



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

www.bdigitalula.ve

**ESTUDIO DE LOS EFECTOS DE LA
DISTORSIÓN ARMÓNICA Y TRANSITORIOS
ELECTROMAGNÉTICOS EN
RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES**

Br. Edixon Jesús Barazarte López

Mérida, Mayo, 2018

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE LOS EFECTOS DE LA
DISTORSIÓN ARMÓNICA Y TRANSITORIOS
ELECTROMAGNÉTICOS EN
RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES**

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
Electricista

Br. Edixon Jesús Barazarte López

Tutor: Dra. Marisol Dávila

Mérida, Mayo, 2018

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE LOS EFECTOS DE LA
DISTORSIÓN ARMÓNICA Y TRANSITORIOS
ELECTROMAGNÉTICOS EN
RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES**

Br. Edixon Jesús Barazarte López

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

Prof. Lelis Nelson Ballester

Jurado

Prof. Ricardo Stephen

Jurado

Prof. Marisol Dávila

Tutor

AGRADECIMIENTOS

Primeramente quiero agradecer a Dios, por darme la capacidad, entendimiento y paciencia, para lograr llegar a donde estoy hoy.

A mi madre que con todo su esfuerzo y amor me ha brindado una educación como persona. Asimismo a mi padre que con sus valiosos consejos y confianza, me permiten seguir adelante, siendo ellos mi principal motivación de luchar y crecer cada día.

A mis hermanos que con su apoyo, cariño y deseos de verme como un profesional, me han enseñado que aunque difícil que sea la meta todo es posible.

Quiero agradecer a la profesora Marisol Dávila, que por su constante dedicación, su colaboración y tutoría ha hecho posible la elaboración de este trabajo.

A mis amigos y compañeros de estudios Gabriel Álviarez y Adolfo Martínez que en el transcurso de la carrera me han brindado su apoyo.

El siguiente agradecimiento es a la ilustre Universidad de Los Andes y los profesores que hacen parte de ella por haberme formado académicamente como un profesional.

A todas las personas que de manera directa e indirecta me han brindado su ayuda durante este trabajo.

Edixon Jesús Barazarte López. Estudio de los efectos de la distorsión armónica y transitorios electromagnéticos en reconectadores y seccionadores. Universidad de Los Andes. Tutor: Dra. Marisol Dávila. Mayo 2018.

Resumen

Los sistemas de distribución de energía eléctrica como parte fundamental del sistema eléctrico de potencia, están expuestos a distintos tipos de fallas y presencia de fenómenos anormales que pueden ocasionar mal funcionamiento y hasta la pérdida de los equipos presentes en dicho sistema, es por ello que se debe contar con un sistema de protección confiable, que garantice continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios. Por esta razón, en el presente trabajo se realiza un análisis del comportamiento de los dispositivos de protección utilizados a nivel de distribución, específicamente el reconector y el seccionador, utilizando como herramienta de simulación PSCAD/EMTCD®. Para dicho análisis se aplican distintos tipos de fallas con el fin de verificar el correcto funcionamiento de estos elementos en condiciones nominales y ante la presencia de diferentes tipos de falla. Adicionalmente se analiza el comportamiento de estos dispositivos de protección ante la presencia de distorsión armónica, para lo cual se instalan cargas no lineales, además se evalúa el comportamiento de los mismos ante la presencia de transitorios electromagnéticos causados tanto por una descarga atmosférica como por las diferentes maniobras de conexión y desconexión que se pueden tener en un sistema de distribución. Luego de realizar el análisis de los resultados obtenidos se encuentra que la selección y modelado de los equipos es la adecuada, obteniendo así una operación y coordinación correcta de los dispositivos de protección, adicionalmente, se encuentra que la presencia de distorsión armónica no afecta la interrupción de los equipos, y que el reconector permite despejar las fallas de carácter transitorio.

Descriptor: Sistema de distribución. Cargas no lineales. Protecciones de sobrecorriente.

ÍNDICE GENERAL

APROBACIÓN.....	li
AGRADECIMIENTOS.....	lii
RESUMEN.....	Iv
INTRODUCCIÓN.....	1
Capítulo	pp.
1. EL PROBLEMA.....	3
1.1 Antecedentes.....	3
1.2 Planteamiento del Problema.....	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Objetivos.....	6
1.4.1 Objetivo General.....	6
1.4.2 Objetivos Específicos.....	6
1.5 Metodología.....	7
1.6 Alcance.....	7
1.7 Limitaciones.....	8
2. EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA EN DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	9
2.1 Introducción.....	9
2.2 Fallas en Redes de Distribución.....	10
2.3 Dispositivos de Protección Utilizados en Redes de Distribución.....	11
2.3.1 Reconector Automático.....	11
2.3.2 Factores para la Aplicación Correcta del Reconector.....	14
2.3.3 Seccionalizador automático.....	14

2.4	Armónicos en Redes de Distribución.....	17
2.5	Transitorios Electromagnéticos Presentes en Redes de Distribución.....	20
2.5.1	Descargas Atmosférica en Redes de Distribución.....	21
2.5.2	Transitorios por maniobras de las bancadas de condensadores.....	23
2.6	Software Empleado para el Análisis del Reconectador y Seccionalizador.....	25
2.7	Conclusión del Capítulo.....	27
3.	MODELADO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN: RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES.....	28
3.1	Diseño de la Red de Distribución Aérea.....	28
3.1.1	Características eléctricas de los elementos del sistema modelado.....	29
3.1.2	Resultados del Sistema de Distribución Aérea.....	36
3.2	Modelado del Reconectador Automático.....	40
3.2.1	Selección del Reconectador.....	40
3.2.2	Selección de la Relación del TC.....	41
3.2.3	Tiempo de Operación del Reconectador.....	43
3.2.4	Control del Reconectador.....	44
3.2.5	Lógica del Reconectador.....	46
3.2.6	Análisis y Resultados del Reconectador en Condiciones Normales del Sistema Mediante las Simulaciones en PSCAD®.....	48
3.2.7	Análisis y Resultados del Reconectador en Presencia de una Falla Monofásica Mediante las Simulaciones en PSCAD®.....	49
3.2.8	Análisis y Resultados del Reconectador en Presencia de una Falla Bifásica Mediante las Simulaciones en PSCAD®.....	51
3.2.9	Análisis y Resultados del Reconectador en Presencia de una Falla Trifásica Mediante las Simulaciones en PSCAD®.....	52
3.2.10	Análisis y Resultados de los Tiempos de Operación del Reconectador....	53
3.3	Modelado del seccionalizador.....	54
3.3.1	Selección del Seccionalizador.....	54
3.3.2	Control del Seccionallizador.....	55
3.3.3	Lógica del Seccionallizador.....	56
3.3.4	Ajuste de los Controles de Falla del Reconectador y Seccionalizador.....	59

3.3.5	Análisis y Resultados del Seccionalizador ante una Falla Monofásica.....	59
3.3.6	Análisis y Resultados del Seccionalizador ante una Falla Bifásica.....	60
3.3.7	Análisis y Resultados del Seccionalizador ante una Falla Trifásica.....	62
3.3.8	Resultados de los Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador.....	63
3.4	Efectos de los Armónicos en el Reconectador y Seccionalizador.....	64
3.4.1	Análisis y Resultados de los Efectos por Armónicos en el Sistema.....	66
3.4.2	Análisis y Resultados de los Efectos por Armónicos en Reconectador y Seccionalizador.....	68
3.4.3	Resultados de los Efectos por Armónicos en el Sistema.....	70
3.5	Efectos por Maniobra de Bancada de Condensadores en los Dispositivos de Protección.....	72
3.5.1	Reconectador Trifásico.....	74
3.5.2	Análisis y Resultados de la Afección del Reconectador y Seccionalizador ante el Incremento de Corriente por Maniobras al sistema.....	74
3.5.3	Análisis y Resultados de la Afección del Reconectador y Seccionalizador ante la Desconexión de Condensadores al Sistema.....	76
3.5.4	Resultados de los Efectos por Maniobra de Bancada de Condensadores...	78
3.5.5	Prueba del Reconectador y Seccionalizador Trifásico Aplicando una Falla Monofásica al Sistema.....	79
3.6	Efectos por Descarga Atmosférica en Reconectores y Seccionalizadores.....	81
3.6.1	Onda de Impulso de una Descarga Atmosférica.....	81
3.6.2	Análisis de los Efectos por Descarga Atmosférica en Reconectores y Seccionalizadores.....	83
3.6.3	Resultados de los Efectos por Descarga Atmosférica.....	87
	CONCLUSIONES.....	88
	RECOMENDACIONES.....	90
	REFERENCIAS.....	91

ÍNDICE DE FIGURA

FIGURA	pp.
2.1 Secuencia Representativa para una Falla Permanente.....	13
2.2 Instalación del Seccionalizador.....	15
2.3 Operación de Conteo de un Seccionalizador.....	16
2.4 Operación de un Seccionalizador Automático.....	16
2.5 Descarga Directa a las Líneas de Distribución.....	21
2.6 Compensación en MT/BT.....	23
2.7 Tensión y Intensidad por Conexión de Condensadores.....	24
2.8 Tensión y Intensidad por Desconexión de Condensadores.....	24
2.9 Alteración de Salida en el Proceso de Simulación.....	26
3.1 Red de Distribución.....	29
3.2 Carga Conectada a la red de Distribución.....	33
3.3 Panel de Control de Falla.....	34
3.4 Reconectador Instalado en la Red de Distribución.....	40
3.5 Panel de Control del Reconectador Automático.....	45
3.6 Modelo de la Secuencia de Operaciones Rápidas y Lentas.....	46
3.7 Interruptor del Reconectador.....	47
3.8 Seccionalizador Automático en Conjunto con el Reconectador.....	54
3.9 Panel de Control del Seccionalizador.....	56
3.10 Interruptor del Seccionalizador y Transformador de Corriente.....	56
3.11 Relé de Lógica del Seccionalizador.....	57
3.12 Red de Distribución con Carga Lineal y Carga no Lineal.....	64
3.13 Carga no lineal.....	65
3.14 Red de distribución con carga Industrial.....	73

3.15	Interruptor Trifásico del Reconectador.....	74
3.16	Modulo de Descarga Conectado al Sistema de Distribución.....	81
3.17	Impulso de Doble exponencial.....	82

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA	PP.
2.1 Límites de Corriente Armónica en Sistemas de Distribución.....	20
3.1 Fuente Trifásica.....	29
3.2 Características del Conductor.....	30
3.3 Distancias Establecidas en la Norma CADAPE.....	30
3.4 Parámetros del Componente de la Línea.....	31
3.5 Parámetros del los Componentes de la Interfaz de la Línea.....	32
3.6 Parámetros del Transformador.....	33
3.7 Parámetros del Módulo de Carga.....	33
3.8 Parámetros de Entrada del Componente de Falla.....	34
3.9 Tipos de Fallas, de Acuerdo a la Entrada Correspondiente.....	34
3.10 Parámetros de Ajuste del Control de Fallas.....	35
3.11 Parámetros del Medidor RMS.....	36
3.12 Valor Pico y Valor RMS de Corriente en Condiciones Normales del Sistema....	39
3.13 Valor Pico y Valor RMS de Corriente para una Falla Monofásica en el Sistema.	39
3.14 Valor Pico y Valor RMS de Corriente para una falla Bifásica en el Sistema.....	39
3.15 Valor Pico y Valor RMS de Corriente para una Falla Trifásica en el Sistema.....	39
3.16 Característica del Sistema para Selección del Reconectador.....	41
3.17 Características Nominales del los Reconectores.....	41
3.18 Características de la Relación del TC.....	42
3.19 Parámetros del TC.....	42
3.20 Tiempos de Operación del Reconectador.....	43
3.21 Parámetros de Ajuste del Relé 51.....	44
3.22 Parámetros del Panel de Control.....	45

3.23	Interruptor del Reconectador.....	48
3.24	Tiempos de Operación del Reconectador para una Falla Monofásica.....	53
3.25	Tiempos de Operación del Reconectador para una falla bifásica.....	53
3.26	Tiempos de operación del Reconectador para una falla trifásica.....	53
3.27	Valores de Corriente del Seccionalizador.....	55
3.28	Parámetros de Ajustes del Relé de Lógica del Seccionalizador.....	58
3.29	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador.....	63
3.30	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador, Falla Bifásica.....	63
3.31	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador, Falla Trifásica.....	64
3.32	Transformada Rápida de Fourier (FFT).....	65
3.33	Valor Pico, Valor RMS de Corriente, Componente de cada Armónico y Distorsión Armónica Total.....	71
3.34	Valor pico, Valor RMS de Corriente, Componente de cada Armónico Distorsión Armónica Total cuando se Aplica una Falla Monofásica al Sistema.....	71
3.35	Tiempos de Operación con Distorsión Armónica en el Sistema.....	71
3.36	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador con diferente Cargas	72
3.37	Parámetros de Entrada de la Carga.....	73
3.38	Parámetros de Ajuste del Medidor de Potencia.....	73
3.39	Factor de Potencia del Sistema.....	78
3.40	Corrientes del Sistema y Duración del Transitorio ante la Conexión del Sistema.	78
3.41	Corrientes del Sistema y Duración del Transitorio ante la Desconexión y Reconexión.....	79
3.42	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador Trifásico.....	80
3.43	Parámetros de Entrada de la Onda de Impulso.....	82
3.44	Valor Pico de Voltaje, Valor Pico de Corriente y Duración del transitorio.....	87
3.45	Tiempo de Operación del Reconectador por la Descarga Atmosférica.....	87

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA	pp.
2.1 Característica de Tiempo-Corriente del Reconectador.....	13
2.2 Onda Deformada por Amónicos.....	19
2.3 Forma de Onda de Voltaje de Impulso Estándar.....	22
3.1 Valor Pico y RMS, de la Corriente del Sistema sin Falla.....	37
3.2 Valor Pico y RMS, de la Corriente del Sistema ante una Falla Monofásica.....	37
3.3 Valor Pico y RMS, de la Corriente del Sistema ante una Falla Bifásica.....	38
3.4 Valor Pico y valor RMS, de la Corriente del Sistema ante una Falla Trifásica.....	38
3.5 Curvas Típicas Tiempo-Corriente [Cooper Power Systems, 2003].....	43
3.6 Valor Pico y RMS de las Corrientes de Fase.....	49
3.7 Tiempos de Operación en Condiciones Normal del Sistema.....	49
3.8 Operación del Reconectador ante una Falla Monofásica.....	50
3.9 Tiempos de Operación del Reconectador ante una Falla Monofásica.....	50
3.10 Operación del Reconectador ante una Falla Bifásica y Valor de las Corrientes de Fase.....	51
3.11 Tiempos de Operación del Reconectador ante una Falla Bifásica.....	51
3.12 Operación del Reconectador ante una Falla Trifásica y Valor de las Corrientes de Fase.....	52
3.13 Tiempos de Operación del Reconectador ante una Falla Trifásica.....	52
3.14 Operación de los Dispositivos de Protección ante una Falla Monofásica y valor de las Corrientes de Fase.....	60
3.15 Tiempo de Operación del Reconectador y Seccionalizador.....	60
3.16 Operación de los Dispositivos de Protección ante una Falla Bifásica.....	61
3.17 Tiempo de Operación del Reconectador y Seccionalizador.....	61

3.18	Operación de los Dispositivos de Protección ante una Falla Trifásica y Valor de las Corrientes de Fase.....	62
3.19	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador.....	63
3.20	Corriente Fundamental en la Fase a, b y c.....	66
3.21	Espectro de Corriente Armónica en la Fase a, b y c.....	67
3.22	Valor Pico y Valor RMS de Corriente con Carga no Lineal.....	68
3.23	Valor Pico y Valor RMS de Corriente Armónica para Falla Monofásica.....	69
3.24	Valor Pico y Valor RMS de Corriente Armónica.....	70
3.25	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador con Carga no Lineal	70
3.26	Valor de Potencia Activa y Reactiva ante la Conexión de Condensadores.....	75
3.27	Valor Pico y RMS de Corriente ante Conexión de Condensadores al Sistema.....	76
3.28	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador ante Conexión de Condensadores al Sistema.....	76
3.29	Valor del Flujo de Potencia Activa y Reactiva ante la Desconexión y Reconexión de Condensadores al Sistema.....	77
3.30	Valor Pico y RMS de Corriente ante la Desconexión y Reconexión de Condensadores al Sistema.....	77
3.31	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador ante la Desconexión y Reconexión de Condensadores al Sistema.....	78
3.32	Valor Pico y RMS de Corriente para una Falla Monofásica en el Sistema de Distribución con Carga Industrial.....	79
3.33	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador para una Falla Monofásica en el Sistema con Carga Industrial.....	80
3.34	Onda de Impulso de Corriente.....	84
3.35	Valor pico de Voltaje y Corriente por Descarga Atmosférica en la Fase a del Sistema.....	84
3.36	Valor RMS de Corriente por Descarga a Atmosférica.....	85
3.37	Tiempos de Operación del Reconectador y Seccionalizador.....	86
3.38	Curvas Típica de Capacidad Máxima de Corriente de Corto Tiempo que puede Soportar el Seccionalizador [Valderrama, 2002].....	86

INTRODUCCIÓN

Un sistema de potencia está compuesto generalmente por una etapa de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, siendo esta última la encargada de llevar el flujo de energía eléctrica a los centros de consumo. La importancia del suministro de dicha energía se ha vuelto indispensable para el desarrollo de los países, ya que hace posible el funcionamiento en las industrias, comercios, y además, proporciona una mejor calidad de vida al ser humano.

Todo sistema eléctrico se diseña para operar en condiciones normales de funcionamiento, sin embargo, con frecuencia se presentan condiciones anormales que impiden que la energía de los generadores llegue a la carga. Las principales causas de estas condiciones anormales, se deben a las sobretensiones por descargas atmosféricas, deterioro del aislamiento, maniobras incorrectas o errores humanos y recientemente se han incrementado las malas operaciones de los sistemas por la presencia de distorsión armónica causada por los dispositivos electrónicos.

Con el fin de garantizar una continuidad de servicio eléctrico a los usuarios, es necesario implementar un sistema de protección confiable, de tal manera que en el momento de presentarse una falla en el sistema los dispositivos de protección despejen la falla en el menor tiempo posible, a fin de evitar daños graves al sistema y garantizar una mayor continuidad de energía eléctrica.

Para hacer esto posible, previo a la instalación de los dispositivos de protección en las redes de distribución de energía, se debe estudiar el funcionamiento de los mismos utilizando las herramientas computacionales disponibles y hacer las simulaciones que permitan analizar el comportamiento de estos dispositivos ante los distintos tipos de fallas que pueda presentarse

en el sistema. Como se sabe estos dispositivos han sido diseñados para trabajar continuamente en condiciones nominales del sistema, y deben operar sólo cuando ocurra una falla, no obstante, hoy en día existen numerosas cargas no lineales conectadas al sistema que pueden producir las llamadas distorsiones armónicas que pueden traer serios problemas y hasta operaciones inadecuadas de las protecciones, por lo cual la inclusión de estos fenómenos en los análisis deben ser considerados.

En este trabajo se plantea realizar el análisis de la operación de los equipos de protección de sobrecorriente, particularmente el reconectador y el seccionador, ante la presencia de distorsiones armónicas, además se evalúa su comportamiento ante la presencia de transitorios electromagnéticos. El análisis del comportamiento de estos dispositivos se plantea realizarlo utilizando el software comercial PSCAD/EMTDC®.

Para mayor comprensión de trabajo realizado, éste fue estructurado de la siguiente manera. En el Capítulo 1, denominado el problema, el cual se iniciará con un breve resumen de estudios previos y está constituido por el planteamiento del problema, los objetivos del trabajo, justificación, metodología utilizada, alcance y limitaciones.

Seguido por el capítulo 2, en el cual se plantea el marco teórico donde se plasma toda la fundamentación teórica, en cuanto, a los conceptos más relevantes de la investigación.

De la misma manera, el capítulo 3, se centra en el modelado de los dispositivos de protección en específico el reconectador y seccionador, por medio de la herramienta de simulación PSCAD/EMTDC®, como protección a un sistema de distribución, así mismo, se verifica el comportamiento de dichos dispositivos ante la presencia de distorsión armónica y efectos por transitorios electromagnéticos.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones generadas a partir del trabajo realizado.

CAPÍTULO 1

EL PROBLEMA

En el presente capítulo se describe, los antecedentes, el planteamiento del problema, un primer paso que permite definir la propuesta de análisis, esto incluye el objetivo general, objetivos específicos, justificación, metodología utilizada, alcance y limitaciones de la investigación.

1.1. ANTECEDENTES

A lo largo de la historia muchos han sido los trabajos dedicados al estudio de las protecciones en los sistemas de distribución, considerando tanto el modelado como el análisis de los diferentes dispositivos que lo conforman. Dentro de los estudios recientes enfocados al análisis de estos dispositivos ante la presencia de armónicos se pueden destacar algunos trabajos como los siguientes:

En Junio del año 2006 Manuel Águila Muños, del Instituto Politécnico Nacional de México, realizó el trabajo intitulado “Análisis de la operación de las protecciones de sobrecorriente en redes de distribución con presencia de distorsión armónica”, su estudio se basó en el análisis del comportamiento de las protecciones en las redes de distribución, empleando el software comercial PSCAD/EMTDC, bajo condiciones de carga y falla lineal. Obteniendo como resultados la validación de los dispositivos de protección con los ajustes realizados en condiciones de carga y falla lineal, así mismo, por medio de las pruebas realizadas se consiguió que la determinación del valor RMS considerando no solo la componente fundamental, sino además, todas las componentes armónicas de la señal de

corriente, hace más eficaz la protección por sobrecorriente.

En Julio del año 2016, Carla Alonso Pinilla, realizó el trabajo intitulado “Desarrollo de trabajos con ATP para protecciones de los sistemas de energía eléctrica”, quien trabajó con el sistema eléctrico elaborado por la IEEE PSRC W.G (*Institute of Electrical and Electronics Power Systems Relaying Committee, Working Group*), en ese proyecto se comienza por identificar todos los elementos que conforman el sistema, así como su funcionamiento para cada tipo de conexión. Se realiza la simulación para diferentes tipos de fallas, monofásica, bifásica y bifásica a tierra, así como la posición de la falla a lo largo de la línea, aprovechando los resultados para estudios posteriores de protección, finalmente se modela un relé de sobrecorriente, con la finalidad de detectar las corrientes que se producen en un cortocircuito, empleando un módulo de tiempo definido y otro de tiempo inverso, obteniendo como resultado los datos posibles para el estudio de cortocircuito, así mismo, para el análisis de fallas sobre el sistema eléctrico, se comprueba que el relé de protecciones actúa para todo tipo de falla, ya sean monofásicas o bifásicas.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La protección de sobrecorriente en sistemas de distribución, tiene como función principal despejar el elemento fallado en el menor tiempo posible, de tal manera que no se vean afectado los equipos del sistema y garantizar una mayor continuidad del flujo de energía eléctrica a los usuarios, sin embargo, en la actualidad debido a la creciente demanda de equipos electrónicos conectados a la red que generan efectos negativos como es la presencia de componentes armónicas, se puede afectar el funcionamiento de estos equipos de protecciones los cuales pueden sufrir sobrecalentamiento, pérdida del aislamiento y mala operación de los mismos.

Por otra parte todo sistema de distribución es altamente vulnerable ante la presencia de sobretensiones por descargas atmosféricas y por las diferentes maniobras que se realizan en una red de potencia, que pueden también generar efectos negativos en los equipos de protección.

Considerando los efectos que pueden causar los fenómenos mencionados en este trabajo se plantea realizar un estudio del comportamiento de los dispositivos de protección de sistemas de distribución, específicamente los reconectores y seccionalizadores, ante la presencia de componentes armónicas y de fenómenos transitorios como son las descargas atmosféricas y maniobras de conexión y desconexión de bancadas de condensadores.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Los sistemas de distribución de la energía eléctrica como parte importante del sistema de Potencia son altamente vulnerables a la ocurrencia de fallas por lo cual deben contar con un excelente sistema de protección que garantice su confiabilidad, calidad y continuidad de servicio.

Dentro de los dispositivos utilizados para proteger los sistemas de distribución se encuentran los reconectores de sobrecorriente y los seccionalizadores cuya función principal es detectar y despejar las corrientes de falla en la red, y deben cumplir con uno de los criterios principales de diseño que contempla que toda falla debe ser despejada en el menor tiempo posible, además en el caso de los dispositivos de sobrecorriente su operación debe estar coordinada, a fin de minimizar los efectos de la falla y de esa manera garantizar la seguridad tanto al sistema como a los usuarios.

Como es bien sabido estos dispositivos han sido diseñados para trabajar continuamente en condiciones nominales del sistema, y deben operar sólo cuando ocurra una falla, entendiéndose como condiciones nominales aquellas en las que los sistemas están trabajando con cargas lineales, sistemas balanceados de tensión y corriente, con fuentes sinusoidales de alimentación, sin embargo hoy en día existen numerosas cargas no lineales conectadas al sistema que pueden producir numerosas distorsiones en las ondas de voltaje y corriente, por consiguiente, pueden traer serios problemas como: sobrecalentamiento de conductores o transformadores, fallas en los bancos de capacitores, mala operación de los interruptores, disparos inadecuados de los equipos de protección por sobrecalentamiento y en general mal funcionamiento de los equipo electrónico presentes en la red. En el caso de la mala operación

de las protecciones de sobrecorriente, provoca que se pierda la coordinación entre las mismas y los tiempos de operación de todo el sistema de protección se vean afectados.

Todo lo descrito previamente lleva a la necesidad de realizar un análisis de la operación de los equipos de protección de sobrecorriente ante la presencia de distorsiones armónicas, además se puede evaluar cuál es su comportamiento ante la presencia de transitorios electromagnéticos, en este caso se va a enfocar el trabajo a verificar el comportamiento de dos dispositivos particulares el reconectador y seccionalizador. El análisis del comportamiento de estos dispositivos se plantea realizarlo utilizando el software comercial PSCAD/EMTDC® utilizando la versión libre proporcionada por los fabricantes de dicho software.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

- Estudiar y analizar los efectos de la distorsión armónica y transitorios electromagnéticos en reconectadores y seccionalizadores.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Estudiar y comprender el funcionamiento de los equipos de protección.
- Estudiar las diferentes herramientas matemáticas utilizadas para el modelado de los dispositivos de protección a redes de distribución, caso particular reconectadores y seccionalizadores.
- Estudiar y comprender el uso del programa PSCAD/EMTDC® como herramienta necesaria para el modelado de los dispositivos de protección como reconectadores y seccionalizadores.
- Utilizar el programa PSCAD/EMTDC® para modelar los reconectadores y seccionalizadores y analizar su comportamiento ante la presencia de distorsión armónica y transitorios electromagnéticos.

- Comparar y validar resultados obtenidos por otros autores.

1.5. METODOLOGÍA

El trabajo a desarrollar es de tipo combinado en el que se hace una revisión documental en el que se comienza por estudiar todo lo relacionado con los dispositivos de protección utilizados en las redes de distribución y será de tipo práctico al utilizar el programa para análisis como lo es el PSCAD/EMTODC®, para hacer las simulaciones y respectivos análisis, requiriendo el previo manejo y comprensión de esta herramienta. Aquí se estudian los distintos modelos matemáticos y las herramientas disponibles para llegar a un modelado exitoso del reconectador y del seccionalizador, partiendo de modelos desarrollados y comprobados por otros autores. Como proceso final es necesario validar los resultados obtenidos en este trabajo, comparando con resultados obtenidos por otros autores.

1.6. ALCANCE

En el presente trabajo se abarca el estudio de los dispositivos de protección y comprender el uso del programa PSCAD/EMTCD®, como base fundamental para crear el modelado de un reconectador y seccionalizador, comprobando el correcto funcionamiento en condiciones normales de funcionamiento y con distintos tipos de fallas, con la finalidad de proteger un sistema de distribución y proporcionar una mayor continuidad del servicio a los usuarios, además, se analiza el comportamiento de los equipos de protección ante la presencia de distorsión armónica en el sistema, generalmente por la conexión de una carga no lineal de pequeña potencia, como lo son los equipos electrónicos.

Asimismo, evaluar el comportamiento del reconectador y seccionalizador, por sobretensiones de descargas atmosférica, como caso particular se estudiara en el momento de impactar una descarga en las líneas del sistema de distribución de energía eléctrica, considerando el sistema de distribución sin un conductor de tierra. Finalmente, verificar el funcionamiento de los dispositivos de protección ante la presencia de transitorios electromagnéticos, debido a la conexión y desconexión de bancadas de condensadores,

mediante la conexión de una carga del tipo industrial, con componentes importante de potencia reactiva.

