

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

**“SIMULACIÓN DIGITAL DE RELEVADORES DE
PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE
POTENCIA”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

ING. HARALD DE JESÚS JUÁREZ CASTÁN

DIRECTOR DE TESIS:

M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

**“SIMULACIÓN DIGITAL DE RELEVADORES DE
PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE
POTENCIA”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

ING. HARALD DE JESÚS JUÁREZ CASTÁN

DIRECTOR DE TESIS:

M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA



“2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón”

Cd. Madero, Tamps; a **20 de Noviembre de 2015.**

OFICIO No.: U2.205/15
AREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS

C. ING. HARALD DE JESÚS JUÁREZ CASTÁN
NO. DE CONTROL G08071559
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE :	M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
SECRETARIO :	DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ.
VOCAL :	M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
SUPLENTE:	M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIERREZ.
DIRECTOR DE TESIS:	M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA

se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

“SIMULACIÓN DIGITAL DE REVELADORES DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA”

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta, esperando que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

“POR MI PATRIA Y POR MI BIEN”®

M. P. María Yolanda Chávez Cinco
M. P. MARÍA YOLANDA CHÁVEZ CINCO
JEFA DE LA DIVISIÓN



S.E.P.
DIVISION DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E
INVESTIGACION
ITCM

c.c.p.- Minuta
Archivo
MYCHC 'HCV' jar
✗



DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

**“SIMULACIÓN DIGITAL DE RELEVADORES DE
PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE
POTENCIA”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

ING. HARALD DE JESÚS JUÁREZ CASTÁN

MIEMBROS DEL JURADO:

PRESIDENTE: M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
SECRETARIO: DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
VOCAL: M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
SUPLENTE: M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ

CD. MADERO, TAMAULIPAS, MÉXICO.

NOVIEMBRE 2015

Agradecimientos

A dios, por dotarme de las fuerzas que requería para seguir en el camino.

A la División de Estudios de Posgrado e Investigación (DEPI) del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, por otorgarme la oportunidad de terminar mi Maestría.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por su apoyo a través de la beca otorgada con número 296997.

A todo el cuerpo académico de la Maestría en Ingeniería Eléctrica, gracias por darme su apoyo durante la realización de mis estudios de posgrado.

A mis amigos Manuel, Joel, Pablo, Noé quienes fueron un gran apoyo incondicional durante el tiempo en que estudiábamos la maestría.

A mis maestros quienes nunca desistieron al enseñarme, a ellos que continuaron depositando su esperanza en mí.

A mi asesor por su contribución y sus puntos de vistas certeros.

A mis sinodales quienes aprobaron mi tesis.

A Schweitzer Engineering Laboratories por permitirme realizar mi estancia profesional.

Dedicatoria

*Dedico ésta tesis al Sr. Pablo Castán Barra
Por ser una persona ejemplar, por su trato, por nunca dejarme solo.
Que en paz Descanse.*

Simulación Digital de Relevadores de Protección para Transformadores de Potencia

Presenta: Ing. Harald de Jesús Juárez Castán

Director de Tesis: M.C. José de Jesús Durón Mendoza

Programa: Maestría en Ingeniería Eléctrica

Resumen

El presente trabajo propone el diseño y la construcción de una protección Diferencial de Transformador (87T) en forma digital a través del Software Simulink de Matlab, el cual está construido en base al algoritmo empleado por la empresa Schweitzer Engineering Laboratories S.A de C.V, en dos diferentes panoramas, uno empleando un transformador de Generación, y otro, empleando un Transformador de Distribución.

En el diseño se incluyó, un bloque especial para la restricción de 2^{da} y 4^{ta} armónica, la cual impide la operación errónea de la protección diferencia de transformador, ante la energización del transformador de potencia. También se elaboró un bloque dedicado a la Protección para fallas restringidas a Tierra (Restricted Earth Fault Protection), la cual brinda protección más amplia, ante fallas cercanas al neutro del transformador, y en el cual, la diferencial no detecta dicha falla.

Protection Relay Digital Simulation For Power Transformers

Harald de Jesus Juarez Castan

Abstract

This work proposes the digital design and construction of a Transformer Differential Protection (87T) by means of MATLAB's Simulink software, which is constructed based on the algorithm employed by the Schweitzer Engineering Laboratories S.A. de C.V. company, on two different scenarios, one employing a Generation Transformer, and in the other, employing a Distribution Transformer.

In the design, a special block is included for the 2nd and 4th harmonic, which prevents the erroneous operation of the transformer's difference protection, caused by the power transformer's power-up. A dedicated restricted earth fault protection block is also elaborated, bringing a more thorough protection against neutral surrounding faults, in which, the differential protection does not detect such fault.

Contenido

	<i>Página</i>
Agradecimientos.....	iii
Dedicatoria.....	iv
Resumen.....	v
Lista de Figuras.....	xiv
Lista de Tablas.....	xxviii
Capítulo 1: Protocolo de Investigación	1
1.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	5
1.4. OBJETIVOS.....	5
1.4.1. Objetivo General.....	5
1.4.2. Objetivo Específico.....	6
1.5. HIPÓTESIS.....	6
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	6
1.7. MARCO TEÓRICO.....	7
1.7.1. Transformador Ideal.....	7
1.7.2. Condiciones de falla más comunes.....	8
1.7.2.1. Condiciones anormales debido a factores internos.....	8
1.7.2.2. Condiciones anormales debido a factores externos.....	10
1.7.3. Protección contra sobrecalentamiento.....	11
1.7.4. Relevadores de sobrecorriente.....	12
1.7.4.1. Calibración de unidades instantáneas.....	13
1.7.5. La protección diferencial de transformadores de potencia.....	14
1.7.5.1. Consideraciones básicas.....	15
1.7.6. La protección Buchholz.....	17
Capítulo 2: Marco Teórico	20
2.1. PROTECCION Y MONITOREO DE TRANSFORMADORES.....	21
2.1.1. Introducción.....	21
2.1.2. Innovaciones en Protección y Monitoreo de Transformadores.....	22
2.1.3. Protección Diferencial de Transformador.....	23
2.1.3.1. Principio de Operación.....	23
2.1.3.2. Escalamiento de la Corriente.....	28
2.1.3.3. Conexiones del transformador.....	29
2.1.3.4. Compensación por desfaseamiento de la corriente.....	31
2.1.3.5. Eliminación de corriente de secuencia cero.....	34
2.1.3.6. Compensación por fuentes de secuencia cero.....	36
2.1.3.7. Corriente de Inrush.....	37

