cables aislados de salida de la GIS y pueden ser seleccionados de acuerdo a la exactitud requerida, la cual depende del Burden (Carga) que tiene conectada en terminales del secundario, si son para protección, medición local o facturación.

Tabla I. **Clase de exactitud de acuerdo a norma ANSI C57.13**

Clase	Burden	Voltaje máximo	Cálculo/prueba
C-100	1,0 Ohm	100 Voltios	cálculo
C-200	2,0 Ohm	200 Voltios	cálculo
C-400	4,0 Ohm	400 Voltios	cálculo
C-800	8,0 Ohm	800 Voltios	cálculo
T-100	1,0 Ohm	100 Voltios	prueba
T-200	2,0 Ohm	200 Voltios	prueba
T-400	4,0 Ohm	400 Voltios	prueba
T-800	8,0 Ohm	800 Voltios	prueba

Fuente: MORALES, Juan. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 33.

1.2.6.2. Transformadores de tensión (TT)

Los transformadores de tensión pueden ser de tipo inductivo o capacitivo, siempre inmersos en una atmósfera de gas SF6. Los terminales secundarios de los transformadores de medición se extraen de la envoltura metálica a través de una placa de paso perfectamente estanca al gas, quedando eléctricamente accesibles en la caja de bornes, lugar desde donde, además, se pueden cambiar las relaciones de transformación en el caso de los transformadores de corriente.

Los transformadores de potencial pueden ser seleccionados de acuerdo a la exactitud requerida, la cual depende del Burden (carga) que tiene conectada en terminales del secundario, si son para protección, medición local o facturación.

Tabla II. **Clase de exactitud y burden estándar**

Clases de exactitud		
Clase de exactitud	Factor de corrección	
0,3	0,997 - 1,003	
0,6	0,994 - 1,006	
1,2	0,988 - 1,012	
Burden estándar para transformadores de voltaje		
Designación	VA	FP
W	12,5	0,1
X	25	0,7
Y	75	0,85
Z	200	0,85
ZZ	400	0,85

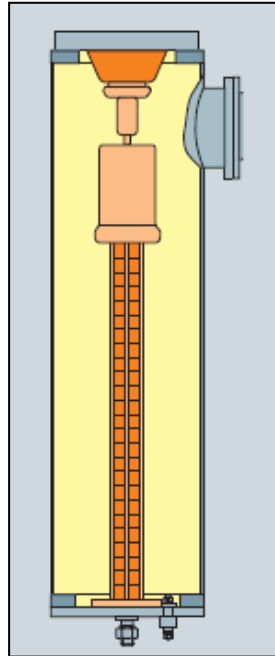
Fuente: MORALES, Juan. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 26.

1.2.7. Descargadores de sobretensiones

Normalmente se instalan fuera de la GIS, en los puntos donde las líneas aéreas se conectan a la subestación. No obstante, también pueden instalarse en módulos aislados en gas SF6 que forman parte integrante de la subestación GIS.

Los descargadores de sobretensiones -de óxido de zinc- tienen en su envoltura metálica un registro que permite abrir la barra conductora interna para realizar ensayos de la subestación. Por la parte inferior, además de la existencia de terminales para el monitoreo del gas, se instalan los dispositivos de control propios.

Figura 8. **Módulo de descargadores de sobretensión**



Fuente: SIEMENS. *Subestaciones aisladas por gas hasta 245 kV tipo 8DN9*. p. 11.

1.2.8. Módulos de empalme

Los módulos de empalme o conexión unen los campos (celdas), de las Subestaciones GIS con otros equipos externos: líneas aéreas, transformadores de potencia o reactores, cables subterráneos, etc, asimismo, son el pasaje del aislamiento en gas SF₆ de las GIS a otro medio de aislamiento: aire (líneas aéreas), aceite (transformadores de potencia). Permiten la realización de diversas configuraciones, con una mayor versatilidad y facilidad que las utilizadas en las AIS.

Módulos de empalme o conexión para líneas aéreas, que contemplan aisladores gas / aire, se diseñan en función de la coordinación de la aislación,

las distancias eléctricas mínimas y el grado de polución existente en el lugar de implantación de la GIS.

Módulos de empalme o conexión para cable permiten la conexión de las GIS con cables subterráneos de alta tensión de cualquier tipo y sección. También se pueden conectar varios cables en paralelo (2, 3, cables por fase), cuando se trata de intensidades nominales que superan las secciones comerciales de los cables y debe adoptarse el criterio de utilizar más de un cable por fase.

Los módulos de empalme o conexión para transformadores (autotransformadores, reactores) de potencia son del tipo gas/aceite. El aislador pasatapas (bushing), del transformador de potencia tiene que ser estanco al aceite y al gas SF6 comprimido. Los movimientos provocados por los cambios de temperatura y por los asentamientos diferenciales de las fundaciones del GIS y del transformador de potencia se neutralizan por medio de juntas de compensación.

Módulos de prolongación rectos y en ángulos, módulos de empalme o conexión: mediante la utilización de los diversos tipos de módulos, se logra la adaptación más económica de las conexiones de las GIS con diversos equipos de alta tensión.

1.2.9. Paneles de Protección, Control y Medición (PCYM)

Adyacente a cada módulo o campo de conexión es necesario instalar un tablero, que contiene todos los elementos de control y supervisión del gas, un pequeño mímico desde donde se controlan los diferentes equipos de campo, relés de interposición y transductores necesarios para el control remoto y en

algunas compañías de servicio, se instalan los relevadores de protección convirtiéndose así en un control distribuido de la subestación.

El sistema de protección, control y medición comprende los equipos y dispositivos para el accionamiento, el mando, el enclavamiento, la señalización, el cómputo, el registro, la vigilancia, la protección, la medición y la operación óptima del sistema de distribución de energía eléctrica.

Normalmente, los tableros de baja tensión de comando, protección, control y mediciones, se disponen en el frente de cada campo (celda), adosado al mismo o, pasillo por medio, enfrentados, pero siempre en forma individual por campo (celda). También las protecciones y mediciones, juntas o por separado, pueden disponerse en tableros específicos ubicados en otras salas tal como se lo hace en las subestaciones AIS. El control y comando de toda la subestación GIS se los puede centralizar en una sala de control general.

Cualquiera sea el criterio que se utilice para la ubicación de estos tableros de comando, protección, control y medición, deberá preverse que en los sistemas de alta tensión pueda controlarse en forma remota.

Un sistema de control de subestaciones está dividido en niveles jerárquicos, donde cada nivel debe tener capacidad de comunicarse con los niveles inferiores y contar con capacidad de operación en cada nivel.

- Nivel 0 (Patio): es el denominado de patio o de sitio y es el que físicamente se encuentra en contacto con los objetos de patio.

- Nivel 1 (Bahía): en este nivel se concentran todas las variables provenientes de los diferentes módulos, para ser operados, monitoreados, controlados y protegidos en forma centralizada.
- Nivel 2 (Subestación): este nivel es el conocido como el mando de subestación, agrupa toda la información de la subestación para poder ser enviada a subcentros de control que agrupen varias subestaciones, o a un centro de control remoto desde el se toman decisiones de operación para todo el sistema eléctrico interconectado de todo el país.
- Nivel 3 (CCR Centro de control remoto): en este nivel se concentra la información proveniente de todas las subestaciones del sistema eléctrico nacional. El mismo está constituido por todos y cada uno de los clientes remotos de las subestaciones.

1.2.10. Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA)

La Supervisión, control y adquisición de datos es un concepto que se emplea para realizar un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

Un sistema SCADA incluye un hardware de señal de entrada y salida, controladores, interfaz hombre-máquina (IHM), redes, comunicación, base de datos y software.

- Unidad de terminal remota (UTR): la cual puede leer el estado de los datos digitales o medidas de datos analógicos y envía comandos digitales de salida o puntos de ajuste analógicos.

- Estación maestra y computadoras IHM: se refiere a los servidores y al software responsable para comunicarse con el equipo de campo. Usualmente presenta la información al personal operativo de manera gráfica, en forma de diagrama de representación.
- Infraestructura de comunicación: se realiza por medio de una combinación de radios y señales directas seriales o conexiones de modem, Ethernet e IP.
- Este sistema puede tener programas o rutinas establecidas con ciertas condiciones del sistema, por ejemplo: bajar y subir Tap en transformadores, conectar capacitores, etc.

1.3. Arreglos de las subestaciones aisladas en gas

Es la configuración de los equipos electromecánicos pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una subestación, de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad o flexibilidad para el manejo, transformación y distribución de la energía.

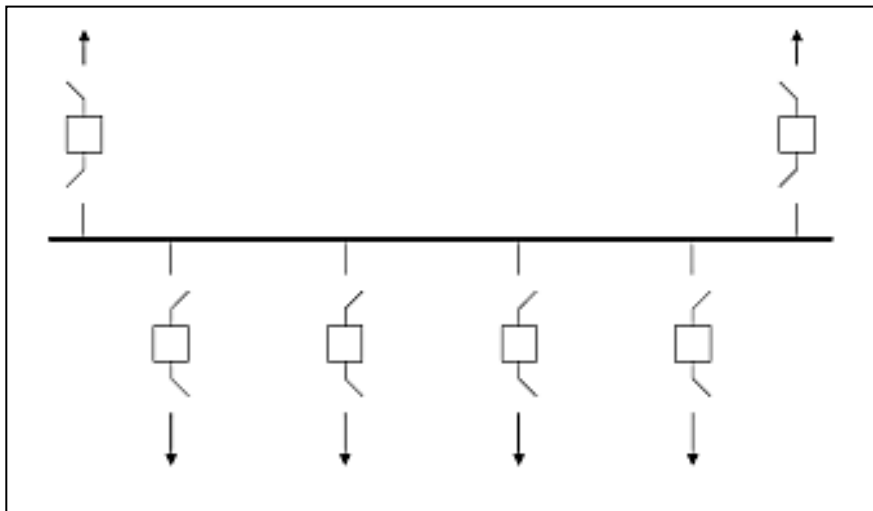
1.3.1. Barra simple

Es el arreglo más simple y el que utiliza menor cantidad de equipo, es el más económico, y al darle mantenimiento a las barras e interruptores se debe poner totalmente fuera de servicio la subestación.

Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta. Como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad teniendo así que

suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora, o del circuito cuando la revisión o reparación es en el interruptor.

Figura 9. **Unifilar barra simple**



Fuente: GUTIÉRREZ, Luis. *Pruebas para la puesta en marcha de una subestación GIS*. p. 14.

En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación (líneas de transmisión y bancos de transformación), están conectados al mismo juego de barras colectoras a través de sus propios interruptores y seccionadores.

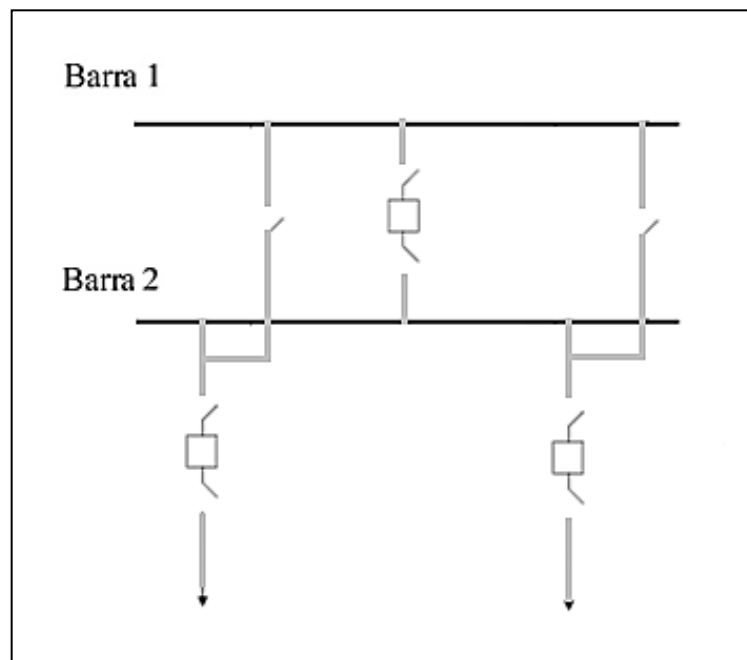
Al operar la protección diferencial de barras para librar una falla, se envía el disparo a todos los interruptores, desconectando las líneas de transmisión y los bancos de transformación. Por ese motivo no se tiene flexibilidad y se pierde la continuidad del servicio. Así también al operar la protección de falla de interruptor.

1.3.2. Doble barra

Se usan dos juegos de barras idénticas, con este arreglo se puede garantizar que no existe interrupción de servicio; en el caso de que falle uno de los juegos de barras.

Esta configuración es flexible y confiable, pues permite separar circuitos en cada una de las barras. Es posible hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio. Dada su flexibilidad, se puede usar el acople como seccionador de barras, permitiendo así conectar a una y otra barra circuitos provenientes de una misma fuente sin necesidad de hacer cruce de las líneas a la entrada de la subestación.

Figura 10. Unifilar doble barra



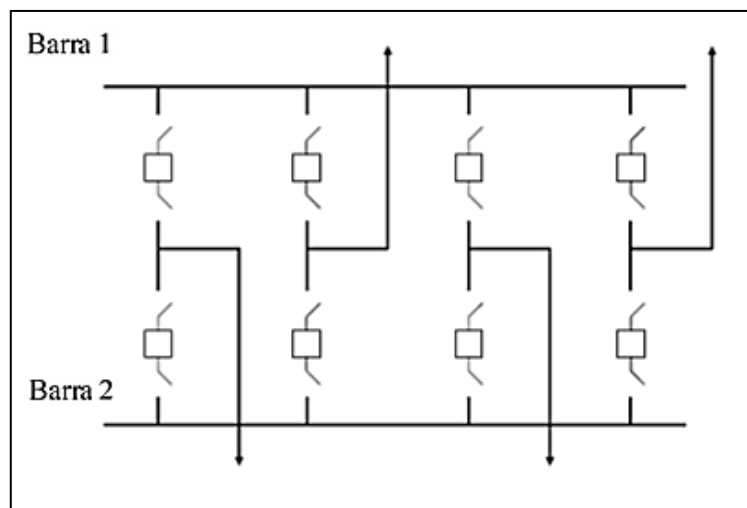
Fuente: GUTIÉRREZ, Luis. *Pruebas para la puesta en marcha de una subestación GIS*. p. 20.

1.3.3. Doble barra con doble interruptor

Este tipo de arreglo se duplica tanto las barras como los interruptores de cada circuito. Presenta la mayor seguridad tanto por falla en barras como en interruptores. Da gran libertad para la operación, para trabajos de revisión y mantenimiento. Para lograr la mayor seguridad cada circuito se debe conectar a ambas barras o sea todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas.

Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de los juegos de barras su respectiva protección envía disparar todos los interruptores asociados a este, transfiriendo totalmente la carga a las otras barras colectoras, sin producir interrupción del servicio. Se puede proporcionar mantenimiento a cualquier barra o interruptor sin afectar el suministro de energía eléctrica.

Figura 11. Unifilar arreglo doble barra con doble interruptor



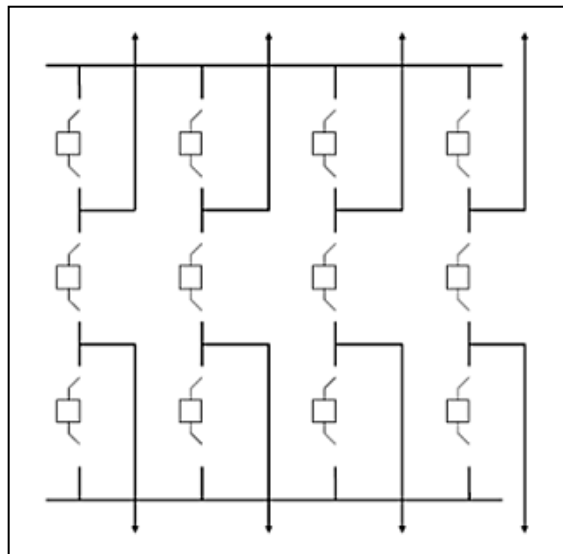
Fuente: GUTIÉRREZ, Luis. *Pruebas para la puesta en marcha de una subestación GIS*. p. 20.

1.3.4. Interruptor y medio

En este tipo de arreglo se cuenta con 3 interruptores por cada dos salidas. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección. Una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito. Es segura y confiable tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. No es flexible debido a que se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados.

El hecho de tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas, como en el caso de la doble barra. La protección y el recierre se complican por el hecho de que el interruptor intermedio (entre dos circuitos), debe trabajar con uno u otro de los circuitos asociados.

Figura 12. Unifilar arreglo de interruptor y medio



Fuente: GUTIÉRREZ, Luis. *Pruebas para la puesta en marcha de una subestación GIS*. p. 18.

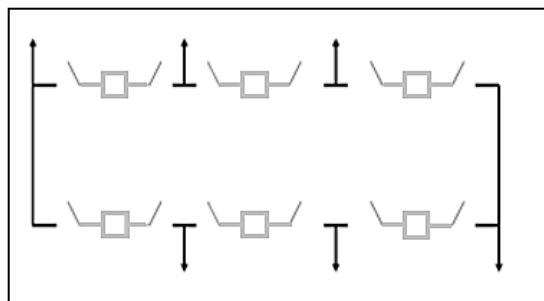
1.3.5. Arreglo en anillo

Este tipo de arreglo permite la desconexión de un interruptor para realizarle mantenimiento sin necesidad que alguna línea de transmisión o banco de transformación quede fuera de servicio, proporcionando mayor continuidad del servicio que el arreglo de barra sencilla, utilizando la misma cantidad de equipo eléctrico.

Para poder proporcionar una buena continuidad de servicio deben estar conectados en forma alternada las líneas de transmisión con los transformadores, y su construcción se complica, debiendo poner estructuras adicionales.

No requiere protección diferencial de barras, porque todas las partes de la subestación, con la misma tensión, quedan resguardadas por las protecciones debidamente traslapadas de las líneas y transformadores. Los esquemas de protección resultan más complicados debido a que las zonas deben quedar debidamente traslapadas y además deben ser adecuadamente seleccionados los interruptores que serán disparados por cada protección.

Figura 13. **Unifilar arreglo en anillo**



Fuente: GUTIÉRREZ, Luis. *Pruebas para la puesta en marcha de una subestación GIS*. p. 16.

1.4. Pruebas para la puesta en marcha

Esta prueba se realiza con el propósito de comprobar si hubo algunos de los siguientes casos:

- Posibles fugas debido al diseño de la subestación.
- Daños durante las maniobras de diseño.
- Daños por la transportación del equipo.
- Acumulación de contaminantes u objetos extraños que complicarían la instalación.

1.4.1. Pruebas al gas hexafluoruro de azufre

El hexafluoruro de azufre nuevo debe cumplir con ciertas características normalizadas para su utilización en equipos eléctricos de muy alta tensión, las cuales se mencionan en la tabla III.

Cuando se tome una muestra es deseable que, pase directamente del equipo eléctrico al aparato de prueba, sin embargo, esto no es posible, debido al lugar de instalación de los equipos eléctricos, y es necesario utilizar cilindros de acero inoxidable intermedios de capacidad entre 80 y 100 litros para realizar las pruebas para el control de SF₆. Los cilindros mostradores, deben enjuagarse por lo menos dos veces con el gas a muestrear.

Tabla III. **Comparación de normas**

CARACTERÍSTICAS	Norma IEC 376-71	Norma ASTM D-2472-71
Densidad a 20 °C 760 torren g/1	6,16	-----
Temperatura crítica en °C	45,6	-----
Peso molecular	-----	146 +/- 2 %
Punto de rocío a 1 atmosfera en °C	-42 máx,	-45 máx,
Contenido de humedad por peso en ppm	15 máx,	8,9 máx,
Contenido de humedad por volumen en ppm	-----	71 máx,
Contenido de aire por peso en %	0,05 máx,	0,05 máx,
Contenido de tetrafluoruro de carbono por peso en %	0,05 máx,	0,05 máx,
Acidez expresada como HF por peso en ppm	0,3 máx,	0,3 máx,
Fluoruros hidrolizables expresada como HF por peso en ppm	1,0	-----
Toxicidad (colocando 5 ratones en una atmósfera de 79 % SF6 y 21 % de aire) 24 horas	Deben permanecer con vida.	Deben permanecer con vida.

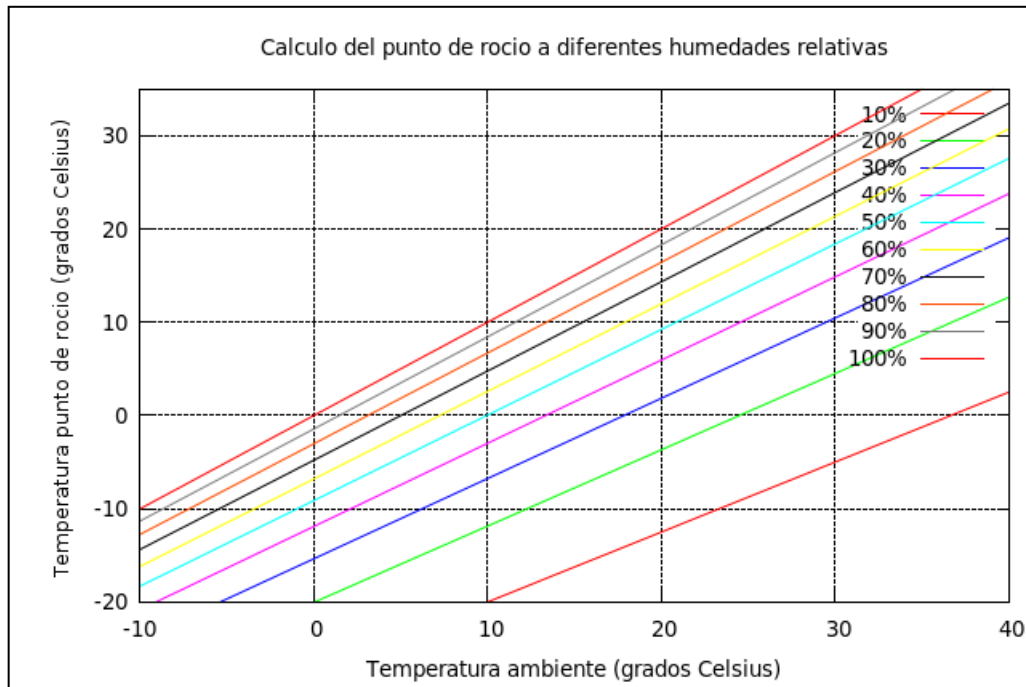
Fuente: GUTIÉRREZ, Luis. *Pruebas para la puesta en marcha de una subestación GIS*. p. 36.

1.4.1.1. Punto de rocío

Es la temperatura en la cual el vapor de agua puede permanecer en estado gaseoso, de esta prueba es posible conocer el contenido de humedad del gas SF6 tomando en cuenta la posición de prueba.

Aunque no existe un valor límite de contenido de humedad en un equipo eléctrico en servicio, se recomienda mantener el contenido de humedad debajo de 550 ppm de agua por volumen, a una presión de una atmosfera (14.7 lb/pulg.), lo que equivale a punto de rocío aproximado de -26 °C medido a la misma presión para que pueda continuar el servicio.

Figura 14. Punto de rocío



Fuente: CASTRO, Ana Lía. *Análisis energético de los edificios*.

<http://www.quieroapuntes.com/analisis-energetico-de-los-edificios.html>. Consulta: 26 de marzo de 2018.

1.4.1.2. Contenido de oxígeno

El contenido de oxígeno debe mantenerse bajo, para evitar el deterioro de los productos ácidos y de esta forma la corrosión de las partes metálicas. El gas oxígeno puede administrarse accidentalmente como resultado de la existencia de fugas en las bombas, durante la transferencia de gas SF6 al equipo eléctrico o por procedimientos inadecuados de mantenimiento. De aquí la importancia de esta prueba.

1.4.1.3. Acidez

Es la concentración de ácidos presentes en el gas hexafluoruro de azufre en partes por millón (ppm) por peso y calculado como ácido fluorhídrico (HF). Durante la degradación del SF₆ en presencia de un arco eléctrico, humedad y otros materiales se forman ácidos; y afectan a los materiales que constituyen al equipo eléctrico.

1.4.1.4. Fluoruros hidrolizables

Es la cantidad de fluoruros hidrolizables en el gas hexafluoruro de azufre expresada en partes por millón (ppm), por masa de ácido fluorhídrico. Estos fluoruros se forman durante el proceso de degradación del gas SF₆.

1.4.2. Pruebas a los interruptores de potencia

Resulta necesario comprobar periódicamente el aislamiento de los interruptores de potencia, porque estos equipos están sometidos a calentamientos por esfuerzos de alta tensión y corriente lo que inevitablemente afecta al material aislante. Las pruebas más habituales para los interruptores son las siguientes.

1.4.2.1. Resistencia de aislamiento

En los interruptores en SF₆ se tienen elementos aislantes de materiales higroscópicos, como este gas, la barra de operación y algunos otros que intervienen en el soporte de las cámaras de arqueo; también la carbonización causada por las operaciones del interruptor ocasiona contaminación de estos elementos y por consiguiente una reducción en la resistencia de aislamiento.

Se comprueba el nivel de aislamiento que soporta los contactos y el gas, para saber si hay posibles corrientes de fuga o arcos, los cuales pueden afectar su funcionamiento.

1.4.2.2. Resistencia de contactos

En un interruptor al medir la resistencia de contactos, se determinan los puntos con alta resistencia en partes de conducción, estos originan caídas de voltaje, generación de calor, pérdidas de potencia, etc. Estas se realizan en circuitos donde existen contactos a presión o deslizables.

1.4.2.3. Prueba de factor de potencia

En la prueba de factor de potencia, intervienen las boquillas o soportes aislantes, y los otros materiales que forman parte del aislamiento (aceite aislante, gas SF₆, vacío, etc.). El método consiste en aplicar el potencial de prueba, a cada una de las terminales del interruptor.

1.4.2.4. Pruebas dinámicas

Con esta prueba se realiza el análisis dinámico del interruptor, estado de mecanismos, calibración y ajuste mecánico de los contactos; tiempos de cierre – apertura y consumo en amperios de las bobinas.

- Tiempos de cierre y apertura: verifica que los tiempos de operación se encuentren dentro de los rangos establecidos por el fabricante y que los contactos se encuentran correctamente calibrados.

- Desplazamientos: con esta prueba se hace una verificación del comportamiento del mecanismo de operación del interruptor.
- Consumo de corriente de las bobinas: para verificar el buen estado y que consumen lo que indica el fabricante.

1.4.3. Pruebas a las cuchillas desconectadoras

Los seccionadores tienen un poder de corte despreciable, pero soportan las corrientes capacitivas inherentes y las corrientes de maniobra, por ese motivo se les debe practicar las siguientes pruebas.

1.4.3.1. Resistencia de aislamiento

Esta prueba tiene como finalidad, determinar las condiciones del aislamiento y para detectar pequeñas imperfecciones o fisuras en el mismo; y detectar su degradación por envejecimiento.

1.4.3.2. Resistencia de contactos

El objeto de realizar esta prueba, es verificar que se tenga un bajo valor de resistencia eléctrica entre los contactos respectivos de la cuchilla desconectadora.

1.4.3.3. Prueba de factor de potencia

El efectuar esta prueba a las cuchillas desconectadoras, tiene por objeto detectar las pérdidas dieléctricas del aislamiento, producidas por imperfecciones, degradación, por envejecimiento y por contaminación.

1.4.4. Pruebas a los transformadores de instrumento

Las pruebas en los transformadores de corriente y tensión permiten detectar fallos relativos al cableado e instalación, durante la fase previa a la puesta en servicio o posteriormente, debidos a fallos en el propio servicio por degradación de la clase de precisión, espiras cortocircuitadas, núcleo desmagnetizado, degradación del material aislante, sobretensiones. Entre las pruebas que se les realizan a estos equipos se encuentran las siguientes:

- Relación de transformación
- Carga del TI o TT
- Curva de excitación del TI
- Comprobación de polaridad
- Prueba del factor límite de la exactitud
- Prueba del factor de potencia
- Resistencia del devanado
- Prueba de tensión no disruptiva
- Curva de saturación de TI

1.4.5. Pruebas a los paneles de protección, control y medición

Los sistemas de protección juegan un papel protagonista en la seguridad, tanto de las instalaciones como de las personas. Para que estas protecciones cumplan su misión, es necesario definir correctamente el ajuste del sistema de protección así como verificar su correcta actuación.

Los sistemas de protección y control, tienen que estar bien integrados en la subestación para funcionar correctamente, por ello es necesario verificar el correcto funcionamiento de la cadena TT/TI-relé-interruptor.

Las pruebas a realizar al sistema de protección son las siguientes:

- Estudios de coordinación (Calculo teórico de ajustes)
- Carga automática de ajustes al relé
- Inyección secundaria, para verificación del funcionamiento de cualquier tipo de relevador, como esquemas de protección.

2. ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS

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

2.1. Introducción a los transitorios electromagnéticos

Un transitorio electromagnético es la manifestación externa de un cambio súbito en las condiciones de un circuito. Este fenómeno se puede presentar por el impacto directo e indirecto de una descarga atmosférica sobre el sistema de transmisión o sobre una subestación, por la apertura y cierre de los interruptores de potencia, y por fallas de diversos tipos en el sistema eléctrico.

En un sistema eléctrico, el lapso de tiempo en el que se presenta el transitorio es de corta duración en comparación con el tiempo en el que opera en condiciones normales. Sin embargo, los periodos transitorios son sumamente importantes ya que los componentes del sistema están sometidos a intensidades de corriente o tensiones excesivas.

El conocimiento de los estados transitorios permite tomar decisiones para proteger adecuadamente a los equipos, asimismo permite el aseguramiento de la calidad de la potencia eléctrica. La mayoría de los fenómenos transitorios son de naturaleza oscilatoria y pueden clasificarse por la frecuencia de sus oscilaciones como se muestra en la tabla IV.

Tabla IV. **Clasificación de transitorios por intervalo de frecuencia**

Grupo	Intervalo de Frecuencias	Características del Fenómeno	Tipo de Transitorio
I	0,1 Hz - 3 kHz	Oscilaciones de baja frecuencia.	Temporales: * Energización de transformadores. * Ferroresonancia. * Rechazo de carga.
II	50/60 Hz - 20 kHz	Frente de onda lento.	Maniobra: * Energización de líneas. * Inicio y liberación de fallas. * Cierre de línea.
III	10 kHz - 3 MHz	Frente de onda rápido.	* Descarga atmosférica. * Fallas en subestaciones.
IV	100 kHz - 50 MHz	Frente de onda muy rápido.	* Maniobras. * Fallas en subestaciones aisladas en gas (GIS).

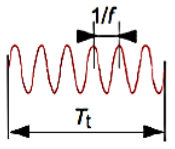
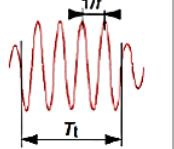
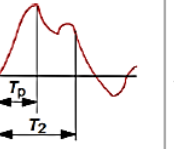
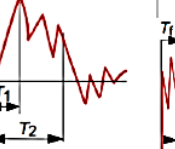
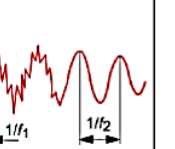
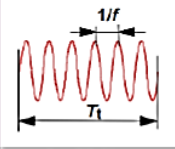
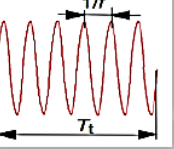
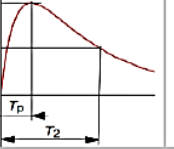
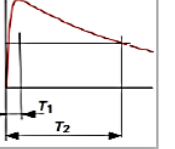
Fuente: GARCÍA, Fernando. *Estudio estadístico de sobretensiones transitorias debido a descargas atmosféricas en líneas de transmisión.* p. 3.

Como resultado de los transitorios electromagnéticos pueden presentarse tensiones anormales, que se conocen como sobretensiones, y sobrecorrientes, que son corrientes anormales en el sistema. Las sobretensiones pueden ocasionar descargas disruptivas (descargas eléctricas a través del aire), daños en aislamiento o dispositivos del sistema y un eventual deterioro de la confiabilidad en el mismo aislamiento.

Por otra parte, las sobrecorrientes pueden provocar daño en el equipo, debido a una excesiva disipación de calor. Es fundamental un conocimiento profundo de este tipo de disturbios en la etapa de diseño de los sistemas de transmisión.

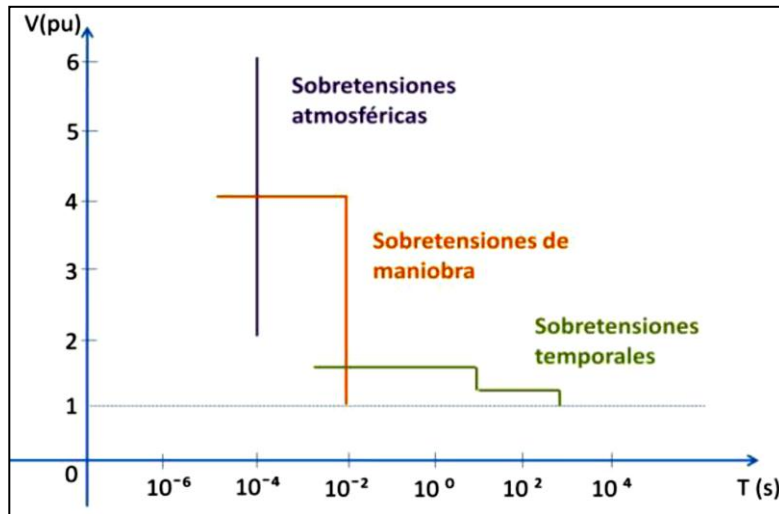
Según las Normas IEC 60071-1 y 2, los sobrevoltajes se clasifican de acuerdo a su forma y duración, en sobrevoltajes: de baja frecuencia y transitorios.

Figura 15. Clases, formas de onda y tiempos característicos de sobretensiones

Clases de sobrevoltajes	Baja Frecuencia		Transitorios		
	Permanente	Temporal	Frente lento	Frente Rápido	Frente Muy Rápido
Forma de onda de voltajes y sobrevoltajes					
Rango de formas de onda de voltajes y sobrevoltajes	$f = 50 \text{ Hz}$ or 60 Hz $T_t \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_t \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Parámetros de voltaje estandarizado					a
	$f = 50 \text{ Hz}$ or 60 Hz T_t^a	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	
Ensayo de voltaje tolerado normalizado	a	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo de impulso tipo maniobra	Ensayo de impulso tipo rayo	a

Fuente: Universidad de Sevilla. *Transitorios electromagnéticos*. p. 108.

Figura 16. **Clasificación de sobretensiones según su duración**



Fuente: Universidad de Sevilla. *Transitorios electromagnéticos*. p. 108.

2.2. Tipos de sobretensiones transitorias en un sistema eléctrico de potencia

El cálculo de las sobretensiones es vital para el diseño de redes eléctricas, el cálculo servirá para escoger el nivel de aislamiento y las protecciones de los equipos, y pueden clasificarse de la siguiente manera.

2.2.1. Sobretensiones de baja frecuencia (temporales)

Las causas principales de sobre voltajes de frecuencia industrial son: pérdida súbita de carga (rechazo de carga); desconexión de cargas inductivas o conexión de cargas capacitivas; efecto Ferranti y fallas desbalanceadas a tierra.

Sobre voltajes con frecuencias cercanas a la de potencia ocurren cuando se desconectan líneas de transmisión con compensación en paralelo, y oscila

carga atrapada entre la capacitancia de la línea y la inductancia del reactor. Oscilaciones de mayor frecuencia armónica se tienen debido a corrientes magnetizantes de transformadores descargados; oscilaciones subarmónicas pueden ser causadas por capacitancia serie resonando con transformadores levemente cargados, o reactores ferroresonantes.

La duración de sobre voltajes temporales puede variar desde unos pocos ciclos, a unos pocos segundos; de acuerdo a los ajustes de los relevadores existentes, o si la reducción de los sobre voltajes depende de intervención humana; hasta períodos mayores.

Sobre voltajes de frecuencia de potencia severos, estos pueden ser causados por la combinación de rechazo completo de carga con un cambio desde una carga inductiva a una capacitiva (por ej.: abriendo un interruptor en el extremo lejano de una línea de transmisión cargada), y una falla simultánea a tierra. Si otras líneas o una carga local ofrecen alguna salida para la potencia, el rechazo de carga completo de la subestación es improbable.