1.7. LIMITACIONES

Las principales limitaciones que se presentaron en el desarrollo del presente trabajo son:

Se hace necesario realizar un estudio previo del manejo del programa de simulación PSCAD/EMTCD®, ya que este no dispone todos los componentes de protección de sobrecorriente, además la versión utilizada es la versión libre disponible en la página del fabricante la cual tiene muchas limitaciones.

Información incompleta sobre las características de tiempo-corriente del reconector seleccionado (Reconector marca GE), por lo tanto, las consideraciones necesarias se realizaron mediante las curvas típicas tiempo-corriente pertenecientes al manual de Cooper Power Systems, 2003, referente a re conectadores.

Las interrupciones del flujo de energía eléctrica durante horas que se presentan a diario en la ciudad de Mérida.

CAPÍTULO 2

EFFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA EN DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En una red de distribución aérea los usuarios están conectados al sistema a través de una secuencia de equipos, dentro de los cuales se encuentran los dispositivos de protección, quienes pueden verse afectados por los efectos asociados a transitorios electromagnéticos y distorsión armónica. En este trabajo se analizan, específicamente a los reconectadores y seccionalizadores, verificando su comportamiento tanto al momento de producirse cualquier falla, así como ante la presencia de los fenómenos antes mencionados. En el presente capítulo se detallan los términos más importantes y de necesaria comprensión para el desarrollo del trabajo planteado.

2.1. INTRODUCCIÓN

Los principales elementos que producen efectos armónicos en las redes de distribución son las cargas no lineales, tales como los convertidores estáticos de potencia en la red trifásica, alumbrado público, hornos de arco, máquinas rotativas, entre otros. Estos dispositivos cambian la naturaleza de la onda de corriente alterna de condiciones normales de funcionamiento y en consecuencia como resultado de un incremento de corriente armónica y bajo factor de potencia.

Como se mencionó previamente las redes de distribución están sometidas a constantes fallas, siendo uno de las principales causas la incidencia de descargas atmosféricas que impactan directamente en dichas redes. Estos impactos directos en las líneas de distribución generan un impulso de corriente y a su vez causa una sobretensión transitoria, provocando la interrupción del sistema eléctrico. Estas fallas tienen efectos negativos que pueden alterar los elementos del sistema, por lo que requieren ser analizadas con gran atención especialmente en cómo afectan a los dispositivos de protección de sobrecorriente, ya que éstos se pueden ver afectados por: sobrecalentamiento, deterioro de aislamiento, lectura errónea de los dispositivos de medición, disparos inesperados y pérdida de coordinación entre los diferentes dispositivos de protección.

2.2. FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

La mayor parte de los sistemas de distribución son del tipo aéreo en los cuales los conductores de energía son de tipo desnudo y están expuestos a descargas atmosféricas, contactos con árboles, agentes químicos, vandalismo entre otras. Por lo tanto se pueden generar distintos tipos de fallas de acuerdo a su naturaleza, pueden ser temporales o permanentes. Una falla temporal se define como aquella que puede ser liberada antes de que ocurra algún daño a las instalaciones, un ejemplo de falla transitoria son las sobretensiones en la red que se producen por maniobras en el sistema. Una falla que en un inicio es de naturaleza temporal se puede convertir en permanente sino es despejada rápidamente [Ramírez, 2009].

De acuerdo a las estadísticas a nivel mundial, las fallas que se presentan en las líneas, entre el 70% y el 80% son del tipo monofásicas, y sólo un pequeño porcentaje involucra las tres fases. Estas fallas se pueden considerar inicialmente como un cortocircuito ideal (resistencia de falla = 0). La resistencia no siempre es despreciable, ya que para fallas donde se ven involucradas más de una fase, el canal de descarga de falla puede consistir en un arco eléctrico entre el conductor y el dispositivo conectado tierra, como por ejemplo, el cable apantallado o un pararrayo. En ambos casos, no hay una resistencia de falla despreciable en las rutas de fallas, por lo tanto la resistencia puede variar entre 5 Ohm y 50 Ohm y se puede considerar constante durante la falla [Resener, 2007].

Sabiendo que ningún sistema de distribución está exento a la ocurrencia de fallas, sus efectos pueden disminuirse realizando un buen diseño del sistema de protección, ubicando y seleccionando adecuadamente todos los dispositivos que permitan detectar y despejar en el menor tiempo posible cualquier tipo de falla, y de esa manera evitar que dichas fallas afecten grandes porciones del sistema de distribución.

2.3. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN UTILIZADOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema de distribución consiste de un alimentador trifásico principal, protegido generalmente por un interruptor de potencia o reconectador trifásico en la subestación, un reconectador central en el alimentador principal y los circuitos laterales monofásicos o trifásicos conectados al alimentador principal a través de seccionadores o fusibles, siendo los dos dispositivos de protección que se describen a continuación los objetos a estudio en este trabajo [Ramirez, 2009].

2.3.1. Reconectador automático

El gran porcentaje de las fallas en redes de distribución aéreas son temporales y pueden ser despejadas rápidamente sin causar daños a los elementos del sistema y por lo tanto, proporciona mayor continuidad del flujo de energía al usuario, en su forma básica un reconectador permite discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente [Lewis, 1987].

Definición. El reconectador es un dispositivo de protección que al detectar una sobrecorriente interrumpe el flujo de energía eléctrica mediante una secuencia de operaciones sucesivas, pudiendo además variar el intervalo y la secuencia de estas operaciones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconectador abre de forma definitiva después de cierto número programado para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones [Ramirez, 2009].

Tipos de Reconectores. Los reconectores se clasifican tomando en cuenta si estos van a

ser utilizados en sistemas monofásicos o trifásicos, si se van a controlar por medio hidráulico o electrónico y por su tipo de medio de interrupción sea aceite o vacío.

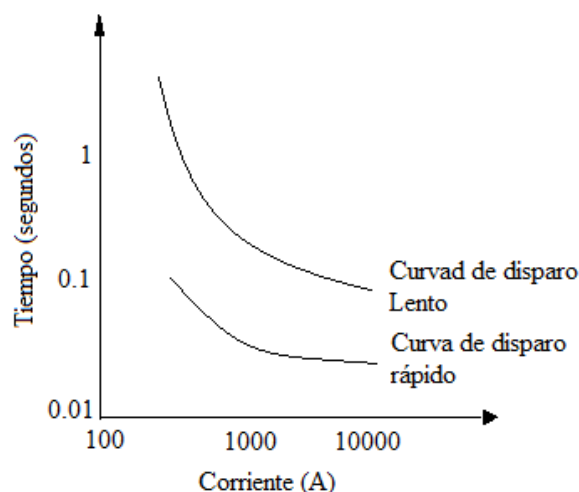
El reconectador monofásico es un dispositivo de protección utilizado como lo indica su nombre en sistemas monofásicos o bien puede ser utilizado en sistemas trifásicos para eliminar fallas monofásicas sin desconectar todas las fases. Sin embargo es recomendable utilizar reconectores trifásicos cuando se requiera el cierre de las tres fases, un ejemplo en instalaciones industriales para evitar daños a los motores por un incremento de corriente debido la desconexión de una sola fase [Lewis, 1987].

Control hidráulico de reconectores. El control hidráulico es utilizado en reconectores monofásicos y trifásicos, este tipo de control permite detectar o censar una sobrecorriente por medio de una bobina de disparo que es conectada en serie con la línea, cuando la corriente es mayor a la corriente que soporta la bobina, esta atrae un émbolo hacia ella para abrir los contactos de interrupción del reconectador. El medio de interrupción que dicho tipo de control utiliza es aceite, este es bombeado desde las cámaras hidráulicas del reconectador [Ramírez, 2009].

Control electrónico de reconectores. El control electrónico usado en reconectores es el más utilizado actualmente, debido a su facilidad de ajuste y es más flexible. Permite cambios de tiempo, niveles de corrientes de disparo y las secuencias de operaciones se pueden ajustar sin desenergizar el sistema. El nivel mínimo de disparo es independiente del valor nominal del reconectador [Ramírez, 2009].

Secuencia de operación de reconectores. Para entender el funcionamiento del reconectador es importante considerar el tiempo en que los contactos permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre, el tiempo de reposición para el cual el reconectador repone su programación cuando su secuencia de operación se ha cumplido y el valor de corriente mínima de operación, donde dicho dispositivo comienza a ejecutar su secuencia de operaciones. Los tiempos de apertura pueden programarse con la característica tiempo-corriente especificadas por el fabricante, mediante la curva de tiempo rápido y otra de tiempo

lento ver la gráfica 2.1, las operaciones rápidas pueden despejar fallas transitorias antes de causar algún daño a los equipos, si la falla es permanente las operaciones lentas permiten una coordinación adecuada con otros dispositivos de protección [Ramirez, 2009].



Gráfica 2.1. Característica tiempo-corriente del reconectador

Los reconectadores se pueden programar para varias secuencias de aperturas en caso de una falla con al menos una operación rápida, la secuencia representativa para una falla permanente se muestra en la figura 2.1. Donde se ha programado para dos operaciones rápidas y dos lentas, con tiempos obtenidos de la curva de disparo rápido y la curva disparo lento de la característica tiempo-corriente, para la magnitud de falla correspondiente [Valderrama, 2002].

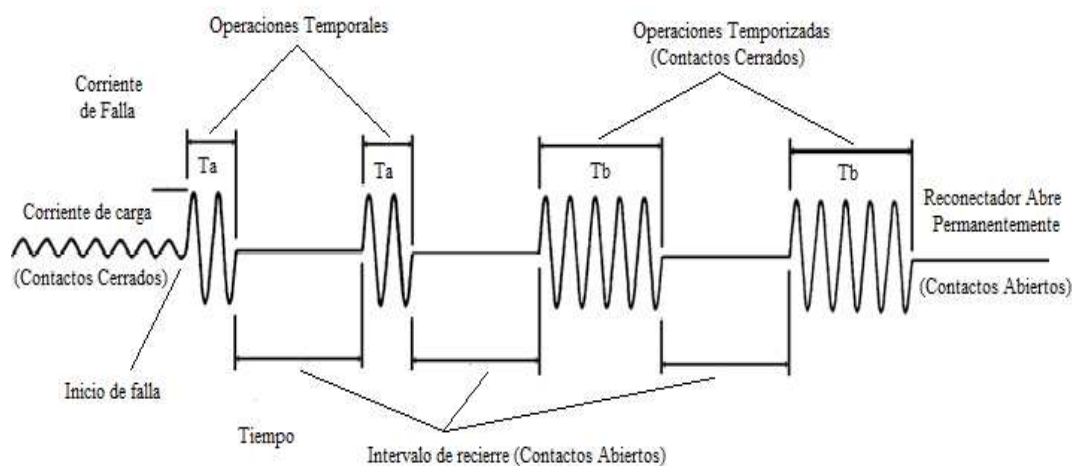


Figura 2.1. Secuencia representativa para una falla permanente

2.3.2. Factores para la aplicación correcta del reconectador

Para el diseño de las protecciones en redes de distribución con reconectores se deben considerar los siguientes factores, para garantizar la aplicación correcta y no sobredimensionar el equipo

- La tensión nominal del reconectador debe ser igual o mayor a la tensión del sistema.
- La capacidad de interrupción del reconectador debe ser igual o mayor a la corriente máxima de falla en el punto de ubicación de dicho dispositivo.
- La capacidad nominal de la bobina del reconectador se debe elegir igual o mayor a la corriente máxima de carga o la corriente nominal del alimentador.
- El valor mínimo de disparo del reconectador debe ser mayor a la corriente máxima de carga y menor a la corriente mínima de falla.
- La secuencia de operaciones del reconectador deben escogerse adecuadamente, para garantizar la coordinación con otros dispositivos de protección.
- El tiempo desde la activación de la bobina de disparo hasta la reconexión de los contactos del interruptor debe ser un valor considerable para permitir que el arco de falla se desionice durante el periodo que el circuito está abierto, algunos valores típicos son de 20 a 30 ciclos.

Es importante tomar en cuenta los parámetros nominales del reconectador, para aumentar la vida útil del dispositivo [Ramirez, 2009], [Lewis, 1987].

2.3.3. Seccionalizador automático

La incorporación de este tipo de dispositivos en sistemas de distribución protegidos por interruptores de potencia o reconectores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, limitando la zona afectada del sistema, y por consiguiente, afectar solamente a los usuarios conectados a la esa derivación [Ramirez, 2009].

Definición. El seccionalizador es un dispositivo que en coordinación adecuada con el

reconector o interruptor, permite seccionar automáticamente el circuito fallado en los sistemas de distribución de energía, tomando en consideración que este modulo no interrumpe corriente de falla. En la figura 2.2, se ilustra la posición del seccionizador en un circuito de distribución [Ramirez, 2009].

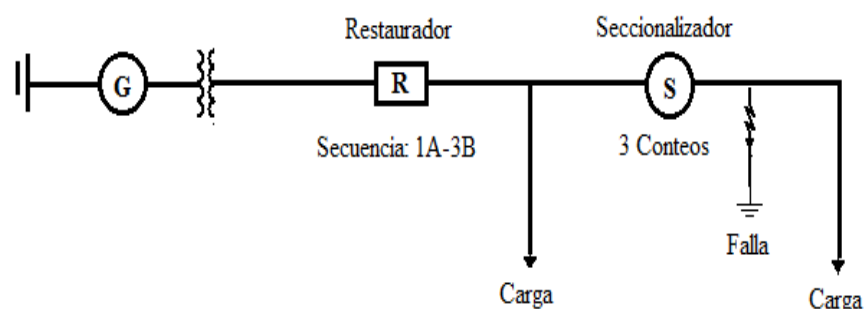


Figura 2.2. Instalación del seccionizador

Tipos de Seccionizadores. Los seccionizadores se pueden clasificar en monofásicos y trifásicos, de acuerdo al tipo de control en seccionizadores con control hidráulico y con control electrónico los cuales se describen a continuación.

Control hidráulico de seccionizadores. En los seccionizadores hidráulicos el control se caracteriza por tener un tiempo corto de reconexión, estos poseen una memoria de tiempo fijo el cual no puede ser modificado, la memoria de tiempo depende directamente de la viscosidad y temperatura del aceite. Para el proceso de coordinación es importante tomar en cuenta las curvas y tablas de temperatura dadas por el fabricante del dispositivo [Valderrama, 2002].

Control electrónico de seccionizadores. Este tipo de control es utilizado en equipos grandes por su fácil operación y mayor exactitud que los seccionizadores con control hidráulico. Permite variar el valor de la corriente mínima de operación, el número de interrupciones para que el seccionizador abra sus contactos, así como el tiempo de memoria de un conteo sin desenergizar el seccionizador [Ramirez, 2009].

Aplicación correcta de los seccionizadores. Los seccionizadores no poseen curvas de tiempo corriente, por lo tanto el mecanismo para aislamiento de un circuito es el siguiente:

Cuando se detecta una falla en los sistemas de distribución y el flujo de corriente es mayor a la corriente mínima de actuación del seccionizador este se activa para comenzar la operación de conteo. En los seccionizadores hidráulicos la corriente mínima de operación es del 160% del valor nominal de la corriente que circula por la bobina serie. Los electrónicos se calculan con el 80% de la corriente mínima de actuación del dispositivo de respaldo.

Si el dispositivo del lado de la fuente interrumpe la corriente de falla, se completa el conteo cuando cae abajo del 40% de la corriente mínima actuante, ver figura 2.3. El dispositivo de respaldo cerrara sus contactos, si la falla es de carácter permanente esta será nuevamente despejada por dicho dispositivo, entonces el seccionizador habrá realizado su segundo conteo. Después de un número preestablecido generalmente tres conteos, el seccionizador abrirá sus contactos hasta que se restablezca el sistema [Valderrama, 2002].

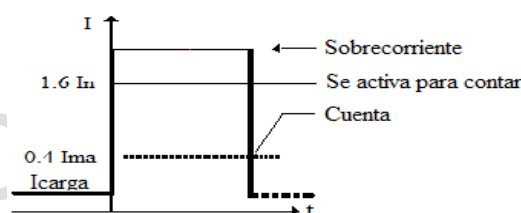


Figura 2.3. Operación de conteo de un seccionizador

Un seccionizador puede activarse para conteo cuando no exista una falla, por ejemplo la corriente producida por el arranque de un motor.

En la figura 2.4, se muestra la operación representativa de un seccionizador en coordinación con un reconectador automático.

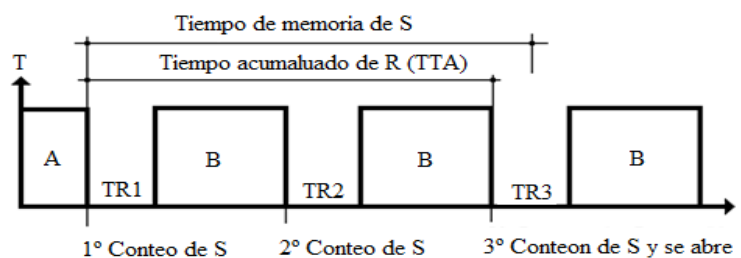


Figura 2.4. Operación de un seccionizador automático

A continuación se describen los términos más importantes en la secuencia de operación de los dispositivos involucrados:

- Tiempo de memoria: Es el tiempo que el seccionizador retendrá un conteo.
- Tiempo de restablecimiento: Es el tiempo necesario después de que una o más operaciones de conteo se ha realizado, para que el mecanismo de coteo vuelvan a la posición inicial.

Parámetros de Selección. Para la selección de los seccionizadores se debe considerar los siguientes parámetros:

- Voltaje nominal.
- Voltaje de impulso soportado.
- Corriente continua que puede soportar el dispositivo.
- Capacidad de corriente de interrupción.

Los seccionizadores están limitados debido a la indicación remota del estado del interruptor o reconectador, lo que significa que en el caso de presentarse una falla, los clientes podrían estar fuera de servicio durante un largo tiempo si nadie alerta a la compañía de suministro de energía eléctrica y los tiempos largos de despeje de fallas en el interruptor principal de alimentación mayor a un segundo causan tensiones en las fundas del cable de media tensión y prolongan la duración de la caída de tensión [Sallan, 2011].

2.4. ARMÓNICOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Para entender el comportamiento de armónicos presentes en los sistemas de distribución, es necesario comprender las condiciones normales de la red y con presencia de armónicos.

En condiciones normales la forma ideal de la red es una función sinusoidal en el tiempo con frecuencia constante, las cargas de tipo lineal conectadas a dicha red originan corrientes también sinusoidales. Los parámetros que definen este tipo de respuesta son:

- Amplitud: Máximo valor instantáneo (V, I)
- Periodo: Duración de un ciclo completo (t)
- Frecuencia: Número de ciclos por segundo ($f=1/t$)
- Pulsación: Se define como $w=2*\pi*f$

En presencia de armónicos se consigue una amplia variedad de cargas no lineales que deforman la forma de onda de la red. En principio para identificar este tipo de repuesta es necesario describir los siguientes parámetros:

- Carga no lineal: Es cualquier equipo eléctrico que cambia la forma de onda de tensión o corriente en forma de onda no sinusoidal.
- Valor eficaz: El valor eficaz mide el efecto de calentamiento de la corriente alterna sobre los distintos equipos del sistema eléctrico de potencia. En un sistema de potencia de corriente alterna sin corrientes armónicas, la onda de intensidad tiene una amplitud que es 1.414 veces el valor eficaz. En otras palabras, el valor eficaz de una corriente es 0.707 veces el valor de pico de la onda de intensidad.
- Factor de cresta: El factor de cresta es la razón del valor pico de una onda a su valor eficaz, dicho valor se puede expresar como:

$$\text{Factor de cresta} = \text{valor pico/valor eficaz} \quad (2.1)$$

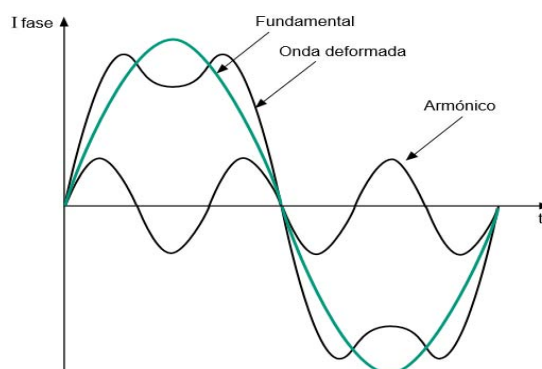
- Distorsión armónica total: Es una condición que existe cuando se suman una o más componentes armónicas a la onda fundamental alterando su forma. La representación matemática para el THD, se muestra en la siguiente ecuación.

$$THD = (fh_2^2 + fh_2^2 + fh_2^2)^{1/2} \quad (2.2)$$

Donde: “fh” es el tanto por ciento (%) que existe en cada armónico.

Los armónicos se definen como la deformación de una onda sinusoidal de tensión o intensidad por la variación de una magnitud física que tiene una frecuencia múltiplo de la

componente fundamental de 60 Hz, Lo que significa multiplicar dicha frecuencia fundamental por un número entero, como 2, 3, 4, 5, entre otros. La forma de onda compleja resultante, consiste en la suma de la componente fundamental más las componentes armónicas, en general la forma de onda no será senoide. En la gráfica 2.2 se ilustra una onda deformada por efecto de los armónicos [Collombet, 2000].



Gráfica2.2. Onda deformada por armónicos

Los armónicos en las redes de distribución tienen un efecto negativo, ya que provoca un significativo aumento de corriente en el sistema, por lo tanto las compañías de suministro de energía eléctrica se ven en la obligación de penalizar a los usuarios que excedan los límites establecidos por las normas.

En la tabla 2.1, se especifican los límites de distorsión armónica en redes de distribución según la norma IEEE Std 519-1992.

Donde:

- TDD = Es la suma de raíz cuadrada total de la distorsión de corriente armónica en porcentaje de la máxima corriente de carga demandada (15 o 30 demanda min).
- h = Orden armónico.
- I_L = Corriente de línea alterna (rms).
- I_{sc} = Corriente de cortocircuito en el PCC.
- PCC = Es el punto entre la carga lineal y otras cargas.

Tabla 2.1. Límites de corriente armónica en sistemas de distribución.

Máxima distorsión armónica de la corriente en % de la IL						
Armónicos impares						
Isc/IL	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Los armónicos están limitados 25% de los límites de armónicos impares [IEEE Std 519-1992].

Los generadores de magnitudes eléctricas armónicas presentes en los sistemas eléctricos son causados por cargas no lineales. algunos de estos generadores son: [Collombet, 2000].

- Los convertidores estáticos.
- Los hornos de arco.
- El alumbrado.
- Las inductancias saturables.

La transformada rápida de Fourier permite calcular la transformada discreta de Fourier de una señal armónica de forma básica, la representación de datos armónicos puede ser presentado en forma gráfica o en forma de tabla.

2.5. TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS PRESENTES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los transitorios electromagnéticos son uno de los problemas que frecuentemente se presentan en las redes de distribución, generalmente la causa de las sobretensiones transitorias que se manifiestan en un sistema son por impactos directos o indirectos de una descarga atmosférica,

maniobras incorrectas, variación de demanda de energía entre otros, por esta razón, es importante realizar un estudio del comportamiento de estos fenómenos, de tal manera que se pueda diseñar un sistema de protección confiable. El presente trabajo se basa en el estudio de los transitorios por descargas atmosféricas y maniobras por conexión y desconexión de bancada de condensadores, los cuales se describen a continuación.

2.5.1. Descargas atmosférica en redes de distribución

Las descargas atmosféricas generalmente causan fallas temporales en la red de distribución aérea, si la falla es despejada por un interruptor o reconectador, el circuito se puede volver a cerrar con éxito, pero existen grandes posibilidades de que esto no suceda, debido a las sobretensiones con mayor intensidad por una descarga directa a las líneas las cuales pueden generar problemas a los equipos de protección y al sistema en general.

La mayoría de las líneas de distribución no están apantalladas, es decir han sido instaladas sin un cable de tierra, por lo que se expone la línea de distribución a impactos directos. Los impactos directos en las líneas de distribución genera un impulso de corriente, el cual a su vez ocasiona una sobretensión transitoria ver figura 2.5. Esta sobretensión dependerá del impulso de corriente del rayo, para una corriente de tan solo 10 kA se pueden encontrar tensiones hasta de 2000 kV, lejos de los niveles de aislamiento de los dispositivos del sistema de distribución que operan hasta 69 kV Sin embargo las interrupciones o salidas del sistema por bajo aislamiento son relacionados con rayos que impactan en la tierra y inducen voltajes en la línea de distribución de hasta unos 300 Kv [IEEE Std. 1410-2004].

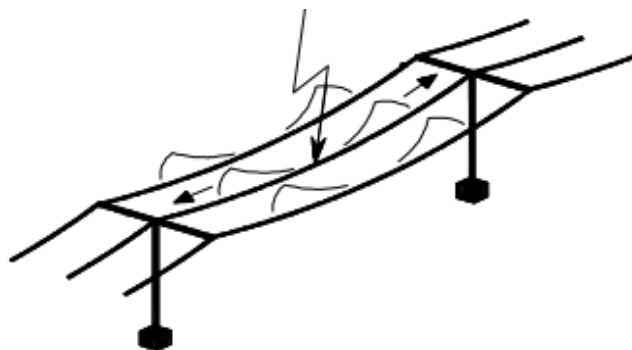


Figura 2.5. Descarga directa a las líneas de distribución

Los impulsos de corrientes generados por los rayos sobre las líneas de distribución originan ondas viajeras hacia ambos extremos del punto de impacto, los cuales se verán distorsionados por las características de la red y atenuados conforme viajan como consecuencia de las pérdidas propias de las líneas y dispositivos de protección.

Las sobretensiones desafortunadamente no son iguales, la amplitud y forma de onda varía estadísticamente. Pero esta se puede representar conforme a las normas, en la gráfica 2.3 se muestra la forma de onda de voltaje de impulso estándar, con impulso de doble exponencial, el tiempo de frente es efectivamente $1.2 \mu\text{s}$ y el tiempo para la mitad del valor es $50 \mu\text{s}$ [IEEE Std. 1243-1997].



Gráfica 2.3. Forma de onda de voltaje de impulso estándar

Para protegerse contra los impactos directos en redes de distribución puede ser un problema, debido a las elevadas corrientes a la que está expuesto a la hora de una descarga. En teoría los descargadores pueden proteger efectivamente contra impactos directos, pero en intervalos de tiempos muy cortos [IEEE Std. 1410-2004].

Los descargadores de distribución se utilizan generalmente para protección del aislamiento del equipo y reducir los efectos por voltajes inducidos. Estos descargadores funcionan con altas impedancias a voltaje de operación normal y se vuelven bajos de impedancia durante condiciones de sobrecorriente, permitiendo que la corriente de sobretensión descargue a tierra, un nivel de aislamiento considerable es de 150 kV para circuitos sin conexión a tierra, otro factor importante a considerar que la mayoría de las líneas de distribución tiene

transformadores protegido por descargadores, lo cual reduce considerablemente el flameo de voltaje inducido [IEEE Std. 1410-2004].

2.5.2. Transitorios por maniobras de las bancadas de condensadores

En las redes de distribución de energía eléctrica es indispensable la compensación de bancos de condensadores para un bajo factor de potencia, producido generalmente por demandas industriales, la compensación se puede realizar en lado de BT o MT dependiendo de la necesidad, como se ilustra en la figura 2.6.

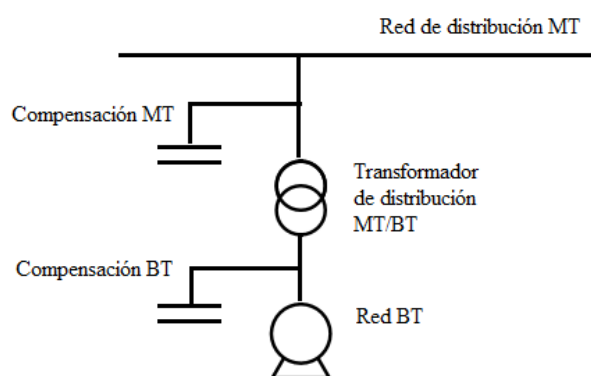


Figura 2.6. Compensación en MT/BT

Los fenómenos eléctricos que se presentan por compensación de bancadas de condensadores se describen a continuación.