2.1.3.8.	Sobreexcitación del transformador.....	38
2.1.3.9.	Saturación de TC's.....	39
2.1.3.10.	Métodos basados en armónicas para Fallas internas.....	40
2.1.3.11.	Métodos de reconocimiento en la forma de onda.....	43
2.1.4.	Elementos diferenciales basados en microprocesador.....	44
2.1.4.1.	Principio de funcionamiento.....	44
2.1.4.2.	Elemento diferencial.....	46
2.1.5.	Protección de falla restringida a tierra.....	48
2.1.5.1.	Introducción.....	48
2.1.5.2.	Protección tradicional de falla a tierra restringida.....	50
2.1.5.3.	Relés basados en microprocesadores mejoran la protección REF.....	50
2.1.6.	Protección de sobre-excitación del transformador.....	53
2.1.7.	Protección de sobre-corriente de transformador.....	54
2.1.7.1.	Introducción.....	54
2.2.	SELECCIÓN DE INTERRUPTORES.....	56
2.3.	PROTECCION DE TRANSFORMADORES Y REACTORES.....	60
2.3.1.	Fallas de Transformador.....	60
2.3.1.1.	Fallas externas.....	60
2.3.1.2.	Fallas internas.....	62
2.3.1.3.	Fallas Activas.....	63
Capítulo 3: Simulink		70
3.1.	INTRODUCCIÓN A SIMULINK.....	72
3.1.1.	Principios de Operación y Gestión de Simulink.....	72
3.1.2.	Construcción de un Diagrama de Bloques Simulink.....	76
3.1.3.	Parametrización de los Bloques Simulink y de Simulación.....	81
3.1.4.	Parametrización de Simulación (Parámetros Generales).....	86
3.1.5.	Solución de Ecuaciones Diferenciales con Simulink.....	91
3.1.5.1.	Tiempo.....	92
3.1.5.2.	Estados Continuos.....	92
3.1.5.3.	Estados Discretos.....	94
Capítulo 4 Modelado de la Diferencial con Transformador de Generación		95
4.1.	BLOQUES IMPORTANTES DEL SIMPOWERSYSTEMS.....	96
4.1.1.	Fuente Trifásica (Three-Phase Source).....	96
4.1.2.	Interruptor Trifásico (Three-Phase Breaker).....	98
4.1.3.	Medidor Trifásico de voltaje y corriente.....	100
4.1.4.	Medidor de corriente (Current Measurement).....	101
4.1.5.	Transformador Trifásico de Dos Devanados.....	103
4.1.6.	Transformador Saturable (Saturable Transformer).....	108
4.1.7.	Filtro Analógico (Analog Filter Design).....	115
4.1.8.	Retención de orden cero (Zero-Order-Hold).....	118
4.1.9.	Fourier (Fourier Block).....	119

4.1.10.	Carga Trifásica RLC paralela.....	121
4.1.11.	Concatenate (Concatenar).....	122
4.1.11.1	Modo Vectorial.....	123
4.1.11.2	Modo Matriz Multidimensional.....	123
4.1.11.3	Parámetros y Cuadro de diálogo.....	125
4.1.12.	RMS.....	126
4.1.12.1	Operación Básica.....	126
4.1.12.2	Operación Running.....	127
4.1.12.3	Ejecución de entradas variables.....	128
4.1.13.	Operador Relacional.....	129
4.1.13.1	Modo de dos entradas.....	130
4.1.13.2	Parámetros y Cuadro de diálogo.....	131
4.1.14.	Operador Lógico.....	133
4.1.14.1	Parámetros y Cuadro de diálogo.....	135
4.2.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN SIMULINK.....	138
4.3.	CÁLCULO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC).....	143
4.4.	COMPENSACIÓN DE MAGNITUD (TAP).....	144
4.4.1.	Ideal.....	144
4.4.2.	Valores Propuestos.....	145
4.5.	COMPENSACIÓN ANGULAR.....	146
4.5.1.	Lista de matrices de compensación empleadas (m=0 y m=1).....	146
4.6.	AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RELEVADOR DIFERENCIAL.....	147
4.7.	OSCILOGRAMA DE CORRIENTES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	151
4.7.1.	Fasores de corrientes del transformador de Potencia (Generación)...	151
4.7.2.	Diagrama fasorial de corrientes en los Transformadores de Corriente (TC's).....	152
4.7.3.	Corrientes primarias y secundarias en el transformador de generación en Simulink.....	193
4.8.	ANÁLISIS DE FALLAS SIMULADAS AL SISTEMA MODELADO.....	154
4.8.1.	Operación Normal del sistema con carga nominal.....	154
4.8.1.1.	Corrientes Primarias.....	154
4.8.1.2.	Corrientes Secundarias.....	155
4.8.1.3.	Corriente de Operación.....	157
4.8.1.4.	Corriente de Restricción.....	158
4.8.1.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	159
4.8.2.	Falla Monofásica a Tierra Externa (Fase A).....	161
4.8.2.1.	Corrientes Primarias.....	161
4.8.2.2.	Corrientes Secundarias.....	162
4.8.2.3.	Corriente de Operación.....	163
4.8.2.4.	Corriente de Restricción.....	163
4.8.2.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	164
4.8.3.	Falla Bifásica a Tierra Externa (Fase A – B -G).....	166
4.8.3.1.	Corrientes Primarias.....	166
4.8.3.2.	Corrientes Secundarias.....	167
4.8.3.3.	Corriente de Operación.....	168
4.8.3.4.	Corriente de Restricción.....	168

	4.8.3.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	169
4.8.4.		Falla Trifásica a Tierra Externa.....	171
	4.8.4.1.	Corrientes Primarias.....	171
	4.8.4.2.	Corrientes Secundarias.....	172
	4.8.4.3.	Corriente de Operación.....	173
	4.8.4.4.	Corriente de Restricción.....	173
	4.8.4.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	174
4.8.5.		Falla Monofásica a Tierra Interna en el Devanado de 20 kV.....	176
	4.8.5.1.	Corrientes Primarias.....	176
	4.8.5.2.	Corrientes Secundarias.....	176
	4.8.5.3.	Corriente de Operación.....	177
	4.8.5.4.	Corriente de Restricción.....	177
	4.8.5.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	178
4.8.6.		Falla Monofásica a Tierra Interna en el Devanado de 400 kV.....	180
	4.8.6.1.	Corrientes Primarias.....	180
	4.8.6.2.	Corrientes Secundarias.....	180
	4.8.6.3.	Corriente de Operación.....	181
	4.8.6.4.	Corriente de Restricción.....	181
	4.8.6.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	182
4.8.7.		Falla Bifásica a Tierra Interna en el Devanado de 20 kV.....	185
	4.8.7.1.	Corrientes Primarias.....	185
	4.8.7.2.	Corrientes Secundarias.....	185
	4.8.7.3.	Corriente de Operación.....	186
	4.8.7.4.	Corriente de Restricción.....	186
	4.8.7.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	187
4.8.8.		Falla Bifásica a Tierra Interna en el Devanado de 400 kV.....	189
	4.8.8.1.	Corrientes Primarias.....	189
	4.8.8.2.	Corrientes Secundarias.....	189
	4.8.8.3.	Corriente de Operación.....	190
	4.8.8.4.	Corriente de Restricción.....	190
	4.8.8.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	191
4.8.9.		Falla Trifásica a Tierra Interna en el Devanado de 20 kV.....	194
	4.8.9.1.	Corrientes Primarias.....	194
	4.8.9.2.	Corrientes Secundarias.....	194
	4.8.9.3.	Corriente de Operación.....	195
	4.8.9.4.	Corriente de Restricción.....	195
	4.8.9.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	196
4.8.10.		Falla Trifásica a Tierra Interna en el Devanado de 400 kV.....	198
	4.8.10.1.	Corrientes Primarias.....	198
	4.8.10.2.	Corrientes Secundarias.....	198
	4.8.10.3.	Corriente de Operación.....	199
	4.8.10.4.	Corriente de Restricción.....	199
	4.8.10.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	200
4.9.		COMPARATIVO DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO PARA EL TRANSFORMADOR DE GENERACIÓN.....	203
	4.9.1.	Corriente de Cortocircuito Trifásico para el Transformador de Generación del lado de 20 kV.....	203