Hablando generalmente, mientras mayor parte del sistema esté enmallado, menores serán los sobre voltajes causados por rechazo de carga. Esta situación prevalece en sistemas bien desarrollados, pero esto varía en las etapas iniciales de sistemas nuevos de mayor voltaje. En líneas de transmisión largas, esta posición es aliviada por reactores shunt, ya sea conectados permanentemente, o rápidamente conectables en caso de sobre voltajes, por medio de interruptores.

2.2.2. Sobretensiones de frente lento (maniobra)

Sobretensión transitoria usualmente unidireccional, con duración en el frente entre 20 μ s a 5 000 μ s y duración en la cola mayores a 20 ms.

Las sobretensiones de maniobra pueden ser originadas por procesos de conmutación. En instalaciones de alta tensión pueden actuar mediante acoplamiento capacitivo, produciendo en casos especiales sobretensiones de más de 15 kV.

Estos disturbios presentan amplitudes que están siempre relacionadas con la tensión de operación del sistema, mientras que su forma de onda está relacionada con las impedancias del sistema y las condiciones en las que ocurre la maniobra.

Estos fenómenos tienen duración en el orden de milisegundos, es decir, la elevación de la sobretensión es mucho más lenta que en el caso de fenómenos de descarga atmosférica. Sin embargo, la amplitud y forma de onda de estos fenómenos puede ser peligrosa para el aislamiento de sistemas mayores a los 230 kV.

Las sobretensiones de maniobra son de gran variedad de formas, magnitud y duración, correspondientes a la gran cantidad de eventos iniciales. Para un evento particular, sus parámetros están determinados tanto por el sistema como por las características del dispositivo de interrupción. La forma puede ser unipolar, oscilatoria o bastante irregular y pueden superponerse a la frecuencia industrial o a voltajes temporales.

Algunos de los mayores sobrevoltajes de maniobra se registran cuando se interrumpen corrientes inductivas desde su cero natural; este recorte es más frecuente para corrientes pequeñas, tales como corrientes de magnetización de reactores shunt y transformadores. La energía involucrada es suficientemente pequeña para ser absorbida por pararrayos conectados normalmente cerca de los terminales de transformadores importantes.

La interrupción de corrientes capacitivas, sean corrientes de carga de bancos de condensadores o corrientes absorbidas por líneas de transmisión descargadas, puede llevar a altos niveles de voltaje si ocurre un recierre del interruptor en puntos desfavorables de la onda de voltaje. Las operaciones de maniobra más importantes se clasifican de la siguiente manera.

- Energización de líneas, con línea abierta en el extremo lejano o terminado en un transformador sin carga.
- Re-energización de líneas, con carga atrapada en la línea de la interrupción previa.
- Rechazo de carga, por operación del interruptor en el extremo distante, seguida posiblemente por desconexión del extremo emisor.
- Maniobra de transformador sin carga, con carga secundaria de reactores shunt; también maniobra de reactores de alto voltaje.

2.2.3. Sobretensiones de frente rápido (rayo)

Sobretensión transitoria unidireccional con duración en el frente de $0.1 \mu\text{s}$ a $20 \mu\text{s}$ y tiempo en la cola mayor de $300 \mu\text{s}$. La amplitud se define como un

valor máximo asumido o mediante una distribución de probabilidad de los valores picos.

Se originan por el impacto de rayos sobre los conductores de fase en líneas de transmisión, las torres de transmisión o elementos de subestaciones a la intemperie (descargas directas), o bien por el impacto de rayos cercanos a la línea (descargas indirectas). En general su duración está en el orden de microsegundos.

Cuando un rayo impacta una línea de transmisión genera un impulso de corriente, este a su vez ocasiona una sobretensión transitoria. Esta sobretensión dependerá de la magnitud del impulso de corriente del rayo, cuyo valor máximo esta usualmente en el intervalo de 10 kA a 100 kA, pero también de la impedancia característica de la línea y de las características de la torre de transmisión.

Posterior al impacto de la descarga sobre la línea, se originan ondas viajeras hacia ambos extremos del punto de impacto, las cuales se verán distorsionadas y atenuadas conforme viajan como consecuencia de las pérdidas propias de la línea y la conexión de dispositivos de protección, tales como apartarrayos. De esta forma, las sobretensiones por descarga atmosférica pueden presentar formas de onda muy diversas en los sistemas de transmisión.

Por lo general las descargas atmosféricas, comunmente denominadas rayos, tienen polaridad negativa y se caracterizan por tener una descarga piloto o principal seguida de algunas descargas subsecuentes, todas a través del mismo canal plasmático. Sin embargo, aproximadamente un 10 % de las descargas atmosféricas son de polaridad inversa y se caracterizan por ser de

mayor amplitud y más severas que las de polaridad negativa, también son de frente un poco más lento y no presentan descargas subsiguientes.

Las sobretensiones atmosféricas en subestaciones se pueden evitar mediante el adecuado diseño de las líneas de transmisión conectadas a ellas. Así, para evitar descargas atmosféricas directas sobre los conductores se debe realizar un diseño confiable del apantallamiento de la línea mediante hilos de guarda, cuya función es interceptar a la descarga atmosférica directa y conducir la corriente del rayo a tierra a través de las estructuras metálicas, dando como resultado que las sobretensiones que ingresen a la subestación sean menos severas.

Mientras que, para evitar flameos inversos se recomienda la disminución de la impedancia de puesta a tierra de la estructura, el aumento de aislamiento y mantener separaciones adecuadas entre los conductores de fase y la estructura, entre el hilo de guarda y los conductores de fase y entre conductores de fase.

El flameo inverso ocurre cuando la descarga atmosférica ha caído sobre el sistema de apantallamiento (hilo de guarda o la torre), y la diferencia de potencial generada entre la estructura y el conductor de fase supera el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores, provocándose el flameo o disrupción sobre la cadena de aislamiento.

2.2.4. Sobretensiones de frente muy rápido

Sobretensión transitoria unidireccional con duración en el pico de $0,1 \mu\text{s}$ a $0,5 \mu\text{s}$ con duración total menor de 3 ms y con oscilaciones superpuestas de frecuencia desde 30 kHz hasta 100 kHz .

Los Transitorios de frente muy rápidos (VFT-Very Fast Transient), se originan en las subestaciones a gas SF6 de alta tensión como consecuencia directa de las operaciones de Maniobras de Seccionadores e Interruptores y también son originados por descargas dieléctricas en el gas SF6, esto quiere decir, son resultados de la disrupción (abrupta), del gas SF6 aislante bajo los efectos del arco eléctrico.

Los parámetros que caracterizan los transitorios rápidos pueden ser resumidos de la manera siguiente:

- Tiempo de elevación
- Frecuencia de oscilación
- Velocidad de repetición
- Magnitud.

Valores típicos de tiempos de elevación de la tensión en su inicio son de 4 a 7 ns, este impulso de tensión viaja dentro de la subestación y será reflejada y refractada, provocando las oscilaciones observadas en los oscilogramas, tipo diente de sierra, de los mismos.

Las magnitudes observadas son de hasta 1,5 pu bajo maniobras capacitivas y de hasta 2,4 pu para casos de maniobras en oposición de fases, por tanto dentro de lo esperado no alcanzan el valor BIL de las subestaciones.

Una observación importante es que la tensión no disruptiva de la subestación SF6 sometida a VFT's es mayor o igual a la tensión no disruptiva por impulso atmosférico. Para casos de irregularidades, la tensión no disruptiva para las VFT`s disminuye conforme el tamaño de estas irregularidades. Todo

indica que el efecto sobre los aislamientos (y sus irregularidades) es en función de la rapidez de la variación y no del valor de pico de la sobre tensión.

2.3. Análisis de las sobretensiones transitorias por maniobra

La maniobra de corrientes inductivas o capacitivas puede dar lugar a sobretensiones, ocurren cuando los equipos se conectan o desconectan del sistema por medio de conexiones cortas principalmente dentro de las subestaciones.

2.3.1. Sobretensiones en maniobra de una línea de transmisión

Cuando se conecta una línea a la red, se origina una onda de tensión cuyo valor depende de la impedancia característica de la red y de la línea. Si la energización se hace con la línea en vacío y cuando el generador aplica su tensión máxima, se propagan ondas viajeras a lo largo de la línea reflejándose ondas de tensión igual a la incidente, pudiendo alcanzar valores de tensión arriba de los 2.0 pu, la forma de esta onda reflejada depende mucho del parámetro final de la línea.

Para el estudio de transitorios electromagnéticos en líneas de transmisión es fundamental la elección del modelo, para simular se puede utilizar la tabla V en el software ATP.

Tabla V. **Directrices para modelar líneas de transmisión en el ATP**

	Estado Estable	Transitorio de baja Frecuencia	Transitorio de frente de onda corta	Transitorio de frente de onda rápida
Barra	Pi, Bergeron	Bergeron	Bergeron	Bergeron
Líneas cortas	Pi, Bergeron	Bergeron	Bergeron	Bergeron, J. Marti
Líneas mediana	Pi, Bergeron	Bergeron	Bergeron, J. Marti	J. Marti
Líneas largas	Pi, Bergeron	Bergeron	Bergeron, J. Marti	J. Marti
Líneas muy larg:	Bergeron	Bergeron	Bergeron, J. Marti	J. Marti

Fuente: Universidad de Sevilla. *Transitorios electromagnéticos*. p. 114.

Para modelar una línea de transmisión se debe conocer su longitud, porque su tensión de marcha en vacío varía con el cuadrado de su longitud y si esta es muy extensa existirá una corriente capacitiva que puede llegar a alcanzar valores considerables, además sobretensiones que pueden llegar arriba de los 2.8 pu.

Tabla VI. **Parámetros para modelar una línea de transmisión**

PARÁMETROS DE LÍNEA			
* Inductancia, capacitancia y resistencia de secuencia positiva y cero de la línea.		**	**
* Dependencia de la frecuencia de los parámetros de la línea.	**	**	**
* Longitud de línea.	**		
* Grado de compensación paralela.	**	**	**
* Grado de compensación serie.	**		
* Terminación de la línea (abierta o con transformador).	**		
* Presencia y grado de carga atrapada en la línea, sin resistencia de cierre o preinserción.		**	**
* Presencia y grado de carga atrapada en la línea, con resistencia de cierre o preinserción.		**	**
* Efecto corona.		**	
* Saturación de reactores con núcleo magnético.			**
* Amortiguamiento de reactores.			**

Fuente: RAMÍREZ Edgar. *Análisis de sobretensiones debido a transitorios por maniobra en sistemas eléctricos de potencia mayores de 300 kV*. p. 98.

En una maniobra de desconexión de la alimentación de la línea de transmisión en vacío, dada la naturaleza prácticamente capacitiva del circuito, las fases A, B y C quedaran con una tensión prácticamente igual al valor pico de la tensión fase-neutro de la fuente, debido principalmente a que en el instante en que ocurre el cruce por cero de la corriente, la tensión se encuentra en su valor máximo.

2.3.2. Sobretensiones en maniobra de un banco de transformación

Al energizar el transformador en vacío se dan origen a fenómenos como la corriente Inrush y la ferresonancia, el más relevante es el de la corriente Inrush. La componente transitoria de esta corriente es ligeramente amortiguada, pudiendo durar unos segundos.

Mientras mayor sea el grado de saturación nominal del transformador afectado, mayor aun sería el valor máximo que denote la intensidad de corriente inicial de magnetización, además se tendrán diferentes valores de la corriente para las fases sin importar que el interruptor cierre simultáneamente las tres fases.

Por otro lado, La ferresonancia es un fenómeno debido a la capacitancia del sistema, en conjunto con la inductancia no lineal de un elemento con núcleo magnético. Este fenómeno se presenta cuando la energización del transformador se hace con poca carga, su contenido de frecuencia domina la segunda y tercer armónica, las que al fluir por la red producen resonancia, cuando la reactancia inductiva alcanza una igualdad con la reactancia capacitiva.

Se debe tener en cuenta el valor máximo que puede alcanzar la corriente de conexión para el diseño de las protecciones del transformador y así evitar que éstas puedan actuar de forma inesperada en el momento e impidan la realización de esta maniobra.

Normalmente, las protecciones de corriente del transformador actúan con un cierto retraso para sobrecorrientes del orden de 5 a 8 veces la corriente nominal, con lo que dan tiempo a que la corriente de conexión se amortigüe sin que se produzca su actuación, existe también un bloqueo de disparos por 87 por el bloqueo de las corrientes de Inrush.

Para realizar un modelo para la energización de un transformador se deben tomar en cuenta los siguientes fenómenos:

- Inmediatamente después de que el transformador es activado, comienzan a cargar las capacitancias del arrollamiento y a circular corriente, primero en la estructura dieléctrica, después en el arrollamiento, el flujo no habrá penetrado en el núcleo ferromagnético antes de que haya transcurrido 1 ms. Las pérdidas en el transformador son debidas fundamentalmente a pérdidas en conductores y al dieléctrico.
- A partir de 1 ms el flujo comienza a penetrar en el núcleo, realizándose la circulación de corriente fundamentalmente a través de las capacitancias. Entre 1 ms y 10 ms se produce la transición entre una característica de núcleo de aire a otra característica saturable. A los 10 ms el flujo habrá penetrado completamente en el núcleo, y la inductancia del arrollamiento corresponderá a la de un núcleo saturable, y la corriente circulara a través de la estructura dieléctrica y el arrollamiento.

- A partir de los 10 ms empieza a estabilizarse el comportamiento del transformador. Las pérdidas son ahora originadas en conductores, núcleo ferromagnético, dieléctrico, y cuba del transformador. Las pérdidas en los conductores incluyen el efecto pelicular y el de proximidad, las pérdidas en el núcleo incluyen el efecto de las corrientes parásitas.

Es muy difícil lograr una representación aceptable de un transformador a lo largo de todo el rango de frecuencias presentes en el fenómeno transitorio. Para resolver este problema, se pueden utilizar modelos válidos en un rango específico de frecuencias. En la tabla VII se muestra la importancia de algunos parámetros y efectos, para la modelación de transformadores.

Tabla VII. **Representación de transformadores de potencia en el ATP**

Parámetro/Efecto	Transitorios baja frecuencia	Transitorios frente lento	Transitorios frente rápido	Transitorios muy rápidos
Impedancia de cortocircuito	Muy importante	Muy importante	Importante	Despreciable
Saturación	Muy importante	Muy importante ¹	Despreciable	Despreciable
Pérdidas en el hierro	Importante ²	Importante ¹	Despreciable	Despreciable
Corrientes parásitas	Muy importante	Importante	Despreciable	Despreciable
Acoplamiento capacitivo	Despreciable	Importante	Muy importante	Muy importante

1) Solo para el fenómeno de energización de transformadores; otros casos importante

2) Solo para el fenómeno de ferro-resonancia

Fuente: Universidad de Sevilla. *Transitorios electromagnéticos*. p. 113.

2.3.3. Sobretensiones en maniobras de reactores

La diferencia básica entre la interrupción de la corriente de un reactor y la corriente de excitación en un transformador, es que en el núcleo del transformador se da el fenómeno de histéresis, y solo una parte de la energía almacenada en el transformador es liberada.

Mientras que en un reactor por tener entrehierros relativamente grandes, prácticamente no existe efecto de histéresis y es mayor la energía almacenada en el reactor que en el transformador, además que la corriente de los reactores es elevada, comparada con la fracción de corriente de excitación de un transformador, por todo esto las sobretensiones son mayores en la desconexión de reactores.

En el caso de energización se obtiene una ventaja en el abatimiento de la sobretensión, si se compara con las sobretensiones de energización de una línea en vacío.

La energización y desenergización de reactores está asociada con la interrupción de corrientes inductivas de magnitudes pequeñas que pueden causar el fenómeno conocido como interrupción prematura (chopping), y reencendidos múltiples durante el proceso de interrupción, que consecuentemente generan sobretensiones transitorias de gran magnitud con frecuencias grandes. Es probable que en situaciones donde los reactores están conectados, las sobretensiones resultantes pueden exceder los límites de diseño de los interruptores.

2.3.4. Sobretensiones en maniobras de capacitores

Para la modelación de los bancos de capacitores se toma en cuenta los distintos tipos de conexión que se pueden utilizar, como compensadores en paralelo, para ello se necesita de las relaciones entre cada uno de los parámetros que están presentes en el modelo.

Las relaciones entre la capacitancia, susceptancia y corriente de los tipos de bancos de capacitores trifásicos que existen, se toma en cuenta el tipo de conexión de cada uno de ellos.

- Conexión delta
- Conexión estrella

2.4. Efectos en cables aislados (cable de potencia)

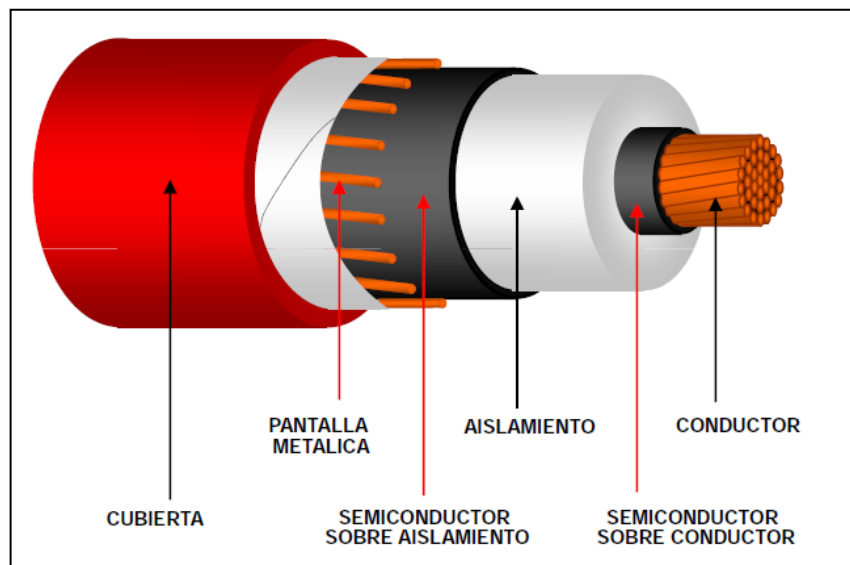
Un cable de potencia es un dispositivo eléctrico utilizado para transmitir energía eléctrica de un lugar a otro a una corriente y tensión determinadas. En un cable de potencia, existen tres elementos principales:

- El conductor.
 - Cobre recocido, desnudo o recubierto de una capa metálica
 - Aluminio, o aleación de aluminio
- El aislamiento
 - Papel impregnado en aceite
 - Polietileno vulcanizado (XLPE)
 - Etileno propileno (EPR)
- Las protecciones
 - Contra daños de origen eléctrico
 - Capa semiconductor
 - Pantallas
 - Contra daños de origen mecánico
 - Cubierta (interior y exterior)
 - Armadura

En la figura 17 se observan cada una de las partes del cable de potencia, en donde se puede observar el orden y lugar que ocupan en la construcción del cable y que es imprescindible entender para posteriormente comprender el papel que desempeñan.

Asimismo, es importante señalar que cada elemento tiene propiedades mecánicas, térmicas y eléctricas que deben de tomarse en cuenta para seleccionar el tipo de cable y diseñar el tipo de sistema que mejor satisfaga las necesidades de suministro.

Figura 17. **Componentes principales de un cable de potencia**



Fuente: Condumex. *Características de cables de energía de media y alta tensión*. p. 5.

2.4.1. Conductor

Un conductor es todo aquel material que permite el flujo de la corriente o de cargas eléctricas en movimiento sin mucha oposición. Es un elemento

metálico que permite con facilidad el paso de corriente eléctrica, es decir, posee baja resistencia y alta conductividad.

Para efectos de un cable de potencia de media tensión solamente se utiliza cobre o aluminio, y a mayor área del conductor, mayor capacidad de transmisión de corriente eléctrica.

2.4.1.1. Formas y tipos de conductores

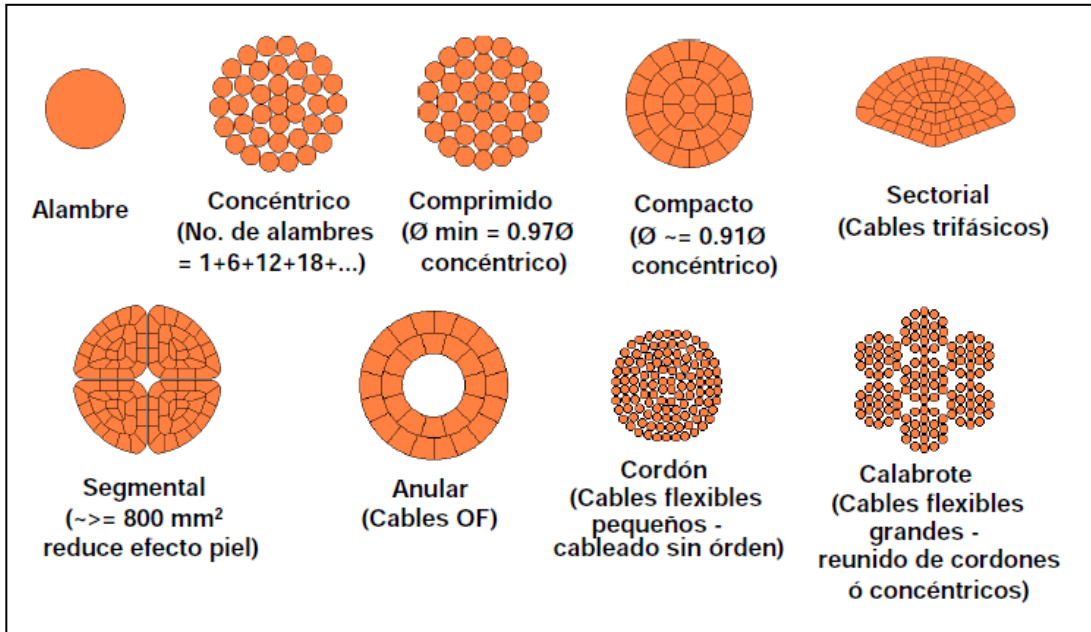
Existen cuatro principios fundamentales que deben de determinar la selección de un conductor para un cable de energía: el material, la flexibilidad, la forma y las dimensiones.

Como ya se mencionó, los materiales más comúnmente usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, entre los cuales existen métodos de comparación muy especiales. Esto se debe a que el cobre posee mejores condiciones eléctricas y mecánicas, sin embargo el aluminio tiene ventaja por su menor peso, pues su densidad de $2,70 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ es menor que la del cobre que tiene una densidad de $8,89 \text{ [g/cm}^3\text{]}$.

Si se utiliza un conductor de cobre el costo será mayor, la conductividad será excelente y, considerando su alta densidad en relación con el aluminio, su volumen será menor pero su peso será más alto. Por el contrario, si se utiliza un conductor de aluminio el costo será menor, la conductividad menor, su volumen será mayor y su peso menor.

Existen dos formas de obtener la flexibilidad de un conductor: recociendo el material para suavizarlo o aumentando el número de alambres que lo forman.

Figura 18. **Formas y tipos de conductores**



Fuente: Conдумex. *Características de cables de energía de media y alta tensión*. p. 13.

2.4.1.2. Escalas IEC y AWG

Se sabe que las dimensiones son expresadas por número de calibre, del cual se tienen dos escalas de medición: la AWG (*American Wire Gage*) y la IEC (*International Electrotechnical Commission*).

En la escala AWG la numeración es regresiva, un número mayor de calibre representa un alambre de menor diámetro. La escala se formó fijando dos diámetros y estableciendo una ley de progresión geométrica para diámetros intermedios. La escala IEC consiste en proporcionar la medida directa de la sección transversal de los conductores en milímetros cuadrados.

2.4.2. Pantalla semiconductor sobre el conductor

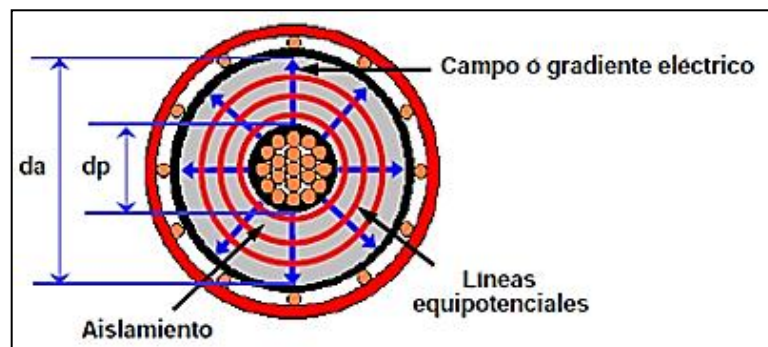
Se coloca sobre el conductor, y es la capa de material sintético y de baja resistividad que tiene como función promover la disminución simétrica y radial del esfuerzo del campo eléctrico sobre el aislamiento, haciendo uniforme el gradiente eléctrico en la superficie del conductor.

Es decir, alisa el campo eléctrico más cercano al conductor haciéndolo uniforme, disminuyendo de ésta manera el gradiente eléctrico y el riesgo de la formación de puntos de ionización en la parte del aislamiento en la que el campo es más intenso.

2.4.3. Aislamiento extruido

El aislamiento en un cable de potencia es una capa de material sintético de alta resistividad y tiene como función confinar el campo eléctrico (contener en su masa el campo eléctrico).

Figura 19. Campo eléctrico en un cable de potencia



Fuente: Conдумex. *Conexión especial de pantallas CPTT*. p. 8.

Existen 3 situaciones que someten a esfuerzo eléctrico el aislamiento:

- Tensión normal de operación
- Sobretensión por descarga atmosférica
- Sobretensión por maniobra de interruptores

El espesor del aislamiento es importante que sea el apropiado para la tensión del conductor, porque tiene la finalidad de que el campo eléctrico al que se somete al aislamiento sea menor a la rigidez dieléctrica del medio aislante.

Las características eléctricas ya se han descrito, sin embargo también existen otro tipo de condiciones con las que debe de cumplir un aislamiento, las características químicas son principalmente:

- Absorción de agua
- Resistencia a la humedad
- Resistencia a la exposición de los rayos ultravioleta
- Resistencia a la oxidación
- Resistencia a los agentes corrosivos

Las características que deben de buscarse en un aislante dependen del tipo de instalación que se va a realizar y sobre todo, del lugar en el que se va a colocar.

Las características físicas también deben de ser tomadas en cuenta:

- Termoplasticidad
- Resistencia al agrietamiento
- Resistencia a la baja o alta temperatura

También deben de considerarse las características mecánicas:

- Resistencia a la tracción
- Resistencia al alargamiento permanente
- Resistencia al envejecimiento
- Resistencia a la torsión

2.4.3.1. Termoplásticos

Un termoplástico se caracteriza por ser un material rígido cuando se expone a temperatura ambiente, sin embargo cuando se eleva a la temperatura de fusión se vuelve blando y moldeable. Es decir, después de fundirlo se le puede volver a dar una nueva forma.

2.4.3.1.1. Policloruro de vinilo

El policloruro de vinilo (PVC), en un inicio era mezclado con otros compuestos químicos y se usaba como material aislante comúnmente en cables de baja tensión debido a su bajo costo y mayor resistencia a la ionización, pero a su vez tenía una constante dieléctrica elevada, y por lo tanto grandes pérdidas eléctricas que habían limitado su uso en cables de tensiones más elevadas.

Sin embargo, en países como Alemania e Italia se desarrollaron compuestos de PVC que tiene pérdidas dieléctricas relativamente bajas cuando es sometido a la temperatura de operación del cable, y su uso se extendió para cables de media tensión.

2.4.3.1.2. Polietileno de alta densidad

El polietileno que se consigue por la polimeración de gas etileno, da como resultado un material con muy buenas características aislantes, con una rigidez dieléctrica comparable a la del papel impregnado y una mayor conductividad térmica, esto facilita la disipación de calor.

El polietileno de alta densidad (HDPE), tiene un punto de fusión de 130 °C con respecto a los 110 °C del de baja densidad, tiene mejores cualidades mecánicas y un costo menor, esa es la razón por la cual es uno de los materiales usados para los cables de energía de media tensión.

2.4.3.2. Termofijos

Los materiales termofijos se comportan de manera distinta al ser expuestos a altas temperaturas, pues a diferencia de los termoplásticos, en lugar de ablandarse y volverse moldeable, lo que sucede es que se queman reduciéndose a carbón, y no puede volver a fundirse y no se le puede dar una nueva forma.

Es justamente en éste tipo de aislamientos en donde se encuentran los dos más utilizados en la industria de cables de potencia de media tensión, como los son el polietileno vulcanizado y el etileno-propileno, mejor conocidos como XLPE y EPR respectivamente.

2.4.3.2.1. Polietileno vulcanizado

El polietileno vulcanizado (XLPE), también llamado polietileno de cadena cruzada o polietileno reticulado, se logra a través de la suma de un peróxido

que al ser expuesto a una temperatura elevada en el proceso de vulcanización tiene una reacción con el polietileno provocando la liga de las cadenas moleculares de polietileno.

El proceso de vulcanización es importante, ya que aumenta la rigidez y eso conlleva una mayor dificultad para el manejo mecánico del cable.

Este material tiene una muy buena estabilidad térmica, lo que le permite soportar una temperatura de operación de hasta 90 °C y soportar sobrecargas o cortocircuitos como un material termoestable. Como desventaja, tiene una baja resistencia de ionización en presencia de humedad lo que se conoce como arborescencia.

2.4.3.2.2. Polietileno vulcanizado resistente a la arborescencia

El aislamiento vulcanizado resistente a las arborescencias (XLPE-RA) conserva las mismas características que el anterior, con una diferencia que radica en que es resistente a las arborescencias, es decir, ofrece barreras contra agentes que puedan producir un envejecimiento acelerado.

El aislamiento XLPE-RA tiene una composición diferente, y en su proceso de fabricación se tiene una supervisión más cuidadosa para evitar que algunos contaminantes queden introducidos en el aislamiento.

Además de que provee de mayores condiciones de resistencia a las arborescencias de tipo acuoso, es decir, que el aislamiento es más resistente al ingreso de moléculas de agua, y garantiza una mayor durabilidad del cable.

Asimismo, la fabricación considera que las arborescencias pueden aparecer a partir de un envejecimiento térmico o esfuerzo mecánico.

Los cables con éste tipo de aislamiento son requeridos para instalaciones en donde este permanecerá expuesto a presencia de agua de manera parcial como pueden ser el cruce de ríos o bien total como las instalaciones submarinas.

Cabe señalar, que si bien el aislamiento XLPE-RA tiene como trabajo el retardar la aparición de las arborescencias, no las impide en su totalidad, solamente brinda una protección adicional, y permite un mayor tiempo de operación correcta del cable en condiciones de humedad.

2.4.3.2.3. Etileno propileno

El etileno propileno (EPR), es otro material de fabricación muy completa, pasando por innumerables etapas de construcción, también es termoestable y tiene condiciones de aislamiento muy cercanas al XLPE e incluso mejores, pues ofrece la ventaja de que su resistencia a la humedad es mucho mejor hasta el punto de utilizarse en la manufactura de cables de potencia submarinos, claro, con especificaciones más exigentes.

Su principal desventaja es que cuenta con un factor de pérdidas en el dieléctrico ligeramente más altas que las del polietileno vulcanizado y también al contar con mayor resistencia térmica obliga a disminuir la carga máxima permitida en servicio permanente con una diferencia de alrededor de un 5%.

Otro aspecto importante es que su resistencia de aislamiento es menor que la del XLPE, pero con el paso de un corto período de tiempo de ponerse en

servicio, la resistencia del XLPE disminuye colocándose incluso por debajo del EPR. De la misma manera, tiene una alta resistencia al efecto corona, y se establece por algunos fabricantes como el mejor aislamiento para cables de media tensión conocido hasta el momento.

2.4.4. Pantalla semiconductor sobre el aislamiento

Los cables de energía, bajo el potencial aplicado, quedan sometidos a esfuerzos eléctricos radiales, tangenciales y longitudinales, los esfuerzos radiales están siempre presentes en el aislamiento de los cables energizados.

El aislamiento cumplirá su función en forma eficiente si el campo eléctrico se distribuye uniformemente. Una distribución no uniforme conduce a un incremento de estos esfuerzos en porciones del cable, con el consecuente deterioro.

Se aplica sobre el aislamiento con el fin de hacer que las líneas del campo eléctrico sean radiales haciendo trabajar en forma uniforme el aislamiento.

Debe ser lo más tersa y lisa posible para evitar la formación de burbujas en la interfase con el aislamiento. Se utiliza un material semiconductor para evitar que se produzca ionización a su vez producida por descargas eléctricas, las cuales son reducidas por dicho material semiconductor.

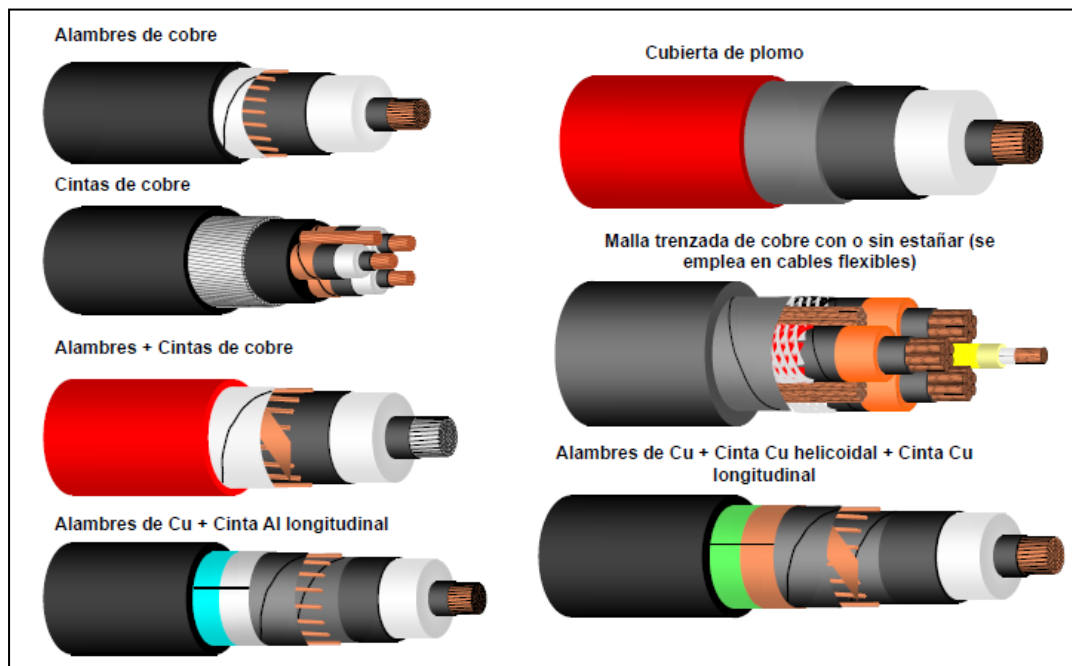
2.4.5. Pantalla metálica

Esta pantalla está formada por hilos y cintas de cobre aplicadas en forma helicoidal sobre la semiconductor externa y su función es la de proteger la vida humana, pues sirve para realizar las conexiones de puesta a tierra, y para una

instalación es recomendable aterrizar la pantalla en todos aquellos lugares en donde sea posible, dicha pantalla también puede estar construida de plomo.

En un sistema de conexión especial, las pantallas tienen una tensión apreciable con respecto a tierra. Las pantallas metálicas deben de estar protegidas con un aislamiento adecuado y por seguridad, deben ser especificados valores límites de tensiones permanentes inducidas en dichas pantallas.