Maniobra por conexión. La conexión de condensadores conectados a la red de energía generan transitorios de voltaje y corriente ver figura 2.7, estos transitorios de corriente depende generalmente de la componente de corriente alterna de la red y la componente de bancada de condensadores, si la frecuencia es elevada respecto a la frecuencia de red, se puede ver como un cortocircuito de corta duración, un caso que se puede presentar en el instante de la conexión es si coincide en un cruce por cero con la onda de tensión la corriente es asimétrica por un instante con un primer pico de amplitud máximo. de lo contrario si coincide con un valor de amplitud máximo de tensión, la bancada de condensadores entrega una intensidad que se superpone al primer pico de la corriente, de valor muy pequeño ya que es

simétrico. Los transitorios de sobretensión que usualmente se manifiestan en este tipo de maniobras depende de la reflexión de onda y características de la red [KOCH, 2000].

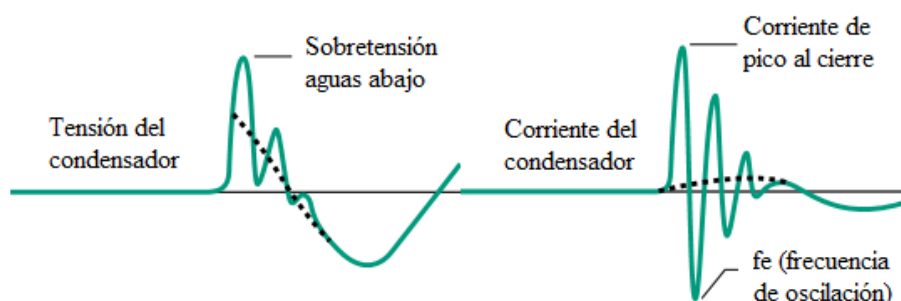


Figura 2.7 Tensión y intensidad por conexión de condensadores

Maniobras por desconexión. Cuando se realiza la desconexión, los condensadores quedan cargados, por lo general estos dispositivos tienen una resistencia la cual permite que los condensadores se descarguen de forma satisfactoria en un intervalo de tiempo aproximadamente de 1 a 5 minutos. Si se energiza el sistema nuevamente por la bancada de condensadores, pero en un tiempo muy corto, los fenómenos que se presentan en el sistema pueden ser peligrosos, debido a un incremento en la tensión que puede alcanzar dos veces la tensión que se produce en la conexión por primera vez como se observa en la siguiente figura, si se provocan varias reconexiones la forma de onda de choque son mas fuerte por lo que se pueden llegar a valores de 7 veces la tensión de conexión [KOCH, 2000].

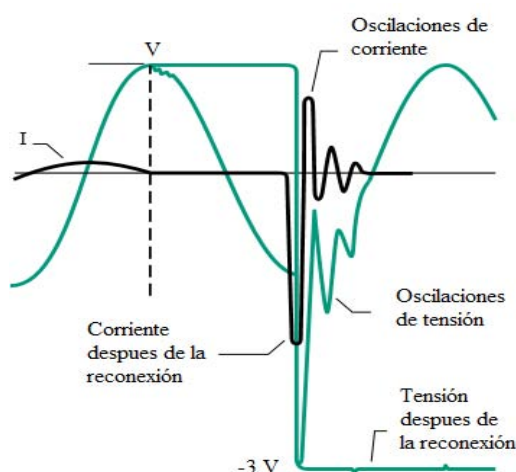


Figura 2.8. Tensión y intensidad por desconexión de condensadores

Los fenómenos que se presentan pueden causar daños a los condensadores, por lo que es necesario una protección adecuada, Los condensadores industriales de potencia pueden soportar una sobrecorriente de 1.3 veces su valor nominal. Dichos dispositivos son protegidos por interruptores automáticos o contactares [KOCH, 2000].

2.6. SOFTWARE EMPLEADO PARA EL ANÁLISIS DEL RECONECTADOR Y SECCIONALIZADOR

El programa de simulación PSCAD® (Power System Computer Aided Design) Diseño Asistido con Computadora de Sistemas de Potencia. Es una poderosa herramienta que permite implementar diseños de sistemas eléctricos, tanto en AC como en DC, simular su comportamiento y analizar los resultados, en un manejo sencillo, por una gran cantidad de elementos presentes en su librería.

PSCAD® permite realizar simulaciones con intervalos de tiempo cortos (μs), lo cual nos permite observar y comprender un comportamiento detallado de los fenómenos eléctricos presentes en un sistema, con gran precisión y con un bajo porcentaje de error, de esta manera se puede realizar un estudio confiable.

Una de las características que hace de PSCAD® una herramienta de simulación tan poderosa en su asignación es el diseño de modelos personalizados, ya que permite desarrollar modelos desde los más simples hasta los más complejos, los cuales se pueden construir de dos maneras, gráficamente por medio de un componente de tipo modulo o por codificación directa. Independientemente el método utilizado, para que se pueda crear un diseño personalizado, primero se debe crear un componente para definir el modelo, donde se puede suministrar datos de entrada y cambiar la apariencia del componente.

Los objetos especiales en PSCAD® permiten acceder en línea a las señales de dato de entrada, de modo que estas señales puedan alterarse durante el transcurso de la simulación, la figura 2.9 muestra un gráfico de una salida de componente Rotary Switc, donde se ha cambiado su estado durante una ejecución de simulación en 0.6 segundo.

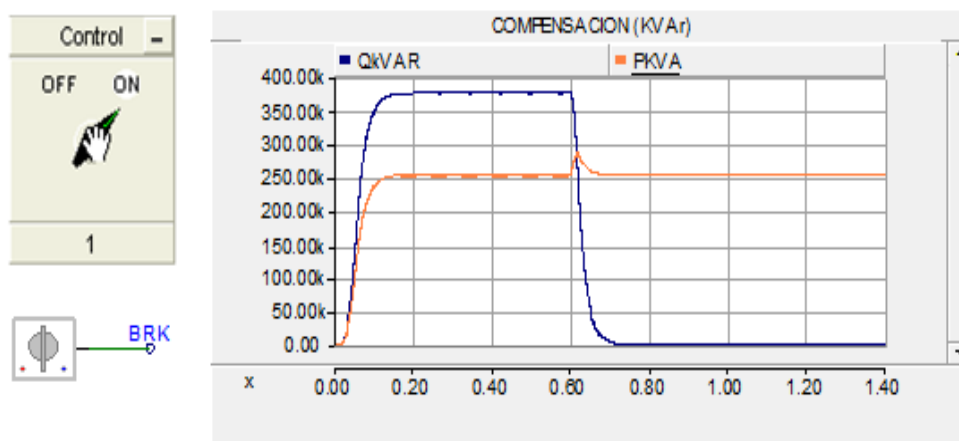


Figura 2.9. Alteración de salida en el proceso de simulación

Una de las ventajas de PSCAD®, son los modelos que se encuentran en su librería y se pueden usar de forma directa, algunos de ellos se presentan a continuación.

- Resistencias, inductancias, capacitancias.
- Bobinas acopladas y transformadores, tanto monofásicos como trifásicos.
- Línea de trasmisión dependiente de la frecuencia y conductores.
- Fuentes de voltaje y corriente.
- Interruptores de potencia y conmutadores de control.
- Componentes electrónicos.
- Funciones de control digital y analógico.
- Maquina de corrientes continua y alterna.
- Medidores, registradores, controles iterativos.
- Convertidores electrónicos.
- Elementos monofásicos de protección para sistemas eléctricos, como relevadores de distancia, diferenciales, sobrecorriente de tiempo inverso, distancia y transformadores de corriente.
- Módulo para simular fallas, tanto monofásicos como trifásicos.
- Transformada rápida de Fourier, para medias de armónicos en el sistema.
- .Convertidor de tres fases en una sola línea.
- Cargas resistivas, inductivas y capacitivas, tanto trifásica como monofásica.

2.7. CONCLUSIÓN DEL CAPÍTULO

Un primer paso importante para la operación y coordinación correcta de los dispositivos de protección de sobrecorriente, se logra con la información precisa de los equipos, tomar en cuenta los parámetros necesarios para la selectividad del dispositivo, las curvas y tablas correspondiente especificada por el fabricante, así mismo, es importante considerar las normas establecidas para cada uno de los análisis a realizar, de esta manera el trabajo brinda un soporte técnico y práctico.

Para comprender el funcionamiento detallado del reconectador y seccionalizador ante la presencia de armónicos y efectos por transitorios electromagnéticos se cuenta con el programa de simulación PSCAD®, el cual permite desarrollar modelos y diseños personalizados, estos estudios serán realizados en el próximo capítulo, donde se podrá proponer los ajustes necesario para el funcionamiento adecuado de dichos dispositivos.

www.bdigital.ula.ve

CAPITULO 3

MODELADO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN: RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES

Este capítulo se basa en el modelado del reconnector y seccionador mediante la herramienta de simulación PSCAD/EMTC®, como protección a un sistema de distribución, para analizar su comportamiento ante la presencia de distorsión armónica, debido a la conexión de dispositivos electrónicos que en la actualidad se están utilizando y se han vuelto indispensable en nuestras vidas.

Por último cabe destacar, que considerando que los sistemas eléctricos están expuestos a descargas atmosféricas y diversas maniobras de conexión y desconexión en esta parte del trabajo se realiza el estudio de los equipos de protección en presencia de estos fenómenos.

3.1. DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA

Para realizar los estudios en el reconnector y seccionador, se diseñó un circuito radial de distribución aérea que opera a un nivel de tensión de 13.8 kV, se utilizó un transformador trifásico de distribución para reducir los niveles de tensión, un componente de falla, el cual permite evaluar el sistema ante distintos tipos de fallas y una carga conectada que representa un complejo residencial. En la figura 3.1 se muestra el sistema de distribución implementado en PSCAD®.

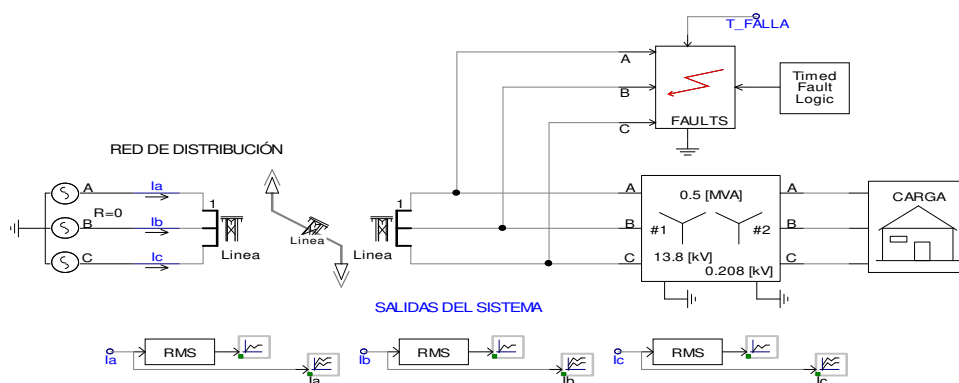


Figura 3.1. Red de distribución

3.1.1. Características eléctricas de los elementos del sistema modelado

Para representar cada uno de los elementos del sistema de la figura 3.1 fue necesario seleccionar y ajustar los diferentes elementos con que cuenta la librería del PSCAD® tal como se describe detalladamente a continuación:

Fuente de alimentación principal. Para la alimentación del circuito se utiliza el componente de fuente de voltaje de C.A. trifásica perteneciente a la librería de PSCAD®, donde la impedancia de la fuente se ajustó de forma ideal. Las características principales de la fuente de alimentación utilizada se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Fuente trifásica

Fuente trifásica de voltaje		
	Impedancia	Ideal ($R=0\Omega$)
	Desfasamiento	0°
	Control de voltaje y frecuencia	Interno
	Voltaje (CA,L-L,RMS)	13.8 Kv
	Rampa de arranque	0 s
	Frecuencia	60 Hz

Alimentador principal. Para el alimentador principal se emplea el modelo dependiente de frecuencia disponible en la librería de PSCAD®, el cual es más preciso ya que representa todos los efectos dependientes de la frecuencia de la línea, por lo tanto permite

realizar un estudio de los transitorios electromagnéticos y armónicos que estén presente en la línea, para el desarrollo de este modelo se debe proporcionar información detallada del conductor, la cual será descrita a continuación.

La selección del conductor para la línea de distribución aérea, es de aluminio tipo ACSR el cual cumple con la norma ASTM B-232, ASTM B-230, especificada por el fabricante, los parámetros serán definidos en la siguiente tabla 3.2 [Aralven].

Tabla 3.2. Características del conductor

Descripción	Unidad	Cantidad
Calibre.	AWG/kcmil	4/0
Diámetro c/h.	mm	4.77
Nº de Hilos.	Al/Ac	6/1
Sección.	mm ²	107.2
Diámetro externo.	mm	14.31
Peso.	kg/km	433.4
Carga de ruptura.	Kg	3.790
Resistencia DC a 20°C.	Ohm/km	0.260

Para el valor de la flecha máxima del conductor, se consideró un terreno plano con vanos de aproximadamente 100m de longitud. La separación horizontal entre conductores, la separación vertical respecto al piso, la altura del poste y otras características a considerar para conformar el sistema de distribución, fueron escogidos cumpliendo con lo estipulado en la norma CADAPE sobre cálculos mecánicos y redes aéreas ver tabla 3.3 [Stephens, 2009].

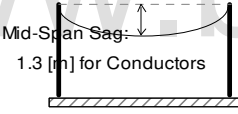
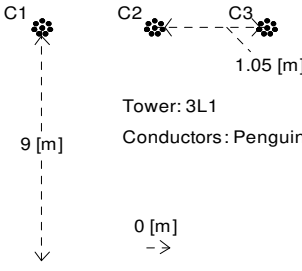
Tabla 3.3. Distancias establecidas en la norma CADAPE

Descripción	Unidad	Cantidad
Tensión	kV.	13.8
Altura mínima sobre carreteras.	m.	7.00
Distancia horizontal entre conductor.	m.	1.20
Poste A.T y B.T.	m.	10.67
Longitud de empotramiento	m.	1.20

De acuerdo con las distancias anteriormente especificadas se realiza un estimado para el valor de flecha máxima. Un valor considerable 1.3m, para una altura de amarre del conductor no menor a 9m, para garantizar que la separación vertical este por encima de los valores establecidos por norma. Se hace un estimado del valor de flecha máxima, ya que para los estudios a realizar en este capítulo, no se consideran los cálculos mecánicos, referente a la temperatura y el viento que afectan las características del conductor.

Los valores obtenidos anteriormente permiten la construcción de la línea aérea en PSCAD®, donde se creó un componente de configuración de línea con dos componentes de la interfaz de la línea aérea, que representa el envío y la recepción extremos de la línea, con el propósito de conectar la línea a la red de distribución. Los parámetros de ajuste de los componentes se observan en las tablas 3.4 y 3.5.

Tabla 3.4. Parámetros del componente de la línea

Parámetros de la línea		
	Gráfico de la caída del conductor.	Visible
	Transposición de la línea.	Inhabilitar
	Conductancia.	1.0E-11 mho/m
	Posición x relativa del centro del soporte.	0 m
	Altura de todos los conductores.	9 m
	Espacio horizontal entre conductores.	1.2 m
	Nombre del conductor.	Penguin
	Estilo del conductor.	Trenzado
	Radio exterior.	0.01431 m
	Número total de hilos.	7
	Número total de hilos externo.	6
	Radio de c/h.	0.00477 m
	Resistencia DC.	0.206 Ohm/km
	Permeabilidad relativa.	1
	Flecha.	1.3 m

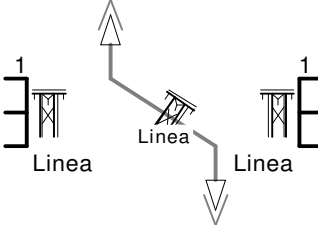
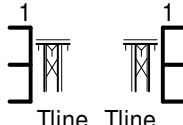
Definición de la línea		
	Nombre del componente.	Línea
	Frecuencia de estado estable.	60 Hz
	Longitud de la línea.	4 Km
	Número de conductores.	3
	Voltaje del sistema.	13.8 Kv

Tabla 3.5. Parámetros del los componentes de la interfaz de línea

Interfaz de la línea aérea		
	Nombre (igual que la configuración).	Línea
	Número de conductores	3
	Visualización de gráficos	Vista de 3 fases

Se consideró que el nombre de los conductores del componente de la línea coincidan con los parámetros de los dos componentes de la interfaz de la línea aérea, como lo especifica el manual de ayuda en PSACAD®, de esta manera se asegura que el modulo funcione.

Transformador. El transformador que se utiliza, se encuentra en la librería del programa, este componente modela un transformador trifásico y dos devanados, es el equivalente a tres transformadores monofásicos y dos devanados conectados en un banco trifásico, donde se permite la interconexión de devanado que sea Y o Δ en lado primario o secundario, para los estudios a realizar en este capítulo, referente a los armónicos es necesario implementar el tipo de conexión $Y - Y$, por lo tanto se estimó como referencia dicha conexión. Los parámetros utilizados se identifican en la tabla 3.6.

Carga. Se utilizaron distintas cargas, las cuales serán especificadas a detalle en el desarrollo de este capítulo, para los primeros estudios se estima una carga resistiva que representa un complejo residencial, el dibujo del módulo personifica el esquema de la carga, para la construcción se creó un módulo como se describe en el sección 2.6 del capítulo 2 referente al software empleado para el análisis de los dispositivos de protección, considerando los parámetros mostrados en la tabla 3.7.

Tabla 3.6. Parámetros del transformador

Transformador trifásico		
	Nombre del transformador.	T1
	Capacidad del transformador (MVA).	0.5
	Frecuencia de operación (Hz).	60
	Conexión del devanado primario.	Y
	Conexión del devanado secundario.	Y
	Modelo de transformador ideal	No
	Voltaje primario (L-L, rms), (kV)	13.8
	Voltaje secundario (L-L,rms), (kV)	0.208

Tabla 3.7. Parámetros del módulo de carga

Módulo de carga		
	Crear.	Módulo
	Nombre.	CARGA
	Número de puertos.	3
	Nombre de cada puerto.	Ias, Ibs, Ics
	Tipo de puerto.	Eléctrico
	Tipo de datos del nodo.	Fijo

Este módulo permite la construcción de la carga que se conecta a la red mediante los nodos eléctricos ver figura 3.2.

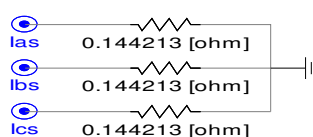
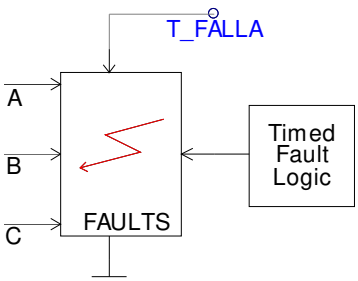


Figura 3.2. Carga conectada a la red de distribución

Componente de falla. Para generar fallas en la red de distribución aérea se utilizó el componente de falla establecido en PSCAD®. Las fallas son aplicadas en cada fase y monitoreada a través de los canales de salida. En la tabla 3.8 se especifican los parámetros de entrada del componente.

Tabla 3.8. Parámetros de entrada del componente de falla

Componente de Falla		
	Tipo de control de falla.	Externo
	Despeje en cualquier corriente.	No
	¿Está el neutro aterrizado?	No
	Visualización de gráfica.	Vista en las 3 fases
	Limite de corte de la corriente.	0 (kA)
	Resistencia de falla.	20 (ohm)
	Resistencia de despeje de falla.	1.0e6 (ohm)

Este componente es capaz de generar distintos tipos de falla, las cuales pueden ser modificadas mediante el control externo. Para los estudios a realizar se consideran solo cuatro posibilidades, ver tabla 3.9.

Tabla 3.9. Tipos de fallas, de acuerdo a la entrada correspondiente

Valores especificados mediante el control de falla	Tipos de falla
0	Sin falla
1	Monofásica
8	Bifásica solida
11	Trifásica solida

Se estableció un panel de control de fallas, por medio del cual se especifica el tipo de falla, tiempo de aplicación y duración de la misma, ver figura 3.3

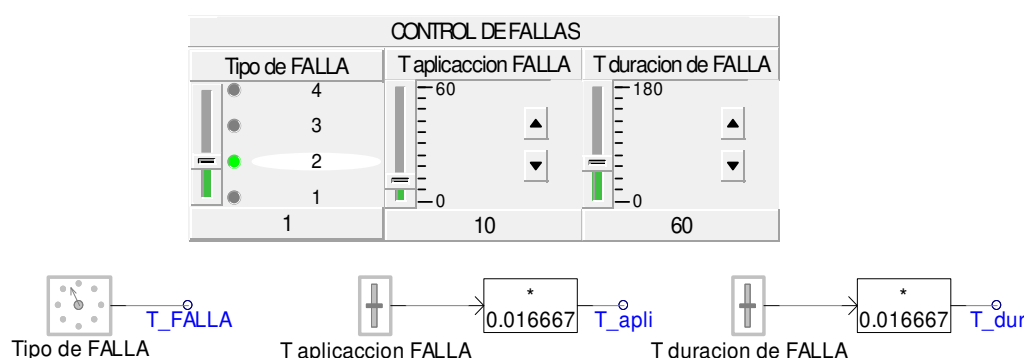




Figura 3.3 Panel de control de falla



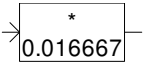
En la figura 3.3. Se puede observar que el tipo de falla seleccionado es 1 correspondiente a una falla monofásica, el tiempo de aplicación ajustado es de 10 ciclos y el tiempo de duración 60 ciclos, los parámetros de ajuste se muestran en la tabla 3.10.

En resumen con la ayuda del primer control se selecciona el tipo de falla mediante la conexión externa (T_FALLA) del componente. A través de los controles deslizantes se emite una señal al canal receptor de tiempo de falla (*Logic Fault Timed*), por lo tanto permite aplicar la falla en un tiempo determinado y la duración de la misma de forma automática. Para la resistencia de falla se estimó un valor de 20 Ohm, siguiendo las recomendaciones por el manual de ayuda de PSCAD® y lo descrito en el capítulo 2 referente a fallas en sistemas de distribución, de tal forma que si se toma un valor muy pequeño respecto al umbral de la resistencia de bifurcación (predeterminada por el programa), la falla se modelara como un cortocircuito ideal.


Medidor RMS. El medidor monofásico permite calcular el valor RMS de cualquier variable de entrada real, en función del tiempo. El componente permite obtener la señal de forma analógica o digital de acuerdo las especificaciones por el usuario, para las pruebas a realizar.se consideran los parámetros mostrados en la tabla 3.11.

Tabla 3.10. Parámetros de ajuste del control de fallas

Control para elección del tipo de falla		
	Título.	Tipo de FALLA
 Tipo de FALLA	Mostrar título en el icono.	Si
	Número de posiciones en el marcador.	4
	Posición inicial (Dial).	1
	Convertir la salida al entero más cercano.	No
Control deslizante para el tiempo de aplicación de falla		
	Título.	T aplicación FALLA
 T aplicacion FALLA	Mostrar título en el icono.	Si
	Valor máximo.	60
	Valor mínimo.	0
	Valor inicial.	1

Control deslizante para el tiempo de duración de falla		
 T duracion de FALLA	Título.	T duración de FALLA
	Mostrar título en el icono.	Si
	Valor máximo.	180
	Valor mínimo.	0
	Valor inicial.	1
Receptor de tiempo de falla		
	Tiempo de aplicación de falla.	Tapli
	Tiempo de duración de falla.	Tdur
Contaste de multiplicación para los tiempos de la falla		
	Constante de multiplicación.	0.001667 (1 Ciclo)
	Comentario	Ganancia
	Dimensión.	1

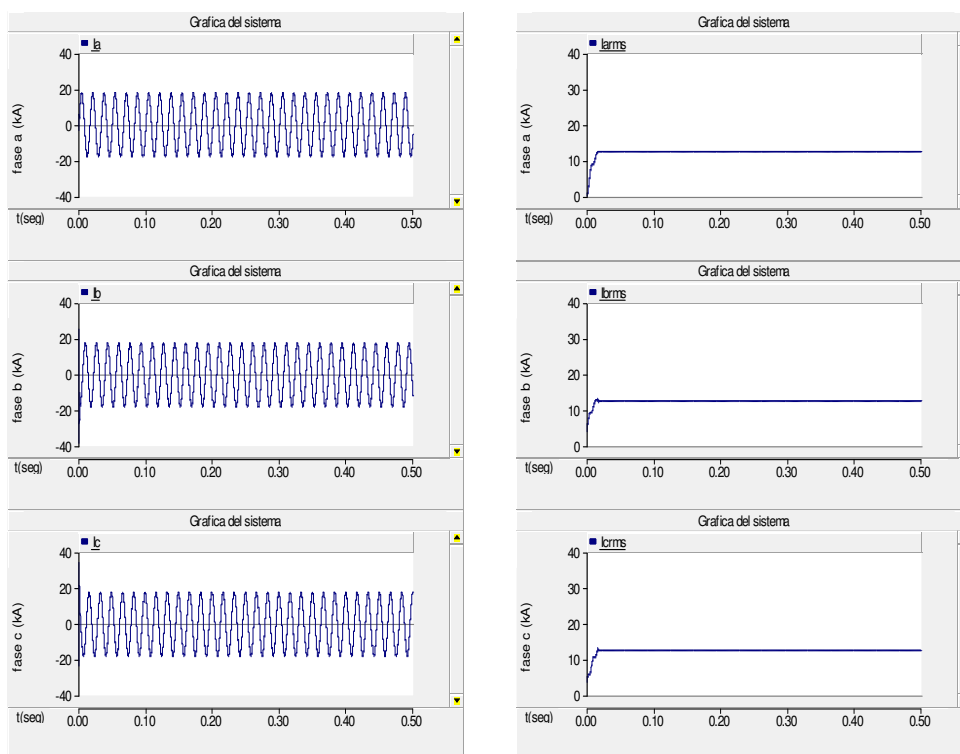
3.11. Parámetros del medidor RMS

Medidor RMS.		
	Tipo de medidor.	Digital
	Base por unidad de la señal de salida.	1
	Frecuencia fundamental.	60 [Hz]
	Número de muestras en un ciclo.	48

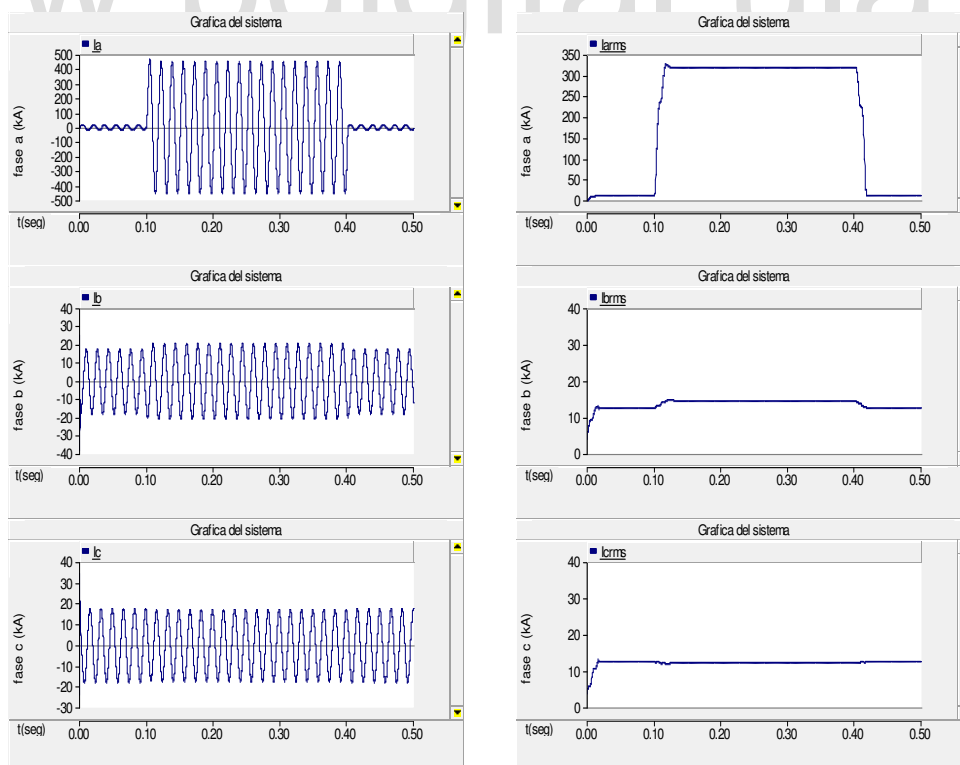
3.1.2. Resultados del sistema de distribución aérea.