4.9.1.1.	Corriente de Cortocircuito trifásico calculada.....	203
4.9.1.2.	Corriente de Cortocircuito trifásico del lado de 20 kV en Simulink.....	203
4.9.1.3.	Corriente de cortocircuito trifásico en Aspen OneLiner V10.12.....	204
4.9.1.4.	Comparando las Corrientes de cortocircuito trifásicos Obtenidas.....	204
4.9.2.	Corriente de Cortocircuito Trifásico para el Transformador de Generación del lado de 400 kV.....	205
4.9.2.1.	Corriente de Cortocircuito trifásico calculada.....	205
4.9.2.2.	Corriente de Cortocircuito trifásico del lado de 400 kV en Simulink.....	205
4.9.2.3.	Corriente de cortocircuito trifásico en Aspen OneLiner V10.12.....	206
4.9.2.4.	Comparando las Corrientes de cortocircuito trifásicos Obtenidas.....	206
4.10	RESTRICCIÓN DE SEGUNDA Y CUARTA ARMÓNICA.....	207
Capítulo 5 Modelado de la Diferencial con Transformador de Distribución		215
5.1.	BLOQUES IMPORTANTES DEL SIMPOWERSYSTEMS.....	216
5.1.1.	Equivalente de Generación (Three-Phase Source).....	216
5.1.2.	Transformador Trifásico de Dos Devanados.....	218
5.1.3.	Transformador Saturable (Saturable Transformer).....	219
5.1.4.	Carga Trifásica RLC paralela.....	222
5.2.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN SIMULINK.....	223
5.3.	CÁLCULO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC).....	228
5.4.	COMPENSACIÓN DE MAGNITUD (TAP).....	229
5.4.1.	Ideal.....	229
5.4.2.	Valores Propuestos.....	230
5.5.	COMPENSACIÓN ANGULAR.....	231
5.5.1.	Lista de matrices de compensación empleadas (m=0 y m=1).....	231
5.6.	AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RELEVADOR DIFERENCIAL.....	232
5.7.	FASORES DE CORRIENTES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	236
5.7.1.	Fasores de corrientes del transformador de Distribución.....	236
5.7.2.	Diagrama fasorial de corrientes en los Transformadores de Corriente (TC's).....	237
5.7.3.	Corrientes primarias y secundarias en el transformador de Distribución en Simulink.....	238
5.8.	ANÁLISIS DE FALLAS SIMULADAS AL SISTEMA MODELADO.....	239
5.8.1.	Operación Normal del sistema con carga nominal.....	239
5.8.1.1.	Corrientes Primarias.....	239
5.8.1.2.	Corrientes Secundarias.....	240
5.8.1.3.	Corriente de Operación.....	242
5.8.1.4.	Corriente de Restricción.....	243
5.8.1.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	244

5.8.2.	Falla Monofásica a Tierra Externa (Fase A).....	246
5.8.2.1.	Corrientes Primarias.....	246
5.8.2.2.	Corrientes Secundarias.....	247
5.8.2.3.	Corriente de Operación.....	248
5.8.2.4.	Corriente de Restricción.....	248
5.8.2.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	249
5.8.3.	Falla Bifásica a Tierra Externa (Fase A – B -G).....	251
5.8.3.1.	Corrientes Primarias.....	251
5.8.3.2.	Corrientes Secundarias.....	252
5.8.3.3.	Corriente de Operación.....	253
5.8.3.4.	Corriente de Restricción.....	253
5.8.3.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	254
5.8.4.	Falla Trifásica a Tierra Externa.....	256
5.8.4.1.	Corrientes Primarias.....	256
5.8.4.2.	Corrientes Secundarias.....	257
5.8.4.3.	Corriente de Operación.....	258
5.8.4.4.	Corriente de Restricción.....	258
5.8.4.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	259
5.8.5.	Falla Monofásica a Tierra Interna en el Devanado de 115 kV.....	261
5.8.5.1.	Corrientes Primarias.....	261
5.8.5.2.	Corrientes Secundarias.....	261
5.8.5.3.	Corriente de Operación.....	262
5.8.5.4.	Corriente de Restricción.....	262
5.8.5.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	263
5.8.6.	Falla Monofásica a Tierra Interna en el Devanado de 13.8 kV.....	266
5.8.6.1.	Corrientes Primarias.....	266
5.8.6.2.	Corrientes Secundarias.....	266
5.8.6.3.	Corriente de Operación.....	267
5.8.6.4.	Corriente de Restricción.....	267
5.8.6.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	268
5.8.7.	Falla Bifásica a Tierra Interna en el Devanado de 115 kV.....	270
5.8.7.1.	Corrientes Primarias.....	270
5.8.7.2.	Corrientes Secundarias.....	270
5.8.7.3.	Corriente de Operación.....	271
5.8.7.4.	Corriente de Restricción.....	271
5.8.7.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	272
5.8.8.	Falla Bifásica a Tierra Interna en el Devanado de 13.8 kV.....	275
5.8.8.1.	Corrientes Primarias.....	275
5.8.8.2.	Corrientes Secundarias.....	275
5.8.8.3.	Corriente de Operación.....	276
5.8.8.4.	Corriente de Restricción.....	276
5.8.8.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	277
5.8.9.	Falla Trifásica a Tierra Interna en el Devanado de 115 kV.....	380
5.8.9.1.	Corrientes Primarias.....	280
5.8.9.2.	Corrientes Secundarias.....	280
5.8.9.3.	Corriente de Operación.....	281
5.8.9.4.	Corriente de Restricción.....	281