Figura 20. **Variantes del diseño de pantallas**

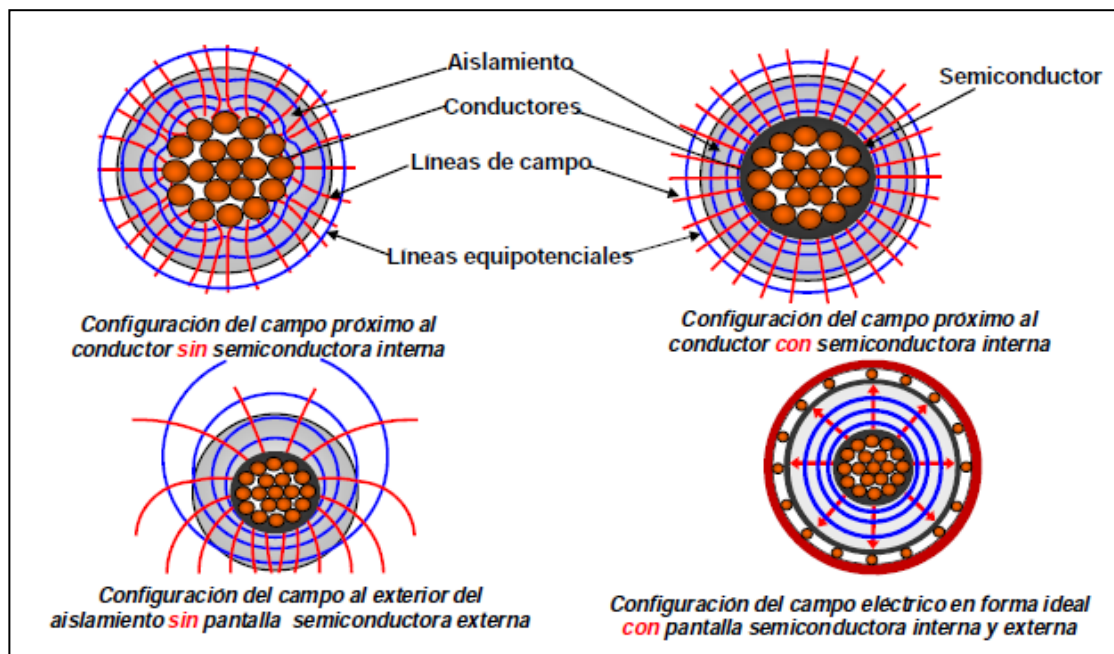


Fuente: Condux. *Selección, aplicación y tendencias tecnológicas en cables*. p. 49.

De acuerdo al propósito de diseño, la pantalla metálica puede tener tres funciones:

- Para propósitos electrostáticos, deben ser de metales no magnéticos y pueden consistir en cintas, alambres o cubiertas metálicas de plomo o aluminio.
- Para conducir corriente de falla. En ésta se requiere que tenga una conductancia mayor para conducir corriente de falla.
- Para ser utilizado como neutro en el caso de sistemas monofásicos de distribución residencial subterránea.

Figura 21. **Campo eléctrico en cable de potencia con pantalla**



Fuente: Conдумex. *Conexión especial de pantallas CPTT*. p. 7.

2.4.5.1. Dimensionamiento de la pantalla metálica

La eliminación completa de corrientes en las pantallas no puede ser siempre posible porque en la práctica se dificulta la elección de la longitud de los cables y su espaciamiento. En la etapa de diseño la longitud de cable exacta y espaciamiento no son generalmente conocidos y es muy común agregar valores nominales para las pérdidas adicionales debido al desbalance.

Si existe conocimiento de que las variaciones en las longitudes del cable y los espaciamientos son muy grandes, las corrientes residuales en las pantallas deben ser calculadas para valorar sus efectos sobre la capacidad del cable.

Para el dimensionamiento de la pantalla metálica que va transmitir corrientes de corto circuito en el caso de fallas de fase a tierra, se debe calcular de acuerdo a la capacidad de corriente de cortocircuito máxima, se utiliza la siguiente fórmula.

$$I^2 = \frac{K^2 S^2}{t} \ln \left(\frac{T_f + B}{T_i + B} \right)$$

Donde:

- I: Corriente de corto circuito que va a circular por la pantalla (A)
- K: Constante que depende del material de la pantalla ($A \text{ s}^{1/2} / \text{mm}^2$)
- t: Duración del corto circuito (s)
- S: Área de la sección transversal de la pantalla metálica (mm^2)
- Tf: Temperatura final que es la que soportan los elementos que rodean a la pantalla metálica (generalmente se toma $200 \text{ }^\circ\text{C}$).

- Ti: Temperatura inicial (°C).
- B: Constante que depende del material de la pantalla (°C).

En la tabla VIII se describen diferentes valores de las constantes de acuerdo a los diferentes tipos de materiales que se utilizan en las pantallas metálicas.

Tabla VIII. **Valores de la constantes para diferentes materiales**

Material	K ($A s^{1/2} / mm^2$)	B (°C)
Cobre	226	234,5
Aluminio	148	228
Plomo	41	230
Acero	78	202

Fuente: Conduex. *Características de cables de energía de media y alta tensión*. p. 117.

Para cables con temperatura del conductor de 90 °C, se tiene diferentes tipos de temperatura inicial de la pantalla de acuerdo al voltaje nominal del cable, las cuales se describen en la tabla IX.

Tabla IX. **Temperatura iniciales en las pantallas metálicas**

Voltaje nominal del cable (kV)	Temperatura inicial de la pantalla (°C)
5 a 25	85
35 a 46	80
69 a 115	75

Fuente: Conduex. *Características de cables de energía de media y alta tensión*. p. 117.

El conductor de tierra paralelo tiene la función de evitar que la corriente, en caso de falla a tierra, regrese por la tierra física, ya que esto induciría tensiones muy altas en la pantalla. También tiene la función de igualar los potenciales de tierra los extremos de la instalación. El tamaño de este conductor debe seleccionarse de modo que soporte la corriente de falla del sistema.

El conductor de tierra paralelo se transpone a la mitad del circuito para evitar que se induzcan corrientes en él.

2.4.6. Cubierta externa

La cubierta externa proporciona protección contra los agentes mecánicos, intemperismos y agentes químicos externos. Existen cubiertas metálicas, termoplásticas, y elastoméricas.

El forro debe de proteger mecánicamente al cable y es en éste en donde se graba la identificación del cable, así como del voltaje de operación, el calibre y algunos otros datos.

Existen diversos materiales de la cubierta externa que se mencionan a continuación.

2.4.6.1. Cubiertas termoplásticas

Los materiales termoplásticos son aquellos que se pueden fundir y se les puede dar una nueva forma, en éste caso los materiales que se utilizan para las cubiertas termoplásticas son materiales como PVC y polietileno de alta densidad.

2.4.6.1.1. Policloruro de vinilo

El policloruro de vinilo (PVC), es de bajo costo y comúnmente utilizado para ser utilizado como cubierta de los cables de potencia, de la misma manera en que tiene una resistencia a las descargas parciales.

Tiene una constante dieléctrica elevada, que en este caso no importa significativamente a menos que se utilizará como aislamiento.

2.4.6.1.2. Polietileno de alta densidad

El polietileno de alta densidad (HDPE), tiene un punto de fusión relativamente alto (130 °C), por esa razón se trabajó con éste material por varios años, para mejorar su resistencia térmica, disipa el calor de una forma relativamente fácil. Tiene propiedades mecánicas aceptables especialmente su resistencia a la abrasión.

2.4.6.2. Cubiertas elastoméricas

Los materiales elastoméricos, son polímeros que tienen un comportamiento elástico y pueden sufrir alguna deformación cuando se someten a una fuerza, sin embargo después recuperan su forma original. Los materiales más utilizados para las cubiertas de cables de media tensión son el polietileno clorosulfonado y el neopreno.

2.4.6.2.1. Policloropreno

El neopreno o policloropreno es un hule sintético que se utiliza como cubierta de los cables de potencia, ya que tiene resistencia a la degradación por

la exposición a rayos solares, el ozono y clima, y de la misma manera sucede con los solventes y agentes químicos.

De la misma manera que los compuestos anteriores, el neopreno es resistente a los daños que pueden ser causados por abrasión, la flexión o torsión, y es indispensable cuando se habla de cables de potencia.

2.4.6.2.2. Polietileno Clorosulfonado

El polietileno clorosulfonado (Hypalon), es un hule sintético que fue desarrollado por la empresa DuPont, y que se utiliza como forro de cables que ofrece significativas ventajas por encima del vinilo. Tiene una excelente resistencia contra la abrasión, el envejecimiento y también contra agentes químicos como el aceite, se recomienda altamente cuando se instala en zonas industriales y petroquímicas.

2.4.6.3. Cubiertas metálicas

En algunos casos por condiciones de operación y contaminación del terreno es indispensable utilizar otro tipo de cubiertas, las cuales pueden ser hechas de una capa de plomo, acero, o una malla de alambre de acero cubriendo la totalidad del cable.

La cubierta de plomo brinda una conductancia adicional que se puede aprovechar para conducir corriente de falla dado los espesores que se necesitan desde el punto de vista mecánico. De la misma manera, existen cubiertas metálicas tubulares, laminadas, engargoladas y combinadas, dependiendo del tipo de instalación y sobre todo de la protección que se desee brindar al sistema de cables.

2.4.7. Efectos en cables de potencia

En las líneas de alta tensión, se producen fenómenos complejos, debidos a los efectos de la autoinducción, inducción mutua y capacitancia de los conductores.

Un primer efecto de inducción es el efecto Kelvin o efecto pelicular, debido al cual, en un conductor la corriente circula más fácilmente por los filetes más próximos a la periferia, repartiéndose desigualmente a través de la sección del conductor, dando lugar a que la densidad de corriente en el mismo no sea constante, el efecto es el mismo que si la sección fuese más pequeña cuando el conductor está recorrido por corriente alterna (c.a.), y debido a esto, la resistencia real u óhmica de dicho conductor es mayor en c.a. que en corriente continua (c.c.), y el aumento es tanto más grande cuando más elevada sea la frecuencia de aquella y mayor la sección del conductor.

Este efecto es prácticamente despreciable para las frecuencias industriales, en conductores de diámetro inferior a 15 mm. (los normalmente empleados en las líneas de alta tensión) y que estén construidos por un material no magnético como cobre (Cu), y aluminio (Al), para los conductores de aluminio-acero (aluminio con alma de acero) se supone que toda la corriente circula por el aluminio debido al efecto piel (Skin).

Un segundo efecto de la inducción es la de originar en cada conductor una dificultad al paso de la corriente debido a las variaciones del campo magnético de la misma, llamada reactancia de autoinducción (función del diámetro del conductor), y otra dificultad añadida a la anterior es debido a las variaciones de las corrientes que circulan por los otros conductores que forman la línea

llamada reactancia de inducción mutua (función de la distancias entre conductores).

Estos dos fenómenos de inducción se presentan simultáneamente dando lugar a una reactancia de servicio X_L de la línea, a la que le corresponde un coeficiente de autoinducción de servicio L .

Por último tenemos el efecto capacitivo. Los conductores de una línea, aislados entre sí y aislados de tierra, son desde el punto de vista eléctrico, equivalentes a las armaduras de un condensador, y cuando están a potenciales distintos, toman una carga eléctrica dependiente de los valores de dichos potenciales entre sí y respecto de tierra.

En una línea de c.a. como estos potenciales varían constantemente, se origina una corriente transversal ($i = dq/dt$) que se suma a la corriente de la línea, la cual es perjudicial.

La magnitud de este efecto es significativa para líneas aéreas de gran longitud, más de 100 Km; (no así para las subterráneas, las cuales por la distancia mínima de los conductores, es conveniente considerarlo siempre). Para una línea trifásica simple la capacitancia, y la reactancia capacitiva X_c correspondiente, de cada conductor con relación a un hilo neutro (real o imaginario) para el que debe considerarse.

2.4.8. Fallas en cables de potencia

Las fallas en los cables de energía aislados pueden presentarse en el momento de efectuar las pruebas de aceptación o durante su operación, requiriendo de una acción inmediata para restaurar el servicio cuando hayan

estado en operación. La localización de fallas en cables aislados debe ser tan exacta como sea posible para permitir, con el mínimo de trabajo, la exposición de la falla.

Se consideran como principales causas de fallas, las siguientes:

- Daño mecánico
- Mano de obra defectuosa en terminales y empalmes
- Temperaturas excesivas
- Efecto corona
- Ozono
- Sobretensiones
- Daño por animales
- Medio químico (corrosivo)

Puesto que hay muchos tipos de cables, métodos de instalación y condiciones del medio, es difícil que, con un solo tipo de equipo, pueda hacerse toda clase de localización de fallas, se describen diferentes métodos para su ubicación.

2.4.8.1. Método de las terminales

Relación de las resistencias del aislamiento para circuitos abiertos (si el cable tiene una resistencia uniforme por unidad de longitud), se puede determinar la distancia de la falla de un circuito abierto a una terminal, por la relación de la resistencia del aislamiento del cable abierto a la resistencia del aislamiento de un cable similar de longitud conocida.

Por lo general los circuitos son trifásicos y las fallas más comunes se presentan de fase a tierra, y normalmente se tienen dos fases buenas.

2.4.8.2. Método por capacitancia

Se puede determinar el punto de falla por la Relación de las capacitancias para circuitos abiertos (si el cable tiene una capacitancia uniforme por unidad de longitud).

2.4.8.3. Método por caída de tensión

Relación de las caídas de tensión para circuitos cortos y a tierra (si el cable tiene una resistencia uniforme por unidad de longitud). La distancia a un corto o a tierra puede ser determinada midiendo la caída de tensión a través de los conductores de las terminales, cuando se aplica una corriente constante y se conoce la distancia entre las terminales.

La corriente constante se aplica de una terminal a un puente hecho en la terminal opuesta, entre el conductor con falla y el conductor sin falla, la tensión se mide con un voltímetro sensible o con un potenciómetro.

2.4.8.4. Método por diferencia de onda estacionaria

El sistema más utilizado y efectivo para la localización de fallas sistemas subterráneos es por diferencia de onda estacionaria (TDR), para circuitos abiertos, cortos y a tierra.

Es posible determinar la distancia a una falla por circuito abierto, corto o a tierra, desde una terminal, por la medición de la frecuencia a la cual ocurre la

resonancia en el conductor cuando éste se excita por ondas senoidales a alta frecuencia.

Este método se basa en que se crean ondas estacionarias por reflexión en cualquier discontinuidad en la impedancia de un cable, y en que se presenta una condición de resonancia cuando la distancia a la falla es un múltiplo exacto de la longitud de onda media de la frecuencia aplicada.

2.4.9. Predicción de fallas

En la actualidad, la tendencia mundial está basada en la anticipación temprana de un siniestro eléctrico, mediante la aplicación de técnicas de diagnóstico, cimentadas entre otras, en la medición de Descargas Parciales, y en los ensayos de Tensión Resistida a muy baja frecuencia (VLF – Very Low Frequency), además del estudio analítico de muestras, pre y pos siniestros, por medio de la aplicación de Rayos x y Microscopía Digital 3D, brindan la suficiente información para anticiparnos a un posible colapso.

2.4.9.1. Descargas parciales

El trazado (mapa) de la actividad de las DP, en función de la longitud del cable, permite identificar los niveles en un tendido, considerando su metraje, como así también sus accesorios (empalmes / terminales), más débiles.

Por consiguiente, para que las descargas parciales se presenten, es necesaria una imperfección (anomalía), que tenga un campo de inicio más bajo, como por ejemplo, una obstrucción de gas; o como alternativa, que se aumente fuertemente el campo eléctrico en la aislación, por ejemplo, por introducción de una partícula metálica filosa.

2.4.9.2. Ensayos a muy baja frecuencia

Se usa en cualquier aplicación que requiera pruebas C.A., sobre cargas de alta capacitancia. La mayor aplicación, es para probar el dieléctrico de cables, seguido de pruebas de grandes máquinas rotantes, y ocasionalmente para pruebas de aisladores, interruptores y tableros eléctricos.

El equipo es simplemente un probador de aislación en corriente alterna, que trabaja a muy baja frecuencia, en 0,1 Hz, la duración de un ciclo completo es de 10 segundos, en vez de los 20 milisegundos correspondientes a 50 Hz.

2.4.9.3. Inspección por rayos X

Se trata de la aplicación de radiaciones electromagnéticas, que se propagan a la velocidad de la luz, con menor longitud de onda, y una mayor energía / penetración que la luz visible, se propagan en línea recta, sin sufrir desviaciones por campos eléctricos o magnéticos externos.

Los defectos en terminales, cables y empalmes, (grietas, oclusiones, fisuras, etc), de distintas densidades, absorben las radiaciones en distintas proporciones que el material base, de tal manera que estas diferencias, generarán detalles de contraste, del tipo claro-oscuro, en el registro fotográfico obtenido.

2.4.9.4. Microscopia 3D

La microscopia digital en tres dimensiones, junto a la iluminación ultravioleta, es hoy en día una herramienta indispensable para el estudio del fenómeno de DP.

La aplicación de estas técnicas, permiten de esta manera, visualizar lo que hasta el momento, las mediciones eléctricas, solo han podido detectar o mensurar, eliminando ahora, todo tipo de incertidumbre.

3. APLICACIÓN DE LAS RESISTENCIAS NO LINEALES

En este capítulo se hará una breve descripción de las resistencias no lineales, y de los métodos utilizados para modelar una línea de transmisión y transformadores de potencia.

3.1. Descripción de las resistencias no lineales

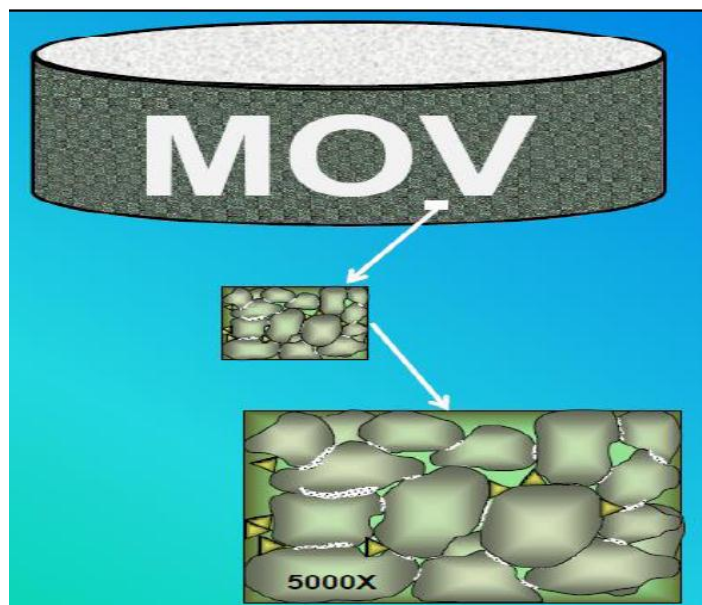
Existen resistencias cuyo valor óhmico no es constante, sino que dependen de una magnitud no mecánica externa a ellas, como la temperatura, la tensión o la intensidad de la luz. Éstas resistencias reciben el nombre de resistencias no lineales, puesto que su valor óhmico es alterable y sus características $I = f(v)$, no es una recta. Existen cuatro tipos de resistencias no lineales.

- Resistencias Resistencia dependiente de la tensión (VDR)
- Resistencias Coeficiente de temperatura negativo (NTC)
- Resistencias Coeficiente de temperatura positivo (PTC)
- Resistencias Intensidad luminosa (LDR)

Las resistencias dependientes de la tensión (VDR), también llamadas varistores, son resistencias dependientes de la tensión, es decir, su valor varía con la tensión. Son componentes que van a variar su valor óhmico de acuerdo con el valor de la tensión aplicada en sus extremos.

El tipo más común de varistor, es el de óxido metálico (MOV). Este contiene una masa cerámica de granos de óxido de zinc, en una matriz de otros óxidos de metal (como pequeñas cantidades de bismuto, cobalto y manganeso) unidos entre sí por dos placas metálicas (los electrodos).

Figura 22. **Varistor de óxido de zinc**



Fuente: MOHD, Hanafi. *Simulación de transitorio rápido del modelo de arranque de marcha schmidt en una línea de transmisión utilizando atp.* p. 13.

El varistor (VDR), sólo suprime picos transitorios; si lo sometemos a una tensión elevada constante, se destruye.

Generalmente los VDR, son usados como estabilizadores de tensión, como supresores de picos de tensión en redes eléctricas (transporte de energía), en telefonía, en redes de comunicación, para proteger los

componentes delicados colocándolos en paralelo con estos y de esa manera evitar que se produzcan sobretensiones sobre ellos.

3.1.1. Funcionamiento de las resistencias no lineales

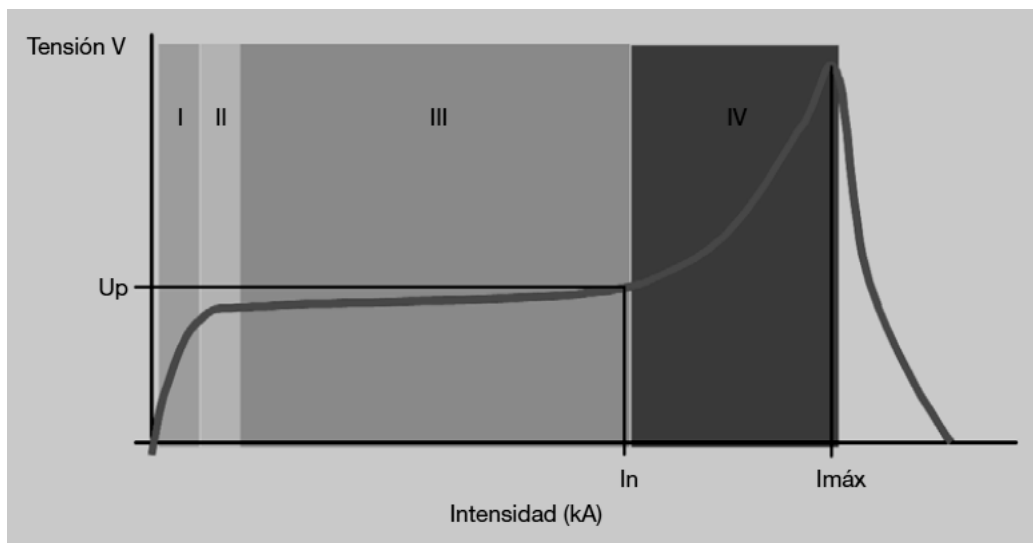
Las dos caras del varistor están formadas por dos placas metálicas entre las que se encuentra, principalmente, un óxido metálico. La unión de estas placas se recubre con barniz de acabado. Se distinguen dos tipos de varistores: de carburo de silicio y de óxido de cinc, el varistor de óxido de cinc tiene mejor característica de intensidad/tensión que el varistor de carburo de silicio este posee una característica intensidad/tensión no lineal, la característica del varistor presenta cuatro regiones.

- Región I: el limitador presenta una resistencia elevada. La corriente es proporcional a la tensión aplicada teniendo en cuenta una variación en función de la temperatura ($a = 1$). Esta zona corresponde al funcionamiento normal del varistor. El varistor se comporta prácticamente como un circuito abierto.
- Región II: corresponde a las tensiones medias y en ella se asimila la intensidad como el cuadrado de la tensión: u^2 ($a = 2$), que corresponde a un modo de conducción limitado por las cargas en el espacio. La corriente es función de la temperatura.

El varistor se sitúa en esta zona en caso de sobretensiones temporales moderadas. La tensión de referencia (U_{ref}) de un varistor corresponde, en general, a una curva de característica $i(u)$, siendo la corriente lo suficientemente importante como para considerarse despreciable. Normalmente, se define la tensión U_{ref} para un valor de corriente de 1 mA.

- Región III: corresponde a un comportamiento fuertemente no lineal de la señal y en ella el varistor presenta una resistencia ($a = 50$). En esta región, la característica $i(u)$ es independiente de la temperatura. Es la zona de las sobretensiones de maniobra y de las atmosféricas moderadas.
- Región IV: se denomina zona de saturación. En ella, la conducción está limitada por una resistencia de granos de ZnO y por los electrodos. La característica $i(u)$ ($a = 1$) es independiente de la temperatura. Es la zona de las sobretensiones de rayo.

Figura 23. **Características corriente-tensión del varistor**



Fuente: Schneider Electric. *Limitadores de sobretensiones transitorias*. p. 7.

Cuando se coloca un varistor entre conductores activos, en funcionamiento normal, se comporta prácticamente como un circuito abierto, y cuando se produce una sobretensión, la respuesta de reacción es muy rápida,

del orden de nanosegundos (10^{-9} s), y mantiene la tensión y la potencia a un nivel muy bajo.

Una carga conectada a una red eléctrica, protegida con un varistor, no soportará la sobretensión, sino que estará limitada a una tensión residual que será función de las características del varistor utilizado y de la intensidad del fenómeno.

Los parámetros más importantes para un varistor son: la energía que puede disipar, el nivel de protección (U_p), y la tensión máxima de servicio permanente U_c . Los varistores son elementos que aguantan en un espacio de tiempo muy corto sobretensiones de pico muy elevado (15-20 kV en microsegundos), pero se destruyen con valores bajos de tensión en unos pocos segundos.

Un varistor con una tensión máxima de servicio permanente U_c elevada tendrá un nivel de protección elevado, es decir, un valor de U_p alto, con ello una protección de los receptores ineficaz. Sin embargo, este tipo de varistor será insensible a sobretensiones temporales de amplitud moderada.

Un varistor con una tensión máxima de servicio permanente U_c baja tendrá un nivel de protección bajo, un valor de U_p bajo y una protección de los receptores muy satisfactoria, sin embargo, este tipo de varistores será insensible a sobretensiones temporales de amplitud moderada.

3.1.2. Selección de las resistencias no lineales

Para la selección de una resistencia no lineal, hay que evaluar los siguientes parámetros eléctricos:

- Tensión de servicio continuo U_c
- Tensión nominal o asignada U_r
- Corriente nominal de descarga I_n
- Capacidad frente a sobretensiones temporales TOVc
- Capacidad de absorción de energía
- Nivel de protección de tensión U_p
- Tensión residual o de descarga U_{res}
- Línea de fuga
- Clase de limitador de presión

3.1.2.1. Tensión de servicio continuo

Es la tensión eficaz máxima soportada por un varistor de forma permanente que garantiza su correcto funcionamiento frente a la corriente de las descargas del rayo que se puedan producir. Se comprueba mediante ensayos según la norma UNE-EN 60099-4.

La tensión de servicio continuo máxima U_c de un varistor tiene que ser seleccionada con respecto a las tensiones de frecuencia de potencia que pueden ocurrir en el sistema. Se debe considerar la tensión máxima del sistema y posibles sobretensiones temporales en la red, U_c debe ser igual o superior a la tensión U_{cs} de frecuencia de potencia máxima que ocurre en el sistema.

$$U_c \geq U_{cs}$$

Las resistencias no lineales deben ser capaces de soportar en permanencia la máxima tensión de servicio que pueda aparecer en la red.

- Para redes con eliminación automática de los defectos a tierra:

$$U_c \geq 1.05 \frac{U_s}{\sqrt{3}}$$

- Para redes con neutro aislado o puesto a tierra por una bobina de compensación sin eliminación automática de los defectos a tierra:

$$U_c \geq 1.05 U_s$$

El factor de 1.05 se aplica para tener en cuenta la presencia de armónicos de tensión en la red.

3.1.2.2. Tensión nominal o asignada

Es la tensión eficaz máxima soportada por un varistor durante 10s después de haber sido sometido a descargas de corriente según los ensayos definidos en la norma UNE-EN 60099-4.

La tensión asignada de una resistencia no lineal debe elegirse en función de las sobretensiones temporales de la red previstas en su lugar de instalación, teniendo en cuenta sus amplitudes y sus duraciones. Se recomienda estudiar tanto las debidas a faltas a tierra como las debidas a pérdidas de carga.

Cuando aparecen sobretensiones temporales las protecciones convencionales (relevadores de sobre intensidad, de distancia, diferencial, etc.), deben ser capaces de despejarlas en un tiempo breve, normalmente inferior a 1 segundo.

Las resistencias no lineales son capaces de limitar sobretensiones transitorias de frente rápido o de frente lento, pero no así las temporales, que deben ser soportadas por los pararrayos hasta la actuación de las protecciones.

Para poder comparar las sobretensiones temporales de distinta amplitud y duración que puede aparecer en la red a fin de valorar la capacidad de la resistencia no lineal para soportarlas, la norma UNE establece la siguiente expresión empírica para determinar la amplitud de una sobre tensión temporal equivalente de 10 s de duración.

$$U_{equ} = U_t * \left(\frac{T_t}{10}\right)^{md}$$

Donde:

- U : amplitud de la sobretensión temporal representativa de duración T_t
- U_{equ} : amplitud de la sobretensión temporal representativa equivalente de 10 s de duración.
- md : coeficiente que caracteriza la curva sobretensión – duración del pararrayos (según el diseño de la resistencia no lineal varía entre 0,018 y 0,022).

La tensión asignada del pararrayos U_r , debe ser superior a la sobretensión temporal equivalente más elevada, obtenida aplicando un margen de seguridad entre el 5 % y el 15 % a fin de tener en cuenta posibles imprecisiones en el cálculo.

3.1.2.3. Corriente nominal de descarga

Es el valor de cresta del impulso de corriente tipo rayo de forma de onda 8/20 (8 μ s de tiempo de frente y 20 μ s de tiempo hasta el valor mitad) utilizada para designar el varistor. Los valores normalizados de la corriente nominal de descarga son 1,5 kA, 2,5 kA, 5 kA, 10 kA y 20 kA.

Los varistores también deben ser capaces de soportar impulsos de gran amplitud de forma de onda 4/10. La norma UNE EN 60099-4, asocia para cada valor de corriente nominal I_n , un valor de impulso de corriente de gran amplitud que el pararrayos debe soportar. Así, por ejemplo, los pararrayos de corriente nominal de 10 kA deben soportar 100 kA de onda 4/10 y los de 5 kA deben soportar impulsos de 65 kA de onda 4/10.

La corriente nominal de descarga se elige en función de la corriente tipo rayo prevista. Para redes de $U_s \leq 72,5$ kV, se suelen utilizar pararrayos de 5 o 10 kA, siendo necesario emplear la corriente nominal mayor cuando la tensión nominal de la red es más elevada o la probabilidad de impacto de rayos es alta (> 1 impacto / año \cdot km²). Para redes de mayor tensión nominal se utilizan pararrayos de 10 o 20 kA aplicando los mismos criterios.

3.1.2.4. Capacidad frente a sobretensiones temporales

Corresponde al valor eficaz de la máxima sobretensión temporal a frecuencia industrial que soporta el pararrayos durante un tiempo determinado. En general, los fabricantes de pararrayos proporcionan el valor de TOVc para 1 s y para 10 s. El valor de TOVc para 10 s. suele ser muy superior al valor de la tensión asignada U_r .

La capacidad temporal de sobretensión U_T del descargador debe ser superior a la sobretensión temporal U_{TOV} procedente del sistema.

$$U_T > U_{TOV}$$

En sistemas de media tensión, se debe prestar especial atención a posibles sobretensiones temporales UTOV. Se producen durante fallas a tierra y dependen del tratamiento del punto estrella de los transformadores y de la gestión del sistema. Por lo tanto, resulta generalmente la demanda de la tensión continua de funcionamiento.

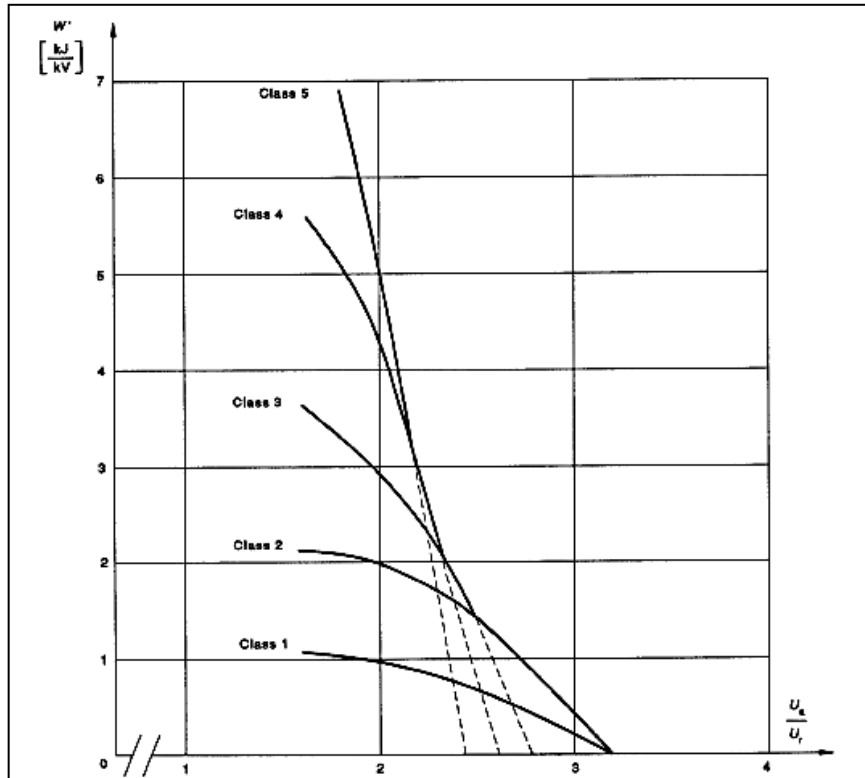
3.1.2.5. Capacidad de absorción de energía

Se define para los varistores de corriente nominal de descarga de 10 kA y 20 kA. Existen cinco clases de descarga de línea normalizadas: clases 1, 2 y 3 para los pararrayos de 10 kA de corriente nominal, y clases 4 y 5 para los pararrayos de $I_n = 20$ kA.

Para cada una de las clases se define una amplitud y duración del impulso de corriente rectangular (corriente de larga duración) que debe ser capaz de soportar el pararrayos: los de clase 1 son los que soportan menor duración e intensidad, mientras que los de clase 5 son los que pueden soportar impulsos de corriente de larga duración más severos.

El fabricante mediante ensayos en laboratorio, determina la energía capaz de ser absorbida por el pararrayos por unidad de tensión asignada, kJ/kVr. Bastara con multiplicar este factor por la tensión asignada del pararrayos U_r para determinar la energía máxima que es capaz de soportar.

Figura 24. Clase energética de los pararrayos



Fuente: TENORIO, Manuel. Cálculos para la selección del pararrayos. p 8.

Los varistores de óxidos metálicos deben ser capaces de absorber la energía, Watts (W), causada por las sobretensiones transitorias de la red debidas a la conexión y reenganche de las líneas de gran amplitud, la descarga de un banco de condensadores o de un cable, si se produce el reenganche en la maniobra de los interruptores o la energía debida a impactos de rayo en conductores de líneas aéreas.

Aunque la forma más apropiada para determinar la energía absorbida por un varistor es mediante estudios numéricos mediante la simulación del sistema y analizando la energía puesta en juego a través del varistor para las diferentes

solicitaciones, la norma UNE EN 60099-5, establece tres expresiones analíticas simplificadas para estimar la energía de cada una de estas solicitaciones.

- Energía debida a la conexión y reenganche de líneas de altas tensión.

$$W = 2 U_{ps} (U_t - U_{ps}) \frac{T_w}{|Z_o|}$$

Donde:

- U_{ps} : nivel de protección del varistor frente a onda maniobra.
 - U_t : amplitud de la sobretensión a tierra debida a la conexión y reenganche de la línea evaluada.
 - T_w : tiempo de propagación de la sobretensión a lo largo de la línea, calculada como cociente entre la longitud de línea que recorre la sobretensión y la velocidad de propagación de la onda por la línea.
 - $|Z_o|$: módulo de la impedancia característica de la línea.
- Energía debida a la maniobra de condensador o cable.

$$W = \frac{1}{2} C \left((3 \hat{U}_o)^2 - (\sqrt{2} U_r)^2 \right)$$

Donde:

- C: capacidad del banco de condensadores o del cable
- \hat{U}_o : cresta de la tensión de servicio entre fases y tierra
- U_r : tensión asignada del varistor

- Energía debida al impacto de un rayo

$$W = \left[2 U_f - N_l U_{pl} \left(1 + \ln \left(\frac{U_f}{U_{pl}} \right) \right) \right] \frac{U_{pl} T_r}{|Z_o|}$$

Donde:

- U_{pl} : nivel de protección a impulso tipo rayo del varistor.
- U_f : tensión de cebado en polaridad negativa del aislamiento de la línea.
- $|Z_o|$: módulo de la impedancia característica de la línea.
- N_l : número de líneas conectadas al varistor.
- T_r : duración equivalente de la corriente de un rayo que comprende la descarga principal y las descargas subsiguientes, habitualmente se toma 300 μ s.

Si la absorción de energía requerida es mayor a la capacidad de absorción de energía del varistor seleccionado se incrementara la clase del pararrayos, en caso de no existir clase energética suficiente para la corriente nominal elegida, se elegirá un varistor con un valor superior de corriente nominal I_n y en caso de no ser posible, la última opción sería aumentar la tensión asignada del pararrayos U_r , a condición de que los niveles de protección sean aceptables.