De acuerdo a lo explicado anteriormente, se concretó el diseño de distribución aérea y se implementó el componente de falla usando el PSCAD® con un tiempo de aplicación de 6 ciclos y el tiempo de duración de 18 ciclos. El control de tipo de falla se modificó para realizar una prueba en condiciones normales del sistema, para una falla monofásica, bifásica y trifásica obteniéndose los resultados mostrados en las gráficas 3.1 a la 3.4, por medio de las simulaciones en PSCAD®.

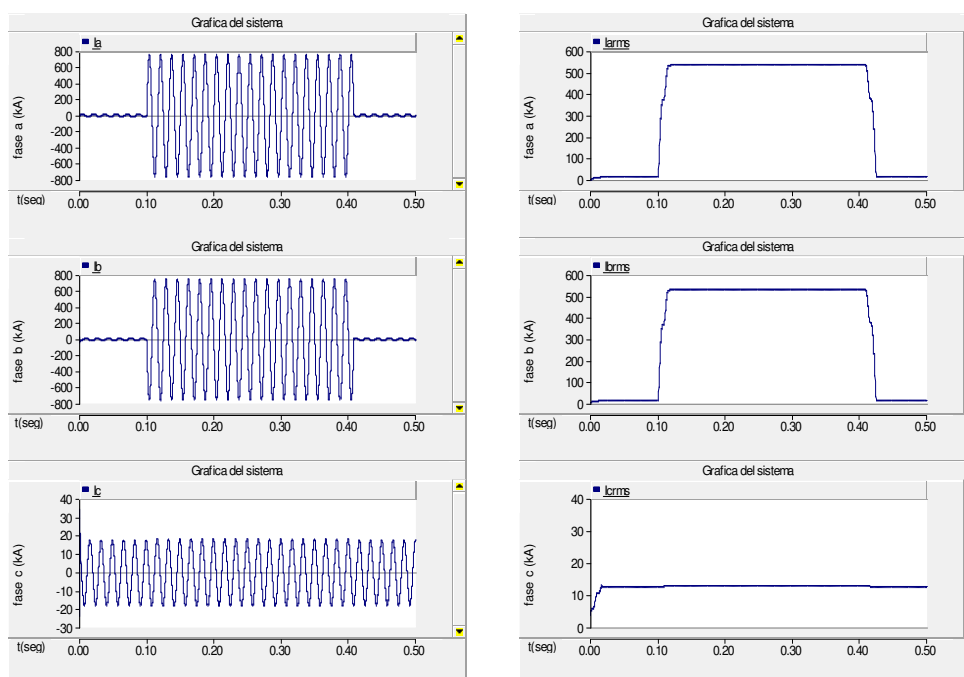
En estas gráficas se puede observar la forma de onda del sistema, la cual nos permite obtener el valor pico y valor RMS de corriente para las tres fases del sistema de distribución.



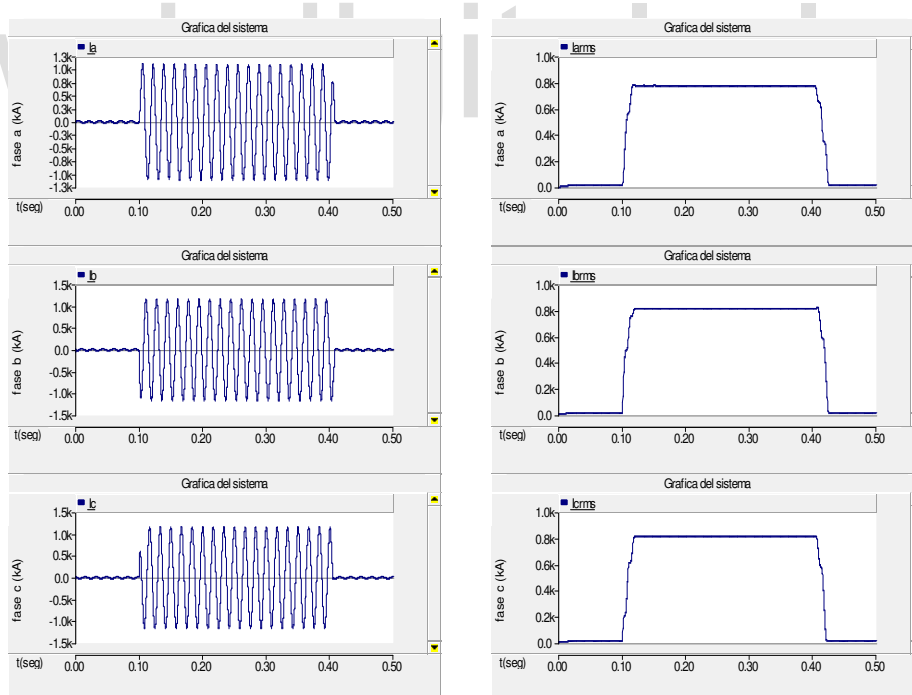
Gráfica 3.1. Valor pico y RMS de la corriente del sistema sin falla



Gráfica 3.2. Valor pico y RMS de la corriente del sistema ante una falla monofásica



Gráfica 3.3. Valor pico y RMS, de la corriente del sistema ante una falla bifásica



Gráfica 3.4. Valor pico y valor RMS, de la corriente del sistema ante una falla trifásica

Mediante los gráficos se observa los valores de corriente de cortocircuito, según el tipo de falla, los cuales se muestra en las tablas 3.12 a la 3.15.

Tabla 3.12. Valor pico y valor RMS de corriente en condiciones normales del sistema

Corrientes del sistema sin falla		
Descripción	Valor pico (A)	Valor RMS
Fase a	17.83	12.54
Fase b	17.49	12.43
Fase c	17.57	12.49

Tabla 3.13. Valor pico y valor RMS de corriente para una falla monofásica en el sistema

Corrientes del sistema con falla		
Descripción	Valor pico (A)	Valor RMS
Fase a	452.29	319.96
Fase b	20.57	14.67
Fase c	16.99	12.14

Tabla 3.14. Valor pico y valor RMS de corriente para una falla bifásica en el sistema

Corrientes del sistema con falla		
Descripción	Valor pico (A)	Valor RMS
Fase a	756.88	535.68
Fase b	753.51	532.62
Fase c	18.04	12.86

Tabla 3.15. Valor pico y valor RMS de corriente para una falla trifásica en el sistema

Corrientes del sistema con falla		
Descripción	Valor pico (A)	Valor RMS
Fase a	1090.01	777.74
Fase b	1150.13	816.10
Fase c	1150.02	816.05

Los resultados del diseño de la red de distribución, son los esperados, ya que normalmente una falla trifásica es la que genera las corrientes más altas, respecto a la falla bifásica y monofásica. Los valores alcanzados son de gran utilidad para la selección de los dispositivos de protección y las pruebas a realizar en este trabajo.

3.2. MODELADO DEL RECONECTOR AUTOMÁTICO.

El modelo consiste en la operación de los interruptores del reconector de forma automática en el momento de detectar una sobrecorriente. Este dispositivo está conectado a la red de distribución ya diseñada, por lo que permite desconectar el elemento fallado sin interrumpir todas las fases, sin embargo para pruebas a efectuar posteriormente se realizan algunos ajustes de diseño, donde se simula el funcionamiento de un reconector trifásico. En la figura 3.4 se muestra el modelo del reconector conectado a la red de distribución.

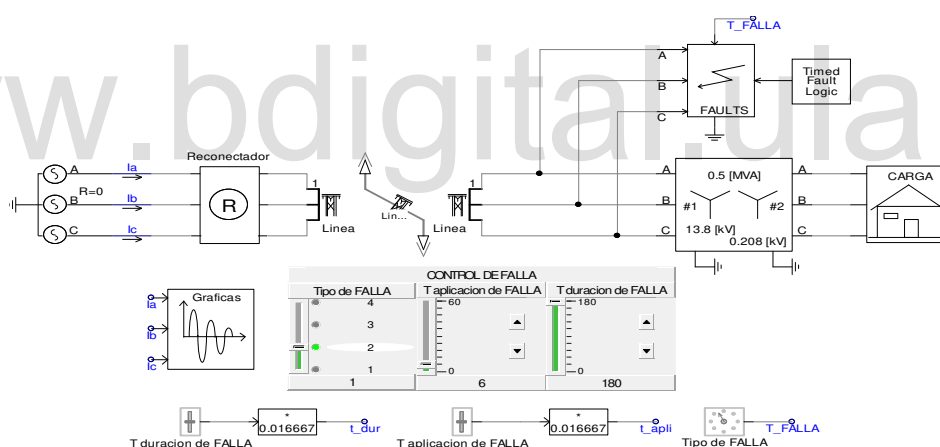


Figura 3.4. Reconector instalado en la red de distribución

3.2.1. Selección del reconector.

Para la selección del reconector se evaluó los parámetros especificados en el capítulo 2, estos valores se obtienen mediante el cálculo y resultados del sistema de distribución implementado. Los cuales se muestran en la tabla 3.16.

$$I_{max\ carga} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} \quad (3.1)$$

Tabla 3.16. Característica del sistema para selección del reconector

Descripción	Unidad	Cantidad
Tensión de la red.	Kv	13.8
Potencia nominal del transformador	Kva	500
Corriente máxima de carga	A	20.91
Corriente mínima de falla	A	319.9
Corriente máxima de falla	A	816.10

La bobina del reconector se selecciona de acuerdo a las características del sistema especificadas en la tabla 3.17 y considerando las características nominales del reconector, las cuales se especifican a continuación [Ramirez, 2009].

Tabla 3.17. Características nominales del los reconectores

Marca	Capacidad (A)	kV Nominal	Número de fases	Interrupción de cortocircuito (A)
GE	50-208	14.4	1 y 3	125-4.000
	100	24	1 y 3	200-2.500
	50-560	2.4-14.4	1	125-10.000
Mc Graw	100	24.9	1	300-8.000
	560	24.9	3	3.000-12.000
	560	34.5	3	16.000

De acuerdo a las características nominales del sistema se seleccionó la bobina del reconector de 50 A marca GE, cumpliendo con la capacidad nominal, tensión nominal y capacidad de interrupción del dispositivo de protección.

3.2.2. Selección de la relación del TC.

La relación de los transformadores de corriente conectado a cada fase del sistema de distribución, se selecciona de acuerdo a la magnitud de corriente del sistema y siguiendo las recomendaciones de los valores normalizados (1A ó 5A). Las características del TC seleccionado se muestran en la tabla 3.18.

$$RTC = \frac{IP}{IS} = \frac{NS}{NP} \quad (3.2)$$

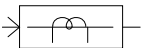
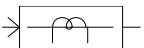
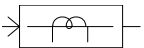
$$Is = \frac{IP}{RTC} \quad (3.3)$$

Tabla 3.18 Características de la relación del TC

Descripción	Unidad	Cantidad
RTC		25/5
Corriente máxima de carga	A	20.91
Corriente en el secundario	A	4.182
Espiras primarias (NP)		1
Espiras secundarias (NS)		5

El modelo que se utilizó se encuentra en la librería de PSCAD®, la entrada a este componente es la corriente de fase primaria medida en *kA*, luego calcula la corriente secundaria desde el devanado CT en amperio. Los parámetros de este componente se definen en la tabla 3.19.

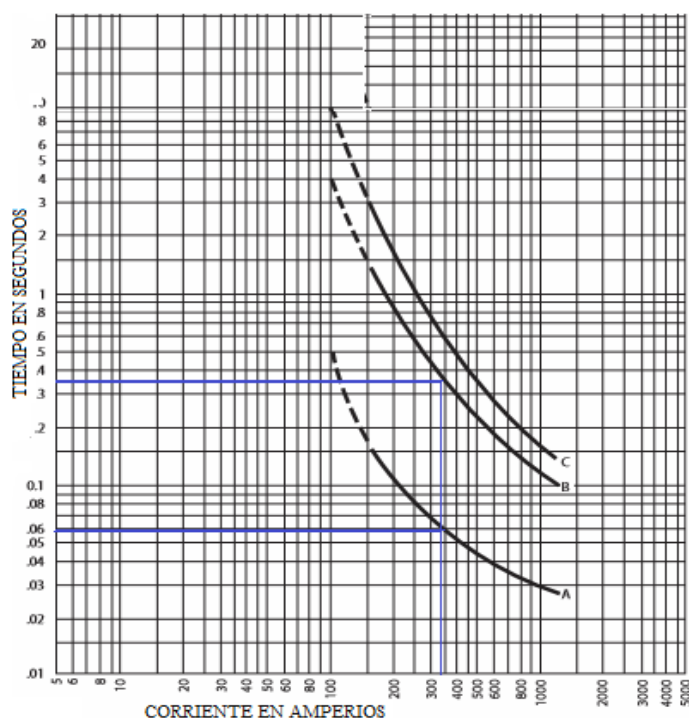
Tabla 3.19. Parámetros del TC

Parámetros de entrada del TC		
	Espiras primarias	1
	Espiras secundarias	5
	Resistencia secundaria	0.5 (ohm)
	Inductancia secundaria	0.8e-3 (H)
	Área	6.5E-3 (mm)
	Longitud media del núcleo	0.5 (m)
	Frecuencia nominal	60 (Hz)
	Corriente inicial en el núcleo	0
	Material magnético	Silectron 53

Nota: Este modelo ya tiene parámetros que están habilitados por PSCAD®.

3.2.3. Tiempo de operación del reconectador

La secuencia de operación del reconectador es programado para cuatro aperturas y tres reconexiones; los tiempos de apertura se establecieron de acuerdo a las curvas características tiempo-corriente especificada en la gráfica 3.5. La curva A pertenece al tiempo de operación rápida, mientras que las curvas B y C corresponden al tiempo de operación con retardo.



Gráfica 3.5. Curvas típicas Tiempo-Corriente [Cooper Power Systems, 2003]

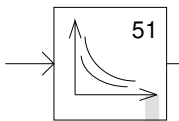
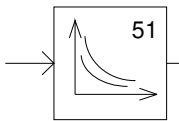
En la tabla 3.20 se muestran los tiempos de operación del reconectador, correspondiente a la corriente mínima de falla del sistema.

Tabla 3.20. Tiempos de operación del reconectador

Descripción	Unidad	Cantidad
Corriente mínima de falla	A	319.9
Tiempo de operación rápida	Seg	0.06
Tiempo de operación con retardo	Seg	0.35

Para representar los tiempos del reconector se consideró el relé 51 perteneciente a la librería de PSCAD®. Este componente dispone del tipo de curva IEEE Std. C37.112. Cambiando el tipo de característica tiempo-corriente se logró establecer que la curva inversa estándar es la que tiene más similitud a las curvas del reconector, por lo tanto modificando el dial de este dispositivo se representa la curva de operación rápida y la curva de operación con retardo del reconector. La corriente de arranque es el doble de la corriente máxima de carga, de acuerdo a lo especificado en la sección 2.3.2 del capítulo 2, referente los factores para la aplicación correcta del reconector. Los parámetros del relé 51 se especifican a continuación en la tabla 3.21.

Tabla 3.21. Parámetros de ajuste del relé 51

Parámetros del relé 51 (representación de la curva de operaciones rápida)		
	Formato de entrada de datos	Automatic_Standard
	Reajutable	Si
	Corriente de arranque	8.36
	Configuración de Tiempo (Dial)	0.06
	Tipo de curva estándar	IEEE Std. C37.112
	Tipo de característica	Inversa
	Parámetros del relé 51 (representación de la curva de operaciones con retardo)	
	Formato de entrada de datos	Automatic_Standard
	Reajutable	Si
	Corriente de arranque	8.36
	Configuración de Tiempo (Dial)	0.35
	Tipo de curva estándar	IEEE Std. C37.112
	Tipo de característica	Inversa

3.2.4. Control del reconector.

Para la construcción del panel de control se consideró la teoría sobre la secuencia de operación del reconector detallada en la sección 2.3.1 del capítulo 2, referente al reconector automático. El control permite seleccionar el número de operaciones rápidas, número de operaciones lentas, tiempo de apertura de los interruptores del reconector, la activación y desconexión del mismo. En la figura 3.5 se muestra el esquema de control implementado.

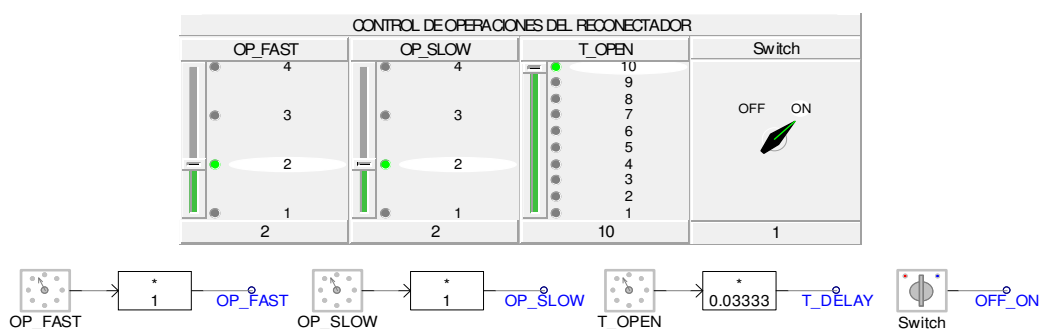
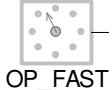
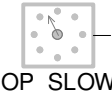
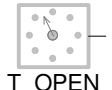

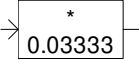


Figura 3.5. Panel de control del reconnector automático

En la figura 3.5 se puede estimar que el número de operaciones rápidas seleccionado es 2, el número de operaciones lenta es 2 y el tiempo de apertura de los interruptores del reconnector es de 10 ciclo equivalente a 20 ciclos al ser multiplicado por el componente de ganancia, es importante destacar que estos valores pueden ser modificados por el usuario, garantizando por lo menos una operación rápida. Los parámetros que describen el panel de control se muestran en la tabla 3.22.

Tabla 3.22. Parámetros del panel de control

Control de operaciones rápidas.		
	Título.	OP_FAST
	Mostrar título en el icono.	Si
	Número de posiciones en el marcador.	4
	Posición inicial (Dial).	1
Control de operaciones lentas.		
	Título.	OP_SLOW
	Mostrar título en el icono.	Si
	Número de posiciones en el marcador.	4
	Posición inicial (Dial).	1
Control de tiempo de apertura de los interruptores del reconnector.		
	Título.	T_OPEN
	Mostrar título en el icono.	Si
	Número de posiciones en el marcador.	10
	Posición inicial (Dial).	1
	Convertir la salida al entero más cercano.	NO

Control para la activación del reconectador.		
	Título	Switch
	Mostrar título en el icono.	Si
	Posiciones inicial.	Off
	Valor de salida en estado activado	1
	Valor de salida en estado desactivado	0
	Texto para la posición activo.	ON
	Texto para la posición desactivo.	OFF
Componente de ganancia.		
	Constante de multiplicación.	0.03333 (2 Ciclo)
	Comentario	Ganancia
	Dimensión.	1

3.2.5. Lógica del reconectador

Para la construcción del relé de lógica se tomaron en cuenta algunas consideraciones utilizadas por Aguila respecto a la construcción del módulo de un restaurador implementado en PSCAD® [Aguila, 2006]. La lógica del programa consiste en un constante monitoreo de la red, esto se logró por medio de una secuencia sucesiva de dispositivos interconectados entre sí, en la figura 3.6 se muestra el modelo del relé.

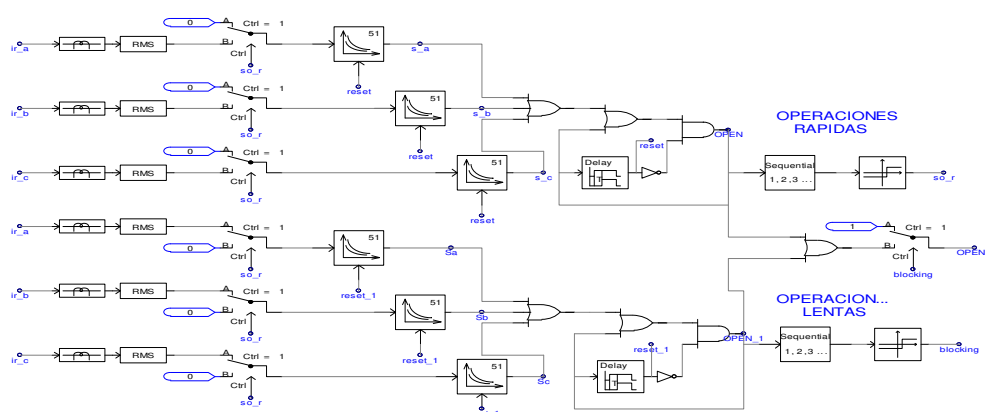


Figura 3.6. Modelo de la secuencia de operaciones rápidas y lentas

Los transformadores de corriente conectado a cada fase de la red trifásica permiten bajar los niveles de tensión, la corriente alcanzada en el secundario TC, a su vez, es conectada a un

medidor RMS monofásico, el cual calcula la variable de entrada en función del tiempo, obteniendo una señal de salida muy suave. Esta señal es enviada a la entrada B del selector correspondiente a la secuencia de operaciones rápidas, respectivamente la salida de este dispositivo es conectada al relé de sobrecorriente 51, beneficiándose de las características inversa tiempo-corriente, el cual representara las curvas de operación del reconectador para este modelo.

Posteriormente cuando la corriente del sistema es mayor a la corriente mínima de operación, el relé 51 emite una señal de disparo, por lo que la compuerta XOR interpreta un valor distinto de 0, la salida a su vez activa la señal (OPEN) y esta es transferida al selector de salida del reconectador (OPENR), permitiéndose de esta manera la apertura del interruptor del reconectador de la línea fallada ver figura 3.7. La señal emitida queda sostenida hasta que el componente (Delay) desactiva la compuerta XOR, al mismo tiempo la señal reset permite reiniciar los tres relés 51 para una nueva secuencia de operaciones. Cada vez que se emite una señal de disparo se incrementa el valor de la variable del componente (*sequential*), después de un número determinado de operaciones especificado por el usuario mediante el control de operaciones rápidas (*OP_FAST*), el comparador transfiere una señal por medio de la etiqueta de datos (*so_r*), lo cual indica que se ha cumplido el número de operaciones rápidas, al mismo tiempo se activa la entrada A del selector correspondiente a las operaciones lentas.

El mismo proceso aplica para la secuencia de operaciones lentas. Considerando que cuando se ha cumplido el número de operaciones rápidas y operaciones lentas especificadas por el usuario. Se emite una señal de bloqueo, quedando permanentemente abierto los contactos del reconectador.

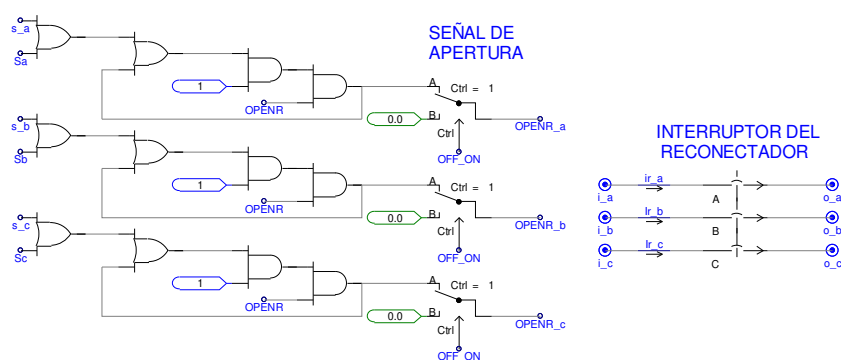
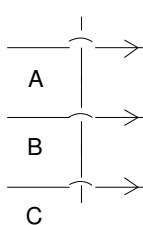


Figura 3.7 Interruptor del reconectador

En la figura 3.7 se puede observar que cada vez que se envía una señal de apertura, esta es transferida al interruptor mediante la etiqueta de datos (*OPENR_a*, *OPENR_b* y *OPENR_c*), permitiendo de esta manera la apertura de los contactos del interruptor de forma independiente. Los parámetros del interruptor se muestran en la tabla 3.23.

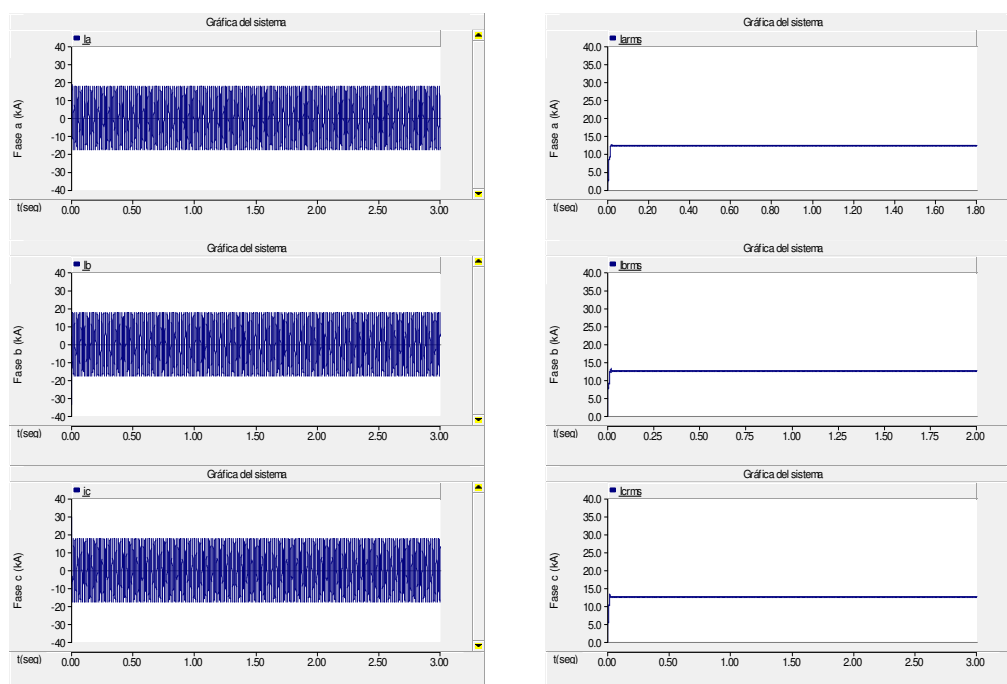
Tabla 3.23. Parámetros del interruptor

Parámetros del interruptor del reconectador.		
	Operación de un solo polo	Si
	Abrir ante cualquier corriente	No
	Usar resistencia de pre-inserción	No
	Visualización de gráficos	Vista en tres fases
	Nombre de los contactos A	OPENR_a
	Nombre de los contactos B	OPENR_b
	Nombre de los contactos C	OPENR_c
	Resistencia (contactos abiertos)	1.0e6 ohm
	Resistencia (contactos cerrado)	0 Ohm

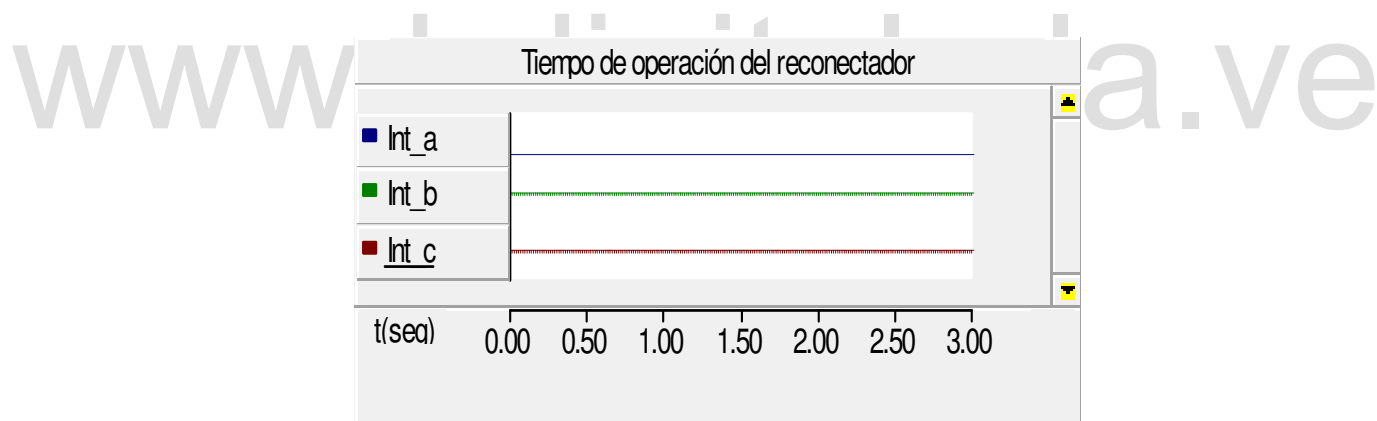
3.2.6. Análisis y resultados del reconectador en condiciones normales del sistema mediante las simulaciones en PSCAD®

Para realizar el análisis del reconectador en condiciones normales del sistema y ante distintos tipos de falla se utilizó un tiempo de simulación de 3 segundos, de tal manera que se pueda observar el comportamiento del dispositivo durante una falla permanente en el sistema. En este apartado no se consideran las fallas de carácter transitorio ya que posteriormente se realizan estudios donde se podrá evaluar el comportamiento ante este tipo de eventos.