5.8.9.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	282
5.8.10.	Falla Trifásica a Tierra Interna en el Devanado de 13.8 kV.....	285
5.8.10.1.	Corrientes Primarias.....	285
5.8.10.2.	Corrientes Secundarias.....	285
5.8.10.3.	Corriente de Operación.....	286
5.8.10.4.	Corriente de Restricción.....	286
5.8.10.5.	Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador....	287
5.9.	COMPARATIVO DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO PARA EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.....	290
5.9.1.	Corriente de Cortocircuito Trifásico para el Transformador de Distribución del lado de 115 kV.....	290
5.9.1.1.	Corriente de Cortocircuito trifásico calculada.....	290
5.9.1.2.	Corriente de Cortocircuito trifásico del lado de 115 kV en Simulink.....	290
5.9.1.3.	Corriente de cortocircuito trifásico en Aspen OneLiner V10.12.....	291
5.9.1.4.	Comparando las Corrientes de cortocircuito trifásicos Obtenidas.....	292
5.9.2.	Corriente de Cortocircuito Monofásico para el Transformador de Generación del lado de 13.8 kV.....	293
5.9.2.1.	Corriente de Cortocircuito monofásico calculada.....	293
5.9.2.2.	Corriente de Cortocircuito monofásico del lado de 13.8 kV en Simulink.....	293
5.9.2.3.	Corriente de cortocircuito monofásico en Aspen OneLiner V10.12.....	294
5.9.2.4.	Comparando las Corrientes de cortocircuito monofásicos Obtenidas.....	294
5.10	RESTRICCIÓN DE SEGUNDA Y CUARTA ARMÓNICA.....	295
Capítulo 6 Protección Restricción de Falla a Tierra (REF)		303
6.1.	BLOQUES IMPORTANTES DEL SIMPOWERSYSTEMS.....	304
6.1.1.	Transformador de Distribución.....	304
6.1.2.	Transformador de Corriente del Neutro del Transformador de Distribución.....	306
6.2.	PROTECCIÓN REF EN SIMULINK.....	308
6.3.	AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RELEVADOR DIFERENCIAL.....	311
6.4.	ANÁLISIS DE FALLAS SIMULADAS AL SISTEMA MODELADO.....	311
6.4.1.	Falla Monofásica al 25% del Devanado.....	311
6.4.1.1.	Corriente del Neutro del Transformador.....	311
6.4.1.2.	Corriente de Secuencia Cero.....	312
6.4.1.3.	Corriente de Operación.....	312
6.4.1.4.	Corriente de Restricción.....	313
6.4.1.5.	Señal de Disparo.....	313
6.4.2.	Falla Bifásica al 25% del Devanado.....	315
6.4.2.1.	Corriente del Neutro del Transformador.....	315
6.4.2.2.	Corriente de Secuencia Cero.....	316

6.4.2.3.	Corriente de Operación.....	316
6.4.2.4.	Corriente de Restricción.....	317
6.4.2.5.	Señal de Disparo.....	317
6.4.3.	Falla Monofásica al 50% del Devanado.....	319
6.4.3.1.	Corriente del Neutro del Transformador.....	319
6.4.3.2.	Corriente de Secuencia Cero.....	320
6.4.3.3.	Corriente de Operación.....	320
6.4.3.4.	Corriente de Restricción.....	321
6.4.3.5.	Señal de Disparo.....	321
6.4.4.	Falla Bifásica al 50% del Devanado.....	323
6.4.4.1.	Corriente del Neutro del Transformador.....	323
6.4.4.2.	Corriente de Secuencia Cero.....	324
6.4.4.3.	Corriente de Operación.....	324
6.4.4.4.	Corriente de Restricción.....	325
6.4.4.5.	Señal de Disparo.....	325
6.4.5.	Falla Monofásica al 75% del Devanado.....	327
6.4.5.1.	Corriente del Neutro del Transformador.....	327
6.4.5.2.	Corriente de Secuencia Cero.....	328
6.4.5.3.	Corriente de Operación.....	328
6.4.5.4.	Corriente de Restricción.....	329
6.4.5.5.	Señal de Disparo.....	329
6.4.6.	Falla Monofásica al 75% del Devanado.....	331
6.4.6.1.	Corriente del Neutro del Transformador.....	331
6.4.6.2.	Corriente de Secuencia Cero.....	332
6.4.6.3.	Corriente de Operación.....	332
6.4.6.4.	Corriente de Restricción.....	333
6.4.6.5.	Señal de Disparo.....	333
	Conclusiones.....	336
	Recomendaciones para trabajos futuros.....	337
	Referencias.....	338
	Fuentes Consultadas.....	340

Lista de Figuras

	Página	
Figura 1.1	Fotografía de un transformador trifásico de 750 MVA, 525/22.8 kV. (Cortesía de Duke Power Company).....	7
Figura 1.2	Transformador de dos devanados.....	8
Figura 1.3	Conexión de devanados en estrella con neutro puesto a tierra mediante una impedancia Z_g	9
Figura 1.4	Variación de la corriente de falla a tierra con la localización de la falla.....	9
Figura 1.5	Relevador de sobre temperatura (Parámetros de Diseño).....	14
Figura 1.6	Preservación de la selectividad usando unidades instantáneas.....	14
Figura 1.7	Principio de operación de la diferencial de transformador.....	15
Figura 1.8	Ubicación del relevador Buchholz.....	18
Figura 1.9	Estructura Interna del relevador Buchholz.....	19
Figura 2.1	Diagrama de conexión de un elemento diferencial típico.....	24
Figura 2.2	Elemento diferencial de porcentaje simple y características de funcionamiento de doble pendiente.....	26
Figura 2.3	Elemento diferencial con una característica adaptativa.....	27
Figura 2.4	DABY o D_{Y1} conexión de transformador.....	30
Figura 2.5	YDAC o Y_{d1} conexión de transformador.....	30
Figura 2.6	Relés de transformador basados en microprocesadores permiten conectar los TC's en estrella.....	32
Figura 2.7	Los Relés de transformador basados en microprocesadores realizan un escalamiento de la corriente, la compensación por desfaseamiento de fase, y la eliminación de corriente de secuencia cero.....	33
Figura 2.8	Conexión de compensación DAB.....	34
Figura 2.9	Corriente de secuencia cero que fluye sólo en el lado de la estrella de un transformador delta-estrella de fallas a tierra externas.....	35
Figura 2.10	Un banco de puesta a tierra dentro de la zona de protección diferencial requiere la eliminación de la corriente de secuencia cero..	36
Figura 2.11	Corriente de excitación de un transformador sobre-excitado.....	38
Figura 2.12	Respuesta de un TC C100, 600/5 con una corriente de falla de 12,000 A con componente de CD.....	40
Figura 2.13	Corriente diferencial del SEL-387 y el relé de sobre-corriente proporcionan protección, control y visualización de transformadores y autotransformadores.....	43
Figura 2.14	Elemento de bloqueo diferencial basada en la determinación de la componente de CD de la corriente diferencial (a) Corriente Inrush, (b) Corriente de falla interna.....	46
Figura 2.15	Restricción de armónicas 87R1 y los elemento diferenciales sin-restricción 87U1 desenfrenadas.....	48
Figura 2.16	Magnitud de la corriente del neutro del transformador es mayor que la magnitud de corriente de fase para fallas a tierra cerca del neutro	