3.1.2.6. Nivel de protección de tensión

El propósito de los descargadores de sobretensiones es proteger una instalación o una pieza específica de equipo eléctrico contra sobretensiones las cuales pueden destruir el aislamiento de la instalación o el equipo eléctrico conectado como transformadores, cables, motores, etc., y pueden conducir a un

mal funcionamiento o la destrucción de los equipos electrónicos conectados.

Hay que considerar que la distancia entre el descargador y el equipo a proteger, tiene una gran influencia en la sobretensión que se produce en el equipo a proteger. Esto se conoce como la distancia de protección del descargador. Como regla general se puede decir, que el descargador debería instalarse lo más cerca posible del equipo a proteger.

El nivel de protección de tensión U_p del descargador y la tensión de impulso máxima permitida en el punto de protección deben tener un margen de seguridad de al menos el 20 %.

Un parámetro importante para caracterizar un descargador de sobretensiones es la relación entre el nivel de protección de voltaje U_p y la tensión de funcionamiento continua máxima U_c . Esta relación U_p / U_c depende de la tecnología utilizada y, en el caso de los varistores MO, del diámetro de los resistores MO y de la corriente nominal I_n .

Para los descargadores de sobretensión MO disponibles hoy en el mercado, los valores típicos de U_p / U_c están en el rango de 3 a 5. Cuanto menor es la relación U_p / U_c de un descargador, mayor es el nivel de protección proporcionado contra sobretensiones.

El nivel de protección a impulsos tipo rayo, U_p , es el valor de la tensión residual, U_{res} , en bornes del varistor para la corriente nominal de descarga I_n . Sin embargo, la sobretensión máxima que puede llegar al objeto a proteger y que debe ser soportada por este, U_{cw} (tensión soportada de coordinación), puede ser muy superior debido al efecto de ondas viajeras y reflexiones por

cambio de impedancia característica en el punto de conexión de la línea aérea con el equipo o material protegido (cable aislado, transformador, etc).

Consecuentemente la tensión soportada de coordinación, U_{cw} , depende de la distancia al varistor, o lo que es lo mismo, depende del tiempo que el rayo tarda en llegar desde el pararrayos al aislamiento que protege.

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A l}{N_l (L_{sp} + L_f)}$$

Donde:

- U_{pl} : nivel de protección a impulso tipo rayo.
- l : distancia de separación hasta el varistor.
- N_l : número de líneas.
- L_{sp} : longitud del vano en cuyo extremo está conectado el varistor.
- L_f : tramo de longitud de línea para que la tasa anual de fallos corresponda con la tasa marcada como aceptable R_a , calculada según la fórmula siguiente.

$$L_f = \frac{R_a}{N_{cb}}$$

Donde:

- R_a : tasa de fallo aceptable (fallos/año)
- N_{cb} : tasa anual total de cebados (fallos/año.km)
- A : parámetro que viene dado según la naturaleza de la línea

- Líneas de distribución
 - Con crucetas puesta a tierra 900
 - Líneas con apoyos de madera 2 700

- Líneas de transporte
 - De un solo conductor 4 500
 - De doble haz 7 000
 - De cuádruple haz 1 1000
 - De haz con seis u ocho conductores 1 7000

Partiendo de la tensión soportada de coordinación obtenida U_{cw} , el aislamiento del material a proteger debe aguantar una tensión soportada especificada mayor U_{rw} , con el propósito de tener un cierto margen de protección, el margen mínimo de protección exigido por la norma es 1,15. A nivel práctico la mayor parte de compañías exigen que el valor de la tensión soportada U_w por los aislamientos sea, al menos, 1,2 veces de la tensión soportada de coordinación calculada.

$$\frac{U_{rw}}{U_{cw}} \geq 1,15 \qquad \frac{U_w}{U_{cw}} \geq 1,2$$

3.1.2.7. Tensión residual o de descarga

La tensión residual, U_{res} de un varistor es el valor de cresta de la tensión que aparece entre sus bornes durante el paso de una corriente de descarga. La tensión residual depende de la forma de onda y de la magnitud de la corriente de descarga.

Las tensiones residuales se obtienen para diferentes amplitudes de impulsos de corriente tipo rayo 8/20 μ s (por ejemplo. 5 kA, 10 kA, 20 kA) y cuando se trata de pararrayos de intensidad nominal, I_n , de 10 kA y 20 kA también para diferentes amplitudes de impulsos de corriente tipo maniobra 30/60 μ s (0,5 kA, 1 kA, 2 kA).

Los niveles de protección del pararrayos se definen tanto para impulso tipo rayo como para impulsos tipo maniobra:

- El nivel de protección a impulsos tipo rayo, U_{pi} es el valor de la tensión residual del pararrayos para la corriente nominal de descarga I_n , de onda 8/20 μ s.
- El nivel de protección a impulsos tipo maniobra, U_{ps} es el valor de la tensión residual del pararrayos para la corriente de impulso tipo maniobra 30/60 para la corriente de descarga 0,5 kA, 1 kA o 2 kA. A falta de un dato más preciso, el nivel de protección a impulsos tipo maniobra U_{ps} , se puede tomar igual a 2 veces la tensión asignada U_r .

La norma UNE EN 60099-4 establece las diferentes clases normalizadas, como curvas características que relacionan la energía que el pararrayos es capaz de absorber por unidad de tensión asignada con el cociente entre el nivel de protección frente a onda maniobra, U_{sp} del pararrayos y su tensión asignada U_r .

Para el valor habitual de $U_{sp}/U_r \sim 2$ la energía por unidad de tensión asignada expresada en kJ/kVr coincide con la cifra que caracteriza la clase 1, 2, 3, 4 o 5. Como excepción para los pararrayos de clase 4 esta energía es 4,2 kJ/kVr en lugar de 4 kJ/kVr.

3.1.2.8. Línea de fuga

La línea de fuga es la longitud medida a lo largo del perímetro del aislamiento externo de un equipo y que caracteriza su resistencia frente a la contaminación. La norma UNE EN 60507, define cuatro niveles de contaminación: nivel I (ligero), nivel II (medio), nivel III (fuerte) y nivel IV (muy fuerte). Para cada nivel, la norma establece el valor mínimo de línea de fuga específica, expresado en mm/kVs de la tensión máxima de la red U_s .

Debe seleccionarse el nivel de contaminación más apropiado según el lugar de instalación del varistor. La línea de fuga mínima l_t , para un nivel de contaminación determinado se obtiene multiplicando la línea de fuga específica l_e , correspondiente al nivel de contaminación considerado por la tensión más elevada de la red U_s .

$$l_t = l_e U_s$$

La línea de fuga del aislamiento externo del pararrayos deber ser igual o superior a la línea de fuga determinada.

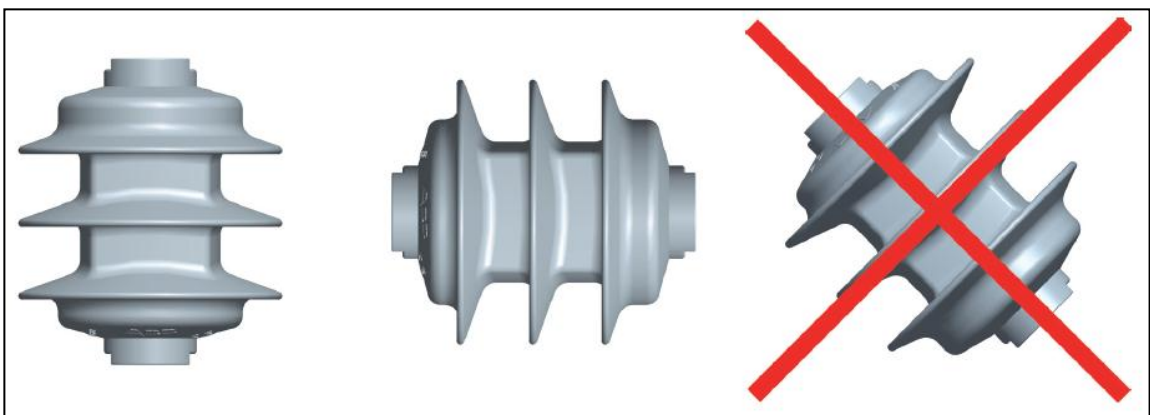
3.1.2.9. Clase de limitador de presión

Es el valor de la corriente de cortocircuito interno que puede soportar el pararrayos sin destrucción violenta de su envolvente. Este valor debe ser igual o superior a la máxima corriente de cortocircuito prevista en el punto de instalación del pararrayos, resulta especialmente peligrosa la destrucción violenta de los pararrayos con envolvente de porcelana, la clase de limitador de presión, expresada en kA, se determina mediante un ensayo establecido según la norma.

3.1.3. Instalación de las resistencias no lineales

Las resistencias no lineales suelen instalarse en zonas estratégicas de la red, próximos a transformadores, en las conversiones aéreo - subterráneo y en la llegada de líneas a la subestación, para proteger la aparamenta, a fin de evitar el fallo del aislamiento y consecuentemente mantener la continuidad del servicio eléctrico.

Figura 25. Montaje de las resistencias no lineales



Fuente: ABB. *Instrucciones de operación descargador de sobretensiones*. p 8.

En el caso de la eliminación del efecto capacitivo en los cables de potencia de las subestaciones GIS, la instalación de las resistencias no lineales se debe realizar a 120 grados geométricos, en la base de las terminales de las mufas. Siempre montar las resistencias no lineales de tal manera que los cobertizos apunten hacia abajo.

Las distancias mínimas admisibles entre las resistencias no lineales y tierra se especifican en las hojas de datos de los fabricantes. Los valores se

basan en cálculos para condiciones desfavorables e incluyen márgenes de seguridad.

Para la instalación de las resistencias no lineales se deben tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- La base de las resistencias no lineales debe ser plana, limpia y adecuada para las cargas que surjan.
- Monte las resistencias no lineales directamente a la base. Conecte el borne del descargador de sobretensiones con tierra.
- Conecte las resistencias no lineales a la tierra del sistema a través del camino más corto.
- Al apretar el perno, el par se debe contrarrestar con una llave en el extremo superior.
- Aplicar el par de torsión recomendados por el fabricante.

3.2. Modelado de las sobretensiones transitorias

La modelación es el proceso de análisis y síntesis desarrollado para llegar a una descripción matemática adecuada que está en armonía con los parámetros y características relevantes del sistema en estudio.

Para analizar los temas de estudio de la presente investigación, se utilizará el programa de transitorios electromagnéticos EMTP (Electro Magnetic Transient Program), actualmente conocido como el ATP (Alternative Transient

Program), este es un programa digital utilizado para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control en sistemas eléctricos polifásicos de potencia.

3.2.1. Modelado de una línea de transmisión en ATP

Dada las muchas elecciones de modelamiento matemáticos de líneas en c.a., se debe investigar cuales son aplicables para las líneas de alto voltaje de corriente directa (HVDC), se describen las alternativas de solución.

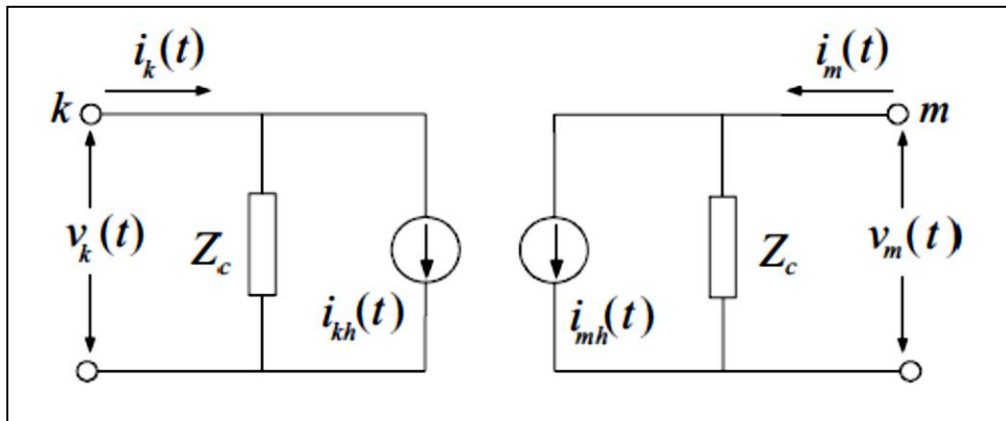
3.2.1.1. Modelo de Bergeron

Es útil para estudios donde es de gran importancia obtener los valores exactos de la impedancia de la línea en estado estable bajo frecuencia fundamental. No debe ser utilizado donde el comportamiento transitorio o armónico es más importante, el modelo de Bergeron se aplica cuando la información de la línea está disponible en el formato utilizado para estudios de flujo de carga, también es útil para estudiar fenómenos transitorios debido a frentes de onda rápidos para modelar la propagación de la onda en la línea.

Este modelo se sustenta en la propagación de las ondas de voltaje y corriente en una línea de transmisión sin pérdidas, y con parámetros distribuidos constantes. En la figura 26 representa dicho modelo.

Su desventaja radica que para los fenómenos como el efecto piel y el efecto de retorno a tierra a medida que aumenta la frecuencia, es necesario considerar la dependencia de la frecuencia de los parámetros, para tener resultados más exactos.

Figura 26. **Circuito equivalente del modelo de Bergeron**



Fuente: MONTENEGRO, Alfredo. *Modelamiento de líneas HVDC utilizando modelo de parámetros distribuidos*. p. 1.

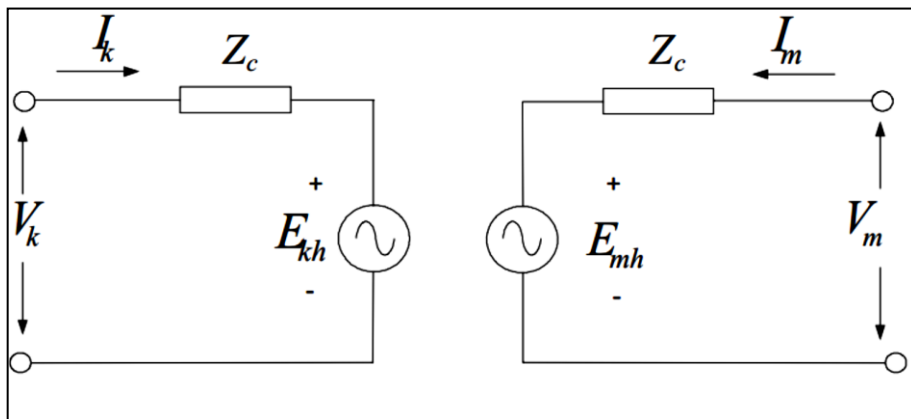
3.2.1.2. **Modelo J. Martí**

El modelo J. Martí utiliza matrices de transformación constantes reales para la descomposición Fase-Modo; por lo tanto, también presenta inconvenientes de exactitud para líneas desbalanceadas, adicionalmente, realiza una aproximación de la impedancia característica y la constante de propagación mediante funciones racionales, lo que afecta su precisión en los casos de bajas frecuencias o líneas cortas.

Debido a la naturaleza distribuida de las pérdidas y a la dependencia en frecuencia de los parámetros, es más conveniente desarrollar las ecuaciones de línea en el dominio de la frecuencia. El circuito equivalente en el dominio de la frecuencia se ilustra en la figura 27.

La desventaja del modelo de J. Martí es que no es muy exacto en bajas frecuencias y para secciones de línea muy cortas, debido a las imprecisiones presentes para los cálculos en el dominio del tiempo.

Figura 27. **Circuito equivalente del modelo de J. Martí**



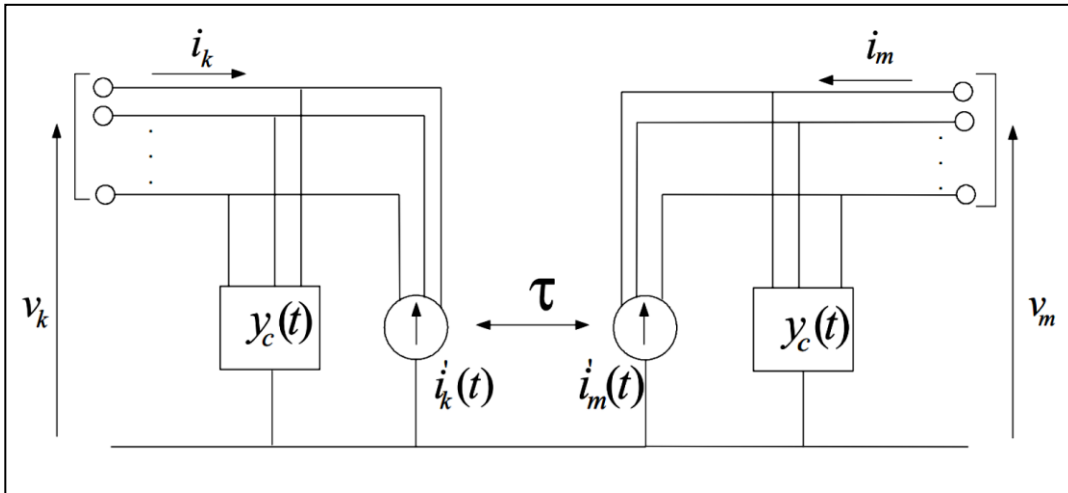
Fuente: MONTENEGRO, Alfredo. *Modelamiento de líneas HVDC utilizando modelo de parámetros distribuidos*. p. 2.

3.2.1.3. **Modelo Taku Noda**

El modelo de T. Noda toma en cuenta la dependencia de la frecuencia en los parámetros de la línea de transmisión. Además es desarrollado en el dominio de la fase para evitarse los problemas asociados con las matrices de transformación dependientes de la frecuencia. El circuito equivalente en el dominio del tiempo se muestra en la figura 28.

Debido a que en el modelo desarrollado por Taku Noda se aproxima la admitancia característica y la matriz de propagación por medio de la transformada, el modelo depende del paso de tiempo ($\Delta t = 1/10 f_{\max}$), y no se puede aplicar directamente un paso de tiempo arbitrario.

Figura 28. **Circuito equivalente del modelo Taku Noda**



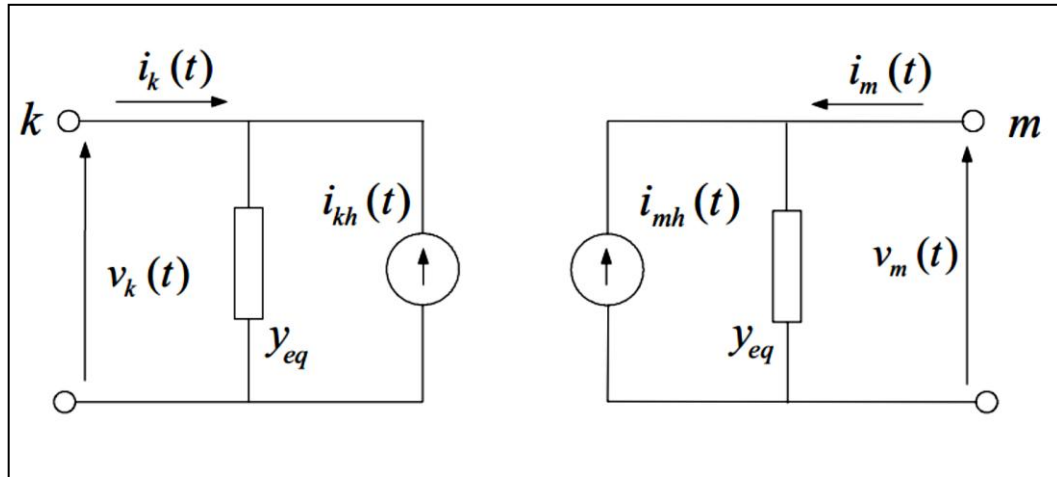
Fuente: MONTENEGRO, Alfredo. *Modelamiento de líneas HVDC utilizando modelo de parámetros distribuidos*. p. 2.

3.2.1.4. **Modelo Nguyen**

El modelo de Nguyen, también es similar al modelo de J. Martí y está basado en la aproximación de la matriz de admitancia característica Y_c y la matriz de propagación directamente en el dominio de la fase por medio de funciones racionales, requiriendo así pocas convoluciones para cada paso de tiempo. El circuito equivalente del modelo en el dominio del tiempo se ilustra en la figura 29.

El modelo de línea Directo de Nguyen es muy útil para simular líneas de transmisión con alta asimetría, incluso para analizar voltajes inducidos en rieles de tren cercanos a líneas de transmisión, aunque pueden ocurrir un gran número de oscilaciones para líneas con resistividad de la tierra muy alta, requiriendo así un ajuste de alto orden.

Figura 29. Circuito equivalente del modelo Nguyen



Fuente: MONTENEGRO, Alfredo. *Modelamiento de líneas HVDC utilizando modelo de parámetros distribuidos*. p. 3.

3.2.2. Modelado de un banco de transformación en ATP

Los transformadores eléctricos, están expuestos a fenómenos transitorios como descargas atmosféricas, fallas, operaciones de conexión y desconexión rutinarias. Dadas las particularidades constructivas de los transformadores de estar formado por un núcleo magnético que presenta una característica no lineal, la obtención de un modelo que represente adecuadamente el comportamiento de la máquina tanto en estado estable como en estado transitorio se hace realmente trabajoso.

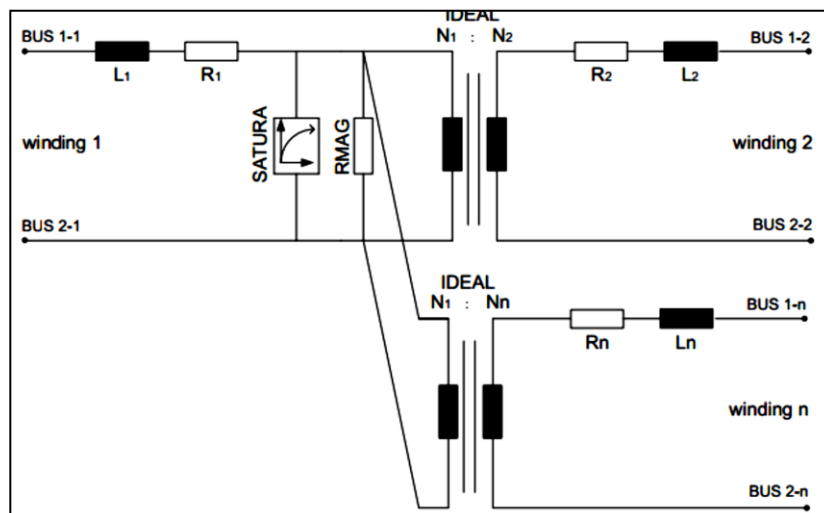
Dentro de los modelos de transformadores disponibles el ATP presenta varios tipos de los cuales los más usados son.

3.2.2.1. Modelo Saturable

Este modelo presenta en su entrada de datos una tabla en la cual se ingresan los valores eficaces de tensión y corriente de la prueba de vacío. Al momento de ejecutar el programa ATP, esta tabla de valores es convertida a flujo y corriente pico (λ_{pico} vs. I_{pico}) mediante la subrutina SATURA y el núcleo representado se conecta en el primario del transformador.

Este modelo considera a sus elementos como desacoplados tal como se muestra en la Figura 30, la inductancia magnetizante lineal o no lineal, con R_c en paralelo, se conecta en la posición habitual del circuito equivalente exacto, y no siempre es el punto de mejor conexión. El modelo Saturable se usa ampliamente para representación de transformadores monofásicos, mientras que para transformadores trifásicos su uso es limitado.

Figura 30. Modelo de Transformador Saturable para n devanados

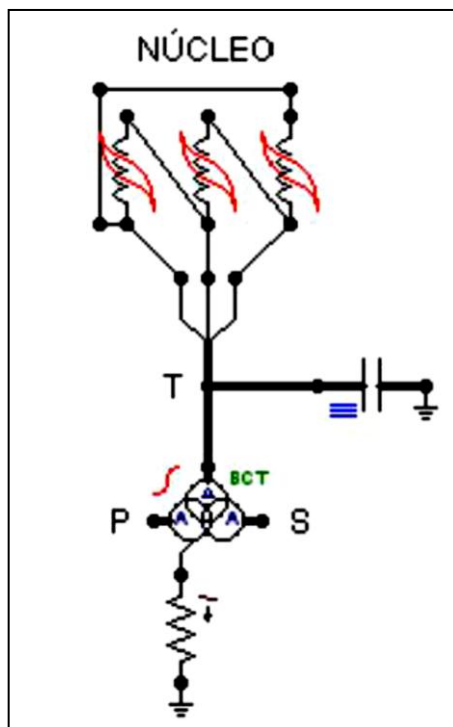


Fuente: BETANCOURT, Osleni. *Modelación de transitorios electromagnéticos en transformadores eléctricos*. p. 44.

3.2.2.2. Modelo BCTRAN

El modelo Saturable presenta grandes limitaciones al momento de modelar transformadores trifásicos, por tal motivo se desarrolla el modelo BCTRAN que es una representación lineal simplificada de transformadores monofásicos o trifásicos en forma de matrices de impedancias o admitancias de rama, que toma en cuenta los acoplamientos mutuos. Sin embargo, esta aproximación no puede incluir topologías multiramas o efectos no lineales del núcleo.

Figura 31. **Conexión externa del núcleo del transformador al modelo BCTRAN**



Fuente: BETANCOURT, Osleni. *Modelación de transitorios electromagnéticos en transformadores eléctricos*. p. 44.

En estudios de ferro-resonancia, corrientes *inrush* y otros comportamientos no lineales es necesario considerar los efectos de la saturación. Para eliminar esta limitación del modelo, se usa la conexión de ramas externas formadas por elementos no lineales al modelo BCTRAN, dichos elementos pueden ser del tipo de modelos de la librería del software, 93 o 98 (curva de saturación), o tipo 96 (curva de saturación que toma en cuenta el lazo de histéresis), su conexión con el modelo de transformador puede ser realizada tal como se muestra en la figura 31, los valores de flujo y corriente que se ingresan en los elementos no lineales se obtienen con el uso de la subrutina SATURA.

Aunque la rama de excitación puede ser agregada exteriormente al modelo delante de los elementos no lineales, tales como núcleo acoplado exteriormente no es tipológicamente correcto. Este modelo tiene limitaciones como posible inestabilidad numérica, una utilidad limitada para los equipos trifásicos y la conexión de la inductancia de magnetización no lineal hasta el punto estrella que no es tipológicamente correcto.

Los modelos detallados incorporan linealidades básicas que se pueden derivar con el uso del principio de dualidad, en este caso los modelos incluyen los efectos de saturación para cada rama individual del núcleo, efectos de pérdidas y acoplamiento magnético.

3.2.2.3. Modelo Híbrido

Este modelo cuando se diseña pretende cubrir las carencias de los modelos anteriores en cuanto a su respuesta ante los fenómenos transitorios, que no eran capaces de dar una respuesta a estos fenómenos de forma satisfactoria.

Es por eso que se desarrolla un modelo basado en la dualidad entre los circuitos magnéticos y los circuitos eléctricos, basándose en trabajos anteriores donde ya se aplica esta técnica.

Este modelo está formado por cuatro partes:

- La inductancia que representa los efectos de las diferentes trayectorias del flujo.
- La resistencia que representa la resistencia de los devanados.
- Las capacitancias en paralelo.
- El núcleo: con magnetizaciones individuales y pérdidas en las columnas y culatas.

Este modelo es capaz de dar respuesta tanto en régimen estable como en el régimen transitorio, de esta forma representa con gran exactitud los efectos del circuito eléctrico y del circuito magnético.

3.3. Reducción de flujo de corriente en la puesta a tierra mediante resistencias no lineales

Prácticas de seguridad en diseño, construcción, operación y mantenimiento deben basarse en el principio que el voltaje en la pantalla metálica de cables de transmisión debe ser considerado análogo al de cables de baja tensión sin pantalla.

Por seguridad las pantallas metálicas deben estar siempre aterrizadas al menos en un punto.

3.3.1. Puesta a tierra en ambos extremos

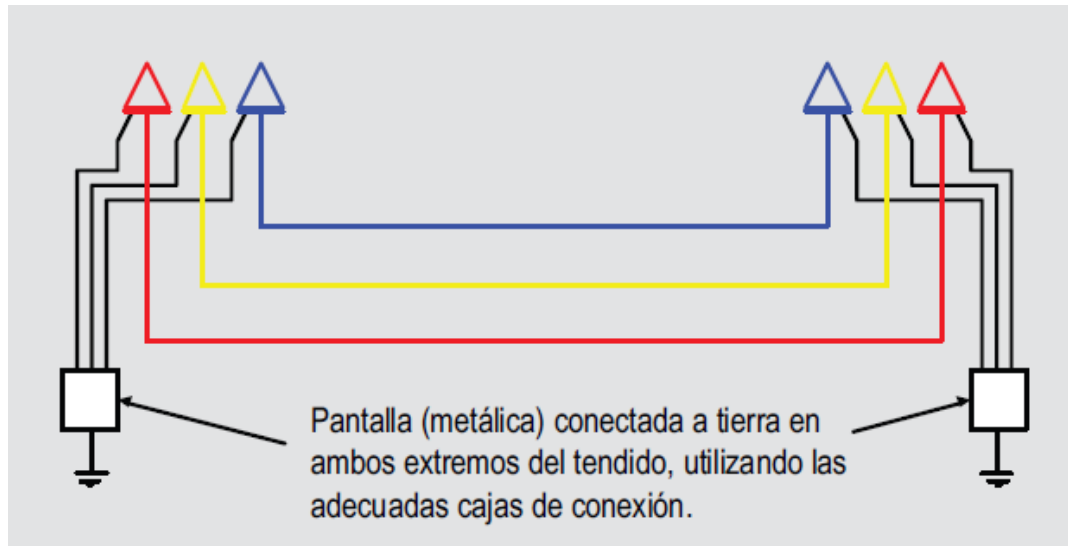
Los blindajes se conectan a tierra en ambos extremos y en caso de existir empalmes, estos también. Es recomendable solo para tramos cortos de tendido.

Se aplica a líneas de alta tensión y en general a líneas de poca longitud en las que el tendido normalmente se hace en un solo tramo, siempre que la potencia de pérdidas pueda ser asumible.

Las ventajas que presenta es que es un sistema de conexión sencilla y de poco coste, en el que no aparecen tensiones inducidas en las pantallas que puedan llegar a ser peligrosas, además las pantallas actúan como apantallamiento reduciendo tensiones inducidas en cables paralelos. En régimen permanente, las tensiones de las pantallas entre si y respecto a tierra son pequeñas, y la tensión de contacto en los extremos de las pantallas es nula.

El inconveniente de este tipo de conexión es que aparecen corrientes inducidas en las pantallas que provocan un aumento de la temperatura del cable, y una reducción de la intensidad admisible en el conductor. Por eso se utiliza para alta tensión con distancias pequeñas.

Figura 32. **Conexión de puesta a tierra en ambos extremos**



Fuente: Prysmian Group. *Sistemas de alta tensión*. p 6.

3.3.2. **Puesta a tierra en un solo extremo**

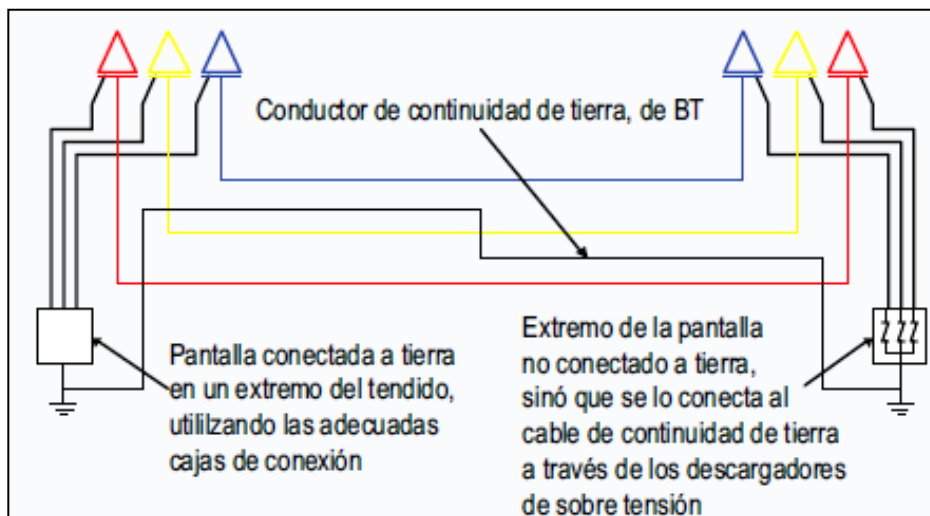
Los blindajes se conectan a tierra en un solo extremo (de los cables), estando en el otro extremo conectados a descargadores de sobretensión (cuya única función es la de proteger a los cables frente a perturbaciones externas). A su vez el otro extremo de los descargadores mencionados, sí se conecta directamente a tierra.

Estas opciones son solo válidas para tramos muy cortos de tendido, dependiendo obviamente de la tensión inducida que se admita en el extremo del blindaje no puesto a tierra. El caso del Middle Point Bonding, es considerar dos Single Point Bonding, espalda con espalda, colocando una única caja con los 6 descargadores que servirán para los dos tramos en conjunto de cada Single Point Bonding.

Es indispensable en este caso de puestas a tierra complementar el sistema con el agregado extra de un cable de interconexión de tierra, y debe acompañar el recorrido del tendido.

Es de destacar que los descargadores mencionados, en ningún momento reemplazan a los conocidos descargadores de línea, generalmente utilizados en las subestaciones o llegadas de líneas aéreas. En estos casos, al no haber corrientes de circulación por los blindajes, se anulan las pérdidas de potencia que las mismas generan.

Figura 33. **Conexión de puesta a tierra en un solo extremo**



Fuente: Prysmian Group. *Sistemas de alta tensión*. p 6.

3.3.3. **Puesta a tierra cruzada**

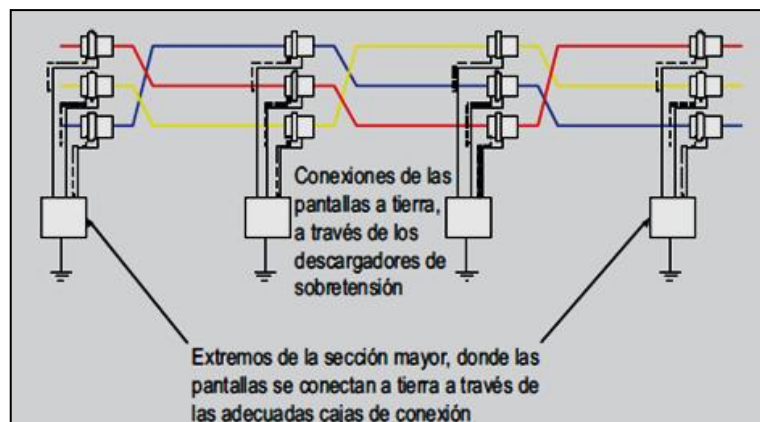
Es el sistema de puesta a tierra aconsejado para tendidos largos. De tal manera de poder anular o bien compensar eléctricamente (en gran medida) las tensiones inducidas en cada uno de los tres sub-tramos (tramos menores). Se

divide el largo total del tendido en tantos tramos mayores como se requiera o desee.

A su vez cada tramo mayor contiene o posee a su vez tres “tramos menores”. Los extremos de los blindajes de cada tramo mayor se conectan a tierra y a su vez extremos restantes de cada tramo menor se entre cruzan eléctricamente (dos veces). De tal manera de casi anular o minimizar notablemente las corrientes de pérdidas circulantes (pérdidas de potencia), por los blindajes.

La ventaja de este sistema es que para una disposición de conductores en triangulo, la tensión inducida en régimen permanente en tres tramos consecutivos de pantallas es nula, ya que es la suma de tres tensiones iguales desfasadas 120° , al ser las inducciones mutuas entre conductores y pantallas iguales en las tres fases. Como consecuencia no hay corrientes de circulación por las pantallas.

Figura 34. **Conexión de puesta a tierra cruzada**



Fuente: Prysmian Group. *Sistemas de alta tensión*. p 6.