El panel de control de secuencias de operaciones se programó para realizar 2 operaciones rápidas, 2 operaciones lentas y un tiempo de apertura de los interruptores del reconectador de 20 ciclos. En la gráfica 3.6 se puede apreciar el valor pico y RMS de corriente en condiciones normales de funcionamiento y en la gráfica 3.7 Se puede observar que el reconectador no opera, como es de esperar, ya que el reconectador se configuró para actuar en presencia de una falla, considerando los parámetros necesarios para una operación correcta del mismo.



Gráfica 3.6. Valor pico y RMS de las corrientes de fase



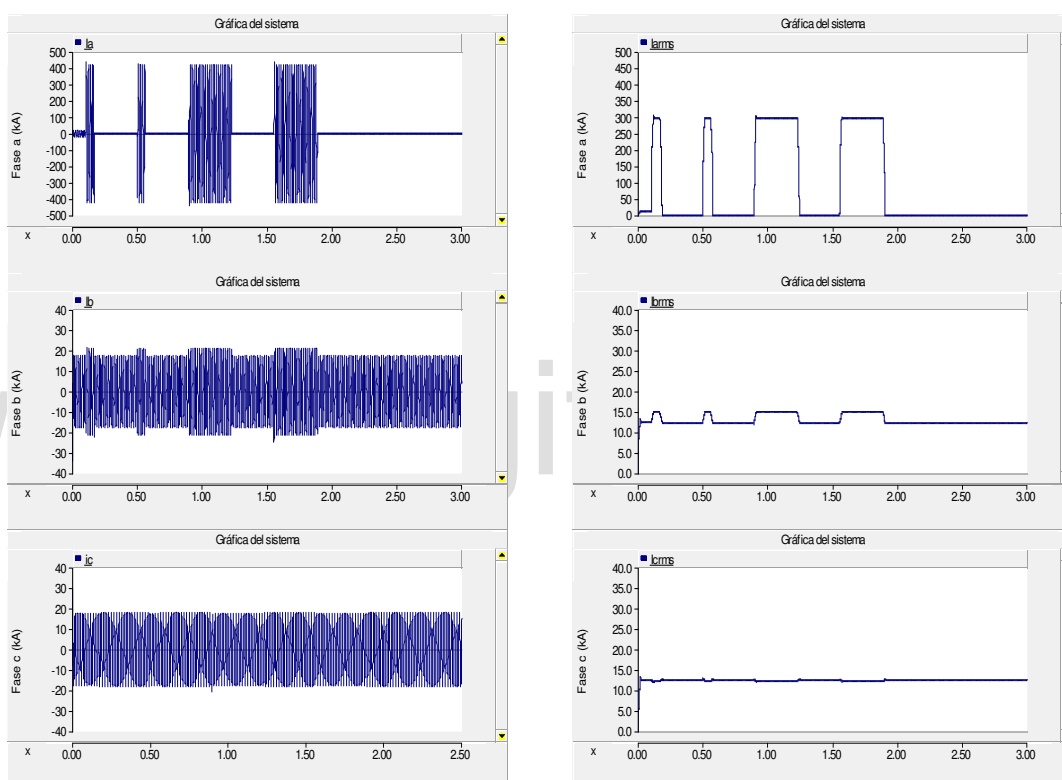
Gráfica 3.7. Tiempos de operación en condiciones normal del sistema

3.2.7. Análisis y resultados del reconectador en presencia de una falla monofásica mediante las simulaciones en PSCAD®

Para determinar el comportamiento del reconectador cuando se presenta una falla monofásica, se modificó el panel de control aplicando una falla en 6 ciclos, con un tiempo de duración de la misma de 160 ciclos, como se puede estimar en la gráfica 3.8 en el momento que el relé detecta la sobrecorriente en la fase a, este envía una señal de disparo, de esta manera el interruptor abre sus contactos de forma definitiva después de realizar la secuencia

de operaciones anteriormente especificadas, esto se debe a que la falla aplicada es de carácter permanente.

La corriente de arranque que se estimó es el doble de la corriente máxima de carga, por lo tanto mediante los resultados de la simulación como se muestra en la gráfica 3.8 y gráfica 3.9. Se determina que el reconectador detecta y abre sus contactos interrumpiendo esta falla, garantizando la desconexión de la fase a, para la corriente seleccionada.



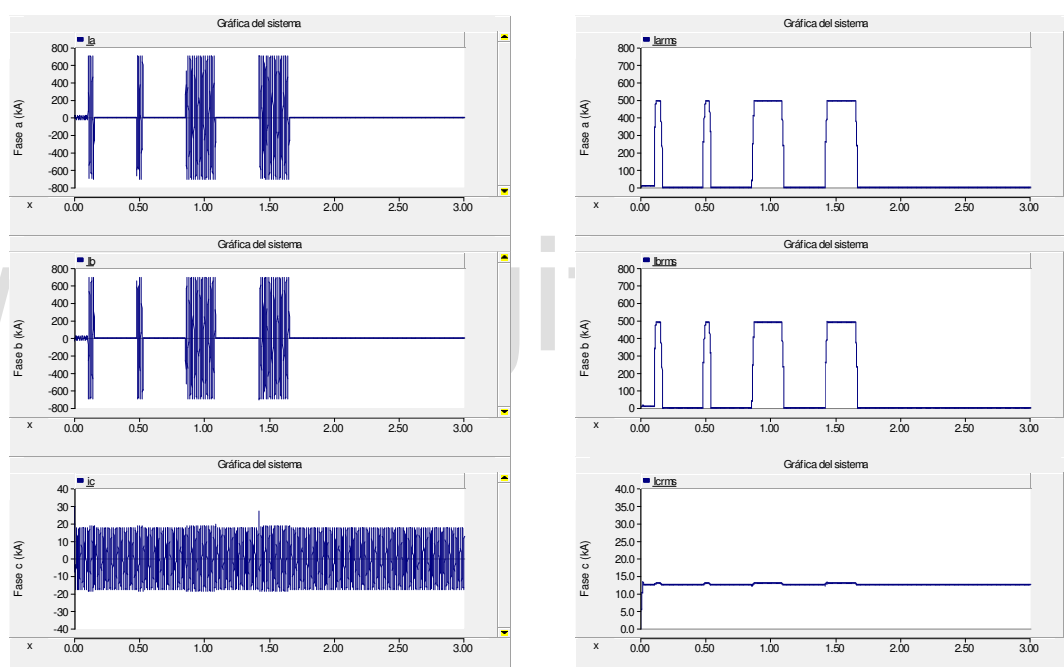
Gráfica 3.8. Operación del reconectador ante una falla monofásica



Gráfica 3.9. Tiempos de operación del reconectador ante una falla monofásica

3.2.8. Análisis y resultados del reconectador en presencia de una falla bifásica mediante las simulaciones en PSCAD®.

El reconectador para este tipo de falla opera de forma similar a la falla monofásica, pero ahora afecta dos de sus fases, como se puede observar en la gráfica 3.10, también se puede apreciar que la fase c es perturbada, sin embargo no con la misma intensidad que en la fase b cuando existe una falla monofásica, esto se debe a la interrupción y la no transposición de la línea, ya que las impedancias propias y mutuas entre fases no equilibradas presentan desequilibrios en las caídas de tensión, aun cuando la carga es simétrica. Los tiempos de operación del reconectador se identifican en la gráfica 3.11.



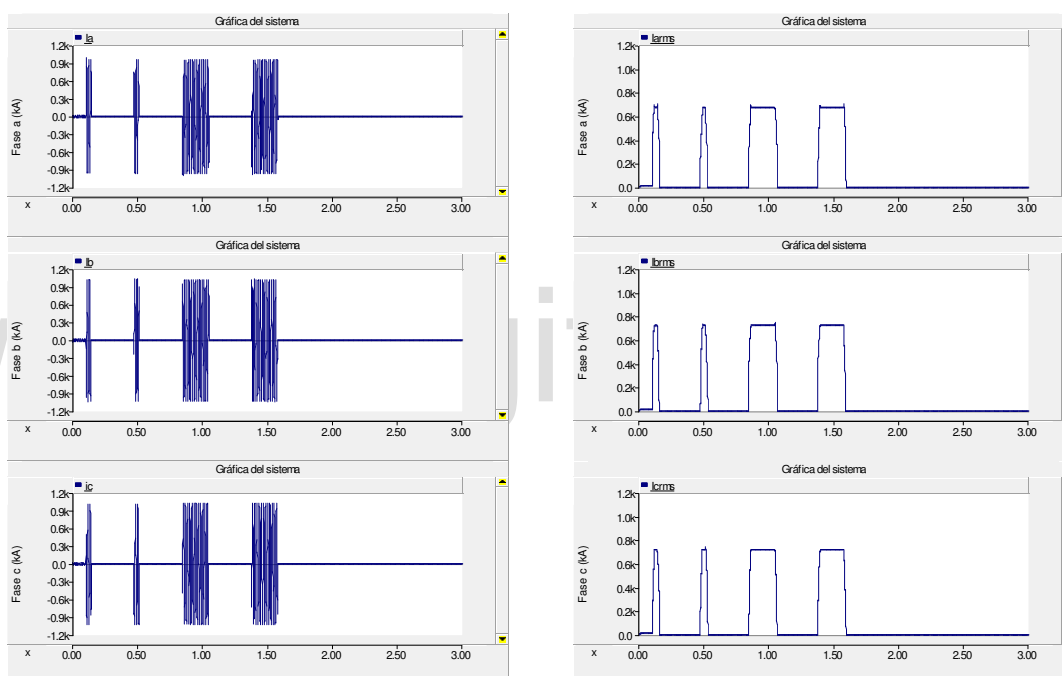
Gráfica 3.10. Operación del reconectador ante una falla bifásica y valor de las corrientes de fase



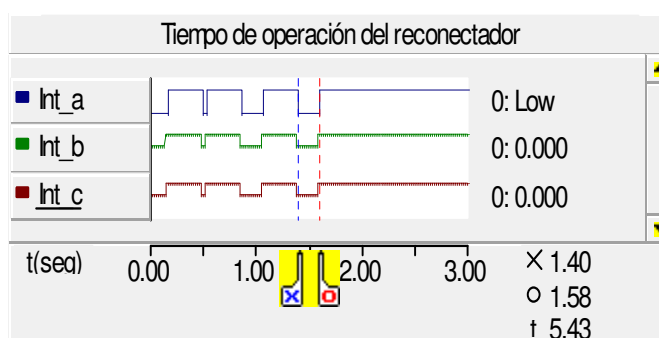
Gráfica 3.11. Tiempos de operación del reconectador ante una falla bifásica

3.2.9. Análisis y resultados del reconector en presencia de una falla trifásica mediante las simulaciones en PSCAD®

En el momento de aplicar una falla trifásica de carácter permanente en el sistema se puede observar que la magnitud de la corriente RMS aumenta considerablemente en comparación a las fallas presentadas anteriormente. El reconector cumple la secuencia de operaciones para cada una de las fases interrumpiendo el flujo de energía de forma definitiva con un tiempo inferior a los tiempos de operaciones establecidos, como se puede estimar en las gráficas 3.12 y 3.13.



Gráfica 3.12. Operación del reconector ante una falla trifásica y valor de las corrientes de fase



Gráfica 3.13. Tiempos de operación del reconector ante una falla trifásica

3.2.10. Análisis y resultados de los tiempos de operación del reconectador

Mediante las simulaciones en PSCAD® se observó el comportamiento del reconectador en condiciones normales del sistema y en presencia de distintas fallas, además por medio de los gráficos se obtienen los tiempos de operación del reconectador, los cuales se muestran en las tablas 3.24, 3.25 y 3.26.

Tabla 3.24. Tiempos de operación del reconectador para una falla monofásica

Descripción	Corriente RMS (A).	Tiempo de operación rápida (seg)	Tiempo de operación Lenta (seg)	Tiempo de desconexión (seg)
Fase a	296.34	0.0596	0.3412	1.9016
Fase b	14.96	-	-	-
Fase c	12.26	-	-	-

Tabla 3.25. Tiempos de operación del reconectador para una falla bifásica

Descripción	Corriente RMS (A).	Tiempo de operación rápida (seg)	Tiempo de operación Lenta (seg)	Tiempo de desconexión (seg)
Fase a	492.99	0.04157	0.2217	1.6603
Fase b	488.31	0.04157	0.2237	1.6609
Fase c	12.92	-	-	-

Tabla 3.26. Tiempos de operación del reconectador para una falla trifásica

Descripción	Corriente RMS (A).	Tiempo de operación rápida (seg)	Tiempo de operación Lenta (seg)	Tiempo de desconexión (seg)
Fase a	676.69	0.04157	0.1969	1.5796
Fase b	724.86	0.04157	0.1913	1.5658
Fase c	717.88	0.04157	0.1948	1.5727

En la tabla 3.24 se puede estimar que para una falla monofásica los tiempos de operación del reconectador son similares a los tiempos de operación especificados, por lo tanto se puede confirmar que la curva característica de tiempo inverso estándar es similar a las curvas características del reconectador.

3.3. MODELADO DEL SECCIONALIZADOR

El modelo del seccionizador fue realizado conforme a lo especificado en la sección 2.3.3 del capítulo 2 referente al seccionizador automático, el cual fue instalado en el alimentador de la red de distribución para trabajar en conjunto con el reconectador, de tal forma que en el momento de aplicar una falla al sistema, y si esta es de carácter permanente el seccionizador permite desconectar el sistema de la carga después de realizar su secuencia de operaciones, la cual será explicada posteriormente. En la figura 3.8 se muestra el seccionizador instalado en la red de distribución.

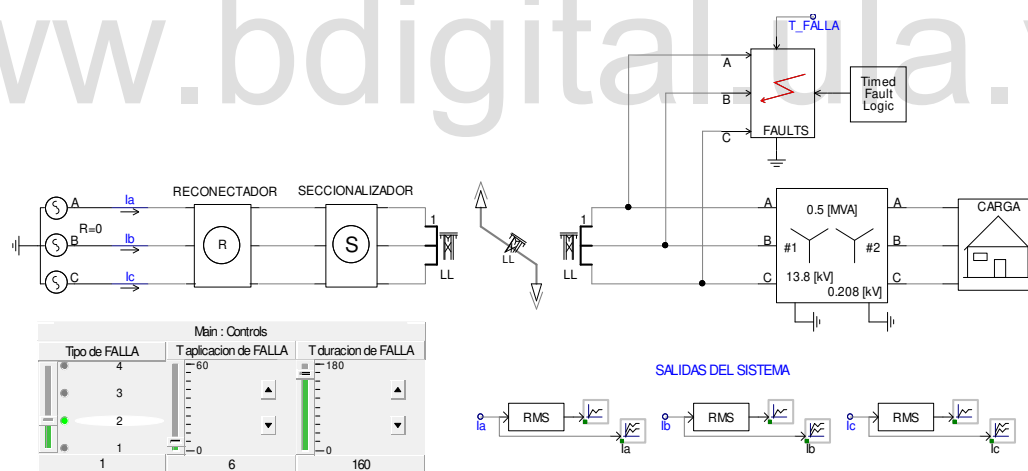


Figura 3.8. Seccionizador automático en conjunto con el reconectador

3.3.1. Selección del seccionizador

La selección de la bobina del seccionizador se eligió de 50 A considerando las características del sistema y el valor de la bobina del reconectador para garantizar una coordinación adecuada, de igual forma se comprobó los parámetros nominales del seccionizador mediante lo especificado en la tabla 3.27 [Ramirez, 2009].

Tabla 3.27. Valores de corriente del seccionizador

Valores nominales de corriente en amperios				
Corriente nominal (60 Hz)	Corriente mínima actuante (RMS)	Corriente máxima asimétrica	1 segundo RMS Simétrica	10 segundos RMS Simétrica
10	16	1.600	400	125
15	24	2.400	600	190
25	40	4.000	1.000	325
35	56	6.000	1.500	450
50	80	7.000	2.000	650
70	112	8.000	3.000	900
100	160	8.000	4.000	1.250
140	224	8.000	4.000	1.800
200	320	8.000	5.700	2.600

3.3.2. Control del seccionizador

El diseño del control se realizó siguiendo el procedimiento descrito en la sección 2.3.3 del capítulo 2 referente al seccionizador automático, de esta manera mediante los controles se puede ajustar el valor de la corriente nominal del seccionizador, la corriente mínima de operación, operación de conteo y el número de conteos para indicar la apertura del seccionizador.

En la figura 3.9 se puede apreciar el panel del control del seccionizador, donde el valor de la corriente mínima de operación (I_{min_op}) es multiplicado por el componente de ganancia y por la corriente nominal, de tal forma que el ajuste será expresado en porcentaje. Los controles utilizados que conforman el panel de control del seccionizador permiten seleccionar el valor de corriente nominal, la corriente mínima de operación, la operación de conteo y el número de conteos, los parámetros de entrada del control se detallaron anteriormente para la construcción del reconectador, por lo tanto en este apartado se especifica solo su funcionamiento y aplicación de los mismos.

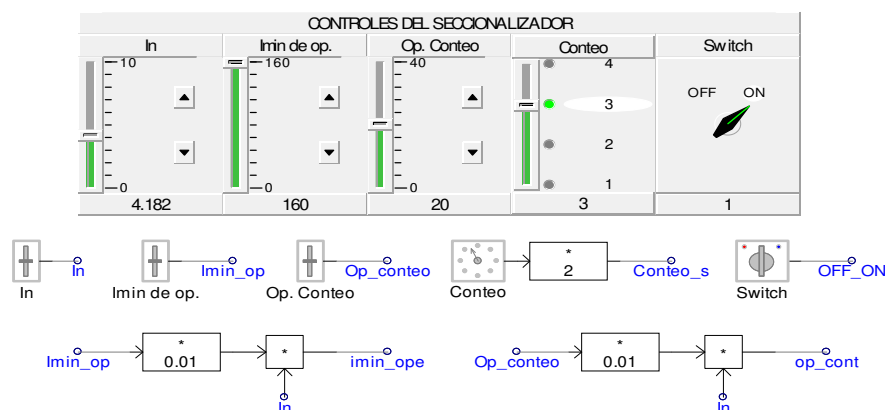


Figura 3.9. Panel de control del seccionizador

3.3.3. Lógica del seccionizador.

La lógica del relé del seccionizador es similar a un contador, ya que el dispositivo no utiliza curvas de operación, sino que trabaja en conjunto con el reconectador automático, por lo tanto la secuencia de operaciones de este dispositivo se logra mediante un conteo de las operaciones del reconectador, de tal manera si en el sistema se aplica una falla de carácter permanente este sea capaz de desconectar el elemento fallado luego de realizar un número determinado de operaciones del reconectador.

El seccionizador está instalado aguas abajo del reconectador mediante los nodos eléctricos (ias, ibs, ics) como se ilustra en la figura 3.10, la señal de corriente medida es enviada a los transformadores de corriente los cuales permiten bajar los niveles de tensión para no causar daños a los componentes del relé, ya que estos operan a un nivel de tensión inferior. La corriente que se obtiene en el secundario del transformador de corriente, a su vez, es conectada a un medidor RMS monofásico.

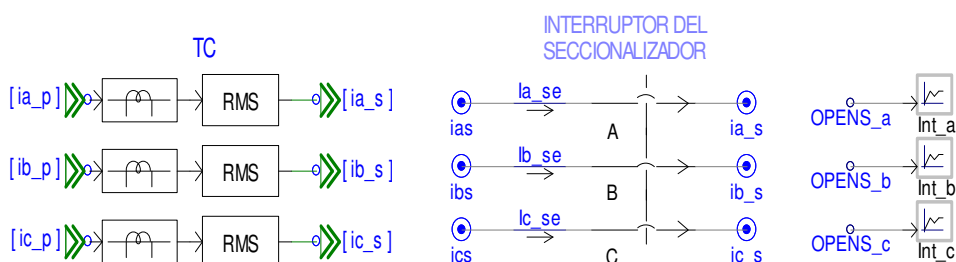


Figura 3.10. Interruptor del seccionizador y transformador de corriente

La señal de salida del componente RMS es conectada a cada una de las fases del relé de lógica del seccionalizador, de tal manera que si se aplica una falla en la fase a del sistema y esta alcanza el valor de corriente mínima de operación, el comparador (Ca_1) genera un alto en la salida, a su vez el contador (Sa_1) se incrementa en un valor 1, posteriormente cuando la corriente cae por debajo de la señal de entrada especificada por el control de operaciones de conteo (Op_conteo), la variable secuencial (Sa_2) aumenta en 1 su salida, por lo tanto se activa el comparador ($Ca_2.2$) permitiendo realizar el primer conteo.

Cuando el número de conteo alcanza el valor establecido mediante el control (conteo), este emite una señal de apertura al interruptor luego de cumplir el tiempo de retardo del componente ($Delay$) ver figura 3.11.

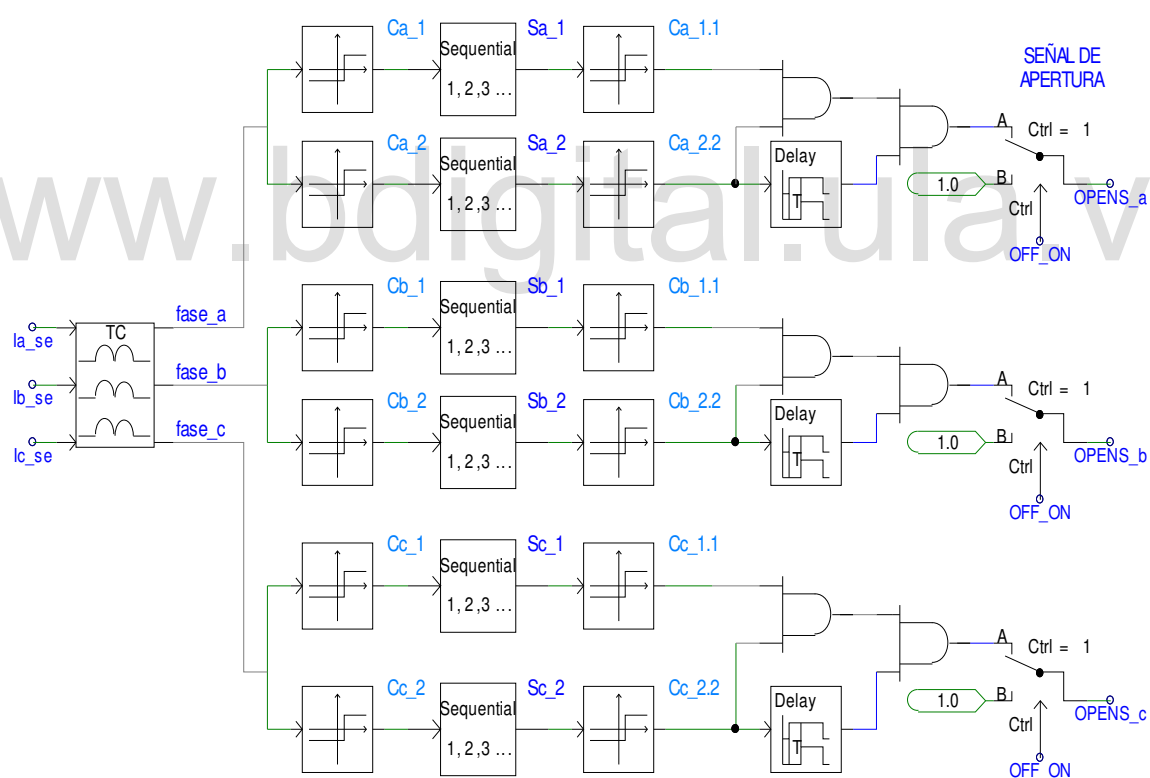
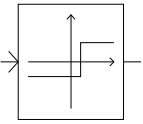
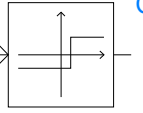
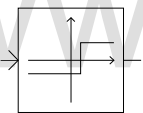
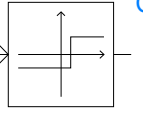
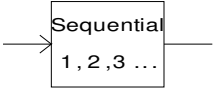
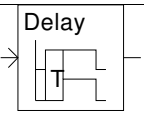


Figura 3.11. Relé de lógica del seccionalizador

Los parámetros de los componentes que definen el relé se especifican en la tabla 3.28, de los cuales solo se especifican los componentes de la fase a ya que para las otras fases el funcionamiento es el mismo.

Tabla 3.28. Parámetros de ajustes del relé de lógica del seccionalizador

Comparador (Ca_1)		
	Valor de entrada.	imin_ope
	Ca_1 Nivel de salida bajo.	0
	Nivel de salida alto.	1
	Compatibilidad de interpolación	Inhabilitar
	Dimensión de la señal de entrada.	1
Comparador (Ca_1.1)		
	Valor de entrada.	Conteo_s
	Ca_1.1 Nivel de salida bajo.	0
	Nivel de salida alto.	1
	Compatibilidad de interpolación	Inhabilitar
	Dimensión de la señal de entrada.	1
Comparador (Ca_2)		
	Valor de entrada.	Op_conteo
	Ca_2 Nivel de salida bajo.	0
	Nivel de salida alto.	1
	Compatibilidad de interpolación.	Inhabilitar
	Dimensión de la señal de entrada.	1
Comparador (Ca_2.2)		
	Valor de entrada.	Conteo_s
	Ca_2.2 Nivel de salida bajo.	0
	Nivel de salida alto.	1
	Compatibilidad de interpolación.	Inhabilitar
	Dimensión de la señal de entrada.	1
Convertir la salida al entero más cercano	No	
Secuencial 1, 2, 3...		
	Valor inicial.	0
	Incremento de la variable.	1
	Dimensión de la señal de entrada.	1

Tiempo de retardo (Delay)		
	Tiempo de retardo.	0.08333 (5 ciclos)
	Interpolación.	Inhabilitar

3.3.4. Ajuste de los controles de falla del reconectador y seccionizador

Para realizar las pruebas del seccionizador se ajustó el panel de control de falla para un tiempo de aplicación de 6 ciclos y duración de esta de 160 ciclos.

El panel de control del seccionizador se modificó para un valor de corriente de $4.182 A$, valor visto del secundario del transformador de corriente y correspondiente a la corriente nominal donde está instalado el dispositivo, este ajuste se realizó mediante el control deslizante (In). El control de la corriente mínima de operación ($imin_op$) se ajustó a un 160 % de la corriente nominal, de tal manera que en ese instante el seccionizador se activa para realizar un conteo.

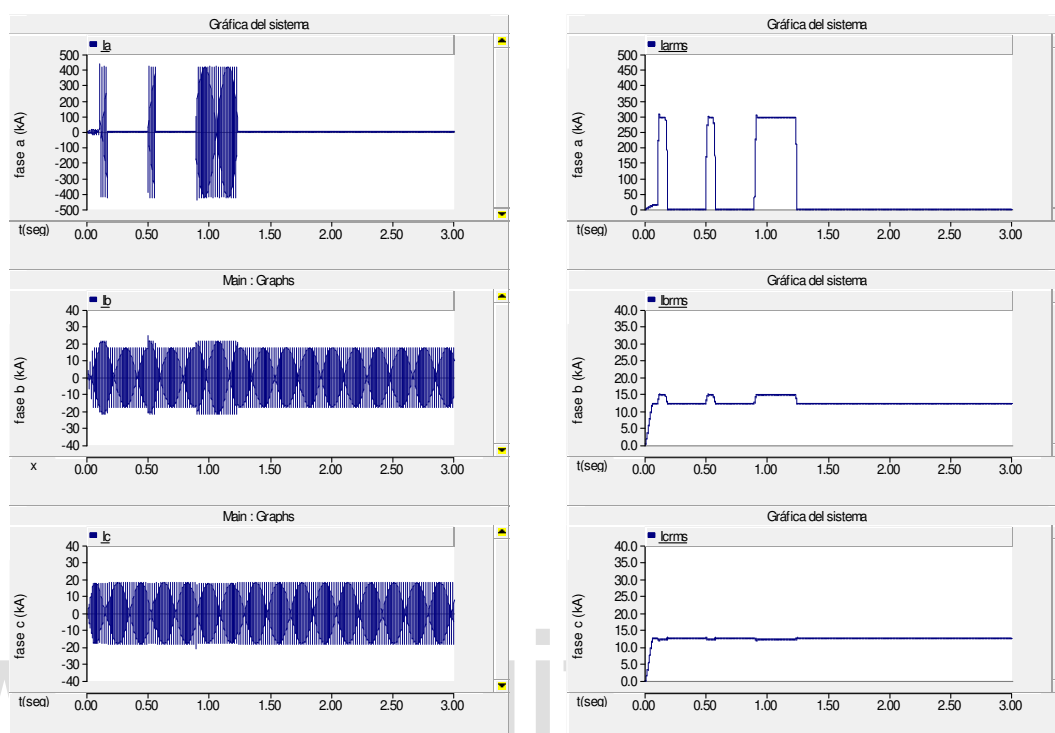
El control deslizante (op_conteo) se consideró un 20 % de la corriente nominal ya establecida, por último el número de conteo que ejecuta el seccionizador se modificó para contar 3 operaciones del reconectador. El panel de control del reconectador se mantiene con la misma configuración establecida anteriormente.