	del transformador.....	49
Figura 2.17	Protección REF para transformadores de dos devanados utiliza un elemento direccional polarizado.....	51
Figura 2.18	Protección REF para un autotransformador con dos interruptores en el lado de alta tensión.....	52
Figura 2.19	Definición de tiempo de interrupción dada en el estándar ANSI IEEE C.37.010-1979 Guía de Aplicación para Interruptores de Alto Voltaje de CA con Valores Nominales Basados en la Corriente Simétrica.....	58
Figura 2.20	Falla a tierra en un transformador conectado en el devanado de la estrella.....	65
Figura 2.21	Corrientes de falla a tierra en el devanado de la estrella con conexión en estrella a tierra a través de una impedancia.....	66
Figura 2.22	Corriente de falla y corriente en el lado de la delta para fallas en el devanado de la estrella con un neutro conectado sólidamente a tierra.....	67
Figura 4.1	Fuente Trifásica propuesta.....	96
Figura 4.2	Cuadro de dialogo de la fuente trifásica.....	96
Figura 4.3	Interruptor de Potencia propuesto.....	98
Figura 4.4	Cuadro de dialogo del Interruptor de Potencia trifásico.....	99
Figura 4.5	Bus propuesto.....	100
Figura 4.6	Cuadro de dialogo del bus.....	101
Figura 4.7	Medidor de Corriente.....	101
Figura 4.8	Cuadro de dialogo del Medidor de Corriente.....	102
Figura 4.9	Transformador de Potencia propuesto.....	104
Figura 4.10	Cuadro de dialogo de transformador de potencia, pestaña de “Configuration”.....	104
Figura 4.11	Cuadro de dialogo de transformador de potencia, pestaña de “Parameters”.....	106
Figura 4.12	Cuadro de dialogo de transformador de potencia, pestaña de “Advanced”.....	108
Figura 4.13	Modelo de Transformador Saturable.....	108
Figura 4.14	Transformador de Corriente (TC’S) propuestos, a) Devanado de 20 kV, b) Devanado de 400 kV.....	109
Figura 4.15	Conexión Interna del Transformador de Corriente (TC’S) propuestos, a) Devanado de 20 kV, b) Devanado de 400 kV.....	109
Figura 4.16	Cuadro de dialogo de los Transformadores de Corriente del a) Devanado de 20 kV y del b) Devanado de 400 kV, pestaña de “Configuration”.....	110
Figura 4.17	Cuadro de dialogo de los Transformadores de Corriente del a) Devanado de 20 kV y del b) Devanado de 400 kV, pestaña de “Parameters”.....	111
Figura 4.18	Cuadro de dialogo de Burden asociado a los Transformadores de Corriente del a) Devanado de 20 kV y del b) Devanado de 400 kV, pestaña de “Parameters”.....	113
Figura 4.19	Cuadro de dialogo de los Transformadores de Corriente del Devanado de 20 kV y del Devanado de 400 kV, pestaña de	

	“Advanced”.....	114
Figura 4.20	Filtro Pasa baja propuesto.....	115
Figura 4.21	Cuadro de dialogo del filtro pasa baja propuesto.....	117
Figura 4.22	Circuito de muestreo y retención de orden cero.....	118
Figura 4.23	Cuadro de dialogo del circuito de muestreo y restricción.....	119
Figura 4.24	Bloque de Fourier.....	119
Figura 4.25	Cuadro de dialogo del bloque de Fourier.....	120
Figura 4.26	Carga propuesta.....	121
Figura 4.27	Cuadro de dialogo de la carga propuesta, pestaña de “Parameters”....	121
Figura 4.28	Bloque Concaténate en modo de Matriz.....	122
Figura 4.29	“Parámetro dimensión” establecido en 2 del bloque concaténate.....	123
Figura 4.30	“Parámetro dimensión” establecido en 1 del bloque concaténate.....	124
Figura 4.31	“Parámetro mode” establecido en “Multidimensional array” y “parámetro dimensión” establecido en 3 del bloque concaténate.....	124
Figura 4.32	Cuadro de dialogo del bloque concaténate propuesto.....	125
Figura 4.33	Bloque RMS.....	126
Figura 4.34	Cuadro de dialogo del bloque RMS propuesto.....	128
Figura 4.35	Bloque Operador Relacional.....	129
Figura 4.36	Cuadro de dialogo del Operador Relacional propuesto, pestaña “Main”.....	131
Figura 4.37	Cuadro de dialogo de la carga propuesta, pestaña de “Data Type”.....	132
Figura 4.38	Bloque Operador Lógico.....	133
Figura 4.39	Forma de icono “distinctive”.....	134
Figura 4.40	Cuadro de dialogo del operador lógico, pestaña de “Main”.....	135
Figura 4.41	Cuadro de dialogo del operador lógico, pestaña de “Data Type”.....	136
Figura 4.42	Simulación del Sistema Eléctrico de Potencia propuesto con transformador de Generación.....	138
Figura 4.43	Simulación del Módulo de la Diferencial de Transformador.....	138
Figura 4.44	Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador....	139
Figura 4.45	Modelo del relevador microprocesado.....	139
Figura 4.46	Estructura interna del módulo para el cálculo de fasores.....	
Figura 4.47	Estructura interna del módulo de compensación de Secuencia Cero de Corrientes del Devanado de 20 kV (Conexión en Delta).La Matriz (0) no elimina la sec.cero, ya que para la delta no es necesaria.....	140
Figura 4.48	Estructura interna del módulo de compensación angular y eliminación de Secuencia Cero de Corrientes del Devanado de 400 kV (Conexión en Estrella).....	140
Figura 4.49	Módulo del Elemento SIN Restricción (87U).....	141
Figura 4.50	Estructura interna del módulo del Elemento SIN retención (87U).....	141
Figura 4.51	Fasores de corrientes primarias en transformador de generación del devanado de 20 kV y del devanado de 400 kV.....	151
Figura 4.52	Diagrama fasorial de corrientes secundarias en los Tc’s del devanado de 20 kV y del devanado de 400 kV del transformador de generación.....	152
Figura 4.53	Medición de corrientes primarias y secundarias en el transformador de generación en Simulink.....	153

Figura 4.54	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con carga nominal.....	154
Figura 4.55	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con carga nominal.....	154
Figura 4.56	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con carga nominal.....	155
Figura 4.57	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con carga nominal.....	155
Figura 4.58	Oscilograma de la corriente de operación sin falla en el sistema con carga nominal.....	157
Figura 4.59	Oscilograma de la corriente de restricción sin falla en el sistema con carga nominal.....	158
Figura 4.60	Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.....	159
Figura 4.61	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición sin falla en el sistema con carga nominal.....	159
Figura 4.62	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla monofásica a tierra externa en 400 KV.....	161
Figura 4.63	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla monofásica a tierra externa en 400 KV.....	161
Figura 4.64	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla monofásica a tierra externa en 400 KV.....	162
Figura 4.65	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla monofásica a tierra externa en 400 kV.....	162
Figura 4.66	Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra externa en 400 kV.....	163
Figura 4.67	Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra externa en 400 kV.....	163
Figura 4.68	Señal de Disparo con falla monofásica a tierra externa en 400 kV.....	164
Figura 4.69	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla monofásica a tierra externa en 400 kV.....	164
Figura 4.70	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla bifásica a tierra externa en 400 KV.....	166
Figura 4.71	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla bifásica a tierra externa en 400 KV.....	166
Figura 4.72	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla bifásica a tierra externa en 400 KV.....	167
Figura 4.73	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.....	167
Figura 4.74	Oscilograma de la corriente de operación con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.....	168
Figura 4.75	Oscilograma de la corriente de restricción con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.....	168
Figura 4.76	Señal de Disparo con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.....	169
Figura 4.77	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla bifásica a tierra externa en 400 kV.....	169

Figura 4.78	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla trifásica a tierra externa en 400 KV.....	171
Figura 4.79	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla trifásica a tierra externa en 400 KV.....	171
Figura 4.80	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla trifásica a tierra externa en 400 KV.....	172
Figura 4.81	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.....	172
Figura 4.82	Oscilograma de la corriente de operación con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.....	173
Figura 4.83	Oscilograma de la corriente de restricción con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.....	173
Figura 4.84	Señal de Disparo con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.....	174
Figura 4.85	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla trifásica a tierra externa en 400 kV.....	174
Figura 4.86	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla monofásica a tierra interna.....	176
Figura 4.87	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla monofásica a tierra interna.....	176
Figura 4.88	Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	177
Figura 4.89	Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	177
Figura 4.90	Señal de Disparo con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	178
Figura 4.91	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	178
Figura 4.92	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla monofásica a tierra interna.....	180
Figura 4.93	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla monofásica a tierra interna.....	180
Figura 4.94	Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	181
Figura 4.95	Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	181
Figura 4.96	Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	182
Figura 4.97	Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	182
Figura 4.98	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	183
Figura 4.99	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla bifásica a tierra interna.....	185