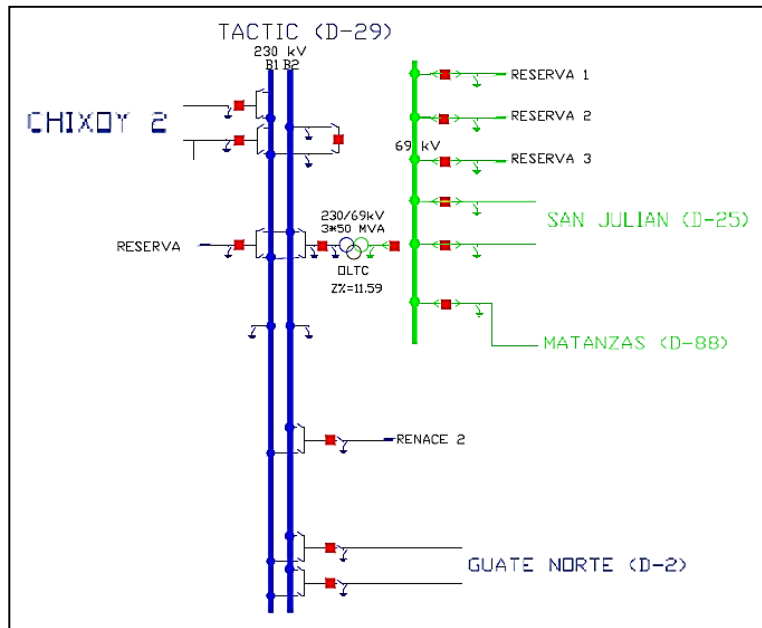
4. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RESISTENCIAS NO LINEALES EN LA SUBESTACIÓN TACTIC

En este capítulo se hará un análisis para determinar el tipo de resistencias no lineales a utilizar en la Subestación de Tactic, y los beneficios de utilizar las mismas.

4.1. Descripción de la Subestación Tactic

La Subestación de Tactic está ubicada Km. 171.5 carretera a Cobán Alta Verapaz, en acceso a aldea el Durazno, municipio de Purulha, departamento de Baja Verapaz. Opera con valores de tensión de 230 a 69 kV, por medio de 3 transformadores monofásicos y 1 transformador de reserva con una potencia de 150 MVA.

Figura 35. Diagrama unifilar de la Subestación Tactic



Fuente: INDE. Unifilar SIN.

La Subestación Tactic es del tipo GIS, formada por módulos 8DN9 marca Siemens, en configuración de doble barra con acople, en nivel de tensión de 230 kV, tiene los campos siguientes: Chixoy 2, que provienen de la generadora Chixoy en líneas de doble circuito; Renace, que proviene de una planta generadora privada; línea Guate norte, que interconecta ambas subestaciones en línea de doble circuito y la línea a Izabal que es propiedad de TRECSA.

Figura 36. **Módulo GIS, 8DN9**



Fuente: Sala de mando. Subestación Tactic, INDE.

En nivel de tensión de 69 kV la Subestación Tactic es del tipo PER (Plan de Electrificación Rural), en configuración de barra simple con los siguientes campos de conexión: Subestación San Julián en doble circuito y Subestación El cafetal de un circuito, campo de llegada del banco de transformación y además de contar con 3 campos extra de reserva.

Figura 37. Módulos de 69 kV



Fuente: Patio de maniobras. Subestación Tactic, INDE.

4.2. Selección de las resistencias no lineales

Se procederá a realizar los pasos para elegir la resistencia no lineal, más adecuada a utilizarse en los campos de 230 kV de la Subestación Tactic con clase de aislamiento de 245 kV.

- Para la selección de la tensión de servicio continuo U_c , se utiliza el voltaje máximo de servicio, de acuerdo a la norma IEC 60099-4, se utiliza de la siguiente forma.

$$U_c \geq 1,05 \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1.05 \times \frac{245}{\sqrt{3}}$$

$$U_c \geq 148,5 \text{ kV}$$

- Para la selección de la tensión asignada se debe tomar en cuenta la sobretensión por falta a tierra y la sobretensión por pérdida de carga.

- Sobretensión por falta a tierra:

$$U_t = k \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1.4 \times \frac{245}{\sqrt{3}} = 198 \text{ kV}$$

- Sobretensión por pérdida de carga:

$$U_t = k \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1.2 \times \frac{245}{\sqrt{3}} = 170 \text{ kV}$$

Se toma como U_t el valor más alto de las sobretensiones calculadas con anterioridad, entonces la tensión asignada es la siguiente:

$$U_{equ} = U_t \times \left(\frac{T_t}{10}\right)^{md} = 198 \times \left(\frac{1}{10}\right)^{0,02} = 189 \text{ kV}$$

Debe cumplir:

$$U_r \geq 1,05 \times U_{equ} \rightarrow U_r \geq 1,05 \times 189 \rightarrow U_r \geq 198,45 \text{ kV}$$

- Para la selección de la corriente nominal, al tratarse de una red de tensión donde $U_s \geq 72.5 \text{ kV}$ con alta densidad de impactos de rayo (>1 impacto/año km^2), la corriente nominal de descarga que elegimos es de 10kA.

$$I_n = 10 \text{ kA}$$

$$U_r = 200 \text{ kV}$$

- Para la elección de la línea de fuga se utiliza un nivel de contaminación medio, debido al área en donde está ubicada la subestación.

$$l_t = l_e U_s = 25 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} \times 245 \text{ kV}$$

$$l_t = 6\,125 \text{ mm}$$

De acuerdo a los datos obtenidos, se debe instalar varistores que cumplan los datos que se describen en la tabla X.

Tabla X. **Características de las resistencias no lineales**

Descripción	Valor
Voltaje nominal	230 kV
Clase de aislamiento	245 kV
Tensión de servicio continuo U_c	148.5 kV
Tensión nominal o asignada U_r	200 kV
Corriente nominal de descarga I_n	10 kA
Línea de fuga	6 125 mm

Fuente: elaboración propia.

4.3. Cable de guarda

Las líneas aéreas de transporte y distribución de energía eléctrica están expuestas a las descargas atmosféricas, siendo éste uno de los motivos más habituales de falla de aislamiento. En caso de que un rayo impacte sobre una

línea aérea, se origina una elevada sobretensión que puede producir flameo en los aisladores si se supera su nivel de aislamiento.

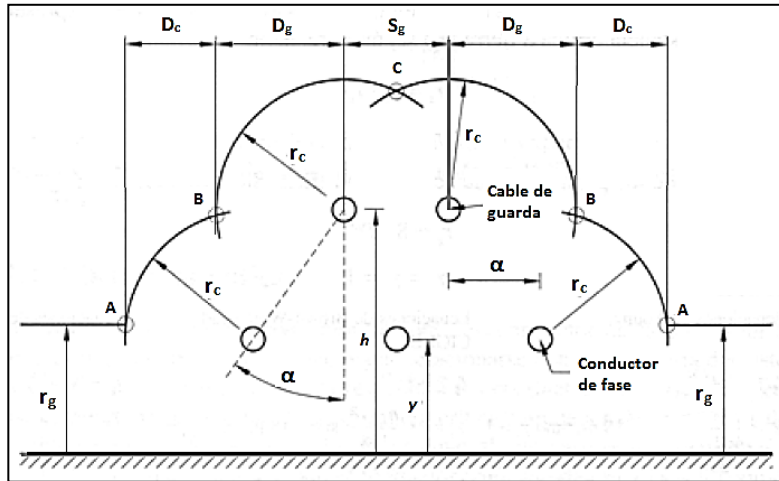
En tal caso la sobre intensidad se descarga a tierra a través del apoyo, lo que implica una falla a tierra. Y si el aislador permanece contorneado, una vez haya pasado la sobretensión, las protecciones deberán despejar la falla abriendo la línea y reenganchándola, produciendo de esta forma una interrupción del servicio de unos pocos segundos de duración.

Para disminuir el número de interrupciones debido a descargas atmosféricas, es habitual la instalación de cables de guarda en la parte superior de los apoyos, con esto se pretende que las posibles descargas atmosféricas impacten sobre un cable de guarda y se deriven a tierra las posibles sobre intensidades.

4.3.1. Modelo electrogeométrico

En el modelo geométrico se considera el esquema general presentado en la figura 38 que corresponde a una línea aérea trifásica protegida por dos cables de guarda.

Figura 38. **Modelo geométrico: definición de ángulos y distancias**



Fuente: ZAMBRANO BONILLA, Joel Estuardo. *Análisis de la coordinación de aislamiento de la línea Quixal Tactic*. p. 50

Los arcos se han trazado con centro en los conductores de fase y en los cables de guarda, considerando un radio r_c en ambos casos. Este valor depende de la intensidad de descarga del rayo I_d . Además, la línea horizontal trazada a una altura r_g desde el suelo determina la zona de influencia de tierra. De nuevo, esta distancia r_g depende de la intensidad de pico de la descarga del rayo I_d ; así a mayor intensidad mayores serán las distancias críticas r_c y r_g .

Las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra están marcados como puntos A; las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase y aquellos cuyos centros son los cables de guarda están marcados como B; y la intersección entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda está marcado como C. Las descargas de intensidad I_d que alcancen el arco entre A y B impactarán sobre el conductor de fase, las que alcancen el arco entre B y C

impactarán sobre el cable de guarda y las demás descargas irán a parar a tierra.

Cuanto mayor sea la intensidad de pico considerada, mayores serán por tanto las distancias críticas r_c y r_g , con ello el arco AB disminuirá. Se define la intensidad máxima de falla de apantallamiento (I_m) como aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto; es decir, el valor de intensidad para la cual los puntos A y B de la figura 38 coinciden. Las descargas cuya corriente de pico sea superior a la intensidad máxima de falla de apantallamiento (I_m) impactarán contra el cable de guarda o contra tierra pero no contra una parte activa.

4.3.2. Ángulo de blindaje

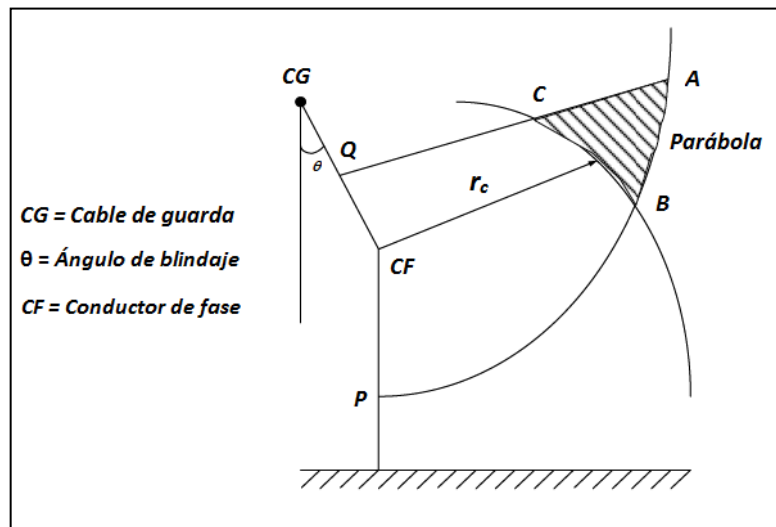
La probabilidad de que un rayo incida sobre un conductor de fase, viene fuertemente influenciada por la posición que tengan los cables de guarda; ésta se define normalmente y se conoce como el ángulo de blindaje o apantallamiento de una línea de transmisión.

El cálculo del riesgo de falla por blindaje y el ángulo de protección para un blindaje total se determina por el método de modelo electrogeométrico de comportamiento del rayo. Este método establece que no todos los rayos que inciden sobre un conductor de fase producen falla.

El modelo electrogeométrico considera que el conductor más alto en una línea o subestación queda protegido por los hilos de guarda y el ángulo de blindaje. Es decir, asegura automáticamente los niveles inferiores contra golpes directos de rayos. Ya que los hilos de guarda generan una parábola en la zona de atracción de los rayos.

Del mismo modo, el modelo electrogeométrico, establece que la probabilidad de flameo inverso es mayor en la línea de transmisión, mientras mayor sea el área ABC especificada en la figura 39.

Figura 39. **Esquema básico de blindaje**



Fuente: ZAMBRANO BONILLA, Joel Estuardo. *Análisis de la coordinación de aislamiento de la línea Quixal Tactic*. p. 54

Donde r_c es la distancia crítica de flameo sobre el conductor de fase y es determinada por el arco de circunferencia BC. Esta distancia se determina por la siguiente expresión:

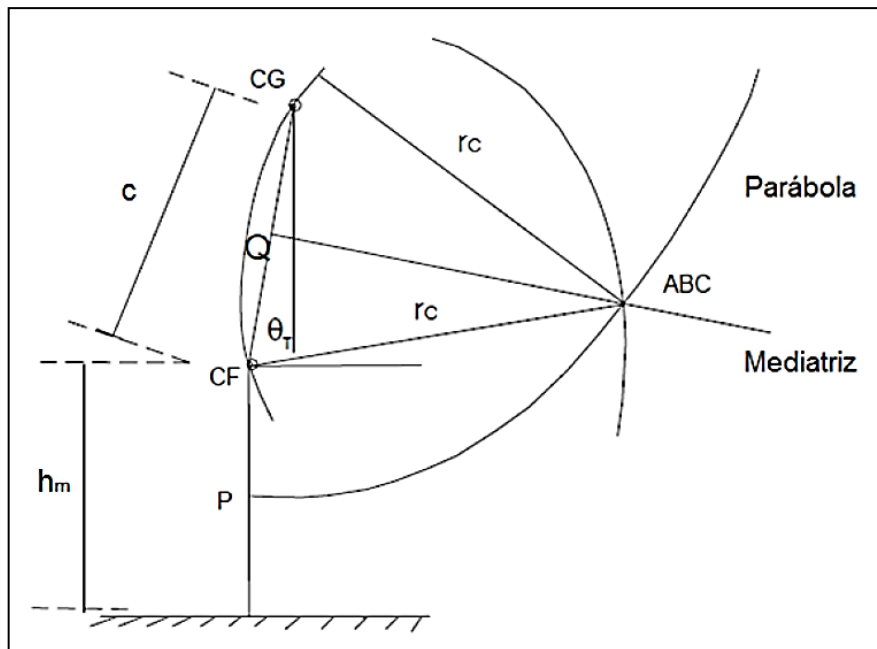
$$r_c = 9.4 (1.1I)^{2/3}$$

Así mismo, QA representa la línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda y del conductor de fase. PA es la línea que une todos los puntos que están a igual distancia del conductor de fase y respecto del suelo, QA y PA constituyen puntos de la parábola.

Además, cualquier punto que quede por encima de QA significa que el rayo cae en CG en lugar de caer sobre CF. Por otra parte, si la descarga se inicia en un punto que se encuentre debajo de PA el rayo incide en el suelo en lugar de hacerlo sobre CF.

Los únicos puntos donde el rayo puede incidir en el conductor de fase, son en el área comprendida por el triángulo ABC. Área que se debe reducir prácticamente a un punto para tener un blindaje total. Esto se logra haciendo que la mediatriz del segmento CG – CF pase por el punto B como se muestra en la figura 40. Además, el ángulo de blindaje θ no debe ser mayor a 40° o 30° para lograr el mismo objetivo.

Figura 40. **Esquema básico de blindaje total**



Fuente: ZAMBRANO BONILLA, Joel Estuardo. *Análisis de la coordinación de aislamiento de la línea Quixal Tactic*. p. 55

Donde C es la distancia que existe entre el conductor de fase (CF), al cable de guarda (CG), h_m la altura media del conductor de fase, y θ_T el ángulo de blindaje total, y se calcula por medio de la altura del conductor de fase h_m , la altura del hilo de guarda C respecto al CF y de la distancia crítica de flameo r_c , que se calcula según la siguiente expresión:

$$\theta_T = \sin^{-1} \frac{r_c - h_c}{r_c} - \sin^{-1} \frac{C}{2 r_c}$$

4.3.3. Cálculo del ángulo de blindaje

Para realizar el cálculo del ángulo de blindaje se utilizarán los datos descritos en la tabla XI que son datos que se obtienen de acuerdo al tipo de estructura existente y al área donde están instaladas las torres.

Tabla XI. Datos para cálculo del ángulo de blindaje

Descripción	Valor
Altura del conductor	12.20 mts.
Impedancia del conductor	504 Ω
Tensión crítica de flameo (TCF)	1332,63 kV
Distancia del conductor de fase al hilo de guarda (C)	13,965 mts.

Fuente: elaboración propia.

Para calcular el radio crítico de flameo se tiene que calcular la intensidad de la corriente que produce flameo, la cual se calcula con la siguiente expresión:

$$I = \frac{2 TCF}{Z_c} = \frac{2 * 1332,63 \text{ kV}}{504 \Omega} = 5,29 \text{ kA}$$

Con la corriente de flameo calculada, se encuentra el radio crítico de flameo.

$$r_c = 9,4 (1,1I)^{2/3} = 9,4 (1,1 * 5,9kA)^{2/3} = 30,4 \text{ mts.}$$

Teniendo el valor del radio crítico, podemos calcular el ángulo de blindaje total.

$$\theta_T = \sin^{-1} \frac{r_c - h_c}{r_c} - \sin^{-1} \frac{C}{2 r_c} = \sin^{-1} \frac{30,4 - 12,2}{30,4} - \sin^{-1} \frac{13,965}{2 * 30,4} = 23,5^\circ$$

De las dimensiones de la estructura determinamos el ángulo de blindaje real, con una distancia horizontal del cable de guarda al conductor de fase de 05,735 m y una distancia vertical del cable de guarda al conductor de fase de 013,965 m.

$$\theta_R = \tan^{-1} \frac{5,735}{13,965} = 22,3^\circ$$

El ángulo de blindaje total, es decir el ángulo ideal, se calculó por medio del modelo electrogeométrico, para la verificación de cuan efectivo es la colocación geométrica del cable de guarda. Se comparó el ángulo ideal con el ángulo de blindaje real, se puede indicar con certeza que el blindaje de las líneas de transmisión, es el adecuado y es muy poco probable que una descarga incida directamente en los conductores de fase, y en caso de no incidir en los hilos de guarda, estas se darán directamente en el suelo como lo predice el modelo electrogeométrico.

4.4. Cable de potencia

Para la disposición del sistema de cable, se debe calcular la capacidad máxima de corriente de cortocircuito para el conductor y la pantalla metálica, de acuerdo a lo descrito en el capítulo 2.

Ambos valores dependen de:

- La duración de la corriente de cortocircuito
- El material del componente portador de corriente
- El tipo de material de los componentes adyacentes y su temperatura admisible.

La duración de un cortocircuito consiste en el retardo inherente del interruptor y el tiempo de relé.

4.4.1. Características del cable instalado

Se detalla la descripción del cable que se encuentra instalado en los campos de líneas de transmisión y banco de transformación de la subestación Tactic.

PIRELLI VOLTALENE RHE 127/220 kV 1X1200 AL + H180 2001

Figura 41. Detalle del cable

AL	VOLTALENE	H	VELEX	1 x 240/16	mm ²	12/20	kV
Las siglas AL denotan que el conductor es de aluminio, si no se indica nada, se entiende que el conductor es de cobre.	Es el nombre comercial del cable, e indica que el cable está aislado con polietileno reticulado (XLPE)	Cable apantallado.	La presencia de la palabra VELEX indica que la cubierta exterior es de dicho material.	La cifra 1 ó 3 denota que el cable es unipolar o tripolar. 240 indica la sección del conductor en mm ² . 16 indica la sección de la pantalla en mm ² .		Tensión nominal 12 kV entre conductor (fase) y pantalla y 20 kV entre conductores (fases). La tensión más elevada entre fases es superior (ver tabla de la página 10).	

Fuente: PRYSMIAN. *Cables tipo voltalene (aislamiento de XLPE)*. p. 63.

De acuerdo a lo descrito en la figura 41, y las características descritas en el catálogo del cable descritos en el anexo B, se detallan las características de los cables de potencia instalados en la subestación Tactic, en la tabla XII.

Tabla XII. Características de cable de potencia

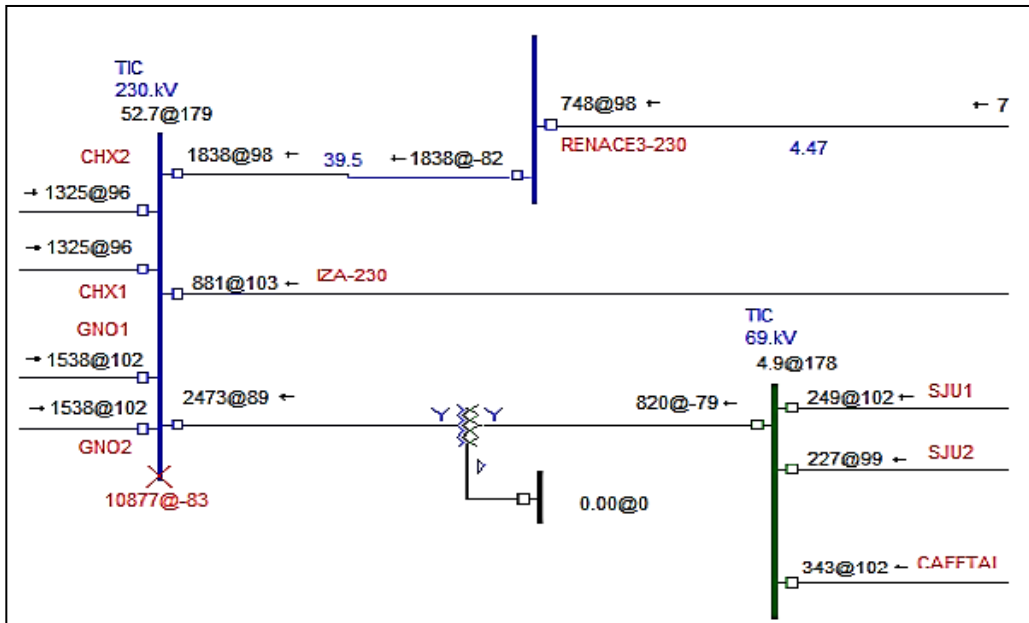
Descripción	Valores
Marca	Pirelli
Tipo	Voltalene
Cable	Unipolar de cobre
Tensión nominal entre fase y pantalla	127 kV
Tensión nominal entre fases	220 kV
Sección del conductor	1200 mm ²
Pantalla metálica	Aluminio
Sección de la pantalla	180 mm ²
Corriente máxima en el conductor a 1 s	172,9 kA
Corriente máxima en la pantalla a 1 s	21,9 kA

Fuente: elaboración propia.

4.4.2. Cálculo de calibre del conductor

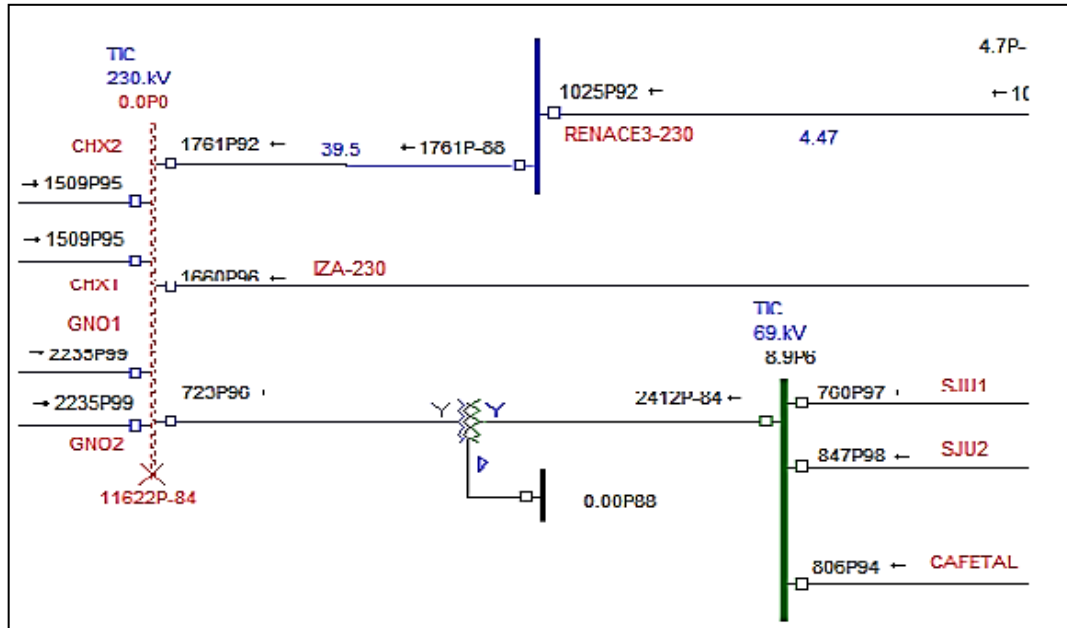
De acuerdo a cálculos realizados con el software ASPEN y la geometría de la subestación Tactic, se tiene una corriente de cortocircuito monofásica de 10 877 A y una corriente de cortocircuito trifásica de 11 622 A.

Figura 42. Simulación de corto circuito monofásico



Fuente: INDE, elaboración software ASPEN.

Figura 43. Simulación de corto circuito trifásico



Fuente: INDE, elaboración software ASPEN.

De acuerdo al catálogo del cable, la corriente cortocircuito máxima permitida para una duración de cortocircuito de un segundo es de 171,4 kA, esto permite que, el cable instalado esté bien dimensionado.

4.4.3. Cálculo de calibre de la pantalla metálica

De acuerdo a las características descritas anteriormente y la ecuación presentada en el capítulo 2, se calcula la corriente de corto circuito que circula por la pantalla metálica, tomando como referencia, que el tiempo máximo soportado por el cable es de 1 s.

$$I = \sqrt{\frac{K^2 S^2}{t} \ln\left(\frac{T_f + B}{T_i + B}\right)} = \sqrt{\frac{148^2 * 180^2}{1} * \ln\left(\frac{200 + 228}{20 + 228}\right)}$$

$$I = 19\,679\text{ A}$$

De acuerdo al catálogo del cable la corriente cortocircuito máximas permitidas para una duración de cortocircuito de un segundo en la pantalla metálica es de 21,9 kA, y el cable instalado está bien dimensionado.

4.5. Interruptores de potencia de 230 kV

Se detalla las características de los interruptores de potencia del módulo aislado en gas SF6 de 230 kV de la Subestación Tactic y la cantidad de operaciones realizadas desde su instalación a la fecha.

Tabla XIII. Estadísticas de apertura de los interruptores de 230 kV

Campo	Marca	Tensión	Tipo	Serie	No. operaciones
Banco de transformación 230/69 kV	SIEMENS	245 kV	8DN9	K31246834	13
Línea Chixoy 2 circuito 1	SIEMENS	245 kV	8DN9	K31246829	31
Línea Chixoy 2 circuito 2	SIEMENS	245 kV	8DN9	K31246831	21
Línea Guate Norte circuito 1	SIEMENS	245 kV	8DN9	K31246832	36
Línea Guate Norte circuito 2	SIEMENS	245 kV	8DN9	K31246830	09
Línea Renace	SIEMENS	245 kV	8DN9	K31255287	364
Línea Panzos	SIEMENS	245 kV	8DN9	K31265032	130

Fuente: elaboración propia.

4.6. Medición de redes de tierra

La puesta a tierra tiene por objeto:

- Minimizar las sobretensiones transitorias
- Suministrar corriente de falla para operar las protecciones
- Proteger a las personas
- Establecer un punto común de referencia

Tabla XIV. **Redes de tierra**

Subestación	Resistencia de puesta a tierra (Ω)		Continuidad de la red	
	Año 2012	Año 2013	año 2012	año 2013
Tactic	9	36,17	< 0,001	< 0,01

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a la Norma NTDOID de la CNEE, en el artículo 33, para una subestación de capacidad de 150 MVA se debe tener una resistencia de la red de tierras menor a $0,2 \Omega$, por los datos presentados en la tabla XIV, se puede determinar que la red de tierras está arriba del valor permitido.

4.7. Análisis de sobretensiones

Para realizar la modelación de las líneas de 230 kV, Chixoy 2 a Tactic, Tactic a Guate Norte y del banco de transformación de 230/69 kV, que llegan al módulo compacto aislado en gas SF₆, se utilizará el programa ATP para analizar el comportamiento transitorio en las aperturas de interruptores de potencia, realizando el modelo de acuerdo a lo investigado en los capítulos anteriores.

4.7.1. Línea de transmisión de 230 kV Chixoy 2 - Tactic

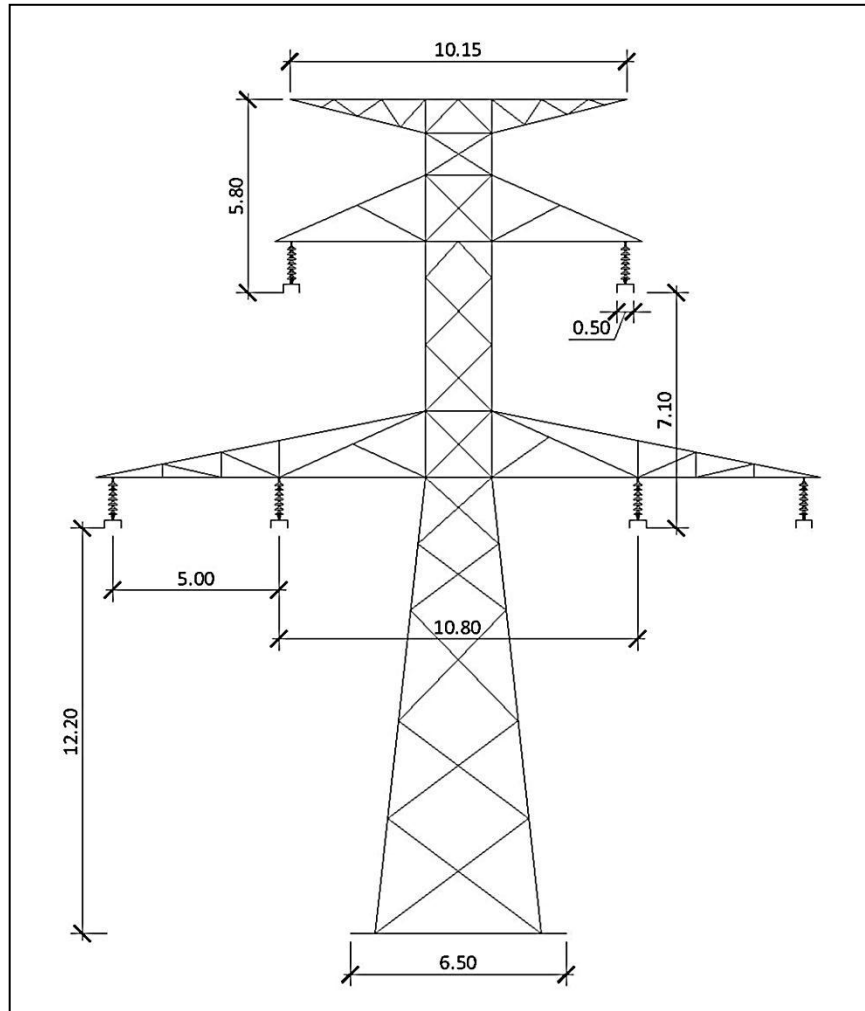
A continuación se considera un caso en el se analizan las sobretensiones transitorias en maniobras de cierre de dos líneas de transmisión de 230 kV en doble haz y con una longitud de 50 km cada una, se analizará el comportamiento de las líneas por medio del programa ATP, para esto se utilizan las dimensiones de la torre que se presentan la figura 44 y los datos de la tabla XV.

Tabla XV. Datos de la línea 230 kV Chixoy 2 – Tactic

Datos de la línea	
Longitud	50 km
Resistividad del terreno	520 Ω * mts
Datos del cable de línea	
Tipo	ASCR 477 MCM HAWK
Radio interno	0.4015 cms
Radio externo	1.09 cms
Resistencia DC	0.1196 Ω /km
Datos del cable de guarda	
Tipo	HS ACSR 101.8 MCM PETREL
Radio interno	0.351 cms
Radio externo	0.585 cms
Resistencia DC	0.56 Ω /km

Fuente: elaboración propia.

Figura 44. Dimensiones de la torre de 230 kV



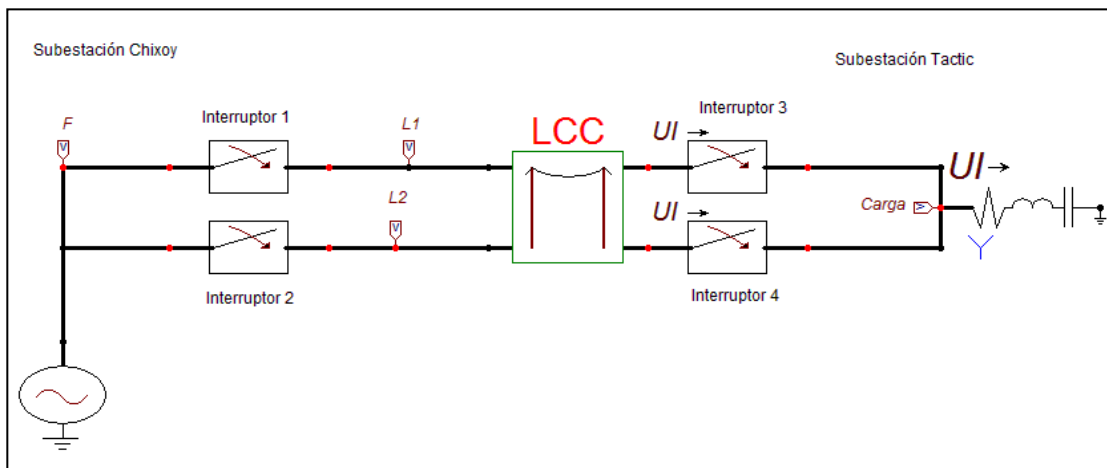
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Debido a los parámetros de la línea y de acuerdo a lo planteado en el capítulo 2, en donde se describe que las aperturas que se realizan en el módulo GIS, generan transitorios de frente muy rápido y lo planteado en el capítulo 3, en donde se detallan los diferentes modelos para analizar las líneas de transmisión, se utilizará el método de modelado para líneas de transmisión de

Bergeron, este es usado en el cálculo de sobretensiones de tipo maniobra, como la energización de una línea de transmisión.

Para modelar las líneas, se utilizará el circuito de la figura 45, que representa la línea 230 kV en doble circuito de la Subestación Chixoy 2 a la Subestación Tactic, y se ingresaron los datos descritos en la figura 44 y la tabla XV, como se detalla en el apéndice.

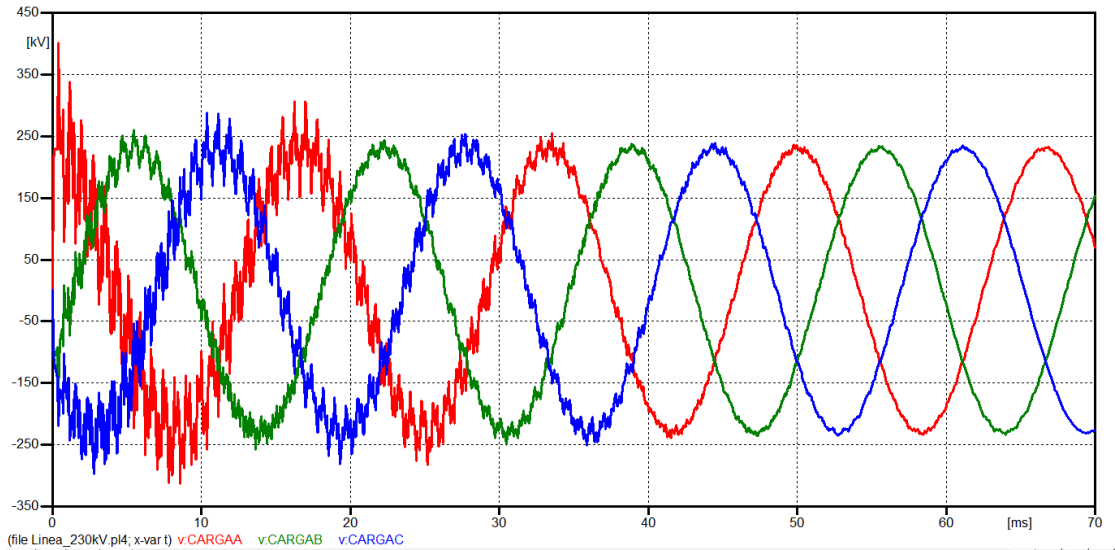
Figura 45. **Circuito de la línea Chixoy 2 – Tactic**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

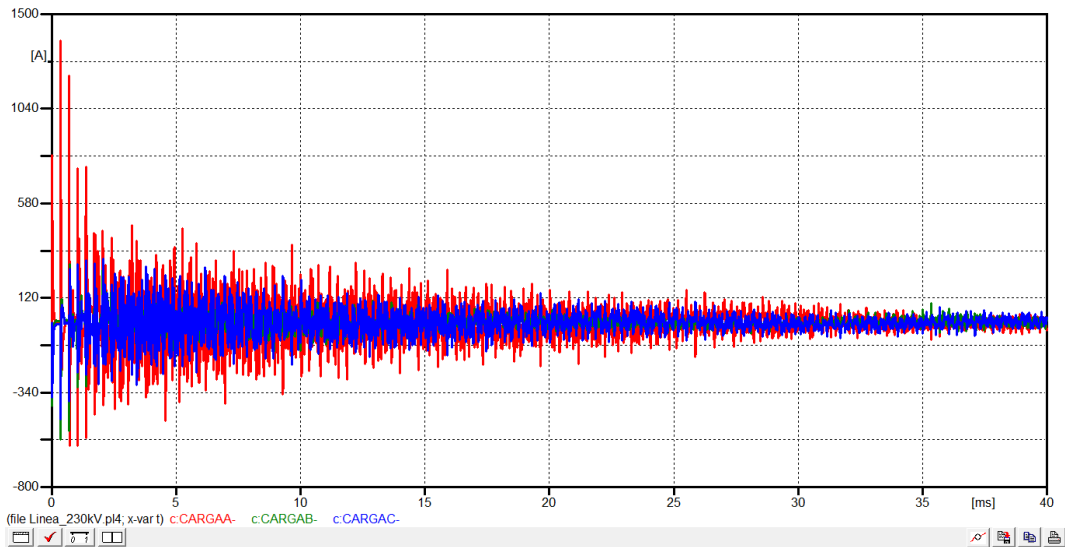
Este ejemplo consiste en lo siguiente: El interruptor 1 y 2 representan los interruptores de 230 kV de la Subestación Chixoy 2 estos se encuentran cerrados en tiempo -1 s, los interruptores 3 y 4 son los de la subestación Tactic los cuales se cierran de la siguiente forma: el interruptor 3 en tiempo 0 y el interruptor 4 actúa para diferentes tiempos en cada una de las fases, para la fase A en 0,030 s, para la fase B en 0,035 s y para la fase C en 0,040 s.