3.3.5. Análisis y resultados del seccionizador ante una falla monofásica

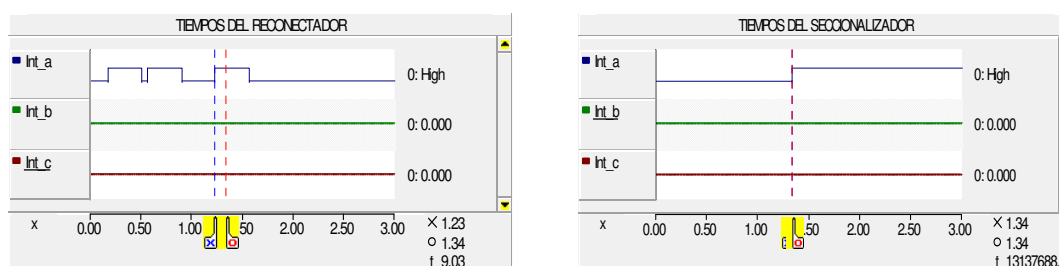
En las gráficas 3.14 y 3.15 se puede apreciar que al aplicar una falla de carácter permanente en la fase a del sistema el reconectador comienza a realizar su secuencia de operaciones, la cual es monitoreada por el relé de lógica del seccionizador, permitiendo desconectar solo la fase fallada, de tal forma que permite la continuidad de energía en las otras dos fases.

En la gráfica 3.15 se puede observar que el tiempo que el reconectador abre sus contactos por tercera vez es en 1.23 segundos, mientras que el seccionizador abre sus contactos en 1.34 segundos, el tiempo de retardo se debe a los 5 ciclos que se aplicaron mediante el componente

Delay, de esta manera se asegura que la desconexión del sistema se realice de forma segura, ya que el seccionizador es un dispositivo que no está capacitado para interrumpir corriente.



Gráfica 3.14 . Operación de los dispositivos de protección ante una falla monofásica y valor de las corrientes de fase



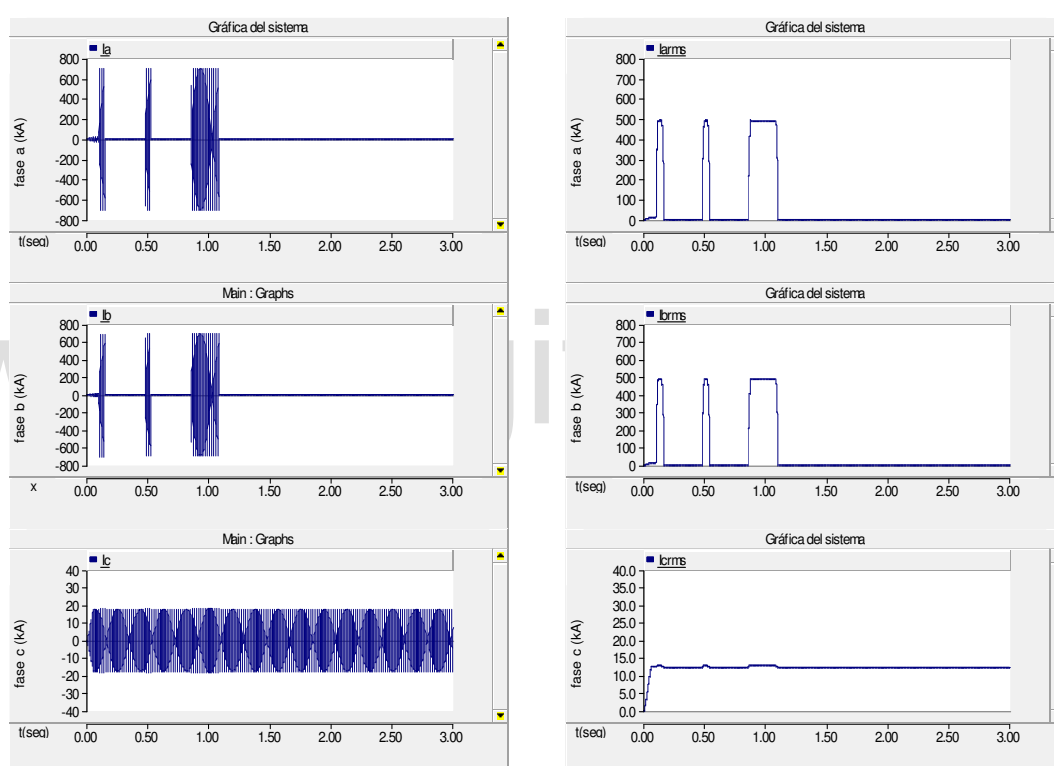
Gráfica 3.15. Tiempo de operación del reconectador y seccionizador

3.3.6. Análisis y resultados del seccionizador ante una falla bifásica

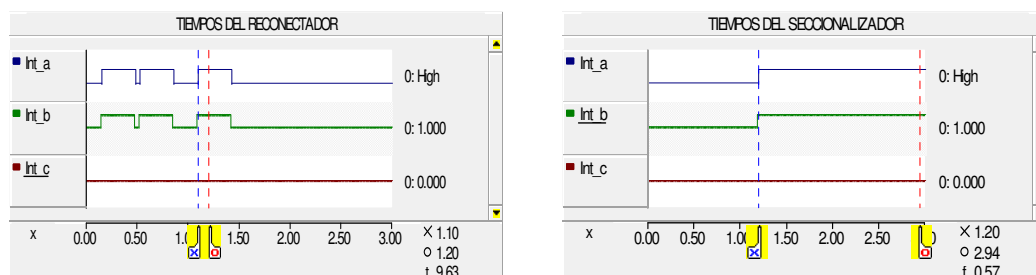
Cuando se aplica una falla bifásica en el sistema el relé de lógica del seccionizador envía la señal de apertura después de realizar tres conteo del reconectador ver gráfica 3.16, de forma similar a la falla monofásica, pero esta vez se puede observar que la magnitud de la corriente

es más alta, por lo tanto el tiempo de desconexión es más rápido. Entonces es importante destacar que a medida que aumenta la corriente de falla el tiempo de operación del reconectador disminuye, por esta razón no es recomendable establecer un tiempo de retardo muy alto para el seccionizador.

En la gráfica 3.17 se puede estimar que el tiempo de la penúltima apertura del reconectador fue en 1.10 segundos, a su vez la desconexión del seccionizador se presenta 0.10 segundos más tarde, por lo cual el tiempo de retardo es un valor conservador.



Gráfica 3.16. Operación de los dispositivos de protección ante una falla bifásica

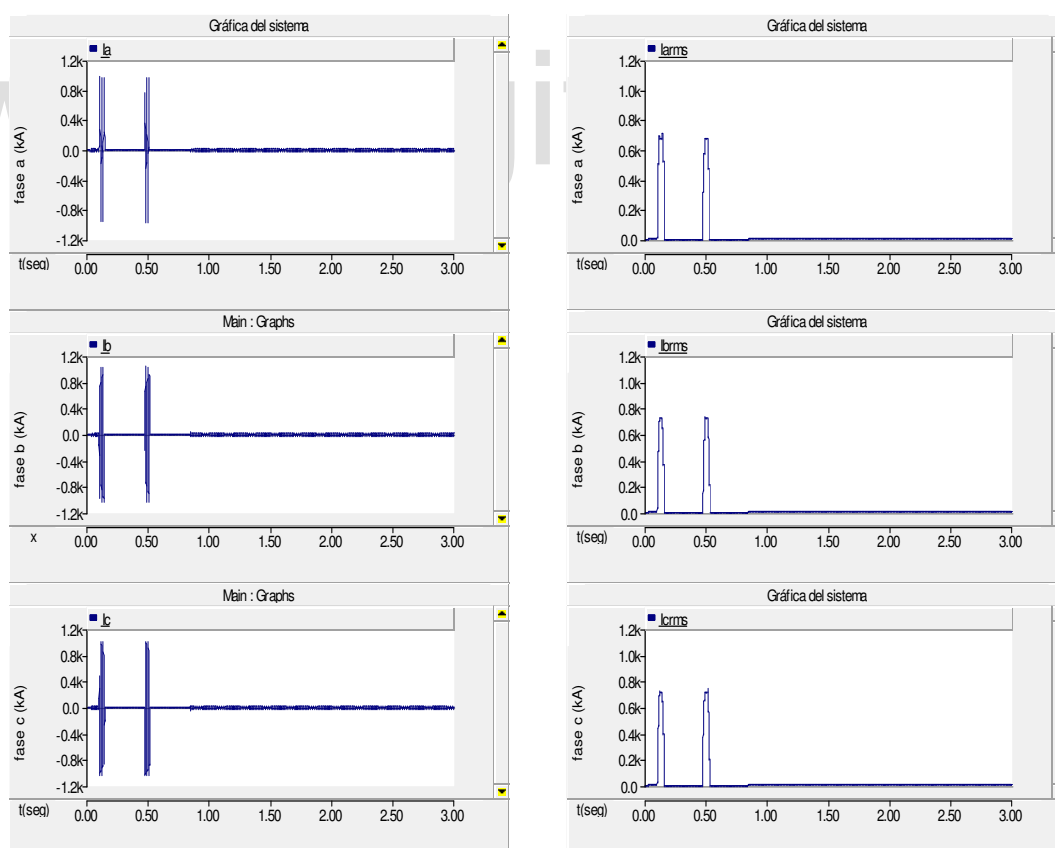


Gráfica 3.17. Tiempo de operación del reconectador y seccionizador

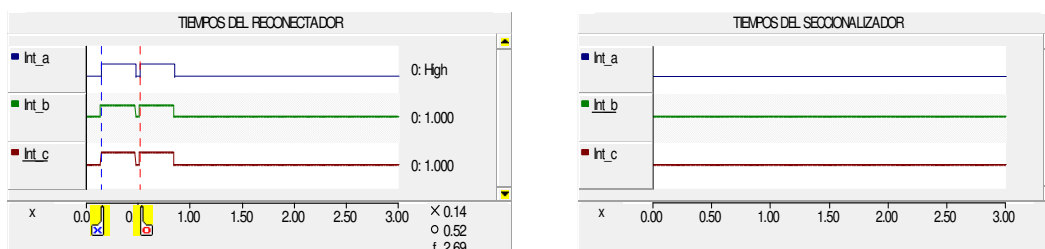
3.3.7. Análisis y resultados del seccionizador ante una falla trifásica

Para realizar las pruebas en este apartado se aplicó una falla trifásica y se modificó el tiempo de duración de la misma a 25 ciclos, la cual representa una falla de carácter transitorio.

En la gráfica 3.18 se observa que el reconectador detecta la falla en 0.1 segundos y abre sus contactos por primera vez en 0.14 segundos con el tiempo de apertura programado, luego cierra sus contactos y como la falla persiste abre sus contactos en una segunda operación, a un tiempo la falla desaparece, por lo tanto el reconectador cierra sus contactos permitiendo la reconexión del sistema de forma automática garantizando el servicio al usuario, por otro lado el relé de lógica del seccionizador no envía la señal de apertura como se aprecia en la gráfica 3.19, debido a que el seccionizador está programado para un conteo de 3 operaciones del reconectador.



Gráfica 3.18. Operación de los dispositivos de protección ante una falla trifásica y valor de las corrientes de fase



Gráfica 3.19. Tiempos de operación del reconectador y seccionalizador

3.3.8. Resultados de los tiempos de operación del reconectador y seccionalizador

Mediante las simulaciones se observa la coordinación del reconectador y el seccionalizador. Considerando el tiempo de apertura del reconectador para la corriente máxima de falla, se puede establecer el retardo del seccionalizador, de esta manera se asegura que abra sus contactos de forma segura y no se vea afectado el aislamiento del equipo. A continuación se especifican los tiempos de operación de los dispositivos de protección, tablas 3.29 a la 3.31.

Tabla 3.29. Tiempos de operación del reconectador y seccionalizador

Tiempos de operación falla monofásica			
Descripción	Corriente RMS (A).	Tiempo de la tercera operación del reconectador (seg)	Tiempo de operación del seccionalizador (seg)
Fase a	296.34	1.2383	1.3384
Fase b	14.92	-	-
Fase c	12.26	-	-

Tabla 3.30. Tiempos de operación del reconectador y seccionalizador, falla bifásica

Tiempos de operación falla bifásica			
Descripción	Corriente RMS (A).	Tiempo de la tercera operación del reconectador (seg)	Tiempo de operación del seccionalizador (seg)
Fase a	488.34	1.0959	1.1967
Fase b	492.85	1.0849	1.1895
Fase c	12.89	-	-

La carga no lineal de la figura 3.13 es conectada a cada una de las fases del sistema, dicha carga representa varias lámparas fluorescentes conformadas por cuatro diodos y un capacitor para disminuir el factor de rizado de la componente D.C, la resistencia de carga se estableció con un valor de 0.184 Ohm permitiendo igualar el valor de la componente fundamental. Como anteriormente se mencionó los valores de cada uno de los elementos se modificaron para exceder los límites establecidos por norma.

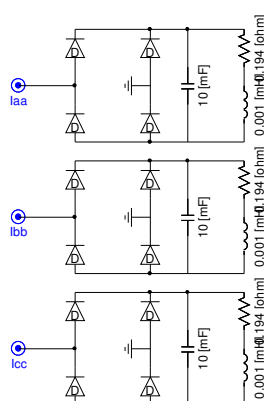


Figura 3.13 Carga no lineal

La distorsión armónica generada por la carga no lineal conectada al sistema es medida por el componente de transformada rápida de Fourier (FFT), por medio de dicho componente se puede determinar la magnitud armónica y la fase de la señal de entrada en función del tiempo. Los parámetros de entrada de ajuste se especifican en la tabla 3.32.

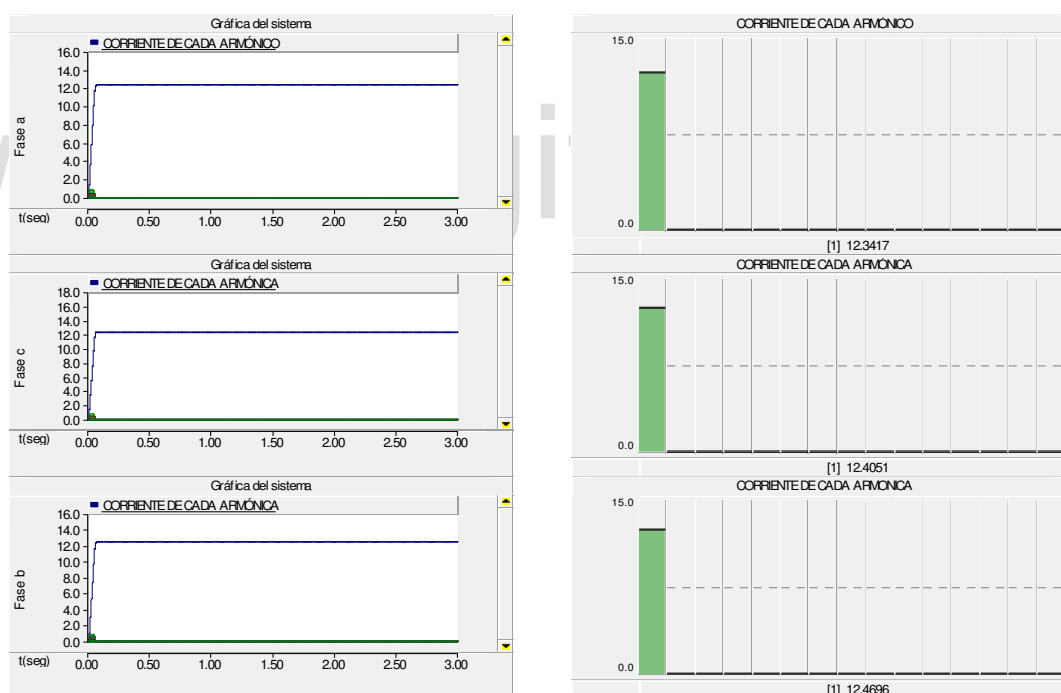
Tabla 3.32. Transformada rápida de Fourier (FFT)

Transformada rápida de Fourier (FFT)		Tipo.	3 Fases
	Número de armónicos.	15	
	Muestra por ciclos de frecuencia base.	-	
	Frecuencia base.	60 (Hz)	
	Magnitud de salida.	RMS	
	Unidad de salida de fase.	Radianes	
	Referencia de salida de fase.	Seno	
	Frecuencia de seguimiento.	No	

Las señales de las tres fases del sistema de distribución se transmiten a las entradas del compoente ($X1$, $X2$, $X3$) mediante las etiquetas de datos (Ia , Ib , Ic), este permite descomponer dicha señal en componente armónico respecto a la frecuencia fundamental.

3.4.1. Análisis y resultados de los efectos por armónicos en el sistema

Para el análisis de los efectos de la distorsión armónica es importante conocer el valor de la corriente fundamental del sistema, esto se logró mediante la simulación con carga lineal como se puede observar en la gráfica 3.20, mediante el gráfico de barras se obtiene la componente de cada armónico, donde el primer valor corresponde a la componente fundamental de 60 Hz, estos valores nos permiten hacer una comparación cuando los niveles de armónicos cambian la respuesta del sistema, debido a la carga no lineal.

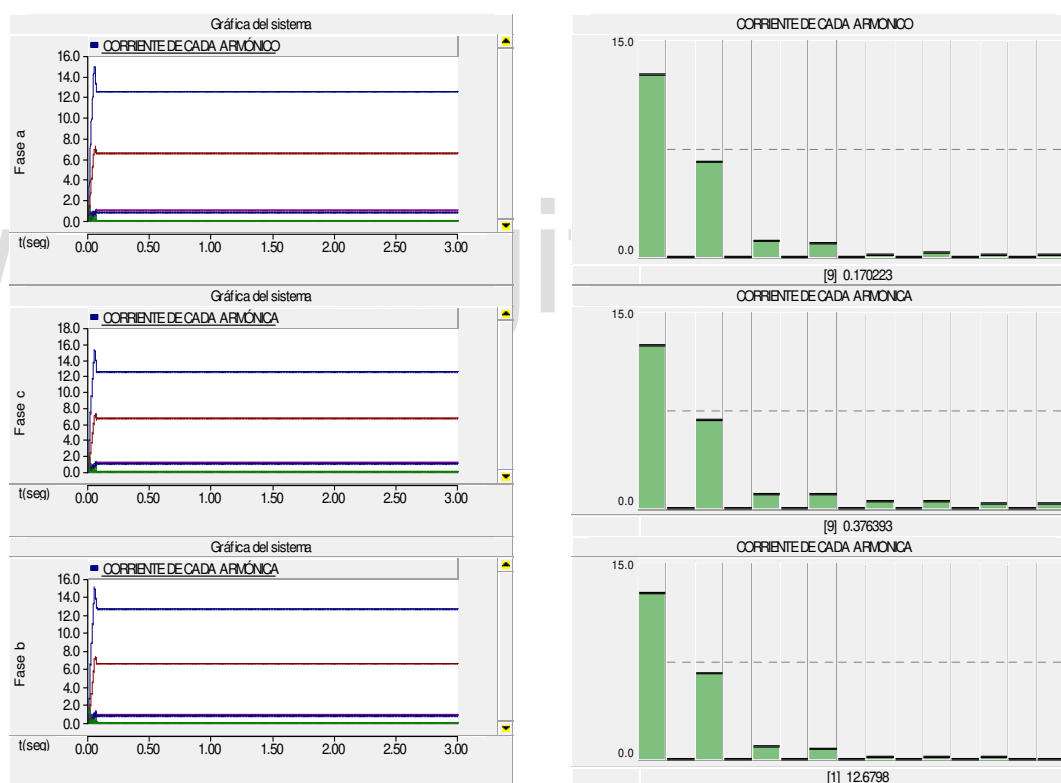


Gráfica 3.20. Corriente fundamental en la fase a, b y c

La carga no lineal se conectó al sistema por medio del control de carga, donde se puede apreciar en la gráfica 3.21 que se presentan los armónicos de orden impar ($3^{\circ}, 5^{\circ}, 7^{\circ}, 9^{\circ}$), predominando el armónico de tercer orden con un valor de corriente armónica de 6.54 A para la fase a (52.25% respecto a la fundamental), de manera similar se ve afectada cada una de las

fases del sistema los valores correspondiente a cada armónico se muestra al final en las tablas de resultados.

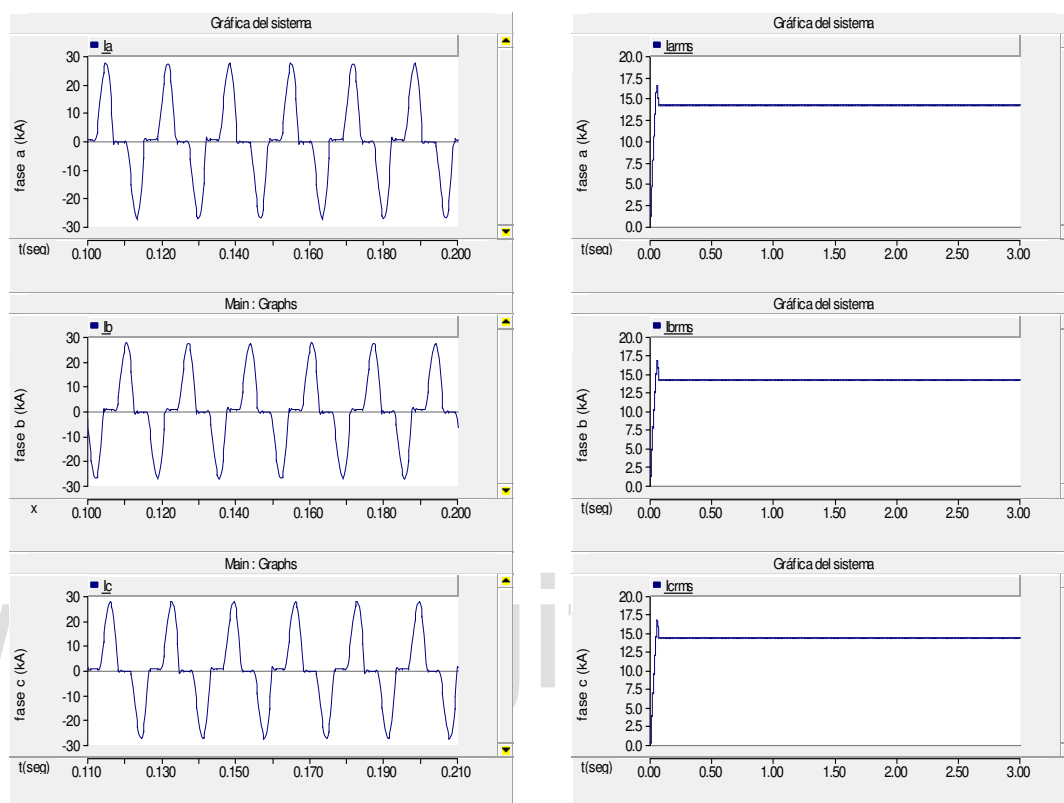
Para analizar los efectos producidos por los armónicos se utilizó la ecuación de índice de distorsión armónica total descrita en la sección 2.4 del capítulo 2 referente a los armónicos en redes de distribución, donde la distorsión armónica total de corriente para la fase a es del 53.29%, al comparar con los límites establecidos para una relación de corriente de cortocircuito del sistema y la corriente de línea RMS de 39.02 A, se puede observar claramente que este valor está por encima de la distorsión armónica total del 8 % (valor correspondiente al sistema de distribución de acuerdo a lo especificado en la norma IEEE Std 519-1992).



Gráfica 3.21. Espectro de corriente armónica en la fase a, b y c

En la gráfica 3.22 se puede observar los efectos de la distorsión armónica para cada una de las fases, las gráficas se acercaron lo suficiente para obtener una lectura adecuada de la forma onda. El valor pico máximo es de 27.08 A, por lo que se puede determinar que el aumento del valor pico es de 9.24 A respecto a los resultados obtenidos con la carga lineal, por otro lado el

valor de la corriente RMS para la fase a también se ve afectado aumentando el valor de corriente a 14.22 A , los resultados del incremento de corriente para las tres fases del sistema se muestran al final de este apartado.



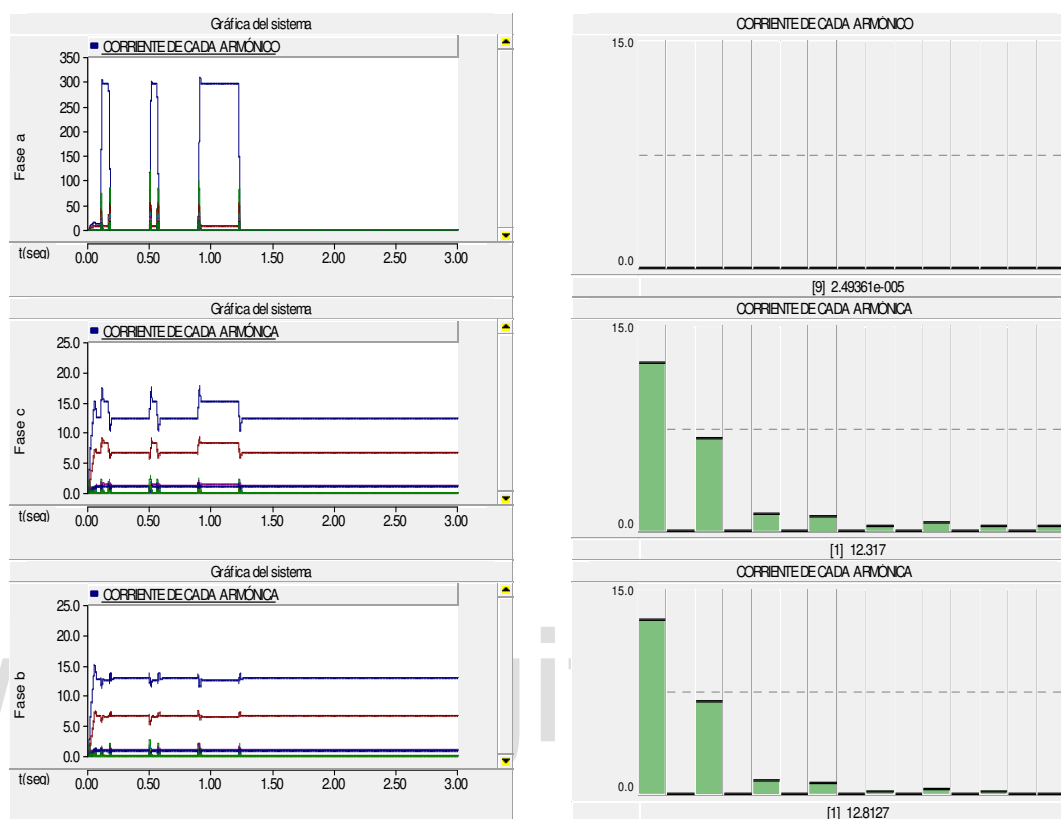
Gráfica 3.22. Valor pico y valor RMS de corriente con carga no lineal

3.4.2. Análisis y resultados de los efectos por armónicos en reconector y seccionizador

Para analizar los armónicos en los dispositivos de protección se consideró aplicar una falla monofásica en el sistema, la cual se aplicó en 0.6 ciclos y la duración de la misma corresponde a 160 ciclos. Esta falla será suficiente para realizar el estudio en el reconector y seccionizador.