Figura 4.100	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla bifásica a tierra interna.....	185
Figura 4.101	Oscilograma de la corriente de operación con falla bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	186
Figura 4.102	Oscilograma de la corriente de restricción con falla bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	186
Figura 4.103	Señal de Disparo con falla bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	187
Figura 4.104	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	187
Figura 4.105	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla bifásica a tierra interna.....	189
Figura 4.106	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla bifásica a tierra interna.....	189
Figura 4.107	Oscilograma de la corriente de operación con falla bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	190
Figura 4.108	Oscilograma de la corriente de restricción con falla bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	190
Figura 4.109	Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	191
Figura 4.110	Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	191
Figura 4.111	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	192
Figura 4.112	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla trifásica a tierra interna.....	194
Figura 4.113	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla trifásica a tierra interna.....	194
Figura 4.114	Oscilograma de la corriente de operación con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	195
Figura 4.115	Oscilograma de la corriente de restricción con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	195
Figura 4.116	Señal de Disparo con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	196
Figura 4.117	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.....	196
Figura 4.118	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla trifásica a tierra interna.....	198
Figura 4.119	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla trifásica a tierra interna.....	198
Figura 4.120	Oscilograma de la corriente de operación con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	199
Figura 4.121	Oscilograma de la corriente de restricción con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	199

Figura 4.122	Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	200
Figura 4.123	Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	200
Figura 4.124	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.....	201
Figura 4.125	Diagrama General.....	203
Figura 4.126	Corriente de Cortocircuito Trifásico en el devanado de 20 kV.....	203
Figura 4.127	Diagrama Esquemático de Corriente Trifásica de Corto Circuito de lado de 20 kV Transformador de Generación.....	204
Figura 4.128	Diagrama General.....	205
Figura 4.129	Corriente de Cortocircuito Trifásico en el devanado de 400 kV.....	205
Figura 4.130	Diagrama Esquemático de Corriente Trifásica de Corto Circuito de lado de 400 kV Transformador de Generación.....	206
Figura 4.131	Diagrama energización de transformador de generación.....	207
Figura 4.132	Diagrama de conexión para una energización del transformador de potencia.....	207
Figura 4.133	Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador para restricción de armónicas.....	208
Figura 4.134	Bloque de restricción de segunda y cuarta armónica.....	208
Figura 4.135	Estructura interna del módulo de restricción de segunda armónica....	209
Figura 4.136	Estructura interna del módulo de restricción de cuarta armónica.....	209
Figura 4.137	Lógica de elemento diferencial con restricción de armónica, Journal of Reliable Power, September 2011.....	210
Figura 4.138	Estructura interna del bloque de Lógica de Disparo por Segunda y Cuarta Armónica.....	211
Figura 4.139	Cuadro de dialogo del interruptor de 20 kV.....	211
Figura 4.140	Cuadro de dialogo del interruptor de 400 kV.....	212
Figura 4.141	Corriente de Inrush trifásica.....	212
Figura 4.142	Corriente de Inrush fase A.....	213
Figura 4.143	Corriente de Inrush fase B.....	213
Figura 4.144	Corriente de Inrush fase C.....	214
Figura 4.145	Señal de disparo considerando la restricción de segunda y cuarta armónica.....	214
Figura 5.1	Equivalente de Generación propuesta.....	216
Figura 5.2	Cuadro de dialogo del equivalente de Generación propuesta.....	217
Figura 5.3	Transformador de Distribución propuesto.....	218
Figura 5.4	Cuadro de dialogo del Transformador de Distribución, pestaña de “Parameters”.....	218
Figura 5.5	Transformador de Corriente (TC’S) propuestos, a) Devanado de 115 kV, b) Devanado de 13.8 kV.....	219
Figura 5.6	Conexión Interna del Transformador de Corriente (TC’S) propuestos, Devanado de 115 kV, b) Devanado de 13.8 kV.....	219
Figura 5.7	Cuadro de dialogo de los Transformadores de Corriente del a) Devanado de 115 kV y del b) Devanado de 13.8 kV, pestaña de “Parameters”.....	220

Figura 5.8	Cuadro de dialogo de Burden asociado a los Transformadores de Corriente del a) Devanado de 115 kV y del b) Devanado de 13.8 kV.....	220
Figura 5.9	Carga propuesta.....	222
Figura 5.10	Cuadro de dialogo de la carga propuesta, pestaña de “Parameters”....	222
Figura 5.11	Simulación del Sistema Eléctrico de Potencia propuesto con transformador de Distribución.....	223
Figura 5.12	Simulación del Módulo de la Diferencial de Transformador.....	223
Figura 5.13	Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador.....	224
Figura 5.14	Modelo del relevador microprocesado.....	224
Figura 5.15	Estructura interna del módulo para el cálculo de fasores.....	225
Figura 5.16	Estructura interna del módulo de compensación de Secuencia Cero de Corrientes del Devanado de 115 kV (Conexión en Delta).....	225
Figura 5.17	Estructura interna del módulo de compensación de Secuencia Cero de Corrientes del Devanado de 13.8 kV (Conexión en Estrella).....	225
Figura 5.18	Módulo del Elemento SIN Restricción (87U).....	226
Figura 5.19	Estructura interna del módulo del Elemento SIN retención (87U).....	226
Figura 5.20	Fasores de corrientes primarias en transformador de Distribución del devanado de 115 kV y del devanado de 13.8 kV.....	236
Figura 5.21	Diagrama fasorial de corrientes secundarias en los Tc’s del devanado de 115 kV y del devanado de 13.8 kV del transformador de Distribución.....	237
Figura 5.22	Medición de corrientes primarias y secundarias en el transformador de Distribución en Simulink.....	238
Figura 5.23	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con carga nominal.....	239
Figura 5.24	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con carga nominal.....	239
Figura 5.25	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con carga nominal.....	240
Figura 5.26	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con carga nominal.....	240
Figura 5.27	Oscilograma de la corriente de operación sin falla en el sistema con carga nominal.....	242
Figura 5.28	Oscilograma de la corriente de restricción sin falla en el sistema con carga nominal.....	243
Figura 5.29	Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.....	244
Figura 5.30	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición sin falla en el sistema con carga nominal.....	244
Figura 5.31	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla monofásica a tierra externa en 13.8 KV.....	246
Figura 5.32	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra externa en 13.8 KV.....	246
Figura 5.33	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla monofásica a tierra externa en 13.8 KV.....	247
Figura 5.34	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra externa en 13.8kV.....	247