Figura 46. **Sobretensiones en el cierre de las líneas Chixoy 2 a Tactic**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Figura 47. **Sobrecorrientes en el cierre de las líneas Chixoy 2 a Tactic**

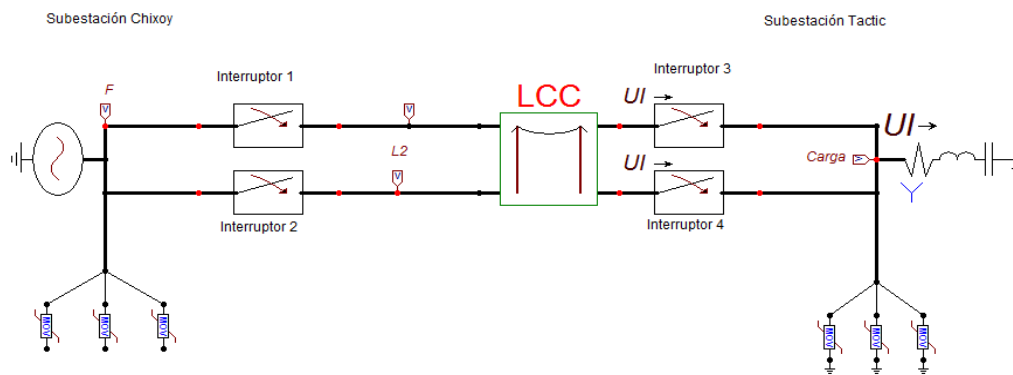


Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Se observa en las oscilografías de las figuras 46 y 47 los transitorios generados por el cierre del interruptor de 230 kV de la subestación de Tactic de las líneas de transmisión provenientes de Chixoy 2, los cuales son de gran amplitud en los primeros milisegundos y disminuyen hasta estabilizarse.

Para mitigar los efectos que puede provocar estas sobretensiones y sobrecorrientes, en los equipos de potencia, se instalará resistencias no lineales en la parte cercana a las mufas del módulo GIS, así se evita el daño en los equipos y se evita la reducción de su vida útil anticipada, se representa en el circuito de la figura 48.

Figura 48. **Circuito de las líneas Chixoy 2 a Tactic con resistencias no lineales**

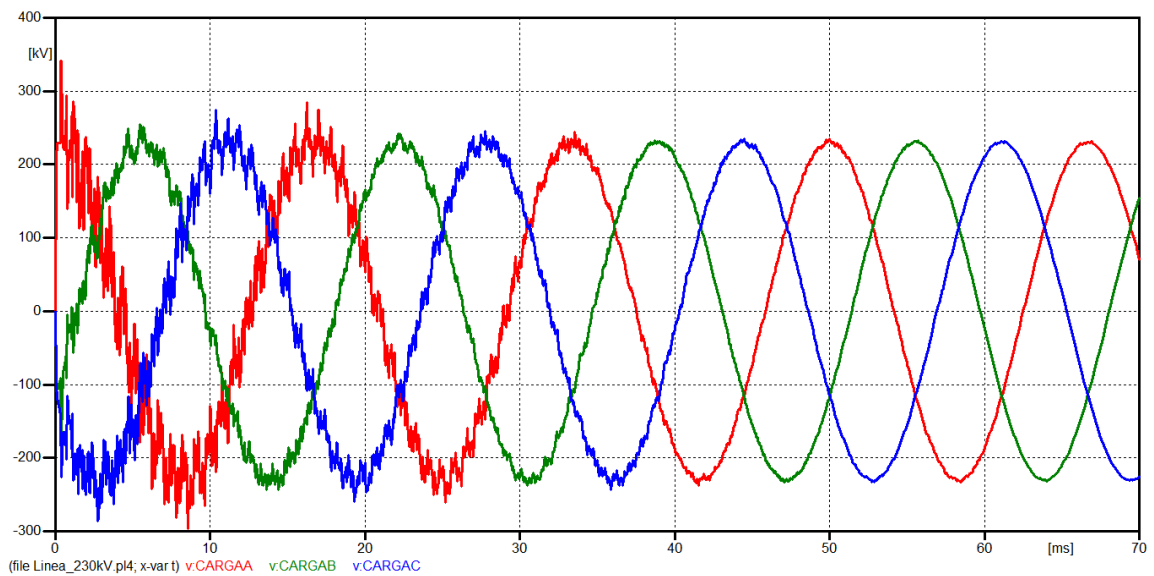


Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Se realizará la modelación de este circuito tomando como referencia los mismos datos del análisis sin resistencias no lineales, con los 2 interruptores que representan los de la Subestación Chixoy 2 cerrados en tiempo -1 s, los interruptores 3 y 4 son los de la subestación Tactic se cierran de la siguiente forma: el interruptor 3 en tiempo 0 y el interruptor 4 actúa para diferentes

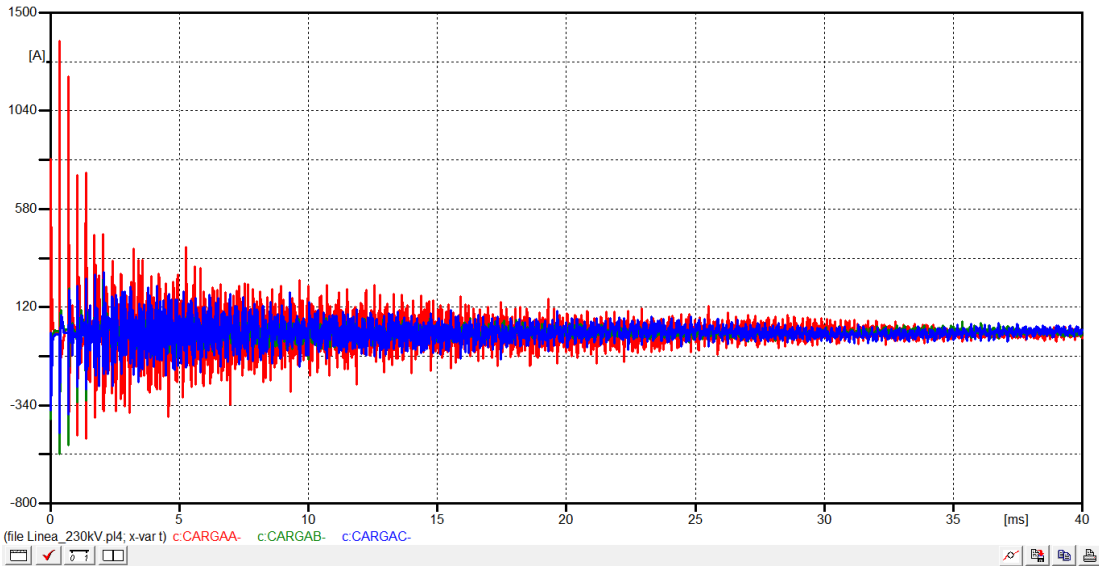
tiempos en cada una de las fases, para la fase A en 0,030 s, para la fase B en 0,035 s y para la fase C en 0,040 s.

Figura 49. **Sobretensiones en el cierre de las líneas Chixoy 2 a Tactic con resistencias no lineales**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Figura 50. **Sobrecorrientes en el cierre de las líneas Chixoy 2 a Tactic con resistencias no lineales**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

En las oscilografías de las figuras 49 y 50, se puede observar el comportamiento de la línea con resistencias no lineales en los extremos de la misma, y se han obtenido valores considerables para limitar las sobretensiones, como se detalla en la tabla XVI.

Tabla XVI. **Limitación de sobretensiones y sobrecorrientes**

Fase	Sobretensiones sin resistencias no lineales (kV)	Sobretensiones con resistencias no lineales (kV)	Sobrecorrientes sin resistencias no lineales (A)	Sobrecorrientes sin resistencias no lineales (A)
A	398	336	1369	1366
B	258	247	569	569
C	284	280	474	474

Fuente: elaboración propia.

4.7.2. Línea de transmisión 230 kV, Tactic - Guate Norte

A continuación se considera un caso y en el se analizan las sobretensiones transitorias en maniobras de cierre de dos líneas de transmisión de 230 kV en doble haz y con una longitud de 76.6 km cada una, se analizará el comportamiento de las líneas por medio del programa ATP, para esto se utilizan las dimensiones de la torre que se presentan la figura 44 y los datos de la tabla XVII.

Debido a los parámetros de la línea y que de acuerdo a lo planteado en el capítulo 2, en donde se describe que las aperturas que se realizan en el módulo GIS, generan transitorios de frente muy rápido y lo planteado en el capítulo 3, en donde se detallan los diferentes modelos para analizar las líneas de transmisión, se utilizará el método de modelado para líneas de transmisión de Bergeron, y es para el cálculo de sobretensiones de tipo maniobra como la energización de una línea de transmisión.

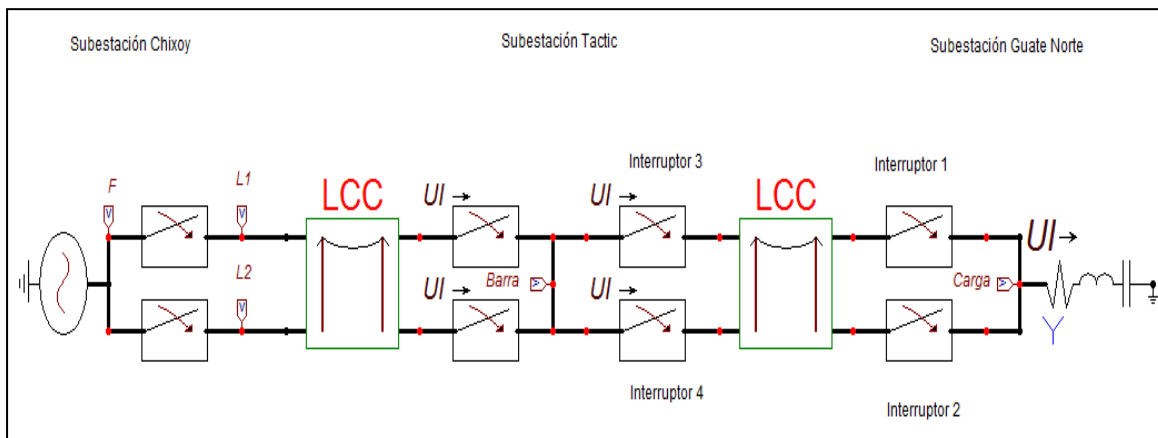
Tabla XVII. Datos de línea 230 kV, Tactic – Guate Norte

Datos de la línea	
Longitud	76,6 km
Resistividad del terreno	520 Ω * mts
Datos del cable de línea	
Tipo	ASCR 477 MCM HAWK
Radio interno	0,4015 cms
Radio externo	1,09 cms
Resistencia DC	0,1196 Ω /km
Datos del cable de guarda	
Tipo	HS ACSR 101.8 MCM PETREL
Radio interno	0,351 cms
Radio externo	0,585 cms
Resistencia DC	0,56 Ω /km

Fuente: elaboración propia.

Para modelar las líneas se utilizará el circuito de la figura 51, este representa la línea 230 kV en doble circuito de la Subestación Tactic a la Subestación Guate Norte, la modelación será de una forma distinta a la realizada con la línea Chixoy 2 a Tactic, ya que esta es una línea de carga, o sea que la potencia se transmite de la Subestación Tactic hacia la Subestación Guate Norte.

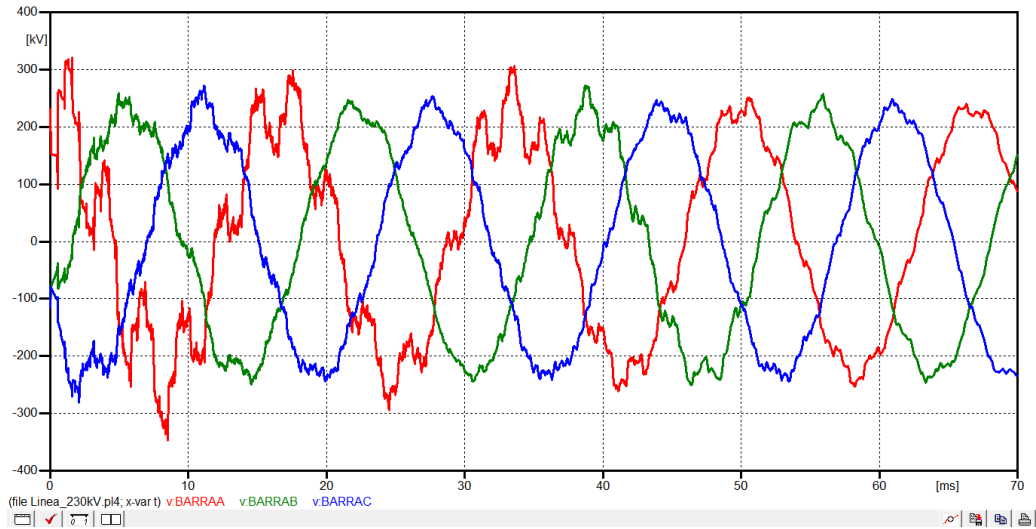
Figura 51. **Circuito de las líneas Tactic - Guate Norte**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

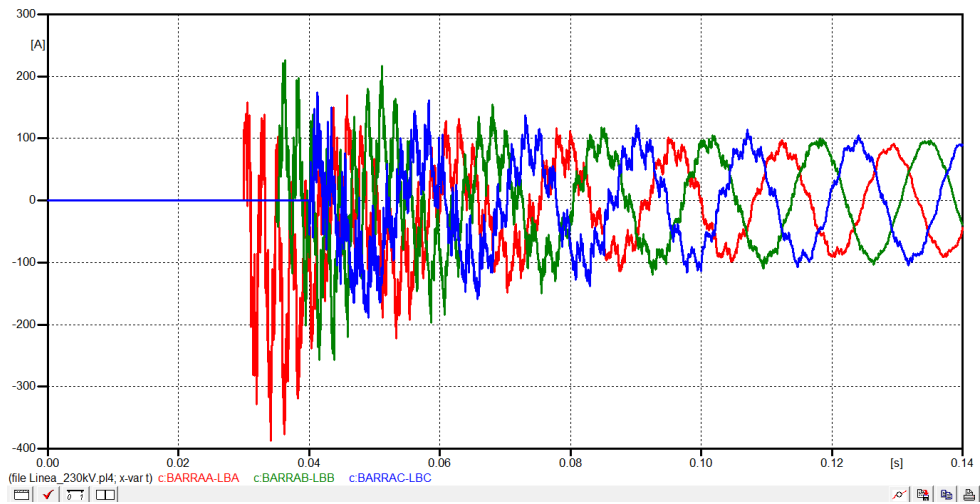
Este ejemplo consiste en lo siguiente: Los interruptores de la línea Chixoy 2 hacia Tactic se encuentran cerrados en tiempo -1 s y los interruptores 1 y 2 representan los interruptores de 230 kV de la Subestación Guate Norte los cuales se encuentran cerrados en tiempo -1 s, los interruptores 3 y 4 son los de la subestación Tactic los cuales se cierran de la siguiente forma: el interruptor 3 en tiempo 0 y el interruptor 4 actúa para diferentes tiempos en cada una de las fases, para la fase A en 0,030 s, para la fase B en 0,035 s y para la fase C en 0,040 s.

Figura 52. **Sobretensiones en el cierre de las líneas Tactic a Guate Norte**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Figura 53. **Sobrecorrientes en el cierre de las líneas Tactic a Guate Norte**

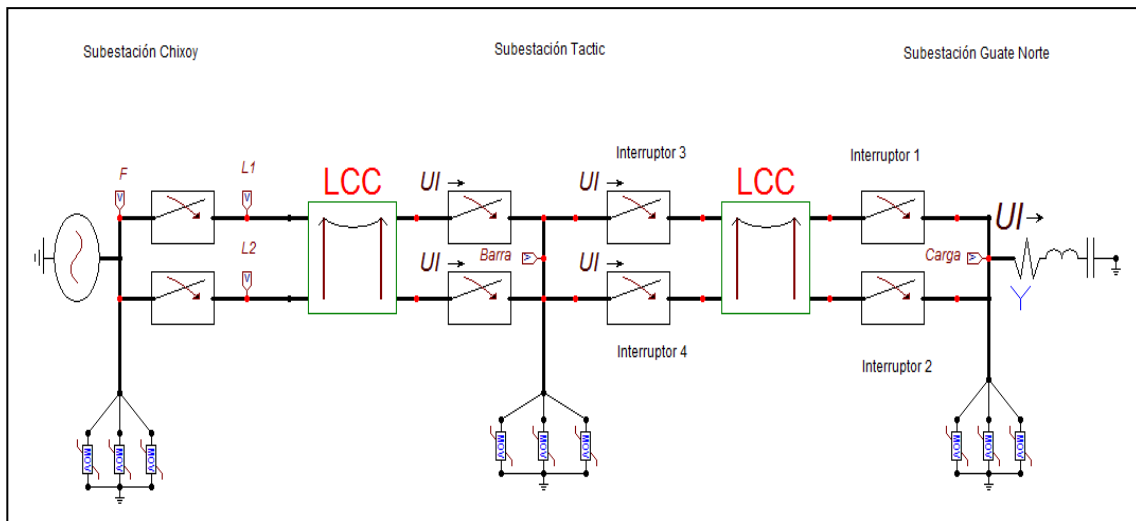


Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Se observa en las oscilografías de las figuras 52 y 53 los transitorios generados por el cierre del interruptor de 230 kV de la Subestación de Tactic de la línea de transmisión proveniente de Guate Norte, los cuales son de gran amplitud en los primeros milisegundos y disminuyen hasta estabilizarse.

Para mitigar los efectos que puede provocar estas sobretensiones y sobrecorrientes, en los equipos de potencia, se instalará resistencias no lineales en la parte cercana a las mufas del módulo GIS, así se evita el daño en los equipos y se evita la reducción de su vida útil anticipada, representadas en el circuito de la figura 54.

Figura 54. **Circuito de las líneas Tactic a Guate Norte con resistencias no lineales**

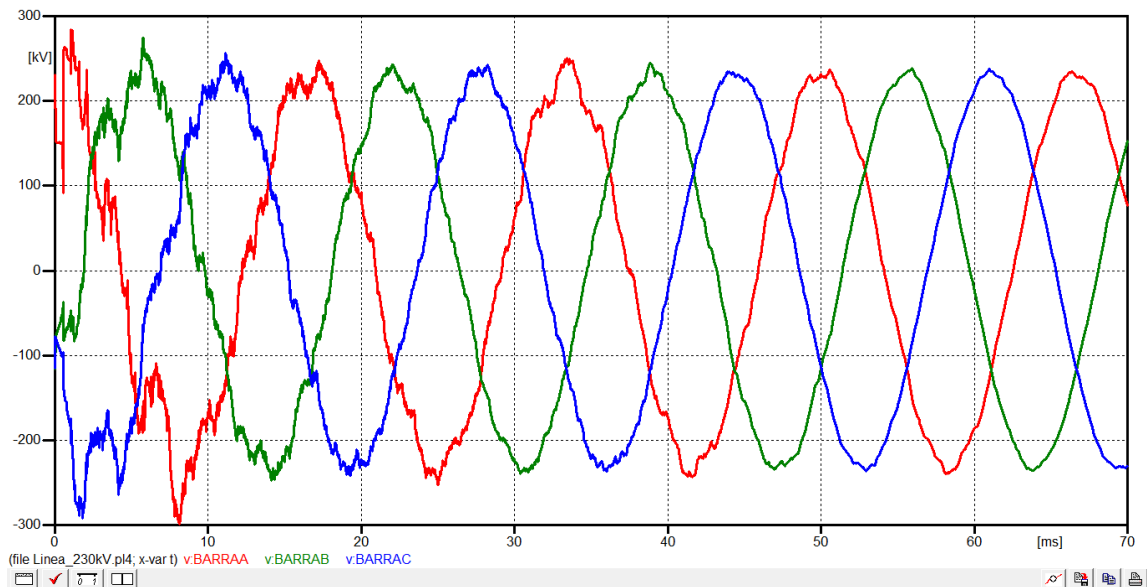


Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Se realizará la modelación de este circuito tomando como referencia los mismos datos del análisis si resistencias no lineales, con los 2 interruptores que representan los de la Subestación Guate Norte cerrados en tiempo -1 s, los

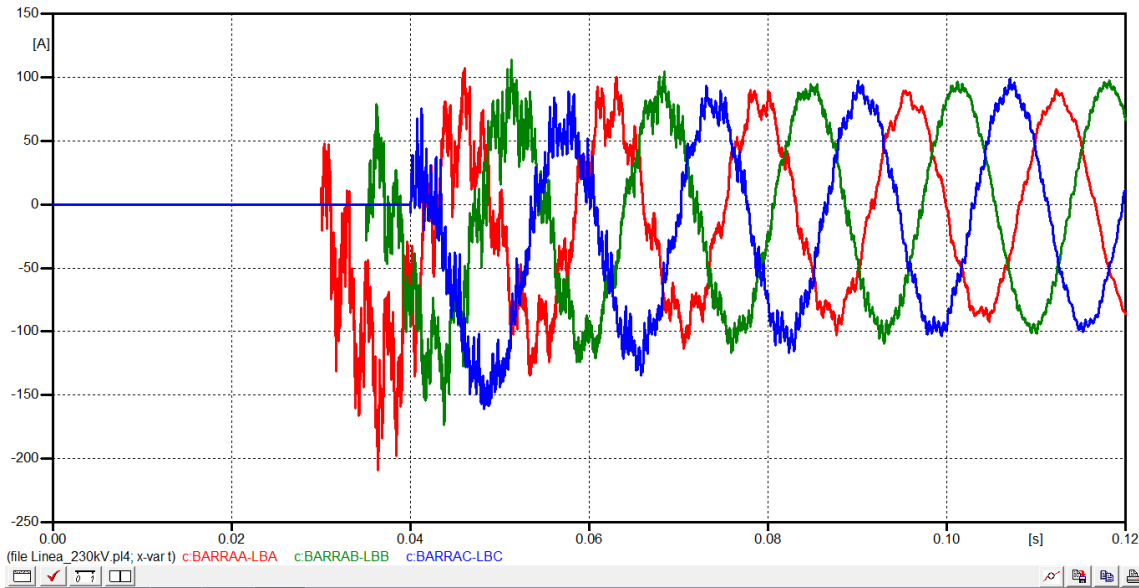
interruptores 3 y 4 son los de la Subestación Tactic se cierran de la siguiente forma: el interruptor 3 en tiempo 0 y el interruptor 4 actúa para diferentes tiempos en cada una de las fases, para la fase A en 0,030 s, para la fase B en 0,035 s y para la fase C en 0,040 s.

Figura 55. **Sobretensiones en el cierre de las líneas Tactic a Guate Norte con resistencias no lineales**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Figura 56. **Sobrecorrientes en el cierre de las líneas Tactic a Guate Norte con resistencias no lineales**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

En las oscilografías de las figuras 55 y 56, se puede observar el comportamiento de la línea con resistencias no lineales en los extremos de la misma, y se han obtenido valores considerables para limitar las sobretensiones, como se detalla en la tabla XVIII.

Tabla XVIII. **Limitación de sobretensiones y sobrecorrientes**

Fase	Sobretensiones sin resistencias no lineales (kV)	Sobretensiones con resistencias no lineales (kV)	Sobrecorrientes sin resistencias no lineales (A)	Sobrecorrientes sin resistencias no lineales (A)
A	347	298	387	208
B	272	272	257	173
C	281	292	188	161

Fuente: elaboración propia.

4.7.3. En banco de transformación 230/69 kV de 3 X 50 MVA

Considerando un caso en el cual se analizan las sobretensiones transitorias en maniobras de cierre de un banco de transformación de 230/69 kV, conformado por 3 transformadores monofásicos de 50 MVA, se analizará el comportamiento por medio del programa ATP, para ello se utilizan los datos de la tabla XIX.

Tabla XIX. Datos del banco de transformación 230/69 kV

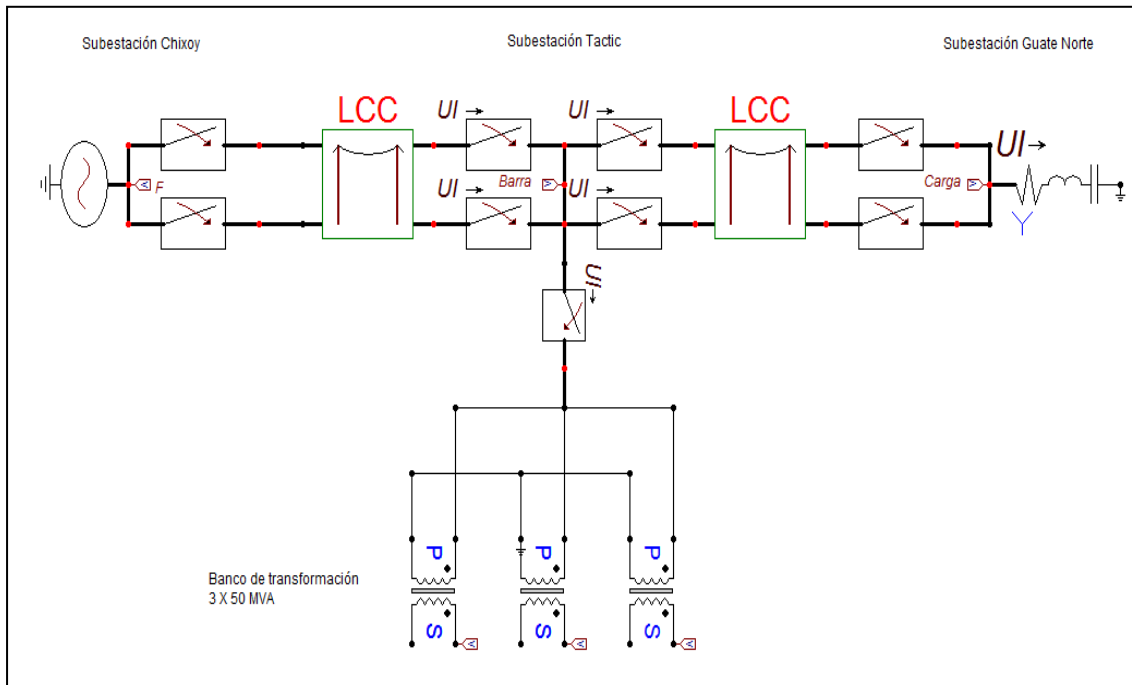
Fase R		Fase S	
Marca	ABB	Marca	ABB
Serie	88910	Serie	88913
Tensión	230/69/13,8 kV	Tensión	230/69/13,8 kV
Potencia	37,5/50 MVA	Potencia	37,5/50 MVA
Fase T		RESERVA	
Marca	ABB	Marca	ABB
Serie	88911	Serie	88912
Tensión	230/69/13.8 kV	Tensión	230/69/13,8 kV
Potencia	37,5/50 MVA	Potencia	37,5/50 MVA

Fuente: elaboración propia.

Debido a que el banco está conformado por 3 transformadores monofásicos, se utilizará el método Saturable de ATP, modelo para transformadores de potencia monofásicos, y representa con gran exactitud los efectos del circuito eléctrico y del circuito magnético, su respuesta ante los fenómenos transitorios es satisfactoria.

Para modelar el banco de transformación, se utilizará el circuito de la figura 57, y representa los 3 transformadores monofásicos de 50 MVA, los cuales se encuentran en vacío, en este modelo no se toma en cuenta la LT ya que un transformador se energiza lo más cerca posible de la fuente.

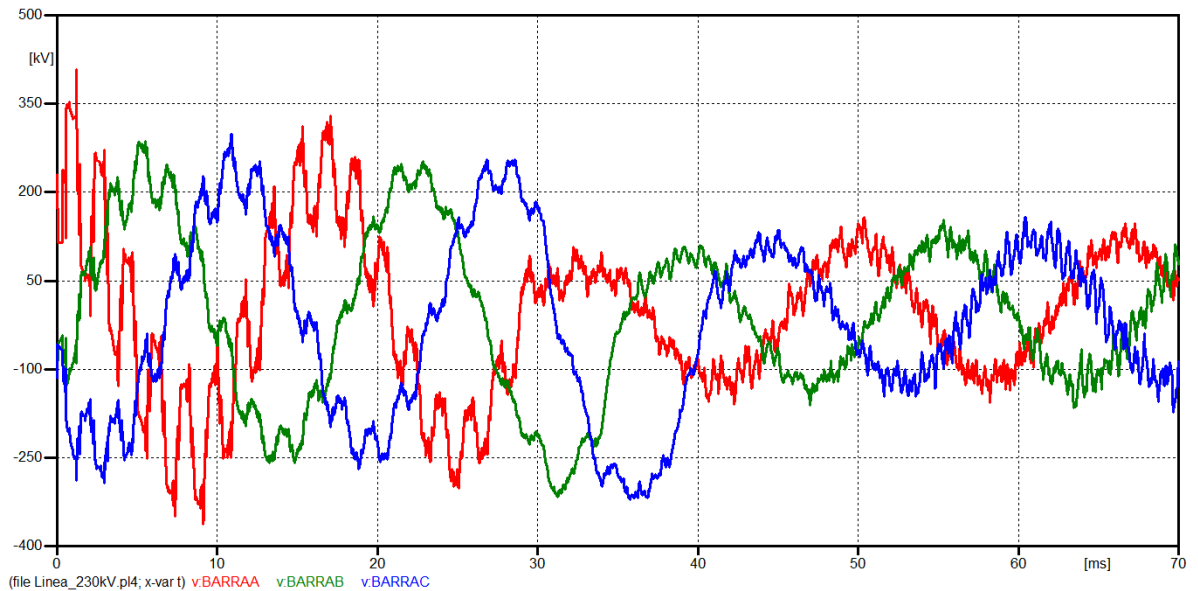
Figura 57. Circuito del banco de transformación de 230/69 kV



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Este ejemplo consiste en lo siguiente: Los interruptores de la línea Chixoy I y II a Tactic y de la línea Tactic a Guate Norte I y II, se encuentran cerrados en tiempo -1 s y el interruptor de 230 kV del banco de transformación actúan para diferentes tiempos en cada una de las fases, para la fase A en 0,030 s, para la fase B en 0,035 s y para la fase C en 0,040 s.

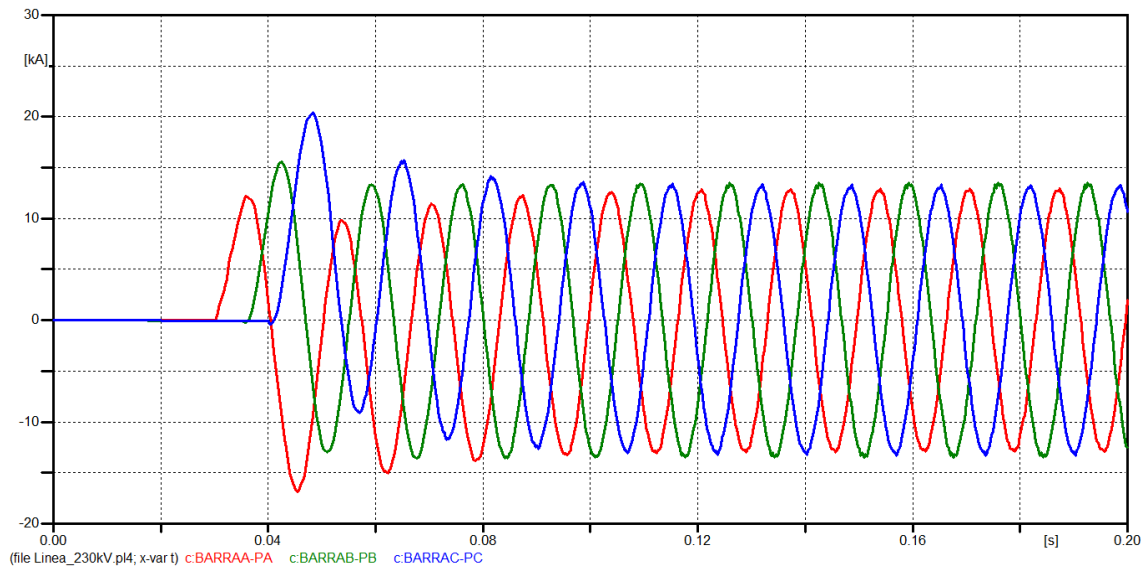
Figura 58. **Sobretensiones en el cierre del banco de transformación
230/69 kV**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Se puede observar en las gráficas de las figuras 58 y 59 los transitorios generados por el cierre de los interruptores del banco de transformación de 230/69 kV de la subestación Tactic.

Figura 59. **Sobrecorrientes en el cierre del banco de transformación
230/69 kV**

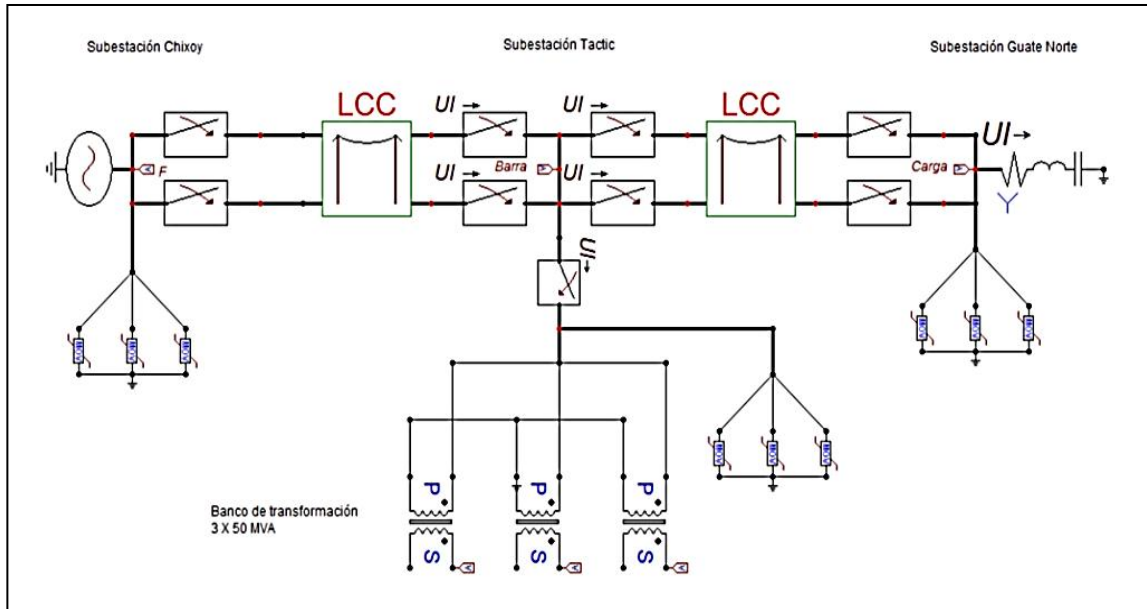


Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Para mitigar los efectos que puede provocar estas sobretensiones en los equipos de potencia, y puede provocar la reducción de su vida útil, se instalará resistencia no lineales en la parte cercana a las mufas del módulo GIS, representadas en la figura 60.