En la gráfica 3.23 y gráfica 3.24 se puede observar que las componentes armónicas existente en el sistema no afectan la interrupción del reconector y seccionizador, sin embargo se puede detallar que los efectos que se generan en la fase b y la fase c del sistema

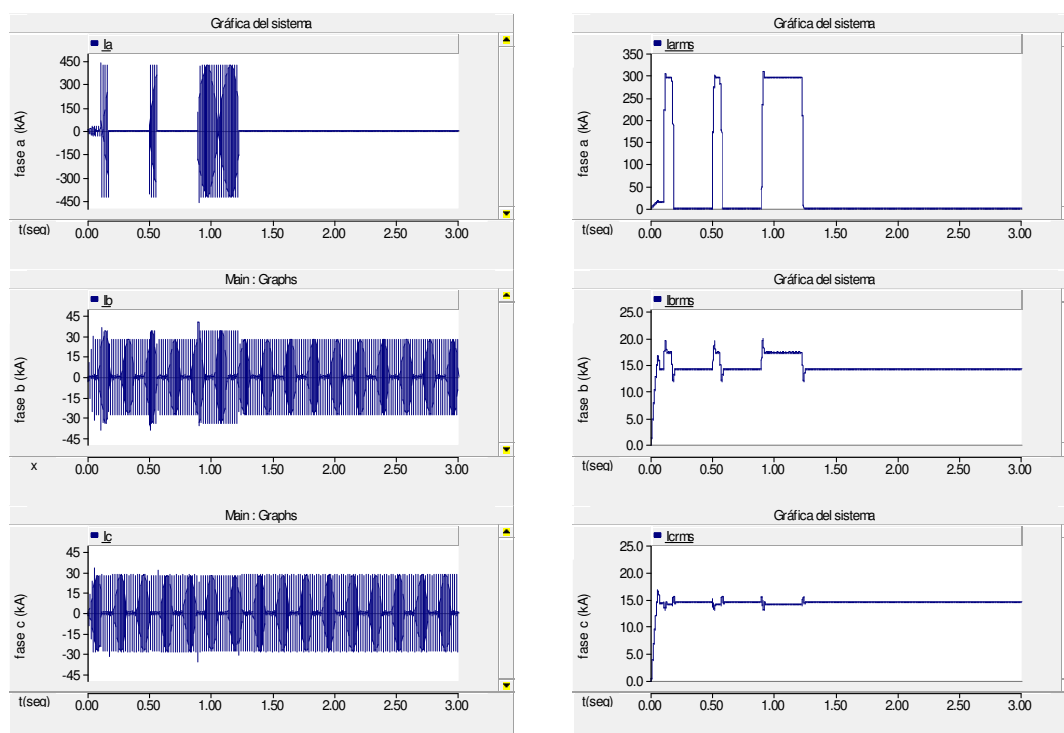
aumentan, debido a la interrupción, la no transposición de la línea y esta vez a las componentes armónicas presentes.



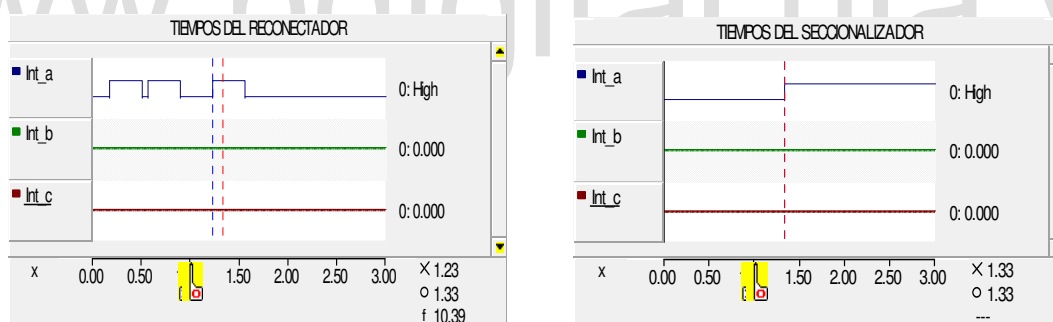
Gráfica 3.23. Valor pico y valor RMS de corriente armónica para falla monofásica

Un factor importante a considerar en este análisis son los tiempos de operación de los dispositivos de protección, por ejemplo la tercera y última apertura del reconectador en la fase a del sistema se da en 1.229651 segundos ver gráfica 3.25.

Si se compara con los resultados de las pruebas realizadas anteriormente respecto a la carga lineal conectada al sistema, se puede apreciar que el reconectador opera más rápido cuando el sistema presenta distorsión armónica, esto se debe al incremento de la corriente RMS que en realidad es un valor muy pequeño en el momento que se presenta la falla. Sin embargo, se ven afectados los tiempos de operación, por lo tanto el seccionalizador también abre sus contactos más rápido, los tiempos serán especificados a detalle en las tablas correspondientes a los tiempos de operación de los dispositivos de protección.



Gráfica 3.24. Valor pico y valor RMS de corriente armónica



Gráfica 3.25. Tiempos de operación del reconector y seccionador con carga no lineal

3.4.3. Resultados de los efectos por armónicos en el sistema

Las simulaciones realizadas en el programa de simulación PSCAD® permiten analizar el comportamiento de los efectos por distorsión armónica presentes en el sistema. Mediante las gráficas anteriormente presentadas se obtienen las componentes de corriente de cada armónico, las cuales se muestran en la tabla 3.33 y en la tabla 3.34. Por consiguiente, los tiempos de operación del reconector y seccionador ante la presencia de distorsión armónica en el sistema se especifican en la tabla 3.35, por otra parte en la tabla 3.36 se definen

los tiempos de operación de los dispositivos de protección anteriormente mencionados, pero en condiciones de carga lineal y carga no lineal.

Tabla 3.33. Valor pico, valor RMS de corriente, componente de cada armónico y distorsión armónica total

Corrientes del sistema carga no lineal								
Descripción	Valor	Valor	Componente de corriente de cada					THD (%)
	Pico	(RMS)	armónico RMS					
	(A)		1	3	5	7	9	
Fase a	27.08	14.22	12.53	6.55	0.99	0.82	0.17	53.29
Fase b	27.35	14.24	12.48	6.68	1.11	1.00	0.38	54.93
Fase c	27.44	14.34	12.68	6.60	0.94	0.81	0.19	52.98

Tabla 3.34. Valor pico, valor RMS de corriente, componente de cada armónico y distorsión armónica total cuando se aplica una falla monofásica al sistema

Corrientes del sistema carga no lineal								
Descripción	Valor	Valor	Componente de corriente de cada					THD (%)
	Pico	(RMS)	armónico RMS					
	(A)		1	3	5	7	9	
Fase a	420.56	296.70	-	-	-	-	-	-
Fase b	27.29	14.16	12.32	6.73	1.20	0.99	0.37	56.14
Fase c	27.57	14.53	12.81	6.75	0.94	0.82	0.22	53.61

Tabla 3.35. Tiempos de operación del reconectador y seccionizador con distorsión armónica

Tiempos de operación falla monofásica			
Descripción	Valor RMS (A).	Tiempo de la tercera operación del reconectador (seg)	Tiempo de operación del seccionizador (seg)
Fase a	296.70	1.229651	1.329230
Fase b	14.16	-	-
Fase c	14.53	-	-

Tabla 3.36. Tiempos de operación del reconectador y seccionador con diferentes cargas

Diferencia de tiempos de operación falla monofásica		
Descripción	Tiempo de la tercera operación del reconectador (seg)	Tiempo de operación del seccionador (seg)
Carga Lineal	1.238337	1.338461
Carga no Lineal	1.229651	1.329230

3.5. EFECTOS POR MANIOBRA DE BANCADA DE CONDENSADORES EN LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Para realizar los estudios en el reconectador y seccionador por maniobras de conexión y desconexión de bancada de condensadores, se modificó la carga conectada de la red de distribución aérea, la cual representa una carga industrial que tiene componentes importantes de potencia reactiva, además se conectó una carga resistiva equivalente a la que originalmente se tenía en el sistema para la alimentación del alumbrado y demás artefactos. Para corregir el factor de potencia se estimó conectar un banco de condensadores conectados en estrella. En la figura 3.14 se muestra el sistema de distribución implementado en PSCAD®.

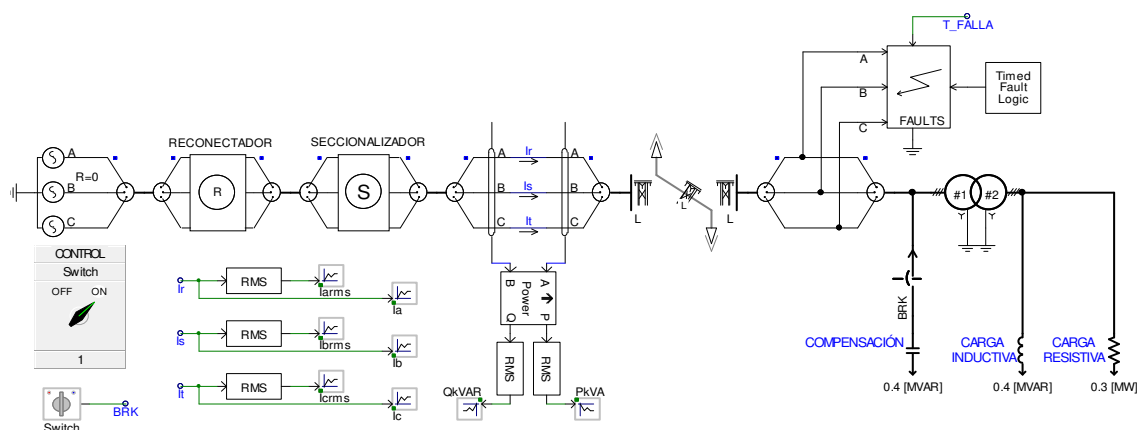


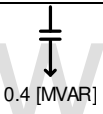


Figura 3.14. Red de distribución con carga industrial

Los componentes para representar la carga modelan una rama lineal de tres fases, para ello fue necesario implementar el convertidor de 3 fases vista en una sola línea, permitiendo

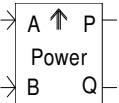
realizar la conexión de la red trifásica a los otros elementos del sistema, los componentes ya mencionados pertenecen a la librería de PSCAD®, los cuales se muestran en la tabla 3.37 con sus respectivos parámetros de entrada.

Tabla 3.37. Parámetros de entrada de la carga

Carga resistiva.		
	Potencia nominal de carga resistiva.	0.3 (MW)
	Tensión trifásica.	208 (V)
	Conexión de carga.	Estrella
Carga inductiva.		
	Potencia nominal de carga inductiva.	0.4 (MVAR)
	Tensión trifásica.	208 (V)
	Frecuencia nominal.	60 (Hz)
	Conexión de carga.	Estrella
Carga capacitiva para corregir el factor de potencia.		
	Potencia nominal de carga capacitiva.	0.4 (MVAR)
	Tensión trifásica.	13.8 (kV)
	Frecuencia nominal.	60 (Hz)
	Conexión de carga.	Estrella

Al corregir el factor de potencia es importante observar el comportamiento del flujo de potencia, esto se logró mediante el medidor de potencia perteneciente a la librería de PSCAD®. Los parámetros del medidor de potencia se especifican en la tabla 3.38.

Tabla 3.38. Parámetros de ajuste del medidor de potencia

Carga resistiva.		
	Potencia medida (dirección del flujo).	OUT_OF_A
	Monitorear la potencia activa.	Si
	Monitorear la potencia reactiva.	Si
	Constante de tiempo de suavizado para la salida de potencia reactiva.	0.02 (s)
	Conexión	3 fases

El medidor de potencia permite medir la potencia activa y reactiva al multiplicar el voltaje y la corriente de cada fase, luego realiza la suma para obtener la potencia total del sistema. Se conectó el medidor de corriente en cada una de las fases con el propósito de diferenciar los dos trifásicos siguiendo las recomendaciones por el manual de ayuda de PSCAD®. Los parámetros del medidor de potencia se especifican en la tabla 3.38.

3.5.1. Reconector trifásico

El relé de lógica del reconector se modificó para trabajar de forma trifásica siguiendo las recomendaciones de lo descrito en la sección 2.3.1 referente a los tipos de reconectores, de esta manera se asegura que la interrupción del dispositivo de protección no genere problemas a la carga instalada. Cuando el interruptor recibe una señal de apertura de cualquiera de las tres fases, este abrirá sus tres contactos de forma automática ver figura 3.15.

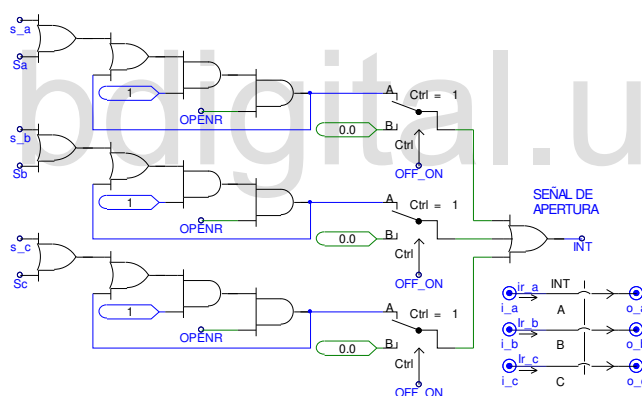
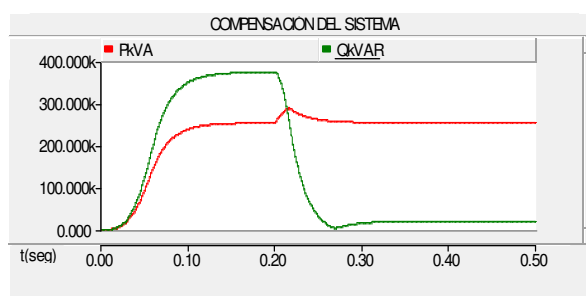


Figura 3.15. Interruptor trifásico del reconector

3.5.2. Análisis y resultados de la afcción del reconector y seccionizador ante el incremento de corriente por maniobras al sistema

En este apartado se modificó el tiempo de simulación a 0.5 segundos, de tal manera que se permita observar los fenómenos presentes por maniobras de condensadores, sin embargo el análisis se basa principalmente en el comportamiento del reconector y seccionizador en relación con el incremento de la corriente aparente en el instante de la conexión y desconexión de la bancada de condensadores. Los tiempos de operación de los dispositivos de protección anteriormente explicados no requieren ningún cambio.

En primera instancia se puede observar el flujo de potencia activa y reactiva en la gráfica 3.26, mediante estos resultados se determinó el factor de potencia sin compensar el sistema y luego con el sistema compensado, los resultados se muestran en la tabla 3.39.

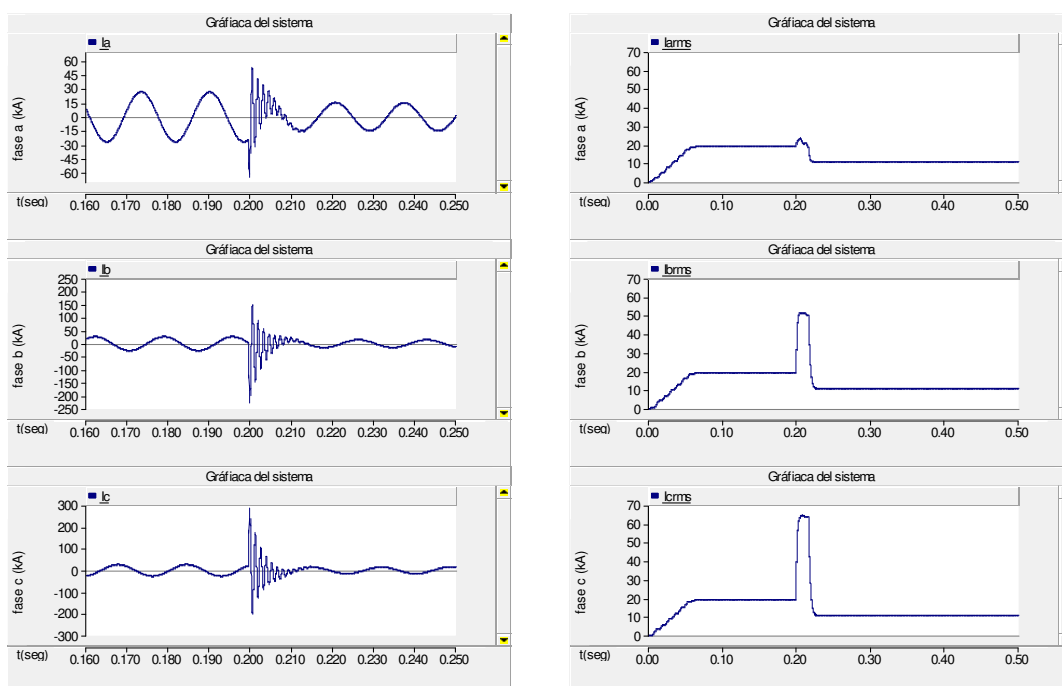


Gráfica 3.26. Valor de potencia activa y reactiva ante la conexión de condensadores

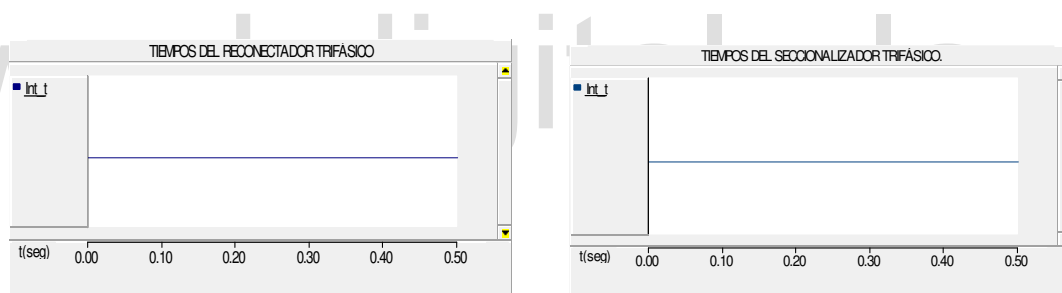
El bajo factor de potencia implica un incremento de corriente, como se puede estimar en la gráfica 3.27 el valor de la corriente RMS sin compensar el sistema es de $18.94 A$ en las tres fases, lo que implica un incremento de 1.5 veces la corriente de carga del sistema. Aunque los dispositivos para este incremento de corriente no operan pueden sufrir daños por sobrecalentamiento.

La conexión de la bancada de condensadores se realizó mediante el control de compensación en 0.2 segundos, donde se produce una sobrecorriente en las tres fases del sistema, a su vez afectando con mayor intensidad a la fase c como se puede apreciar en la gráfica 3.27, esta alcanza un valor máximo de corriente de $285,13 A$. El transitorio dura aproximadamente $13 ms$, tiempo en el cual el valor de la corriente baja hasta que se estabiliza el sistema.

El reconector no opera para la corriente máxima alcanzada en la conexión, esto se debe a que el tiempo del transitorio es muy pequeño en comparación al tiempo programado para las operaciones rápidas del reconector, esto no quiere decir que se tenga que modificar el tiempo de operación ya establecido, simplemente el dispositivo de protección puede operar si llegase alcanzar corrientes altas con tiempos que puedan ser significativos y afectar los elementos a los que está protegiendo, por otra parte el seccionizador tampoco se ve afectado ver gráfica 3.28.



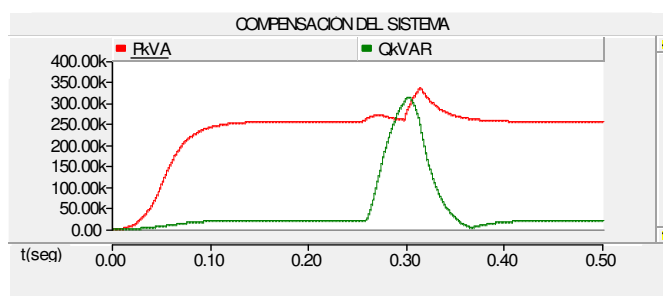
Gráfica 3.27 Valor pico y RMS de corriente ante conexión de condensadores al sistema



Gráfica 3.28. Tiempos de operación del reanectador y seccionador ante conexión de condensadores al sistema

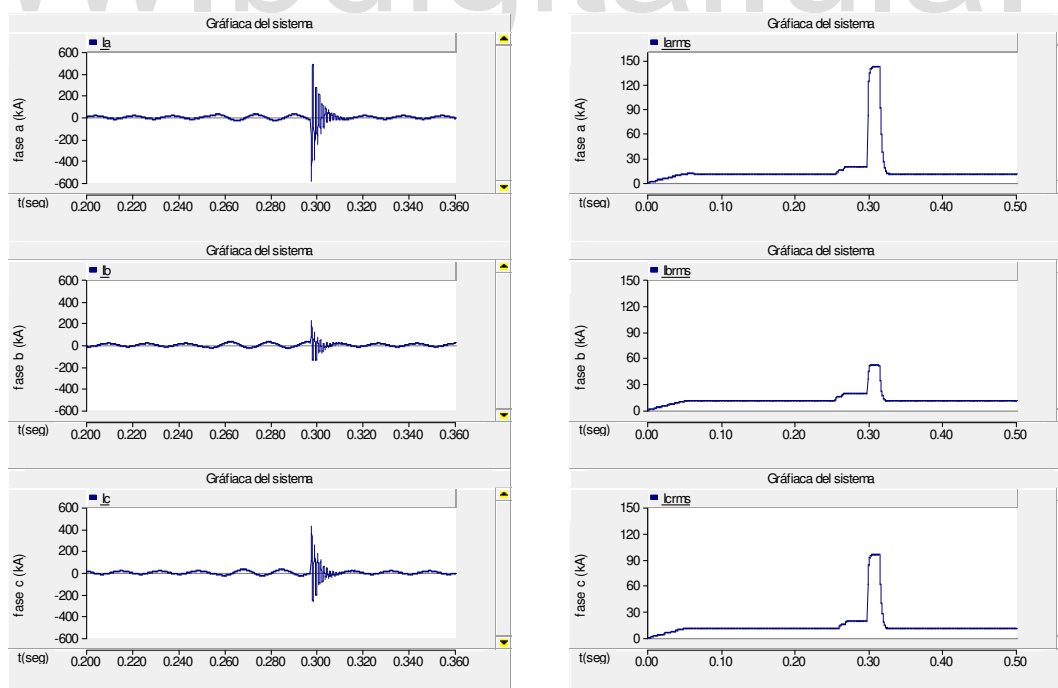
3.5.3. Análisis y resultados de la afcción del reanectador y seccionador ante la desconexión de condensadores al sistema

Para este análisis el sistema inicialmente está compensado, luego se produce la desconexión por medio del control de compensación en 0.26 segundos como se observa en la siguiente figura, 0.03 segundos más tarde se compensa de nuevo el sistema, pero este tiempo no es suficiente para que los condensadores se descarguen, el efecto que se produce se detalla a continuación en las gráficas 3.29. Usualmente este tipo de eventos es poco probable que suceda. Pero vale la pena estudiar este tipo de eventos.



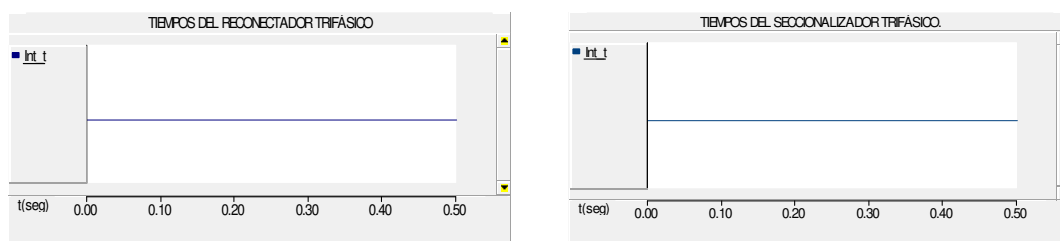
Gráfica 3.29. Valor del flujo de potencia activa y reactiva ante la desconexión y reconexión de condensadores al sistema

En la gráfica 3.30 se observa que en 0.29 segundos, tiempo de la reconexión, se origina una sobrecorriente similar a la de la conexión por primera vez, pero ahora este valor se amplifica, de tal manera que la corriente en la fase a alcanza un valor máximo de 485.20 A, las otras dos fases también se ven afectadas, pero con menor intensidad, esto se debe a la diferencia de tensión antes de la reconexión entre la red y la bancada de condensadores según lo descrito en la sección 2.5.2 del capítulo 2 referente a los transitorios por maniobras de las bancadas de condensadores.



Gráfica 3.30. Valor pico y RMS de corriente ante la desconexión y reconexión de condensadores al sistema

La duración del transitorio en la fase a es aproximadamente 17.5 ms , de tal manera que si se compara con los resultados de las pruebas que se realizaron anteriormente, el tiempo es mayor, sin embargo no es suficiente para que el reconectador opere ver gráfica 3.31, por lo tanto los dispositivos de protección utilizados pueden soportar estos niveles de corriente sin desconectar el sistema.



Gráfica 3.31. Tiempos de operación del reconectador y seccionizador ante la desconexión y reconexión de condensadores al sistema

3.5.4. Resultados de los efectos por maniobra de bancada de condensadores

En las tablas 3.39 a la 3.41 se muestran los resultados de las simulaciones anteriormente analizadas.

Tabla 3.39. Factor de potencia del sistema

Sistema	Potencia activa (kVA)	Potencia reactiva (KVAR)	Factor de potencia $\text{Cos}(\phi)$
Sin compensar	253.86	374.08	0.40
Compensado	255.49	20.09	0.92

Tabla 3.40. Corrientes del sistema y duración del transitorio ante la conexión del sistema

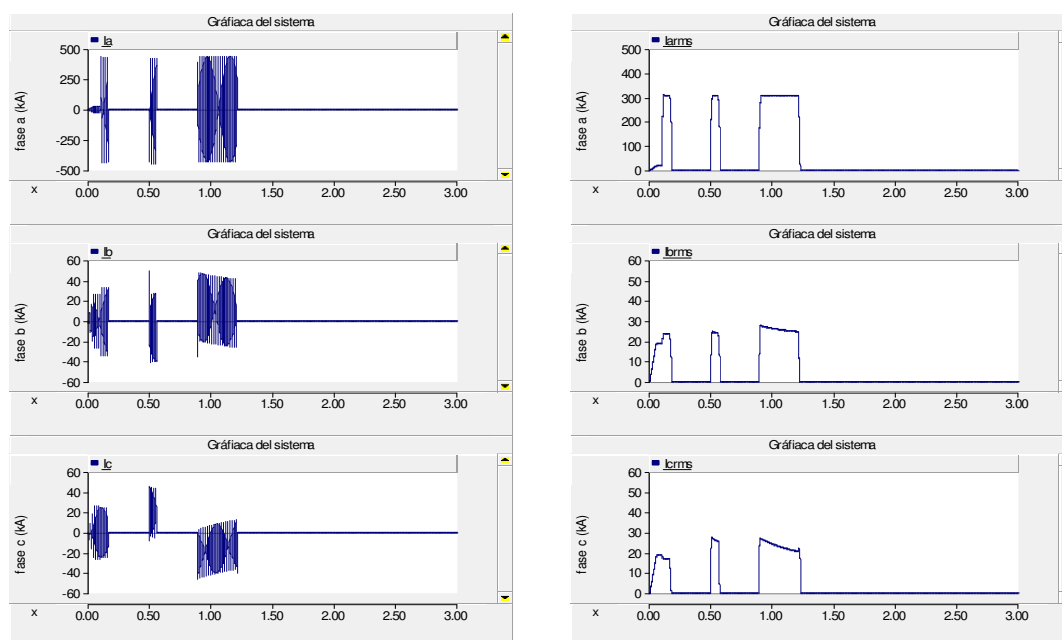
Descripción	Valor pico (A)	Duración del Transitorio (ms)	Corriente RMS S/C. (A)	Corriente RMS C. (A)	Corriente RMS Conexión
Fase a	52.23	10.82	18.94	10.72	23.25
Fase b	149.38	13.21	18.94	10.72	51.63
Fase c	258.13	14.77	18.94	10.72	64.56

Tabla 3.41. Corrientes y duración del transitorio ante la desconexión y reconexión del sistema

Descripción	Valor pico (A)	Duración del Transitorio (ms)	Corriente RMS S/C. (A)	Corriente RMS C. (A)	Corriente RMS Reconexión
Fase a	485.20	17.83	18.94	10.72	141.66
Fase b	223.74	12.21	18.94	10.72	52.15
Fase c	419.81	16.25	18.94	10.72	95.82

3.5.5. Prueba del reconectador y seccionizador trifásico aplicando una falla monofásica al sistema

En este apartado se realizó una prueba sin compensar el sistema de distribución, ya que para los efectos estudiados anteriormente los dispositivos de protección no actúan, por lo tanto es importante comprobar el funcionamiento de los equipos cuando en el sistema tenemos conectado una carga industrial, donde se supone que los motores son predominante. Este caso como ya se explicó anteriormente necesita la implementación de dispositivos trifásicos de protección, ver figura 3.32.