Figura 5.35	Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.....	248
Figura 5.36	Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.....	248
Figura 5.37	Señal de Disparo con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV....	249
Figura 5.38	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.....	249
Figura 5.39	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla bifásica a tierra externa en 13.8 KV.....	251
Figura 5.40	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla bifásica a tierra externa en 13.8 KV.....	251
Figura 5.41	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla bifásica a tierra externa en 13.8 KV.....	252
Figura 5.42	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla bifásica a tierra externa en 13.8kV.....	252
Figura 5.43	Oscilograma de la corriente de operación con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.....	253
Figura 5.44	Oscilograma de la corriente de restricción con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.....	253
Figura 5.45	Señal de Disparo con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.....	254
Figura 5.46	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.....	254
Figura 5.47	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla trifásica a tierra externa en 13.8 KV.....	256
Figura 5.48	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla trifásica a tierra externa en 13.8 KV.....	256
Figura 5.49	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla trifásica a tierra externa en 13.8 KV.....	257
Figura 5.50	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla trifásica a tierra externa en 13.8kV.....	257
Figura 5.51	Oscilograma de la corriente de operación con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.....	258
Figura 5.52	Oscilograma de la corriente de restricción con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.....	258
Figura 5.53	Señal de Disparo con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.....	259
Figura 5.54	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.....	259
Figura 5.55	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla monofásica a tierra interna.....	261
Figura 5.56	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla monofásica a tierra interna.....	261
Figura 5.57	Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	262
Figura 5.58	Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	262
Figura 5.59	Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	263

Figura 5.60	Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	263
Figura 5.61	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	264
Figura 5.62	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra interna.....	266
Figura 5.63	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra interna.....	266
Figura 5.64	Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	267
Figura 5.65	Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	267
Figura 5.66	Señal de Disparo con falla trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	268
Figura 5.67	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	268
Figura 5.68	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla Bifásica a tierra interna.....	270
Figura 5.69	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla Bifásica a tierra interna.....	270
Figura 5.70	Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	271
Figura 5.71	Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	271
Figura 5.72	Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	272
Figura 5.73	Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	272
Figura 5.74	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	273
Figura 5.75	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla Bifásica a tierra interna.....	275
Figura 5.76	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla Bifásica a tierra interna.....	275
Figura 5.77	Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	276
Figura 5.78	Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	276
Figura 5.79	Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	277
Figura 5.80	Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	277
Figura 5.81	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115	

	kV.....	278
Figura 5.82	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla Trifásica a tierra interna.....	280
Figura 5.83	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla Trifásica a tierra interna.....	280
Figura 5.84	Oscilograma de la corriente de operación con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	281
Figura 5.85	Oscilograma de la corriente de restricción con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	281
Figura 5.86	Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	282
Figura 5.87	Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	282
Figura 5.88	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.....	283
Figura 5.89	Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla Trifásica a tierra interna.....	285
Figura 5.90	Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla Trifásica a tierra interna.....	285
Figura 5.91	Oscilograma de la corriente de operación con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	286
Figura 5.92	Oscilograma de la corriente de restricción con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	286
Figura 5.93	Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	287
Figura 5.94	Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	287
Figura 5.95	Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.....	288
Figura 5.96	Corriente de Cortocircuito Trifásico en el devanado de 115 kV.....	290
Figura 5.97	Fasor de Corriente de Cortocircuito Trifásico.....	291
Figura 5.98	Diagrama Esquemático de Corriente de Cortocircuito Trifásico de lado de 115 kV Transformador de Distribución.....	291
Figura 5.99	Corriente de Cortocircuito Monofásico en el devanado de 13.8 kV....	293
Figura 5.100	Diagrama Esquemático de Corriente de Cortocircuito Monofásico de lado de 13.8 kV Transformador de Distribución.....	294
Figura 5.101	Diagrama energización de transformador de generación.....	295
Figura 5.102	Diagrama de conexión para una energización del transformador de potencia.....	295
Figura 5.103	Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador para restricción de armónicas.....	296
Figura 5.104	Bloque de restricción de segunda y cuarta armónica.....	296
Figura 5.105	Estructura interna del módulo de restricción de segunda armónica....	297
Figura 5.106	Estructura interna del módulo de restricción de cuarta armónica.....	297
Figura 5.107	Lógica de elemento diferencial con restricción de armónica, Journal	

	of Reliable Power, September 2011.....	298
Figura 5.108	Estructura interna del bloque de Lógica de Disparo por Segunda y Cuarta Armónica.....	299
Figura 5.109	Cuadro de dialogo del interruptor de 115 kV.....	299
Figura 5.110	Cuadro de dialogo del interruptor de 13.8 kV.....	300
Figura 5.111	Corriente de Inrush trifásica.....	300
Figura 5.112	Corriente de Inrush fase A.....	301
Figura 5.113	Corriente de Inrush fase B.....	301
Figura 5.114	Corriente de Inrush fase C.....	302
Figura 5.115	Señal de disparo considerando la restricción de segunda y cuarta armónica.....	302
Figura 6.1	Modelo del Transformador de Distribución en segmentos.....	304
Figura 6.2	Estructura interna del módulo del Transformador de Distribución.....	305
Figura 6.3	Cuadro de dialogo del Transformador de Distribucion al 25 % del Devanado, pestaña de “Parameters”.....	306
Figura 6.4	Transformador de Corriente (TC’S) del Neutro del Transformador de Distribución propuesto.....	306
Figura 6.5	Conexión Interna del Transformador de Corriente (TC’S) del Neutro del Transformador de Potencia propuesto.....	307
Figura 6.6	Cuadro de dialogo de los Transformador de Corriente (TC’S) del Neutro del Transformador de Distribución, pestaña de “Parameters”.....	307
Figura 6.7	Cuadro de dialogo de Burden asociado al transformador de Corriente del neutro del transformador de distribución, pestaña de “Parameters”.....	308
Figura 6.8	Simulación del Sistema Eléctrico de Potencia propuesto con transformador de Distribución.....	308
Figura 6.9	Simulación del Módulo de la Diferencial de Transformador incluyendo la protección REF.....	309
Figura 6.10	Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador incluyendo la protección REF.....	309
Figura 6.11	Algoritmo empleado para la protección REF.....	310
Figura 6.12	Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.....	311
Figura 6.13	Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.....	312
Figura 6.14	Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.....	312
Figura 6.15	Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.....	313
Figura 6.16	Señal de Disparo con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.....	313
Figura 6.17	Señal de Disparo por REF con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.....	314
Figura 6.18	Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.....	315
Figura 6.19	Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.....	316

Figura 6.20	Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.....	316
Figura 6.21	Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.....	317
Figura 6.22	Señal de Disparo con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.....	317
Figura 6.23	Señal de Disparo por REF con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.....	318
Figura 6.24	Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.....	319
Figura 6.25	Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.....	320
Figura 6.26	Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.....	320
Figura 6.27	Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.....	321
Figura 6.28	Señal de Disparo con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.....	321
Figura 6.29	Señal de Disparo por REF con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.....	322
Figura 6.30	Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.....	323
Figura 6.31	Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.....	324
Figura 6.32	Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.....	324
Figura 6.33	Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.....	325
Figura 6.34	Señal de Disparo con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.....	325
Figura 6.35	Señal de Disparo por REF con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.....	326
Figura 6.36	Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.....	327
Figura 6.37	Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.....	328
Figura 6.38	Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.....	328
Figura 6.39	Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.....	329
Figura 6.40	Señal de Disparo con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.....	329
Figura 6.41	Señal de Disparo por REF con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.....	330
Figura 6.42	Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.....	331
Figura 6.43	Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8	

	kV con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.....	332
Figura 6.44	Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.....	332
Figura 6.45	Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.....	333
Figura 6.46	Señal de Disparo con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.....	333
Figura 6.47	Señal de Disparo por REF con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.....	334