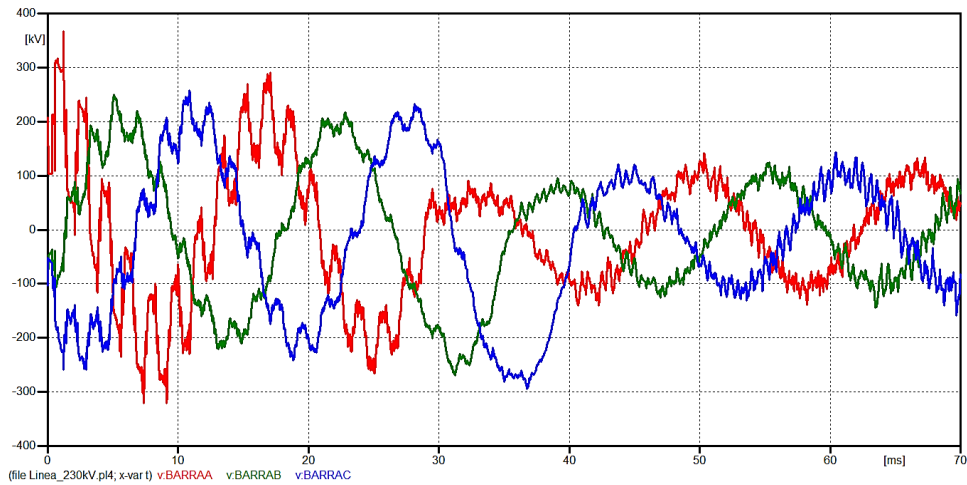
Se llevará a cabo la modelación de este circuito tomando como referencia los mismos datos del modelo sin resistencias no lineales, con los interruptores de las líneas de transmisión cerrados en tiempo -1 s y los interruptores del banco de transformación actúan para diferentes tiempos en cada una de las fases, para la fase A en 0,030 s, para la fase B en 0,035 s y para la fase C en 0,040 s.

Figura 60. **Circuito del banco de transformación 230/69 kV con resistencias no lineales**



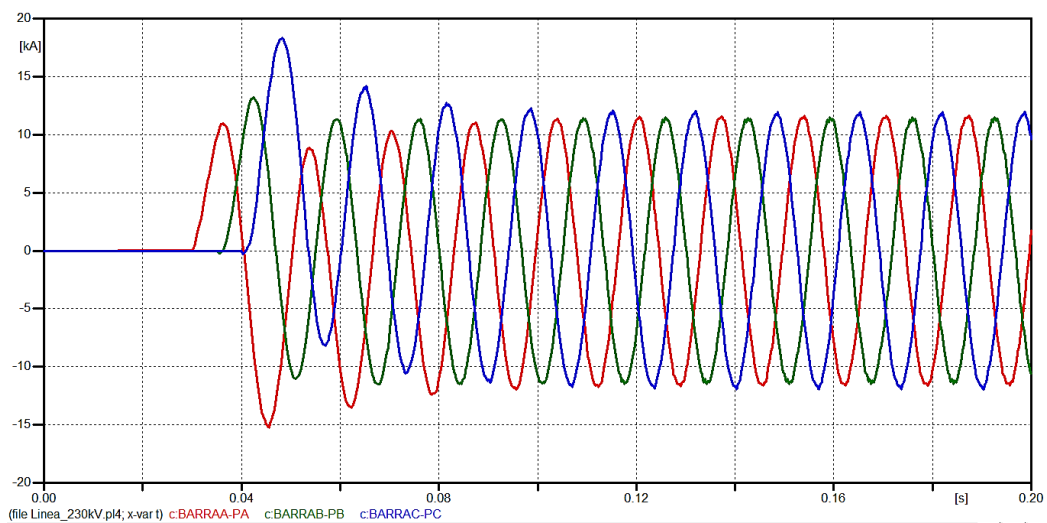
Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Figura 61. **Sobretensiones en el cierre del banco de transformación 230/69 kV con resistencias no lineales**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

Figura 62. **Sobrecorrientes en el cierre del banco de transformación 230/69 kV con resistencias no lineales**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Serial Monitor para Arduino.

En las oscilografías de las figuras 61 y 62, se puede observar el comportamiento del banco de transformación, con resistencias no lineales, y se ha obtenido valores considerables para limitar las sobretensiones, como se detalla en la tabla XX.

Tabla XX. **Limitación de sobretensiones y sobrecorrientes**

Fase	Sobretensiones sin resistencias no lineales (kV)	Sobretensiones con resistencias no lineales (kV)	Sobrecorrientes sin resistencias no lineales (A)	Sobrecorrientes con resistencias no lineales (A)
A	408	367	16,9	15
B	317	269	15,5	13
C	320	294	20	18

Fuente: elaboración propia.

4.8. Mitigación del efecto capacitivo en cables de potencia

La cubierta del cable en sistemas de alta tensión está conectada a tierra por un lado solo por razones térmicas. Este procedimiento se utiliza cada vez más en cables de media tensión para evitar pérdidas adicionales en la cubierta del cable.

Si la cubierta del cable permanece abierta en un lado, la cubierta puede soportar hasta el 50 % de una sobretensión entrante en el conductor interno en el lado sin conexión a tierra. El aislamiento de la funda no es capaz de hacer frente a este estrés por sobretensión. Pueden ocurrir descargas entre la cubierta y la tierra, que dañan el aislamiento externo de la cubierta.

Por eso es necesario proteger la cubierta del cable contra sobretensiones en el lado desenterrado con una resistencia no lineal. La tensión inducida a lo largo del revestimiento del cable en caso de cortocircuito es decisiva para la

tensión de funcionamiento continua U_c . La tensión inducida depende de la forma en que se instala el cable y puede, como máximo, llegar a 0,3 kV por kA de corriente de cortocircuito y km de longitud del cable.

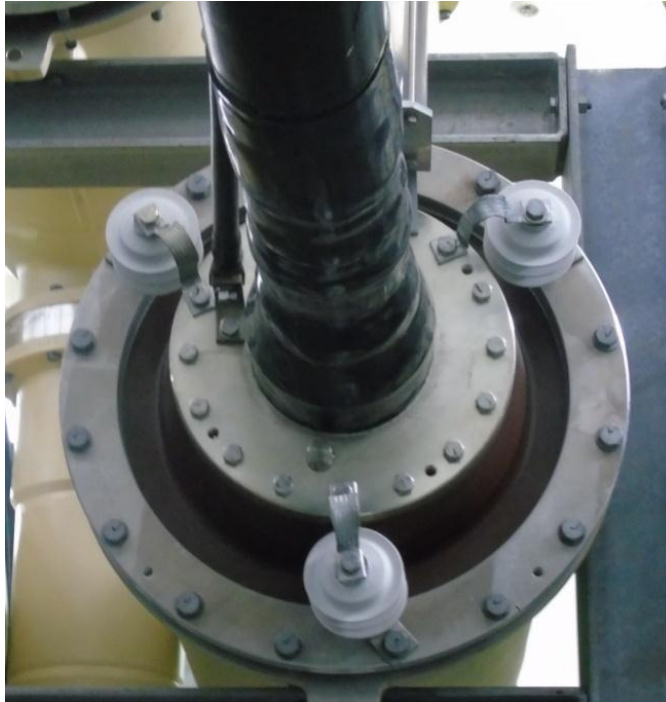
En la subestación Tactic, al momento de realizar una maniobra de apertura o cierre de línea, se producían destellos en el cable de potencia, y se realizó la instalación de resistencias no lineales en las mufas de cada salida de línea del módulo aislado en gas SF₆, colocando las resistencias con una separación de 120 ° entre ellas.

Figura 63. **Instalación de resistencias no lineales**



Fuente: Sala de mando. Subestación Tactic, INDE.

Figura 64. **Resistencias instaladas**



Fuente: Sala de mando. Subestación Tactic, INDE.

4.9. Mitigación del flujo de corriente entre cable de tierra

En inspección de campo se detectó que en los cables de tierra circulaba una corriente la cual provenía del sistema de la puesta a tierra multiterrizada del enlace con cable de potencia de 230 kV al banco de transformadores de la subestación Tactic, producido por la existencia de un circuito cerrado entre dicho enlace.

Se realizó la migración hacia el sistema de puesta a tierra tipo single point bond, por medio de cajas monopolares con grado de hermeticidad IP68

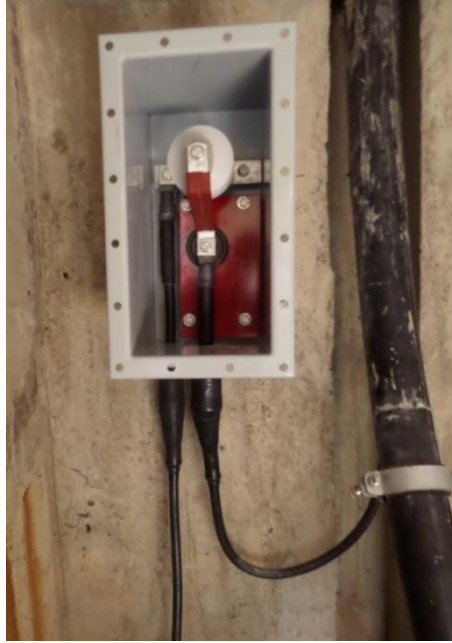
colocadas en cada una de las terminales las cuales contenían resistencias no lineales que limitan el flujo de corriente.

Figura 65. Instalación de sistema puesta a tierra



Fuente: Fosa de cableado. Subestación Tactic, INDE.

Figura 66. **Sistema de Puesta a tierra en un solo extremo**



Fuente: Fosa de cableado. Subestación Tactic, INDE.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE RESISTENCIAS NO LINEALES

El análisis económico de la implementación de las resistencias no lineales, es indispensable para tomar en cuenta el monto de la inversión inicial que se necesita, pues con base en ello se tomarán decisiones para desarrollar el proyecto, habrá que verificar que, aparte de la mejoría técnica, se logren ahorros económicos que justifiquen la implementación de las mismas.

Es importante mencionar que cualquier esfuerzo que se realice para lograr reducir las sobretensiones en las instalaciones de las subestaciones GIS, es muy valioso, si se toma en cuenta que el sistema se torna más estable y los equipos de potencia tienen un envejecimiento normal, con ello se garantiza la continuidad del fluido eléctrico.

5.1. Inversión realizada en la aplicación del método

Se realizará el análisis considerando las 3 aplicaciones de las resistencias no lineales, vistas en el capítulo anterior, las cuales comprende la instalación de resistencias no lineales en estructuras para mitigación de las sobretensiones transitorias de maniobra y por descargas atmosféricas, instalación para la mitigación del efecto capacitivo en el cable de potencia y la instalación del sistema de puesta a tierra tipo *single point bond*, que es por medio de resistencias no lineales.

Se tomara como referencia el tipo de cambio siguiente, de acuerdo al banco de Guatemala: 1 US \$ = Q 7 70206.

5.1.1. Instalación en estructuras

Se estima que el costo por cada resistencia no lineal ya instalada en la estructura (incluido el costo del montaje) es de Q. 15 000,00. Tomando en cuenta que son 3 resistencias no lineales por cada campo de 230 kV, en la tabla XXI se calcula el total.

Tabla XXI. **Costo de la instalación de las resistencias no lineales en estructuras**

Campos	Cantidad de resistencias no lineales	Costo
Chixoy 2	6	Q 90 000,00
Guate Norte	6	Q 90 000,00
Banco de transformación	3	Q 45 000,00
	Total	Q 225 000,00

Fuente: elaboración propia.

5.1.2. Instalación en cable de potencia

Se estima que el costo por cada resistencia no lineal ya instalada en las bases de las mufas de cada campo (incluido el costo del montaje), es de Q. 9 000,00. Tomando en cuenta que son 3 resistencias no lineales por cada campo de 230 kV, en la tabla XXII se calcula el total.

Tabla XXII. Costo de la instalación de las resistencias no lineales en cables de potencia

Campos	Cantidad de resistencias no lineales	Costo
Chixoy 2	6	Q 54 000,00
Guate Norte	6	Q 54 000,00
Banco de transformación	9	Q 81 000,00
	Total	Q 189 000,00

Fuente: elaboración propia.

5.1.3. Instalación en puesta a tierra

Se estima que el costo por cada caja monopolar con resistencia no lineal incluida, ya instalada en las en la puesta a tierra del enlace con cable de potencia al banco de transformadores de 230 kV (incluido el costo del montaje), es de Q. 50 000,00. Tomando en cuenta que son 3 cajas monopolares por cada cable de potencia del banco de transformación de 230 kV, en la tabla XXIII se calcula el total.

Tabla XXIII. Costo de la instalación de las resistencias no lineales en la puesta a tierra

Campos	Cantidad de resistencias no lineales	Costo
Banco de transformación	3	Q 150 000,00

Fuente: elaboración propia.

Para obtener la inversión total del método propuesto, se deben sumar los valores totales obtenidos de las 3 aplicaciones que se les darán a las resistencias no lineales calculados anteriormente, y se detalla en la tabla XXIV.

Tabla XXIV. **Inversión total a realizar**

Aplicaciones	Costo
Instalación en estructuras	Q 225 000,00
Instalación en cables de potencia	Q 189 000,00
Instalación en puesta a tierra	Q 150 000,00
Total	Q 564 000,00

Fuente: elaboración propia.

5.2. Costos de operación y mantenimiento

De acuerdo al reglamento de la Ley General de electricidad en su artículo 55 Cálculo del peaje (Reformado por el artículo 12, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007) en el menciona que los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, serán como máximo el 3 % del costo total de la inversión, para la Subestación Tactic tomamos el 1 %, en la tabla XXV se encuentran los cálculos de operación y mantenimiento de los métodos propuestos.

Tabla XXV. **Costos de operación y mantenimiento**

Aplicaciones	Inversión	Porcentaje de operación y mantenimiento	Costo por operación y mantenimiento
Instalación en estructuras	Q 225 000,00	1 %	Q 2 250,00
Instalación en cables de potencia	Q 189 000,00	1 %	Q 1 890,00
Instalación en puesta a tierra	Q 150 000,00	1 %	Q 1 500,00
Total			Q 5 640,00

Fuente: elaboración propia.

5.3. Cálculo de peaje

De acuerdo a la Ley General de Electricidad en sus artículos del 64 al 70 y al Reglamento de la Ley de Electricidad en su artículo 55, el uso de las

instalaciones de transmisión y transformación principal y secundaria, devengarán el pago de peajes a su propietario. Este se realiza a las instalaciones óptimamente dimensionadas.

El peaje será calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Peaje = Inversión * 13,05 \%$$

Tabla XXVI. **Calculo de peaje**

Aplicación	Inversión	Peaje anual
Instalación en estructuras	Q 225 000,00	Q 29 362,50
Instalación en cables de potencia	Q 189 000,00	Q 24 664,50
Instalación en puesta a tierra	Q 150 000,00	Q 19 575,00
	Total	Q 73 602,00

Fuente: elaboración propia.

5.4. Indisponibilidades programadas y forzadas

Las salidas no programadas de líneas de transmisión, en los sistemas eléctricos de potencia, provocadas por cualquier causa, implican daños a los equipos que se interconectan por las mismas, y pérdidas económicas cuantiosas a muchos sectores de la sociedad.

5.4.1. Estadísticas de indisponibilidades Subestación Tactic

De acuerdo con información del Centro Nacional de Operaciones CENADO, de ETCEE- INDE, el registro de salidas forzadas y programadas de las líneas de transmisión 230 kV. Chixoy 2 a Tactic y Tactic a Guate Norte, del año 2018, aparece indicado en la tabla XXVII.

Tabla XXVII. Registro de aperturas del 2018

Campo	No. De salidas por falla		No. De salidas por Mantenimiento	
	Cantidad	Tiempo de indisponibilidad	Cantidad	Tiempo de indisponibilidad
Línea 230 kV, Chixoy 2 a Tactic	4	3 horas, 23 minutos	3	20 horas, 55 minutos
Línea 230 kV, Tactic a Guate Norte	8	11 horas, 34 minutos	4	30 horas, 19 minutos

Fuente: elaboración propia.

5.4.2. Calculo de indisponibilidad forzada

De acuerdo a las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), en el capítulo III, artículo 46, Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada dice lo siguiente: la tolerancia a la Indisponibilidad Forzada, para cada una de las líneas de transmisión, dependerá de la categoría y del nivel de tensión según lo indicado en la tabla XXVIII.

Tabla XXVIII. Tolerancia de indisponibilidades forzadas

Categoría	Tensión kV	Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea, NTIF, por año
A, B y C	230	2
	138	3
	69	3

Fuente: Norma NTCSTS. *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 8.

Y en el artículo 47. Tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada dice lo siguiente: La tolerancia de la Duración Total de Indisponibilidad

Forzada, para cada línea, en función de la categoría de la línea y del nivel de tensión, será la indicada en la tabla XXIX.

Tabla XXIX. **Tolerancia de la duración de indisponibilidades forzadas**

Categoría	Tensión kV	Tolerancia a la duración total de las indisponibilidades forzadas para cada línea, DTIF, minutos, por año
A, B y C	230	180
	138	300
	69	300

Fuente: Norma NTCSTS. *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 9.

Para realizar el cálculo de las indisponibilidades forzadas, se utiliza el artículo 48. Sanción por indisponibilidad forzada en la cual dice lo siguiente: Para cada línea, en la que se superen las tolerancias correspondientes a la tasa de indisponibilidad o a la duración total de indisponibilidad forzada, la sanción se determinará de acuerdo a las siguientes ecuaciones.

Si el Número Total de Indisponibilidades Forzadas es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada Línea i , es igual a.

$$SNTIFL_i = [NTIFL_i - NTIF] * DTIFL_i / NTIFL_i * k * RHT / 60$$

Si la Duración Total de Indisponibilidad Forzada es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i , es igual a.

$$SDTIFL_i = [DTIFL_i - DTIF] * k * RHT / 60$$

La Sanción Total, para el período de control será.

$$ST = \sum SNTIFL_i + \sum SDTIFL_i$$

Donde:

- SNTIFLi: sanción, en quetzales, por el número total de indisponibilidad forzada para la línea i.
- SDTIFLi: sanción, en quetzales, por la duración total de indisponibilidad forzada para la línea i.
- NTIF: tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea.
- NTIFLi: número total de indisponibilidades forzadas, para la línea i.
- DTIF: Tolerancia a la duración total de indisponibilidad forzada para cada línea.
- DTIFLi: duración total de indisponibilidad forzada, para la línea i.
- RHT: remuneración horaria del transportista, para la instalación que corresponda, según el artículo 132 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

$$RHT = \text{Peaje anual} / 8,760 \text{ horas}$$

- ST: sanción total, para el período de control
- k: coeficiente según la categoría de la Instalación (k=2 para 230 kV)

Para poder calcular la indisponibilidad forzada de las líneas Chixoy 2 a Tactic y Tactic a Guate Norte, se debe calcular el peaje de las líneas y se toma como referencia lo descrito en el cálculo de peaje: Resolución CNEE-4-2017 en ella describe el peaje anual de los campos de cada subestación que se describen en la tabla XXX.

Tabla XXX. **Peaje de las líneas 230 kV de Tactic**

Subestación	Campo	Peaje en US \$ dólares americanos	Peaje en Q (1\$= Q 7,70206)
Chixoy 2	Tactic	1 482 432,33	11 417 782,75
Tactic	Chixoy 2 línea 1	17 273,11	133 038,53
	Chixoy 2 línea 2	17 273,11	133 038,53
Tactic	Guate Norte línea 1	17 273,11	133 038,53
	Guate Norte línea 2	17 273,11	133 038,53
Guate Norte	Tactic línea 1	60 971,38	469 605,23
	Tactic línea 2	60 971,38	469 605,23

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a los datos descritos anteriormente, para la línea Chixoy 2 a Tactic, se suman los peajes de los 2 circuitos de Tactic a Chixoy 2 y los del campo de Chixoy 2 a Tactic, la remuneración horaria del transportista es la siguiente.

$$RHT = \frac{\text{Peaje anual}}{8\,760 \text{ horas}} = \frac{11\,683\,859.81}{8\,760} = 1333,77$$

Para obtener la remuneración horaria del transportista para la línea Tactic a Guate Norte, se suman los peajes de los 2 circuitos de Tactic a Guate Norte y los 2 circuitos de Guate Norte a Tactic.

$$RHT = \frac{\text{Peaje anual}}{8\,760 \text{ horas}} = \frac{1\,205\,287,52}{8\,760} = 137,60$$

Con los valores de la remuneración horaria calculada anteriormente, se calcula la sanción de las indisponibilidades forzadas de las líneas 230 kV de Chixoy 2 a Tactic y Tactic a Guate Norte.

- Sanción de indisponibilidad forzada de la línea en doble circuito de 230 kV. Chixoy 2 a Tactic:

$$SNTIFL_i = [4 - 2] * \frac{203}{4} * 2 * \frac{1333,77}{60} = 4\,512,60$$

$$SDTIFL_i = [203 - 180] * 2 * \frac{1333,77}{60} = 1\,022,60$$

$$ST = 4\,512,60 + 1\,022,60 = 5\,535,20$$

- Sanción de indisponibilidad forzada de la línea en doble circuito de 230 kV. Tactic a Guate Norte:

$$SNTIFL_i = [8 - 2] * \frac{694}{8} * 2 * \frac{137,6}{60} = 2\,387,36$$

$$SDTIFL_i = [694 - 180] * 2 * \frac{137,6}{60} = 2\,357,54$$

$$ST = 2\,387,36 + 2\,357,54 = 4\,744,90$$

5.4.3. Cálculo de indisponibilidad programada

De acuerdo a las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE),

en el capítulo III, artículo 52, Sanción por indisponibilidad programada dice lo siguiente: La sanción por Indisponibilidad Programada estará en función de la Duración de la misma y se calcula según la siguiente ecuación:

$$SDIP = 0,1 * DIP * k * RHT/60$$

Donde:

- SDIP: sanción, en quetzales, por duración a la indisponibilidad programada.
- DIP: tiempo, en minutos, de la duración de cada indisponibilidad programada.

Tomando como referencia la ecuación anterior y los datos descritos en la tabla XXVII y XXX, se tiene lo siguiente.

- Sanción de indisponibilidad programada de la línea en doble circuito de 230 kV Chixoy 2 a Tactic:

$$SDIP = 0,1 * 1\,255 * 2 * \frac{1\,333,77}{60} = 5\,579,60$$

- Sanción de indisponibilidad programada de la línea en doble circuito de 230 kV. Tactic a Guate Norte.

$$SDIP = 0,1 * 1\,819 * 2 * \frac{137,60}{60} = 834,30$$

El valor total de la sanción de acuerdo a las aperturas programadas de las líneas 230 kV de Chixoy 2 a Tactic y Tactic a Guate Norte se describen a continuación.

$$SDIP = SDIP1 + SDIP2 = 5\,579,60 + 834,30 = 6\,413,90$$

5.5. Análisis estadístico

Para probar la hipótesis, que al instalar las resistencias no lineales en las estructuras de las líneas de transmisión, se reducirán las indisponibilidades forzadas de las líneas de Chixoy 2 a Tactic y Tactic a Guate Norte, se utilizará el método estadístico T Student, y se basa en establecer un intervalo de confianza, utilizando un nivel de confianza y los grados de libertad.

5.5.1. Distribución T Student

En probabilidad y estadística, la distribución-t o distribución t de Student, es una distribución de probabilidad que surge del problema de estimar la media de una población normalmente distribuida, cuando el tamaño de la muestra es pequeño.

$$t = \frac{\bar{X} - \mu}{\frac{s}{\sqrt{n}}}$$

Los usos para los cuales es idónea la utilización de este método estadístico son los siguientes:

- Para determinar el intervalo de confianza dentro del cual, se puede estimar la media de una población a partir de muestras pequeñas ($n < 30$).

- Para probar hipótesis cuando una investigación se basa en muestreo pequeño.
- Para probar si dos muestras provienen de una misma población.

5.5.2. Análisis de la muestra

Para realizar el análisis de la hipótesis, se tomara la muestra de la indisponibilidades de la línea de 230 kV de Tactic a RENACE, la cual es una línea privada que tiene instalada las resistencias no lineales.

Para lo cual se formulan los siguientes datos:

- Hipótesis nula, $H_0: \mu_0 < 2$
- Hipótesis alternativa, $H_1: \mu_1 > 2$

Tabla XXXI. **Estadístico de indisponibilidades forzadas línea 230 kV**

Núm.	Año	Indisponibilidades forzadas al año de la línea 230 kV a RENACE
1	2014	2
2	2015	1
3	2016	1
4	2017	3
5	2018	2

Fuente: elaboración propia.

- \bar{X} : Media muestral = 1,8
- S : Desviación típica muestral = 2
- n : Tamaño de la muestra = 5

Con los datos anteriores y, calculamos el estadístico.

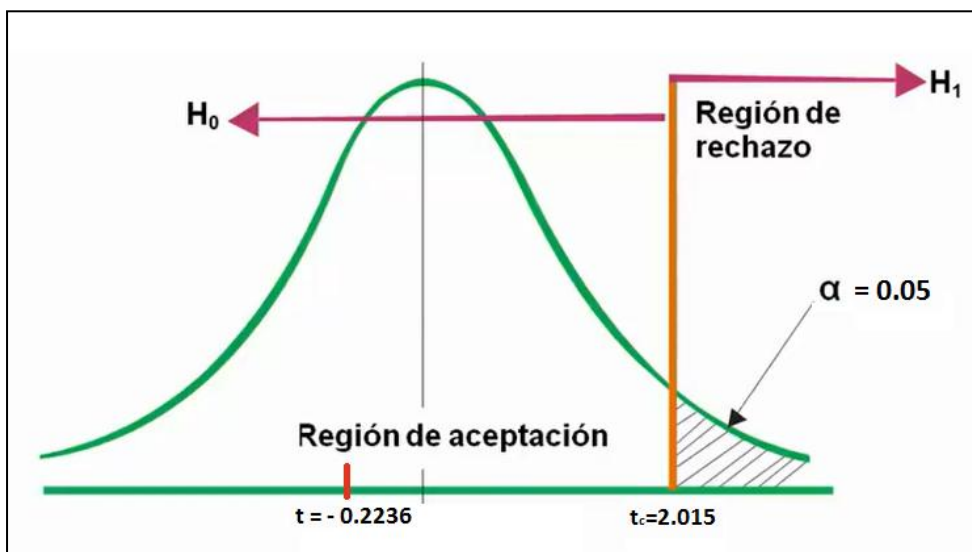
$$t = \frac{\bar{X} - \mu}{\frac{s}{\sqrt{n}}} = \frac{1,8 - 2}{\frac{2}{\sqrt{5}}} = -0,2236$$

Con la tabla de distribución T de Student descrita en el anexo C, encontramos el valor crítico, tomando un nivel de confianza de 95 % y con los grados de libertad de la muestra igual a 5.

$$t_c = 2,015$$

Los resultados obtenidos del cálculo de t y el valor obtenido de la tabla, se muestra en la figura 67.

Figura 67. **Gráfica T Student**



Fuente: elaboración propia, empleando Visio.

Debido a que el valor t calculado queda dentro de la región de aceptación, la hipótesis nula se acepta, y se determina que al instalar las resistencias no lineales en las líneas de transmisión, se reducen las indisponibilidades forzadas, y las indisponibilidades forzadas no sobrepasan las tolerancias de las normas de la CNEE.

5.6. Tiempo de recuperación de la inversión

Para el presente análisis, la evaluación económica está basada en una vida útil de las resistencias no lineales igual a 30 años, de acuerdo a la Ley General de Electricidad en su artículo 67, con una tasa interés del 13,05 % capitalizable anualmente, obtenida de la superintendencia de Bancos Guatemala, C.A.

Con los valores anteriores y la formula siguiente se determina el valor presente neto, y establece si una inversión es o no rentable.

$$VPN = -V_p * \sum \frac{f_c}{(1+i)^n}$$

Donde:

- VPN: Valor presente neto
- V_p : Valor presente (Inversión)
- f_c : Flujos de caja proyectados
- i : Interés anual
- n : tiempo

Se toma como ingresos el peaje generado por el equipo instalado, así como los ahorros que se obtienen de las indisponibilidades forzadas de las líneas de Chixoy 2 a Tactic y Tactic a Guate Norte, dado que la instalación de las resistencias no lineales, reducirán las aperturas por descargas electros atmosféricos.

Se realiza el cálculo por medio de una hoja Excel, y se describe en la tabla XXXII.

Tabla XXXII. **Calculo de valor presente neto**

Año	Ingresos				Egresos	Flujos de caja proyectado	Valor presente
	Ingresos por peaje	Sanción por indisponibilidades forzadas LT Chixoy a Tactic	Sanción por indisponibilidades forzadas LT Tactic a Guate Norte	Total			
0	0	0	0	0	Q564 000,00	-Q564 000,00	-Q564 000,00
1	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q69 210,17
2	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q61 220,85
3	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q54 153,78
4	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q47 902,51
5	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q42 372,85
6	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q37 481,51
7	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q33 154,81
8	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q29 327,56
9	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q25 942,12
10	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q22 947,47
11	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q20 298,51
12	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q17 955,34
13	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q15 882,66
14	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q14 049,23
15	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q12 427,45
16	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q10 992,88
17	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q9 723,91
18	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q8 601,42
19	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q7 608,51
20	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q6 730,22
21	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q5 953,31
22	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q5 266,09
23	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q4 658,19
24	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q4 120,47
25	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q3 644,82
26	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q3 224,08
27	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q2 851,91
28	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q2 522,69
29	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q2 231,49
30	Q73 602,00	Q5 535,20	Q4 744,90	Q83 882,10	Q5 640,00	Q78 242,10	Q1 973,89
						VPN	Q20 430,71

Fuente: elaboración propia.

5.7. Análisis

De acuerdo a lo calculado en la tabla XXXII, la inversión realizada en la aplicación del método de resistencias no lineales, hay una rentabilidad de Q 20 430,71.

Más allá de que la implementación de las aplicaciones del método de resistencias no lineales en cualquier campo de las Subestaciones GIS, se justifiquen o no económicamente, se puede determinar que su implementación, ayuda a reducir el envejecimiento anormal de los equipos, evitando así un gasto innecesario por la compra de nuevos equipos en tiempos más reducidos.

Además de producir un ahorro de energía eléctrica, por medio de la eliminación de la circulación de corriente en la puesta a tierra, entre el banco de transformación y el módulo aislado en gas SF6.

CONCLUSIONES

1. La aplicación del método de resistencias no lineales elimina las sobretensiones transitorias generadas por descargas electro atmosféricas, maniobras y efecto capacitivo en el cable de potencia; el interés de llevar a cabo esta propuesta ha nacido por la necesidad de eliminar los desgastes de los equipos.
2. La instalación del método de puesta a tierra multiaterrizada por medio de cajas monopolares con resistencias no lineales en las pantallas de los cables de potencia entre el banco de transformadores y el módulo aislado en gas SF6 permite el retorno de las corrientes de falla y elimina las pérdidas de energía por la circulación de corriente en condiciones normales de operación.
3. Las sobretensiones por maniobra dependen del estado del interruptor, de los parámetros de la línea de transmisión, de las características del banco de transformación, de parámetros de la fuente; llega a ser complejo y es conveniente analizar las sobretensiones transitorias mediante programa de software aplicado.

RECOMENDACIONES

1. Las resistencias no lineales son uno de los elementos principales para limitar las sobretensiones por maniobra y por descargas parciales, pero se debe realizar un análisis particular para el cálculo de las mismas de acuerdo a las características de cada subestación.
2. Realizar un estudio para la aplicación del sistema de puesta a tierra por método de conexión especial utilizando resistencias no lineales, y eliminar la circulación de corriente en la pantalla metálica que genera pérdidas por efecto Joule, y proporcionar una adecuada protección en descargas atmosféricas y maniobras de interrupción.
3. Se debe usar programas como el ATP, Aspen, Matlab, etc.; en ellos se puede realizar un análisis preciso del comportamiento de las sobretensiones, de acuerdo a los parámetros de los equipos eléctricos, como a las líneas de transmisión, transformadores, interruptores, capacitores y reactores.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. *Overvoltage protection metal oxide surge arresters in medium voltage systems*. 5a ed. Suiza: ABB Ltd., 2011. 86 p.
2. Comisión Federal de Electricidad. *Diseño de subestaciones eléctricas de distribución en bajo perfil y encapsuladas en SF6*. México: Manual CFE DCDSEBPE, 2014. 84 p.
3. GARCÍA LOGOS, Fernando Augusto. *Estudio estadístico de sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas en líneas de transmisión*. México: Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, 2012. 114 p.
4. GREENWOOD, Allan. *Electrical transients in power systems*. 2a ed. New York: Wiley-Interscience Publication, 1991. 384 p.
5. LINARES VARGAS, Miguel Alejandro. *Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápido debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión*. Managua, Nicaragua: Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2013. 168 p.
6. LUGO NOGUERÓN, Isabel Adrián. *Simulación de la operación de apartarrayos en líneas de transmisión utilizando el programa ATP/EMTP*. México: Universidad Autónoma de México, 2008. 89 p.

7. MEJÍA VILLEGAS S.A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda., 2003. 778 p.

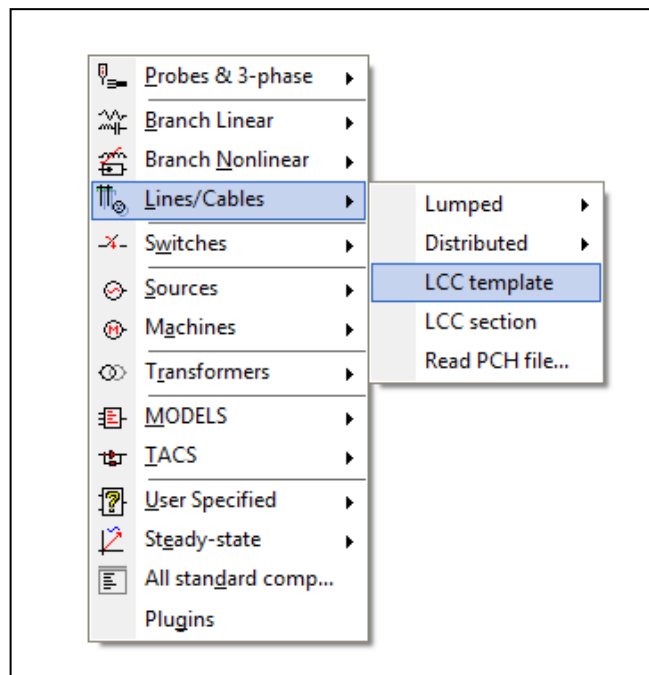
8. MONTALVO SAÁ, Leonardo Fabián. *Análisis de transitorios electromagnéticos en la energización de elementos de transmisión utilizando el programa Digsilent Power Factory*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional, 2010. 234 p.

APÉNDICES

Apéndice 1. Parámetros para modelar una línea de transmisión

Para elaborar un modelo de una línea de transmisión en ATP, se debe realizar la siguiente: crear un nuevo proyecto, aparecerá una hoja en blanco al hacer click derecho dentro de esta se le presentará un menú, en este debe elegir la opción LCC template.