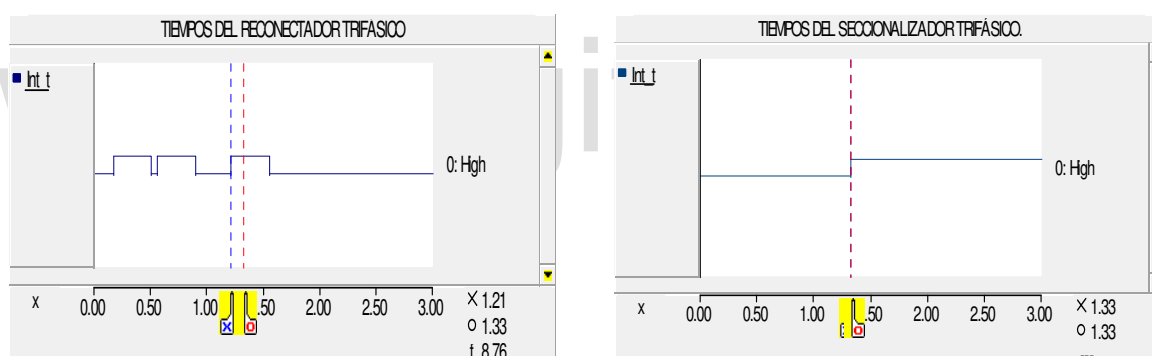


Gráfica 3.32. Valor pico y RMS de corriente para una falla monofásica en el sistema de distribución con carga industrial

En la gráfica 3.32 se puede observar que aunque la fase *b* y la fase *c* no son afectadas por la falla el interruptor abre sus tres contactos, por otra parte el seccionalizador abre sus contactos después de realizar su secuencia de operaciones permitiendo aislar la falla del sistema.

Los efectos por interrupción y la no transposición de la línea que anteriormente se observaron, están presentes cuando se realiza esta prueba, pero aun con una mayor intensidad, debido a que ahora se le suman los efectos de la carga inductiva como se puede detallar en la gráfica 3.32.

Los tiempos de operación del reconectador y el seccionalizador cuando en el sistema se aplica una falla monofásica se ilustran en la siguiente gráfica, los cuales se describen en la tabla 3.42.



Gráfica 3.33. Tiempos de operación del reconectador y seccionalizador para una falla monofásica en el sistema con carga industrial

Tabla 3.42. Tiempos de operación del reconectador y seccionalizador trifásico

Tiempos de operación falla monofásica.			
Descripción	Corriente RMS (A).	Tiempo de la tercera operación del reconectador (seg)	Tiempo de operación del seccionalizador (seg)
Fase a	305.07		
Fase b	18.94	1.2145	1.3287
Fase c	18.94		

3.6. EFECTOS POR DESCARGA ATMOSFÉRICA EN RECONECTADOR Y SECCIONALIZADOR

El estudio a realizar en este apartado se basa generalmente en la simulación de una onda de impulso, de tal manera que se pueda observar los transitorios de sobretensión y sobrecorriente que se generan al impactar una descarga atmosférica en una de las líneas del sistema de distribución diseñado. Por consiguiente verificar si los dispositivos de protección en específico el reconectador es capaz de detectar esta falla y operar de forma efectiva para garantizar el servicio al usuario. En la siguiente figura se ilustra el módulo de descarga conectado a la fase a del sistema, el cual es implementado en PSCAD®. En la figura 3.16 se muestra el módulo implementado.

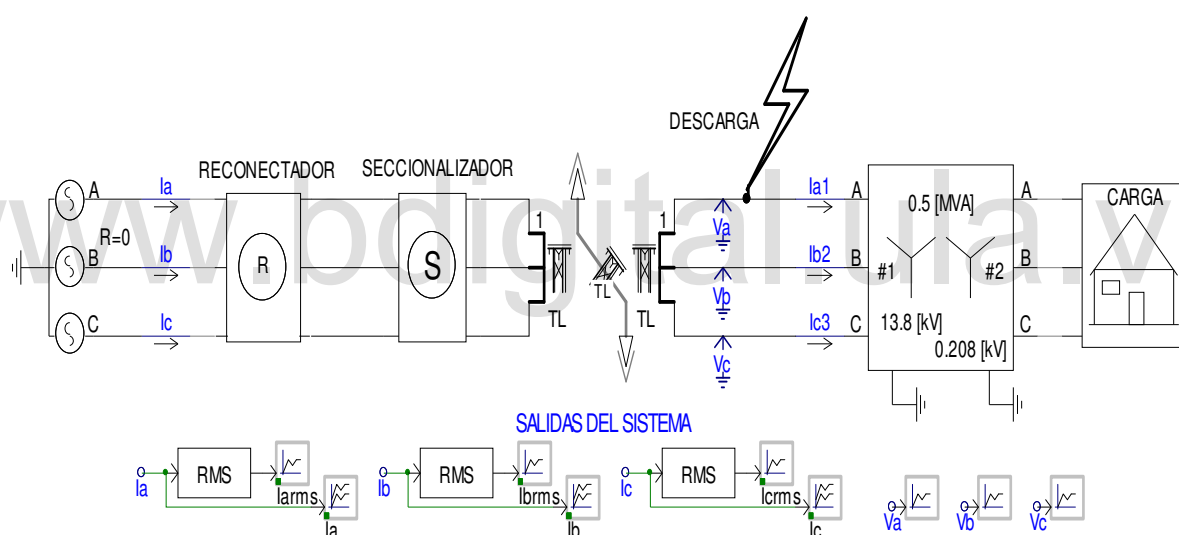


Figura 3.16. Módulo de descarga conectado en el sistema de distribución.

3.6.1. Onda de impulso de una descarga atmosférica

La sobretensión se representa siguiendo las recomendaciones con lo estipulado en las normas IEEE Sta. 1243-1997 referente a la forma de onda de impulso estándar, este modelo se logró utilizando un impulso de doble exponencial mediante los componentes de función exponencial perteneciente a la librería de PSCAD®, de acuerdo a la señal de entrada especificada a cada componente se obtiene el tiempo de frente de $1.2 \mu s$ y el tiempo para la mitad del valor de $50 \mu s$. Los parámetros de entrada se muestran en la tabla 3.43.

El control de forma de onda consta de dos partes que operan de forma independiente, el control deslizante T permite ingresar el valor para el cual inicia el impulso y el control deslizante C para modificar la amplitud de la onda. La señal de salida se conecta a una fuente dependiente de corriente, a su vez se consideró conectar una resistencia de $300\ \Omega$, la cual permite representar el canal de descarga por una sobretensión ver figura 3.17.

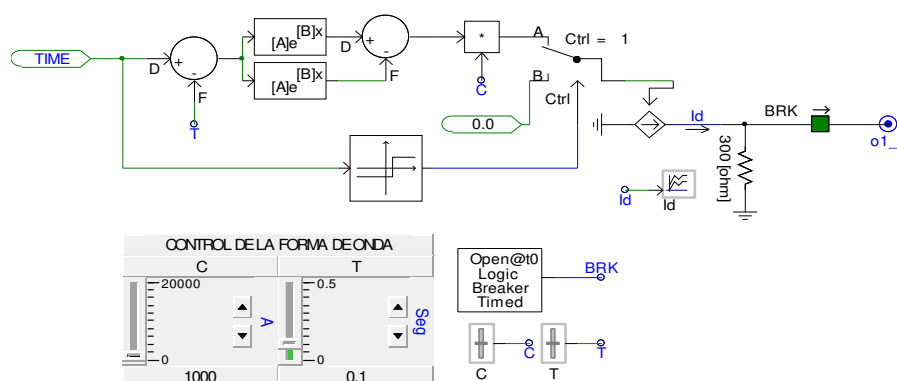

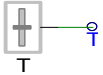
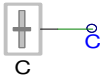


Figura 3.17 Impulso de doble exponencial

Tabla 3.43. Parámetros de entrada de la onda de impulso

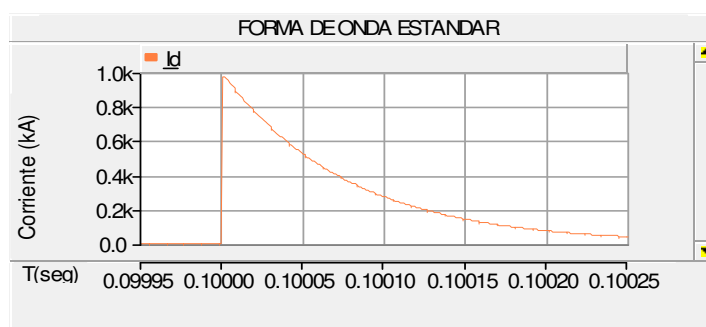
Función exponencial		
	Base exponencial.	Base e
	Coefficiente de base.	1
	Coefficiente de exponente.	-13000
	Dimensión.	1
Función exponencial		
	Base exponencial	Base e
	Coefficiente de base.	1
	Coefficiente de exponente.	-4400000
	Dimensión.	1
Comparador		
	Valor de entrada.	T
	Nivel de salida bajo.	0
	Nivel de salida alto.	1
	Dimensión de la señal de entrada.	1

Fuente dependiente de corriente.		
	Nombre de la fuente.	Source 1
	Control externo.	Si
	Frecuencia	60 Hz
Control deslizante para ajustar el tiempo		
	Título.	T
	Valor máximo	0.5
	Valor mínimo	0
	Valor inicial	0.1
Control deslizante para ajustar la amplitud de la onda		
	Título	C
	Valor máximo	20.000
	Valor mínimo	0
	Valor inicial	0.1

3.6.2. Análisis de los efectos por descarga atmosférica en reconectores y seccionadores

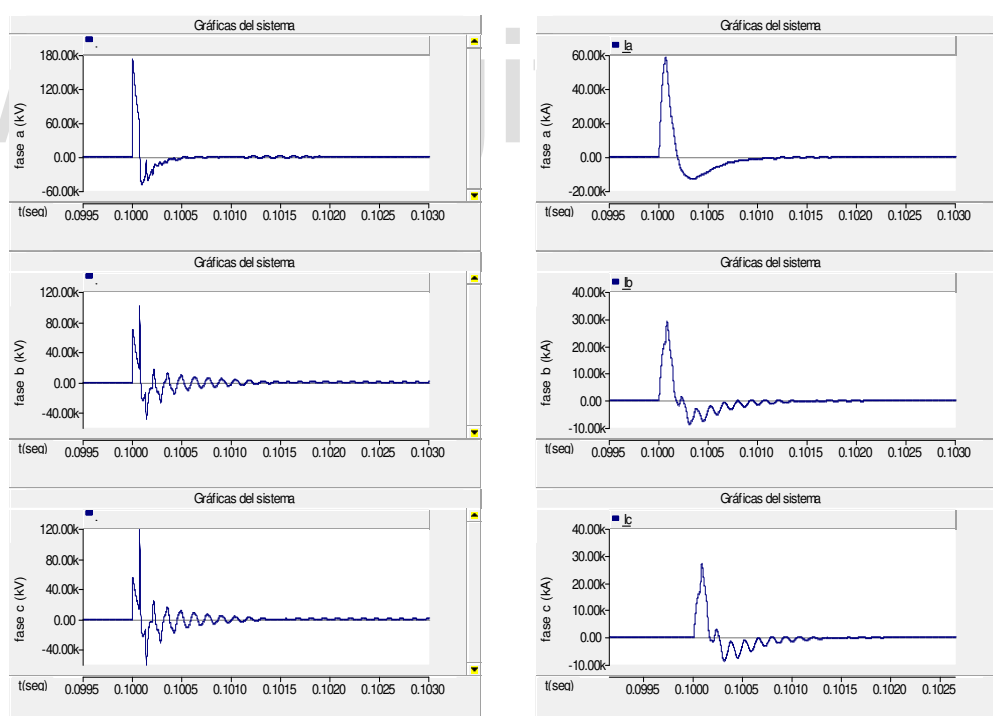
Para el análisis del reconector y seccionador cuando impacta una descarga directa en las líneas de distribución, se realizó una simulación en PSCAD® ajustando los parámetros de entradas del control de la forma de onda, de tal forma que el impulso de corriente inicie en 0.1 segundos, el tiempo de simulación se estimó de $1 \mu s$, de tal manera que se puedan observar los fenómenos que se presentan en el momento del impacto.

Los tiempos de operación del reconector y seccionador se mantienen con la misma programación. Conforme a lo descrito en la sección 2.5.1 del capítulo 2 referente a descargas atmosféricas en redes de distribución se estimó un valor de amplitud de la onda de 1 kA , ya que los impactos directos en la líneas de distribución pueden alcanzar sobretensiones muy altas, por otra parte el sistema de distribución diseñado no está protegido por descargadores ni apantallamiento. En la gráfica 3.34 se puede observar la forma de onda simulada para los valores establecidos, donde el tiempo para 0.5 kA (mitad del valor de la amplitud de onda) es de $50 \mu s$.



Gráfica 3.34. Onda de impulso de corriente

En la gráfica 3.35 se puede apreciar que la sobretensión generada en la fase a del sistema alcanza un valor pico de voltaje de 172 kV , a pesar de que el impulso generado por la onda se aplicó en la fase a del sistema en las otras dos fases se induce una sobretensión con menor intensidad, pero si valores importantes que pueden afectar el funcionamiento de los equipos, al mismo tiempo se generan sobrecorrientes del orden de los 60 kA donde ocurrió el impacto.

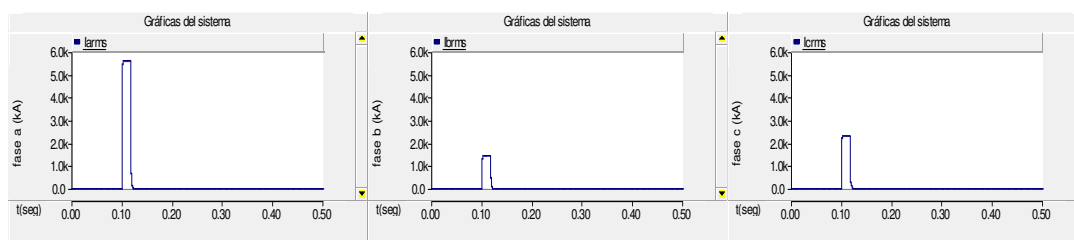


Gráfica 3.35. Valor pico de voltaje y corriente por descarga atmosférica en la fase a del sistema

Los niveles alcanzados de sobretensión y sobrecorriente en las líneas de distribución se ven distorsionados por las características del sistema y atenuadas conforme viajan por las

impedancias propias de la línea, efectivamente como se describe en la sección 2.5.1 del capítulo 2 referente a descargas atmosférica en redes de distribución, para obtener una aproximación del tiempo de duración de los transitorios electromagnéticos en cada una de las fases fue necesario acercar las gráficas mediante las propiedades del gráfico que dispone PSCAD®, de tal forma que se obtienen resultados más precisos.

Las corrientes RMS medidas en cada una de las fases donde están instalados los dispositivos de protección se muestran al final en la tabla de resultados, mediante estos valores se puede estimar el comportamiento del reconectador, a pesar que la descarga genera corrientes que alcanzan valores considerables, por ejemplo para la fase donde impactó la descarga atmosférica alcanzó un valor de corriente RMS de $5,62\text{ kA}$, con un tiempo de algunos milisegundos, para este valor de corriente el reconectador abrió sus contactos interrumpiendo la falla transitoria, sin embargo para la fase b se alcanzó un valor RMS de corriente de $1,45\text{ kA}$, para una falla de carácter permanente fácilmente el dispositivo de protección interrumpe la falla, lo cual no sucede en este caso ya que el tiempo y la intensidad de corriente no es suficiente para que el dispositivo interrumpa esta falla, de forma similar sucede para la fase c del sistema ver gráfica 3.36.

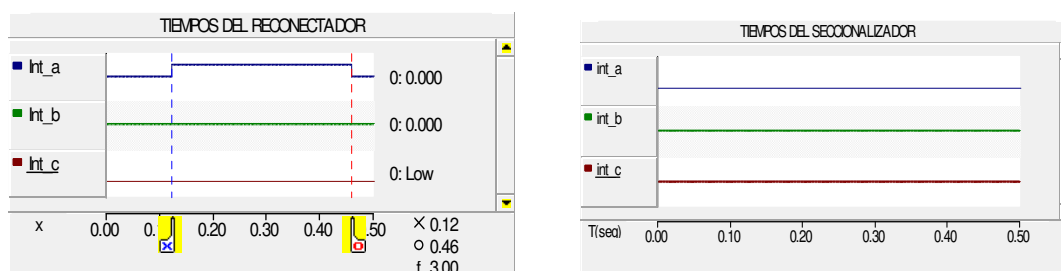


Gráfica 3.36. Valor RMS de corriente por descarga a atmosférica

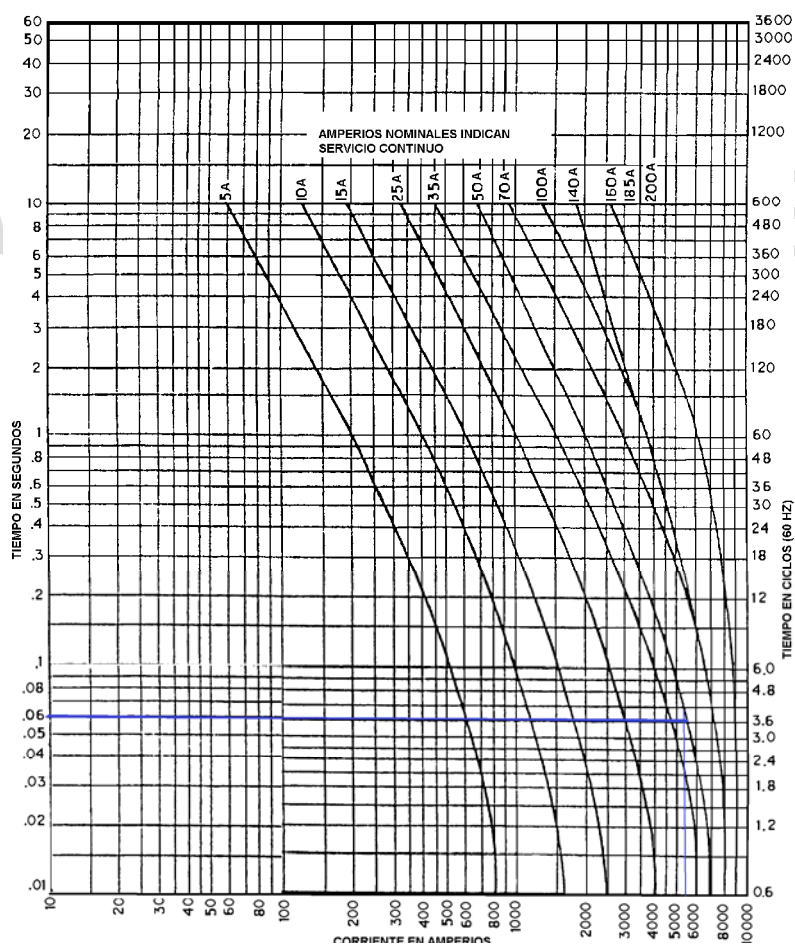
En la gráfica 3.37 se muestra los tiempos de operación de los dispositivos de protección, se puede observar que el reconectador opera en $0,12$ segundos, los contactos permanecen abiertos durante 20 ciclos, cerrando sus contactos nuevamente en $0,46$ segundos.

El seccionizador mientras no complete la secuencia de operaciones para el cual fue programado no interrumpe el sistema. Sin embargo, es importante considerar la capacidad máxima de corriente de corto tiempo que puede soportar este dispositivo, La bobina del

seccionizador seleccionada fue de 50 A y esta puede soportar la corriente máxima que se alcanzó por la descarga atmosférica por tan solo 0.06 segundos, pero a su vez si la sobrecorriente supera los 6 kA, según se aprecia en la gráfica 3.38, puede provocar daños en el aislamiento y al equipo en general, provocando un mal funcionamiento del mismo.



Gráfica 3.37. Tiempos de operación del reconnector y seccionizador



Gráfica 3.38. Curvas típicas de capacidad máxima de corriente de corto tiempo que puede soportar el seccionizador [Valderrama, 2002]

3.6.3. Resultados de los efectos por descarga atmosférica

De acuerdo a los análisis anteriormente realizados, se obtienen los valores de sobretensión y sobrecorriente alcanzados por la descarga atmosférica y la duración de los transitorios, así mismo los tiempos de operación de los dispositivos de protección, los resultados se muestran en la tabla 3.44 y 3.45.

Tabla 3.44. Valor pico de voltaje, Valor pico de corriente y duración de los transitorios

Descripción	Valor pico de voltaje (kV)	Valor pico de corriente (kA)	Duración del transitorio de voltaje (ms)	Duración del transitorio de corriente (ms)
Fase a	172.8	58.64	10.92	8.12
Fase b	100.12	29.22	8.01	6.35
Fase c	114.89	26.90	9.14	7.52

Tabla 3.45. Tiempo de operación del recontactador por la descarga atmosférica

Descripción	Corriente RMS (kA)	Tiempo de apertura del recontactador (seg)	Tiempo de cierre del recontactador. (seg)
Fase a	5.62	0.1223	0.4615
Fase b	1.45	-	-
Fase c	2.33	-	-

CONCLUSIONES

Luego de haber efectuado y culminado el análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones de PSCAD® y su respectiva comparación con la teoría abordada en el capítulo 2, se presentan las siguientes conclusiones:

Como base fundamental se diseñó un sistema de distribución y de acuerdo a las características del mismo se seleccionó la bobina de los dispositivos de protección, cumpliendo con los parámetros nominales especificados por el fabricante, con el propósito de no sobredimensionar el equipo, de acuerdo a la selección se realizó el modelado en PSCAD® en específico del reconectador y seccionizador, obteniendo una operación y coordinación correcta en condiciones normales del sistema y para distintos tipos de falla.

Después de verificar el funcionamiento del reconectador y seccionizador se procedió a conectar una carga no lineal al sistema, como resultado la forma de onda sinusoidal es afectada generalmente por la cantidad de armónico de tercer orden, por consiguiente se ve alterado el valor pico y valor RMS de corriente en el sistema, posteriormente se realizó la prueba aplicando una falla monofásica a la red de distribución, por medio de las gráficas se determinó que la presencia de distorsión armónica no afecta la interrupción de los dispositivos de protección utilizados, sin embargo los tiempos de operación de los dispositivos anteriormente mencionado se ven afectados.

Un factor importante para evaluar el comportamiento del reconectador y seccionizador en presencia de transitorios electromagnéticos se consiguió mediante la simulación por maniobras de conexión y desconexión de bancadas de condensadores, para ello fue necesario conectar una carga inductiva al sistema, razón por cual el factor de potencia es afectado considerablemente, por lo tanto se consideró compensar la red por medio de una bancada de

condensadores. Las corrientes transitorias alcanzadas no afectan el funcionamiento de los equipos utilizados. Por otra parte el modelo del reconectador y seccionalizador fueron modificados para trabajar de forma trifásica cuando el sistema permanece con la carga inductiva, pudiéndose observar que dichos dispositivos de protección operan de forma correcta.

Además se verificó el comportamiento de los dispositivos de protección utilizados, en el momento de impactar una descarga atmosférica en una de las fases del sistema de distribución, alcanzando niveles de sobretensiones y sobrecorrientes importantes, donde se logró determinar que el reconectador despeja la falla transitoria, permitiendo la reconexión del sistema de forma satisfactoria y garantizando el servicio de energía eléctrica al usuario. Sin embargo, mediante la prueba realizada se observa que el reconectador no opera para la sobrecorriente que se induce en las otras fases. También se comprobó la capacidad máxima de corriente de corto tiempo que soporta el seccionalizador, en el cual la bobina seleccionada soporta la sobrecorriente alcanzada por la descarga atmosférica, aunque en la realidad la intensidad de dicha descarga puede variar de acuerdo a su naturaleza y alcanzar valores que generen daños en el aislamiento y al equipo en general, además el mal funcionamiento del mismo.

Finalmente en las pruebas realizadas, se observó un efecto que se induce en las fases del sistema debido a la interrupción y la no transposición de la línea de distribución, variando conforme la carga conectada. Para una carga inductiva se produjeron distintos efectos en las líneas en comparación a la carga no lineal, de igual forma para cargas balanceadas estos efectos también aparecen, pero con menor intensidad.

RECOMENDACIONES

Luego de haber definido las conclusiones del análisis efectuado se establecen las siguientes recomendaciones para trabajos futuros.

Modelar un relé de sobrecorriente en PSCAD®, de tal manera que actúe como protección principal al sistema de distribución, con el objeto de verificar si la afección de los tiempos de operación por la presencia de distorsión armónica que se encontraron en este trabajo, son suficientes para que se pierda la coordinación entre las mismas y los tiempos de operación de todo el sistema de protección son afectados.

Crear distintos modelos de cargas no lineales, para evaluar el comportamiento de los dispositivos de protección para otros casos, por ejemplo donde sea predominante los armónicos de orden 5° y 7°.

Modelar un interruptor para la protección de la bancada de condensadores, y por consiguiente, realizar las pruebas necesarias para evaluar el comportamiento de los equipos de protección, pero ahora en presencia de distorsión armónica.

Implementar las protecciones contra descargas atmosférica a la red de distribución ya diseñada, lo que quiere decir instalar el cable de tierra y modelar los descargadores en PSCAD®, considerando las características del sistema y el nivel de aislamiento de impulso básico de los equipos (BIL), de tal forma que se proporcione una protección adecuada a la red.

REFERENCIAS

Águila M. Manuel. (2006). *Análisis de la Operación de las Protecciones de Sobrecorriente en Redes de Distribución con Presencia de Distorsión Armónica*, Instituto politécnico nacional, México, D.F.

Aralven. *Cables y Conductores de Aluminio*. Disponible en: <http://www.aralven.com/CatalogoComercialAluminioASA.pdf>, Fecha de Consulta: 24/02/2018.

Collombet, C., Marc J., & Schonek, J. (2000). *Cuaderno Técnico N° 152 Los Armónicos en las Redes Perturbadas y su Tratamiento*. Schneider Electric España S.A. Disponible en: https://www.schneiderelectric.com.ar/documents/recursos/cuadernostecnicos/ct_152m.pdf, Fecha de Consulta: 01/15/2018.

Cooper Power System. (2003). *Restauradores (Reconectores)*. Disponible en: http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReclosersControls/S280108S.pdf, Fecha de consulta: 16/02/2018.

IEEE Std. 1243-1997. *IEEE Guide for improving the Lightning Performance of Transmission Lines*.

IEEE Std. 1410-2004. *IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines*.

IEEE Std. 519-1992. *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*.

Koch, D. (2000). *Cuaderno Técnico N° 189 Maniobra y protección de las baterías de condensadores de Media Tensión*. Schneider Electric España S.A. Disponible en: <https://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/sct189.pdf>, Fecha de Consulta: 01/15/2018.

Lewis & Francis. (2014). *Protective Relaying*. Boca Raton London New York.

Ramirez, H. J. (2009). *Redes de Distribución de Energía*. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/3393/>, Fecha de Consulta: 01/12/2018.

Resener, M. (2007). *Fault Reseistance Influence on Faulted Power Systems With Distributed Generation*. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/228876237_Fault_resistance_influence_on_faulted_power_systems_with_distributed_generation, Fecha de Consulta: 13/03/2018.

Sallam, A. (2011). *Electric Distribution Sitemss*. Publication a John Wiley & Sons, Inc.

Stephens, R. (2009). *Cálculos Mecánicos de Sistemas de Distribución Aéreos*. Universidad de los Andes.

Valderrama, R. (2002). *Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución*. Disponible en: https://www.google.co.ve/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://es.scribd.com/mobile/doc/273053289/Proteccion-y-Coordinacion-de-Sistemas-Elctricos-de-Distribucion-CURSO-VALDERRAMA&ved=2ahUKEwikl4Gy2NTZAhUwwVkKHas0Bk0QFjAAegQICRAB&usg=AOvVaw1Y_JFwBy7ztKO6xE9neNIj Fecha de Consulta: 10/12/2018.

www.bdigital.ula.ve