Figura 1 A. Modelo de una línea de transmisión

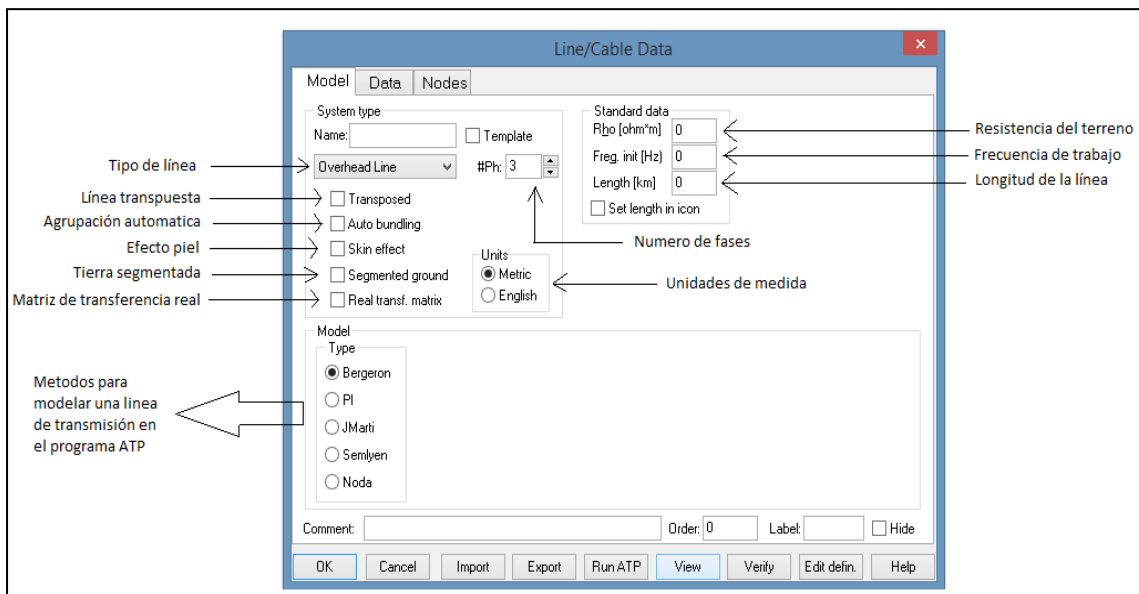


Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 1.

Al hacer click en dicho menú aparecerá un símbolo que representa la línea de transmisión al cual se le debe dar doble click izquierdo, aparecerá un cuadro de dialogo en donde se deberán ingresar los datos de la líneas, de la siguiente forma.

Figura 2 B. Línea de transmisión



Fuente: elaboración propia.

Después de colocado los datos generales de la línea de transmisión, se elige en el menú datos, en donde se deben ingresar los parámetros de la torre y los cables de la línea de acuerdo a la siguiente imagen.

Continuación del apéndice 1.

Figura 3 C. Menú de datos

The image shows a software dialog box titled "Line/Cable Data" with a "Data" tab selected. It contains a table with the following columns: #, Ph.no., Rin, Rout, Resis, Horiz, Vtower, Vmid, Separ, Alpha, and NB. The table has three rows of data, all with zero values. Below the table are several buttons: "Add row", "Delete last row", "Insert row copy", "Move" (with up and down arrows), "OK", "Cancel", "Import", "Export", "Run ATP", "View", "Verify", "Edit defin.", and "Help".

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Labels on the left side of the dialog box:

- Numero de la fase (points to Ph.no.)
- Radio interno del conductor (points to Rin)
- Radio externo del conductor (points to Rout)
- Resistencia en DC del conductor (points to Resis)
- Distancia horizontal de la torre al conductor (points to Horiz)

Labels on the right side of the dialog box:

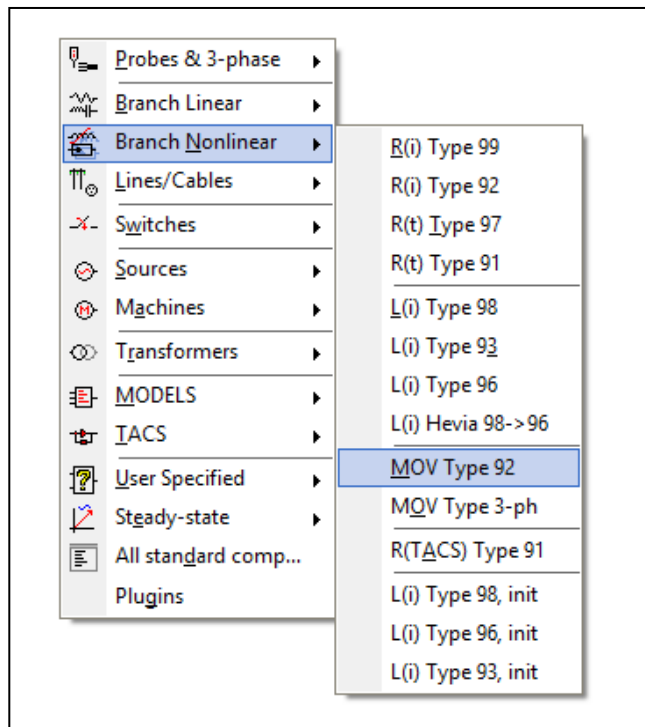
- Cantidad de conductores por fase (points to NB)
- Separación entre conductores de la misma fase (points to Separ)
- Distancia del suelo a la parte mas baja de la línea (points to Vtower)
- Distancia vertical del suelo al conductor (points to Vmid)

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Parámetros para modelar una resistencia no lineal

Para elaborar un modelo de una resistencia no lineal, se debe realizar lo siguiente: En la hoja hacer click derecho dentro de esta, se le presentará un menú en este se debe elegir la opción MOV Type 92.

Figura 4 D. Elegir la opción MOV Type 92

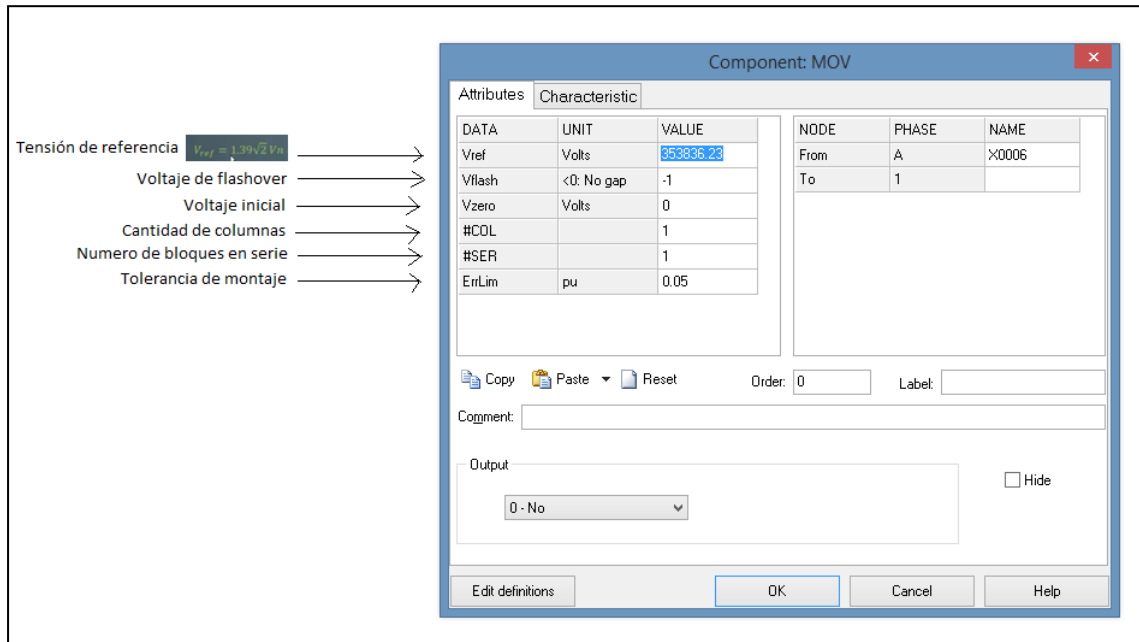


Fuente: elaboración propia.

Al hacer click en dicho menú aparecerá un símbolo que representa resistencia no lineal, al cual se le debe dar doble click izquierdo, aparecerá un cuadro de dialogo en donde se deberán ingresar los datos de la resistencia no lineal, de la siguiente forma.

Continuación del apéndice 2.

Figura 5 E. **Símbolo de resistencia no lineal**



Fuente: elaboración propia.

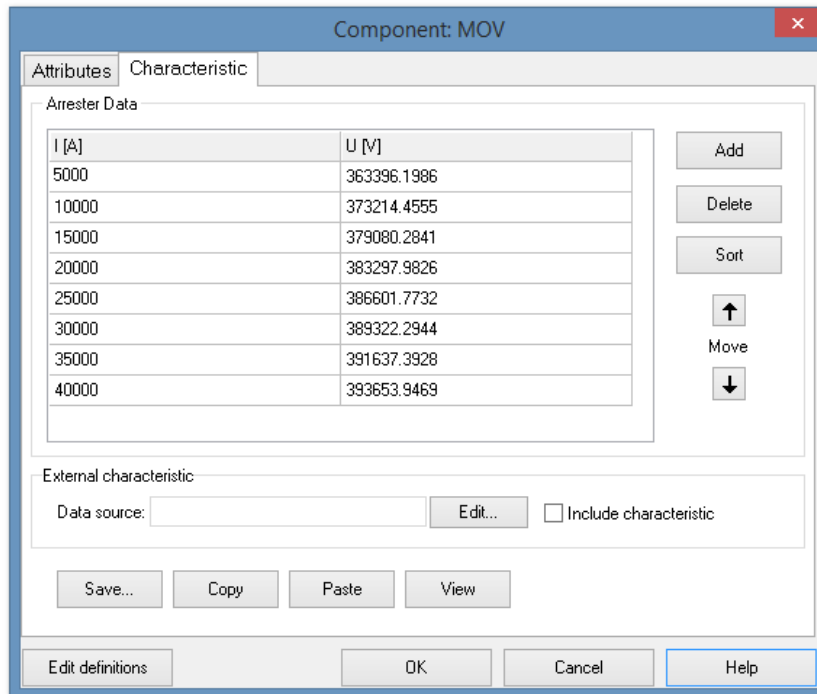
Después de colocado los datos generales de la resistencia no lineal, se elige en el menú de características, en donde se deben ingresar los parámetros de la curva característica de la resistencia no lineal, los cuales se calculan con la siguiente formula.

$$V = V_{ref} \times \left(\frac{I}{2500} \right)^{1/26}$$

Se tabula para un incremento de corriente.

Continuación del apéndice 2.

Figura 6 F. **Incremento de corriente**



Fuente: elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1. Tabla de ACSR

Nombre clave	Calibre	Nº hilos		Diámetro de cada hilo				Diámetro núcleo de acero		Diámetro exterior		Área sección de Aluminio	
		Aluminio	Acero	Aluminio		Acero							
Code word	Size	Nº of wire		Nominal wire diameter				Steel core diameter		Overall cable diameter		Aluminum cross section	
				Aluminum		Steel							
	AWG or kcmil	Aluminum	Steel	mm	mils	mm	mils	mm	in	mm	in	mm ²	kcmil
Ibis	397,5	26	7	3,14	123,6	2,44	96,1	7,32	0,288	19,9	0,783	201,2	397,5
Lark	397,5	30	7	2,92	115,1	2,92	115,1	8,77	0,345	20,5	0,806	201,4	397,5
Pelican	477	18	1	4,14	162,8	4,14	162,8	4,14	0,163	20,7	0,814	241,7	477
Flicker	477	24	7	3,58	141,0	2,39	94,0	7,16	0,282	21,5	0,846	241,7	477
Hawk	477	26	7	3,44	135,4	2,68	105,3	8,03	0,316	21,8	0,858	241,5	477
Hen	477	30	7	3,20	126,1	3,20	126,1	9,61	0,378	22,4	0,883	241,7	477
Heron	500	30	7	3,28	129,1	3,28	129,1	9,84	0,387	23,0	0,904	253,5	500
Osprey	556,5	18	1	4,47	175,8	4,47	175,8	4,47	0,176	22,3	0,879	281,8	556,5
Parakeet	556,5	24	7	3,87	152,3	2,58	101,5	7,73	0,304	23,2	0,914	282	556,5
Dove	556,5	26	7	3,72	146,3	2,89	113,9	8,67	0,341	23,5	0,927	282	556,5
Eagle	556,5	30	7	3,46	136,2	3,46	136,2	10,4	0,409	24,2	0,953	281,9	556,5
Peacock	605	24	7	4,03	158,9	2,69	105,9	8,07	0,318	24,2	0,953	306,7	605
Squab	605	26	7	3,87	152,5	3,01	118,6	9,04	0,356	24,5	0,966	306,5	605
Woodduck	605	30	7	3,61	142,0	3,61	142,0	10,8	0,426	25,3	0,994	306,6	605
Teal	605	30	19	3,61	142,0	2,16	85,2	10,82	0,426	25,3	0,994	306,6	605
Duck	605	54	7	2,69	105,9	2,69	105,9	8,07	0,318	24,2	0,953	306,9	605
Kingbird	636	18	1	4,78	188,0	4,78	188,2	4,78	0,188	23,9	0,94	322,3	636
Rock	636	24	7	4,14	162,8	2,76	108,5	8,27	0,326	24,8	0,977	322,3	636
Grosbeak	636	26	7	3,97	156,4	3,09	121,8	9,27	0,365	25,2	0,991	322,3	636
Scooter	636	30	7	3,70	145,6	3,70	145,6	11,1	0,437	25,9	1,019	322,2	636
Egret	636	30	19	3,70	145,6	2,22	87,4	11,1	0,437	25,9	1,019	322,2	636
Swift	636	36	1	3,38	132,9	3,38	132,9	3,38	0,133	23,6	0,93	322,3	636
Goose	636	54	7	2,76	108,5	2,76	108,7	8,28	0,326	24,8	0,977	322,1	636
Flamingo	666,6	24	7	4,23	166,7	2,82	111,1	8,47	0,333	33,9	1,333	337,8	666,6
Gannet	666,6	26	7	4,07	160,1	3,16	124,5	9,49	0,373	25,8	1,014	337,8	666,6
Gull	666,6	54	7	2,82	111,0	2,82	111,0	8,46	0,333	25,4	0,999	337,3	666,6
Stilt	715,5	24	7	4,39	172,7	2,92	115,1	8,77	0,345	26,3	1,036	362,6	715,5
Starling	715,5	26	7	4,21	165,9	3,28	129	9,83	0,387	26,7	1,051	362,6	715,5
Redwing	715,5	30	19	3,92	154,4	2,35	92,6	11,8	0,463	27,5	1,081	362,4	715,3
Crow	715,5	54	7	2,92	115	2,92	115,0	8,8	0,345	26,3	1,036	361,6	713,7
Cuckoo	795	24	7	4,62	182	3,08	121,3	9,2	0,364	27,7	1,092	402,9	795
Drake	795	26	7	4,44	174,9	3,45	136,0	10,4	0,408	28,1	1,107	402,9	795,2
Coot	795	36	1	3,77	148,6	3,77	148,6	3,8	0,149	26,4	1,04	402,7	794,8
Tern	795	45	7	3,38	132,9	2,25	88,6	6,8	0,266	27,0	1,063	402,8	795
Condor	795	54	7	3,08	121,3	3,08	121,3	9,2	0,364	27,7	1,092	402,6	794,5
Mallard	795	30	19	4,14	162,8	2,48	97,7	12,4	0,489	29,0	1,14	402,9	795,1

Continuación del anexo 1.

Nombre clave	Masa nominal						Esfuerzo mínimo de c/ hilo de acero al 1% de extensión		Carga a la rotura del cable ACSR		Resistencia nominal c.c. a 20°C		Capacidad de corriente
	Aluminio		Acero		Total								
	Total mass						Stress at 1% extension of each steel wire		Rated strength ACSR		Nominal d.c. resistance at 20 °C		Ampacity
Code word	Aluminum		Steel		Total		Minimum	Minimum	kgf	kips	Ω/km	Ω/kft	A*
	kg/km	lb/ kft	kg/km	lb/ kft	kg/km	lb/ kft	MPa	ksi					
Ibis	557,9	374,9	256,0	172	812,8	546,0	1275	185	7394	16,3	0,1435	0,0437	587
Lark	559,9	376,2	372,9	250,5	925,3	621,8	1275	185	9208	20,3	0,1437	0,0438	595
Pelican	666,9	448,1	105,0	70,6	769,8	517,3	1172	170	5352	11,8	0,1189	0,0362	646
Flicker	670,2	450,3	245,0	164,6	913,6	613,9	1275	185	7802	17,2	0,120	0,0364	655
Hawk	669,6	449,9	307,3	206,5	977	656,4	1275	185	8860	19,5	0,1196	0,0364	659
Hen	671,9	451,5	440,6	296	1112	747,5	1241	180	10804	23,8	0,1197	0,0365	667
Heron	704,5	473,4	462,0	310,4	1167	783,9	1241	180	11330	25,0	0,1142	0,0348	687
Osprey	777,6	522,5	121,8	81,86	899	604,4	1172	170	6220	13,7	0,102	0,0311	711
Parakeet	781,9	525,4	285,4	191,8	1067	717,2	1275	185	9998	19,8	0,1024	0,0312	721
Dove	781,8	525,3	358,9	241,2	1141	766,5	1275	185	10255	22,6	0,1024	0,0312	726
Eagle	783,5	526,5	513,8	345,3	1297	871,8	1241	180	12600	27,8	0,1027	0,0313	734
Pheasant	850,5	571,5	310,7	208,8	1161	790,3	1275	185	9781	21,6	0,094	0,0287	760
Squab	849,7	571	389,6	261,8	1239	832,8	1275	185	11037	24,3	0,094	0,0287	765
Woodduck	852	572,5	558,7	375,4	1411	948,0	1172	170	13118	28,9	0,094	0,0288	774
Teal	852	572,5	546,9	367,5	1399	940,0	1310	190	13582	30,0	0,094	0,0288	773
Duck	850,9	571,8	310,7	208,8	1162	790,6	1275	185	10073	22,2	0,094	0,0287	751
Kingbird	889,4	597,6	139,6	93,81	1029	691,4	1172	170	7117	15,7	0,089	0,0272	774
Rock	893,6	600,5	326,2	219,2	1220	819,6	1275	185	10272	22,6	0,090	0,0273	784
Grosbeak	893,7	600,5	409,8	275,3	1303	875,9	1241	180	11432	25,2	0,090	0,0273	789
Scoter	895,6	601,8	587,3	394,6	1483	996,4	1172	170	13789	30,4	0,090	0,0274	798
Egret	895,6	601,8	575,6	386,8	1471	988,6	1310	190	14299	31,5	0,090	0,0274	798
Swift	889,1	597,5	69,6	46,8	959	644,3	1241	180	6242	13,8	0,089	0,0272	760
Goose	893,2	600,2	327,1	219,8	1220	820,0	1275	185	10588	23,3	0,090	0,0273	775
Flamingo	936,5	629,3	342	229,8	1278	859,1	1275	185	10767	23,7	0,085	0,0261	808
Gannet	936,5	629,3	429,4	288,5	1366	917,8	1241	180	11979	26,4	0,085	0,0261	813
Gull	935,1	628,4	341,5	229,5	1277	857,8	1275	185	10962	24,2	0,088	0,0261	796
Stilt	1006	675,6	367,2	246,7	1373	922,3	1275	185	11560	25,5	0,08	0,0243	844
Starling	1006	675,6	461,2	309,9	1467	985,5	1241	180	12863	28,4	0,08	0,0243	849
Redwing	1007	676,9	646,1	434,1	1653	1111	1275	185	15673	34,6	0,080	0,0243	859
Crow	1003	673,7	366,2	246	1369	919,8	1275	185	11753	25,9	0,080	0,0243	832
Cuckoo	1117	750,6	407,6	273,9	1525	1024	1241	180	12662	27,9	0,072	0,0218	901
Drake	1117	750,7	512,3	344,3	1629	1095	1241	180	14292	31,5	0,072	0,0218	907
Coot	1111	746,6	87,0	58,48	1198	805,1	1172	170	7596	16,7	0,071	0,0217	872
Tern	1117	750,5	217,4	146,1	1334	896,6	1310	190	10012	22,1	0,072	0,0218	879
Condor	1116	750,1	407,6	273,9	1524	1024	1241	180	12780	28,2	0,072	0,0219	889
Mallard	1120	752,4	719,5	483,5	1839	1236	1275	185	17442	38,5	0,072	0,0219	917

Continuación del anexo 1.

ACSR ACSR													
Nombre clave	Calibre	Nº hilos		Diámetro de cada hilo				Diámetro núcleo de acero	Diámetro exterior		Área sección de Aluminio		
		Aluminio	Acero	Aluminio		Acero							
Code word	Size	Nº of wire		Nominal wire diameter				Steel core diameter		Overall cable diameter		Aluminum cross section	
				Aluminum		Steel							
	AWG or kcmil	Aluminum	Steel	mm	mils	mm	mils	mm	in	mm	in	mm ²	kcmil
Petrel	101,8	12	7	2,34	92,1	2,34	92,1	7,02	0,276	11,7	0,46	51,6	101,8
Minorca	110,8	12	7	2,44	96,1	2,44	96,1	7,32	0,288	12,2	0,481	56,2	110,8
Leghorn	134,6	12	7	2,69	105,9	2,69	105,9	8,07	0,318	13,5	0,53	68,2	134,6
Guinea	159	12	7	2,92	115,1	2,92	115,1	8,77	0,345	14,6	0,58	80,6	159
Dotterel	176,9	12	7	3,08	121,4	3,08	121,4	9,25	0,364	15,4	0,607	89,6	176,9
Dorking	190,8	12	7	3,20	126,1	3,20	126,1	9,61	0,378	16,0	0,631	96,7	190,8
Brahma	203,2	16	19	2,86	112,7	2,48	97,7	12,4	0,489	18,1	0,714	103	203,3
Dog	207,2	6	7	4,72	185,8	1,57	61,8	4,71	0,185	14,2	0,557	105	207,2
Cochin	211,3	12	7	3,37	132,7	3,37	132,7	10,1	0,398	16,9	0,66	107	211,2
Wren	8	6	1	1,33	52,4	1,33	52,4	1,33	0,052	4,0	0,157	8,30	16,5
Turkey	6	6	1	1,68	66,1	1,68	66,1	1,68	0,066	5,0	0,198	13,30	26,2
Thrush	5	6	1	1,89	74,4	1,89	74,4	1,89	0,074	5,7	0,223	16,80	33,2
Swan	4	6	1	2,12	83,4	2,12	83,4	2,12	0,083	6,4	0,25	21,14	41,7
Swanate	4	7	1	1,96	77,2	2,61	102,8	2,61	0,103	6,5	0,257	21,12	41,7
Swallow	3	6	1	2,38	93,7	2,38	93,7	2,38	0,094	7,1	0,281	26,69	52,7
Sparrow	2	6	1	2,67	105,2	2,67	105,2	2,67	0,105	8,0	0,316	33,64	66,4
Sparate	2	7	1	2,47	97,4	3,29	129,5	3,29	0,13	8,2	0,324	33,66	66,4
Robin	1	6	1	3,00	118,1	3,00	118,1	3,00	0,118	9,0	0,354	42,41	83,7
Raven	1/0	6	1	3,37	132,7	3,37	132,7	3,37	0,133	10,1	0,398	53,56	106,7
Quail	2/0	6	1	3,78	148,9	3,78	148,9	3,78	0,149	11,4	0,447	67,40	133
Pigeon	3/0	6	1	4,25	167,2	4,25	167,2	4,25	0,167	12,7	0,502	85,00	167,7
Auk	203	8	7	4,05	159,3	2,25	88,6	6,75	0,266	14,8	0,584	102,9	203
Penguin	4/0	6	1	4,77	187,8	4,77	187,8	4,77	0,188	14,3	0,563	107,2	211,6
Coyote	260	26	7	2,54	100,0	1,98	78,0	5,94	0,234	16,1	0,634	131,7	260
Waxwing	266,8	18	1	3,09	121,7	3,09	121,7	3,09	0,122	15,5	0,608	135,1	266,8
Owl	266,8	6	7	5,36	211,0	1,79	70,5	5,37	0,211	16,1	0,633	135,4	266,8
Partridge	266,8	26	7	2,57	101,3	2,00	78,8	6,01	0,236	16,3	0,642	135,2	266,8
Phoebe	300	18	1	3,28	129,1	3,28	129,1	3,28	0,129	16,4	0,646	152,1	300,2
Ostrich	300	26	7	2,73	107,4	2,12	83,5	6,36	0,251	17,3	0,680	152,0	299,9
Piper	300	30	7	2,54	100	2,54	100	7,62	0,3	17,8	0,700	152,0	300
Merlin	336,4	18	1	3,47	136,7	3,47	136,7	3,47	0,137	17,4	0,683	170,4	336,4
Linnet	336,4	26	7	2,89	113,7	2,25	88,4	6,74	0,265	18,3	0,720	170,3	336,4
Oricle	336,4	30	7	2,69	105,9	2,89	105,9	8,07	0,318	18,8	0,741	170,5	336,4
Chickadee	397,5	18	1	3,77	148,6	3,77	148,6	3,77	0,149	18,9	0,743	201,4	397,5
Brant	397,5	24	7	3,27	128,7	2,18	85,8	6,54	0,257	19,6	0,772	201,4	397,5

Continuación del anexo 1.

Nombre clave	Masa nominal						Esfuerzo mínimo de c/hilo de acero al 1% de extensión		Carga a la rotura del cable ACSR		Resistencia nominal c.c. a 20°C		Capacidad de corriente
	Aluminio		Acero		Total								
	Total mass						Stress at 1 % extension of each steel wire		Rated strength ACSR		Nominal d.c. Resistance at 20 °C		Ampacity
Code word	Aluminum		Steel		Total		Minimum MPa	Minimum ksi	kgf	kips	Ω/ km	Ω/1000 ft	A*
	kg/km	lb/1000 ft	kg/km	lb/1000 ft	kg/km	lb/1000 ft							
Patrel	143	96,06	234,9	157,9	377,9	253,9	1275	185	4717	10,4	0,56	0,171	234
Minorca	155,7	104,63	255,9	171,9	412	276,6	1275	185	5126	11,3	0,5142	0,157	244
Leghorn	189,1	127,06	310,7	208,8	500	335,9	1275	185	6169	13,6	0,4234	0,129	269
Guinea	223,4	150,13	367,2	246,7	591	396,8	1275	185	7258	16,0	0,3684	0,109	291
Dotterel	248,5	167,01	408,4	274,5	657	441,5	1241	180	7847	17,3	0,3221	0,098	306
Dorking	268,1	180,14	440,6	296	709	476,2	1241	180	8482	18,7	0,2966	0,091	317
Brahma	285,6	191,9	719,5	483,5	1005	675,4	1275	185	12882	28,4	0,2903	0,085	319
Dog	288,2	193,69	105,9	71,13	394	264,8	1310	190	3438	7,58	0,2724	0,083	354
Cochin	296,8	199,42	487,7	327,7	784	527,1	1241	180	9390	20,7	0,2698	0,082	332
Wren	22,90	15,38	10,8	7,26	33,7	22,6	1310	190	340	0,75	3,43	1,046	80
Turkey	36,50	24,51	17,2	11,57	53,7	36,1	1310	190	540	1,19	2,152	0,6561	106
Thrush	46,20	31,06	21,8	14,67	68,0	45,7	1310	190	676	1,49	1,699	0,5178	122
Swan	58,00	39	27,4	18,42	85,5	57,4	1310	190	844	1,86	1,353	0,4123	140
Swanete	58,00	38,97	41,8	27,97	99,6	66,9	1275	185	1070	2,36	1,354	0,4127	140
Swallow	73,30	48,25	34,6	23,26	108	72,5	1275	185	1043	2,30	1,071	0,3265	161
Sparrow	82,40	62,07	43,8	29,31	136	91,4	1275	185	1293	2,85	0,8499	0,2591	184
Sparate	82,40	62,08	66,1	44,44	159	106,5	1241	180	1651	3,64	0,8498	0,259	181
Robin	116,4	78,25	55,0	36,95	171	115,2	1275	185	1610	3,55	0,6742	0,2055	211
Raven	147,0	98,79	69,4	46,66	216	145,5	1241	180	1987	4,38	0,534	0,1628	242
Quail	185,1	124,4	87,4	58,73	272	183,1	1172	170	2404	5,30	0,4242	0,1293	276
Pigeon	233,4	158,8	110,2	74,06	344	230,9	1172	170	3003	6,62	0,3364	0,1025	315
Auk	283,8	190,7	217,4	146,1	501	336,8	1310	190	5216	11,5	0,2794	0,0852	339
Penguin	294,4	197,8	139,0	93,42	433	291,2	1172	170	3787	8,35	0,2667	0,0813	359
Coyote	365,3	245,5	168,4	113,1	534	358,6	1310	190	5080	11,2	0,2192	0,0668	450
Waxwing	372,7	250,4	58,4	39,23	431	289,6	1241	180	3121	6,88	0,2127	0,0648	449
Owl	371,7	249,8	137,6	92,46	509	342,2	1310	190	4404	9,71	0,2112	0,0644	457
Partridge	374,8	251,9	172,1	115,7	547	367,0	1310	190	5126	11,3	0,2136	0,0651	457
Phoebe	419,6	282	65,7	44,17	485	326,2	1241	180	3511	7,74	0,1889	0,0576	483
Ostrich	421,4	283,1	193,2	129,8	615	412,9	1310	190	5761	12,7	0,190	0,0579	493
Piper	422,5	283,9	277,1	186,2	700	470,1	1275	185	7121	15,7	0,190	0,058	498
Merlin	470,2	316	73,7	49,50	544	365,5	1241	180	3937	8,68	0,1686	0,0514	519
Linnet	472,2	317,3	216,4	145,4	689	462,8	1310	190	6396	14,1	0,170	0,0517	529
Oriole	473,9	318,4	310,7	208,8	785	527,2	1275	185	7847	17,3	0,170	0,0517	536
Chickadee	555,6	373,3	87,0	58,48	643	431,8	1172	170	4509	9,94	0,1427	0,0435	576
Brant	558,5	375,3	203,9	137	762	512,3	1310	190	6622	14,6	0,143	0,0437	584

Fuente: ACSR.

Anexo 2. 245 kV cables 127/220 kV

High Voltage Cables

Sample Constructions

Rated voltages
 $U_n/U = 127/220$ kV
 $U_m = 245$ kV
 $U_p = 1050$ kV
 Rated temperatures
 • Maximum permissible temp. of conductor in continuous use 90°C
 • Maximum permissible temp. of conductor in short-circuit 250°C (for durations up to 5 sec.)
 Standard IEC 62067

245 kV Cables 127/220 kV Single core, XLPE-insulated high voltage power cables

Nominal cross-sectional area of conductor	mm ²	500	800	1200	1600	2000
Nominal cross-sectional area of screen	mm ²	95	95	95	95	95

Constructional data

Outer diameter	With aluminium conductor	mm	91	98	106	113	119
	With copper conductor	mm	91	100	108	115	122
Net weight	With aluminium conductor	kg/km	7500	9000	11000	13000	14500
	With Cu screen	kg/km	11000	15000	19000	23500	28000
Recommended minimum bending radius during laying	m	1.8	2.0	2.2	2.3	2.4	

Electrical properties at 220 kV and 50 Hz

Maximum DC-resistance		at 20°C		Q/km	0.0605	0.0367	0.0247	0.0186	0.0149	
Aluminium conductor	Effective-resistance, screens bonded at both ends	Flat formation	Conductor temperature	20°C	Q/km	0.120	0.097	0.085	0.080	0.077
			65°C	Q/km	0.127	0.100	0.086	0.080	0.076	
			90°C	Q/km	0.132	0.102	0.087	0.080	0.076	
	Trefoil formation	Conductor temperature	20°C	Q/km	0.083	0.060	0.049	0.043	0.040	
		65°C	Q/km	0.091	0.063	0.050	0.044	0.040		
		90°C	Q/km	0.096	0.066	0.052	0.045	0.041		
Copper conductor	Effective-resistance, screens bonded at both ends	Flat formation	Conductor temperature	20°C	Q/km	0.096	0.079	0.073	0.069	0.067
			65°C	Q/km	0.099	0.080	0.073	0.068	0.066	
			90°C	Q/km	0.101	0.081	0.073	0.069	0.065	
	Trefoil formation	Conductor temperature	20°C	Q/km	0.059	0.042	0.035	0.032	0.030	
		65°C	Q/km	0.062	0.043	0.036	0.031	0.029		
		90°C	Q/km	0.065	0.045	0.036	0.031	0.029		
DC-resistance of metallic screen at 20°C approx.				Q/km	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	
		Flat formation		mH/km	0.62	0.58	0.56	0.54	0.53	
Inductance		Trefoil formation		mH/km	0.44	0.40	0.38	0.36	0.35	
Operating capacitance				µF/km	0.14	0.18	0.21	0.23	0.25	
Charging current				A/km	5.8	7.3	8.3	9.2	10.0	

Continuous current-carrying capacities

Conductor	Cables laid	Conductor temperature	Laying formation	Screen circuit	A	565	730	890	1015	1115	
Aluminium	In ground of 15°C	65°C	Flat	Open	A	565	730	890	1015	1115	
				Closed	A	460	540	600	640	665	
			Trefoil	Open	A	525	670	800	895	965	
		Closed		A	500	615	715	780	830		
		90°C	Flat	Open	A	665	865	1060	1215	1340	
				Closed	A	555	655	735	785	820	
	Trefoil		Open	A	625	800	960	1080	1170		
	In air of 25°C	90°C	Flat	Open	A	875	1160	1450	1690	1890	
				Closed	A	760	935	1085	1190	1270	
			Trefoil	Open	A	795	1040	1285	1475	1625	
		Closed	A	770	985	1195	1350	1470			
			In ground of 15°C	65°C	Flat	Open	A	715	955	1170	1350
Closed						A	535	620	670	705	730
Trefoil	Open	A			660	865	1030	1160	1255		
Closed	A	610		760	865	945	1000				
	90°C	Flat		Open	A	850	1135	1390	1610	1795	
				Closed	A	645	755	825	870	905	
Trefoil		Open	A	790	1035	1235	1400	1525			
Closed	A	730	920	1055	1160	1230					
	In air of 25°C	90°C	Flat	Open	A	1115	1520	1895	2235	2510	
				Closed	A	905	1105	1250	1355	1430	
Trefoil			Open	A	1005	1355	1670	1940	2150		
Closed		A	955	1250	1495	1690	1835				

Maximum permissible short-circuit currents for short-circuit duration of one second

Aluminium conductor	IA	47.2	75.6	113.4	151.2	189.1
Copper conductor	IA	71.4	114.2	171.4	228.5	285.7

Anexo 3. **Tabla de distribución T**

GRADOS DE LIBERTAD	AREA EN UNA COLA					
	0.10	0.05	0.025	0.01	0.005	0.0005
	AREA EN DOS COLAS					
	MSc. GABRIEL HEREDIA VILLARROEL					
	0.20	0.10	0.05	0.02	0.01	0.001
1	3.078	6.314	12.706	31.821	63.657	636.619
2	1.886	2.920	4.303	6.965	9.925	31.599
3	1.638	2.353	3.182	4.541	5.841	12.924
4	1.533	2.132	2.776	3.747	4.604	8.610
5	1.476	2.015	2.571	3.365	4.032	6.869
6	1.440	1.943	2.447	3.143	3.707	5.959
7	1.415	1.895	2.365	2.998	3.499	5.408
8	1.397	1.860	2.306	2.896	3.355	5.041
9	1.383	1.833	2.262	2.821	3.250	4.781
10	1.372	1.812	2.228	2.764	3.169	4.587
11	1.363	1.796	2.201	2.718	3.106	4.437
12	1.356	1.782	2.179	2.681	3.055	4.318
13	1.350	1.771	2.160	2.650	3.012	4.221
14	1.345	1.761	2.145	2.624	2.977	4.140
15	1.341	1.753	2.131	2.602	2.947	4.073
16	1.337	1.746	2.120	2.583	2.921	4.015
17	1.333	1.740	2.110	2.567	2.898	3.965
18	1.330	1.734	2.101	2.552	2.878	3.922
19	1.328	1.729	2.093	2.539	2.861	3.883
20	1.325	1.725	2.086	2.528	2.845	3.850
21	1.323	1.721	2.080	2.518	2.831	3.819
22	1.321	1.717	2.074	2.508	2.819	3.792
23	1.319	1.714	2.069	2.500	2.807	3.768
24	1.318	1.711	2.064	2.492	2.797	3.745
25	1.316	1.708	2.060	2.485	2.787	3.725
26	1.315	1.706	2.056	2.479	2.779	3.707
27	1.314	1.703	2.052	2.473	2.771	3.690
28	1.313	1.701	2.048	2.467	2.763	3.674
29	1.311	1.699	2.045	2.462	2.756	3.659
30	1.310	1.697	2.042	2.457	2.750	3.646
40	1.303	1.684	2.021	2.423	2.704	3.551
60	1.296	1.671	2.000	2.390	2.660	3.460
120	1.289	1.658	1.980	2.358	2.617	3.373
∞	1.282	1.645	1.960	2.326	2.576	3.291

Fuente: HERRERA VILLARROEL, Gabriel. *Área en dos colas*. p. 109.