Lista de Tablas

		Página
Capítulo 2	Marco Teórico	
Tabla 2.1	Contenido de armónicos de la señal de corriente Figura 2.11.....	39
Tabla 2.2	Comparativo de armónicos independientes y métodos comunes de bloqueo de armónicos.....	42
Capítulo 4	Modelado de la Diferencial con Transformador de Generación	
Tabla 4.1	Parámetros de diseño de un filtro analógico.....	116
Tabla 4.2	Configuración de banda de un filtro analógico.....	116
Tabla 4.3	Operaciones permitidas en el modo de dos entradas.....	130
Tabla 4.4	Se Puede especificar las entradas como escalares, matrices, o una combinación de un escalar y una matriz.....	130
Tabla 4.5	Operaciones permitidas.....	134
Tabla 4.6	Ajustes propuestos.....	147
Capítulo 5	Modelado de la Diferencial con Transformador de Distribución	
Tabla 5.1	Ajustes propuestos.....	232
Capítulo 6	Protección Restricción de Falla a Tierra (REF)	
Tabla 6.1	Ajustes propuestos.....	311

Capítulo

1

Protocolo de Investigación

En el presente capítulo se expone el protocolo de Investigación, que da margen al desarrollo del tema de tesis en el cual se trabajó a lo largo del programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica. Dicho capítulo tiene la siguiente estructura:

1.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.3 JUSTIFICACIÓN

1.4 OBJETIVOS

1.5 HIPÓTESIS

1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES.

1.7 MARCO TEÓRICO

1.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.

El objetivo de un sistema eléctrico de potencia es generar y suministrar energía eléctrica a los consumidores. El sistema debe estar diseñado y operado para entregar esta energía a los puntos de utilización tanto con confiabilidad como con economía. Si los cortes de energía son frecuentes o prolongados, se ve afectada la rutina normal de la sociedad, por lo que se debe hacer énfasis en la confiabilidad y seguridad del suministro.

No importa qué tan bien diseñado sea, las fallas siempre ocurrirán en un sistema de potencia, y estas fallas pueden representar un peligro para las personas y/o para las propiedades. El poder destructivo del arco de una falla de alta corriente es bastante elevado; puede fundir los conductores o soldar las láminas del núcleo de los transformadores o generadores en un tiempo muy corto, en tiempos de milisegundos. Aún lejos de la falla misma, las altas corrientes de falla pueden causar daño en una planta si ella continúa por más de unos pocos segundos. [1]

Ésta es la medida de la importancia de los sistemas de protección aplicados en los sistemas de potencia. Los transformadores de potencia se emplean en gran escala en los sistemas eléctricos de potencia. Estos se pueden encontrar en las grandes y pequeñas plantas generadoras, en las subestaciones de distribución o de las industrias, en fin, su empleo es inevitable y el costo muy elevado. La protección eléctrica de estos dispositivos es una de las más complejas, dado en primer lugar a la aparición de dos niveles de tensiones y corrientes diferentes en el primario y el secundario, así como a los fenómenos transitorios permisibles que en este elemento se originan, con carácter en muchos casos aleatorios, tales como el Inrush. Su avería es inaceptable, ya que generalmente se producen graves daños no sólo en el propio dispositivo, sino también a equipos en la cercanía. Además, un transformador de Potencia defectuoso también puede suponer un peligro para el personal de la empresa y para el público.

Sin embargo, la sustitución programada de un transformador de Potencia no es una alternativa, ya que los costos de sustitución de estos dispositivos pueden ser enormes. Por lo tanto, la comprobación y el diagnóstico de los transformadores de potencia son de fundamental importancia.

La protección principal comúnmente utilizada para proteger transformadores de potencia es la diferencial del tipo porcentual de fases (87T), la diferencial de fallas a tierra (87TG) y la diferencial de secuencia negativa para fallas entre espiras. Estas protecciones se complementan con relés de sobrecorriente tanto de fase como Residuales (51/51N). Adicionalmente se tienen las protecciones propias del transformador, como la térmica (49), contra sobre presión (63B), frecuencia (81), sobretensión (59), sobre excitación (24).

Los transformadores se protegen para evitar cambios en sus parámetros eléctricos. Estos llegan causar daños en los equipos. Estos cambios son:

- Tensión por encima o por debajo de la nominal.
- Fallas a tierra de los devanados por falla de aislamiento.
- Sobrecorrientes.
- Aumento de temperatura.
- Aumento de presión.
- Aumento o disminución de la frecuencia.
- Corto circuitos internos entre espiras.

En general las fallas que se presentan en un transformador de potencia se clasifican como:

- FALLAS INTERNAS: cortos circuitos internos. (relé diferencial o de porcentaje diferencial de fases, de secuencia cero para fallas a tierra y de secuencia negativa para fallas entre espiras).
- FALLAS EXTERNAS: sobrecargas (relé de sobrecargas), corto circuitos externos.

La provisión de una protección adecuada para detectar y desconectar elementos del sistema de potencia en el evento de una falla es por lo tanto una parte integral en el diseño

del sistema de potencia. Solo de esta manera se pueden cumplir los objetivos del sistema de potencia y la inversión puede estar protegida.

La función principal de un sistema de protección es detectar y aislar las fallas que ocurren en el sistema de potencia.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En contraste con los generadores, en los cuales pueden surgir muchas condiciones anormales, los transformadores pueden sufrir solo cortocircuitos de devanados, circuitos abiertos, o sobrecalentamiento, fallas entre las espiras, fallas de secuencia negativa para el transformador, fallas en el cambiador de taps, fallas en boquillas. En la práctica se provee de protección con relevadores contra circuitos abiertos aunque ellos no son perjudiciales. En general se provee de protección contra sobrecarga y contra sobrecalentamiento; mediante accesorios térmicos que hacen sonar una alarma y/o controlar un banco de ventiladores, pero con solo pocas excepciones, el disparo automático del interruptor lado baja del transformador. Una excepción es cuando el transformador suministra una carga previsible determinada. La protección de respaldo contra fallas externas puede ser considerada como una forma de protección de sobrecarga, pero el pickup de tales equipos de protección es usualmente alto para proporcionar protección efectiva al transformador excepto para cortocircuitos. Allí permanece, luego, solo la protección contra cortocircuitos en los transformadores o sus conexiones, y la protección de respaldo contra fallas externas.

La protección contra cortocircuitos internos se proporciona normalmente con la protección diferencial del transformador, ajustada en forma tradicional, proporcionando así suficiente sensibilidad para éste tipo de fallas.

Existen fallas internas que son difíciles de detectar, tales como fallas entre espiras y fallas cerca del neutro de un devanado en estrella, cuando se utiliza un esquema de aterrizado a través de impedancias (Resistencia y Reactor).

Para mejorar el esquema de protección de la diferencial de fases tradicional, se complementa éste con un esquema de protección diferencial de secuencia negativa para fallas entre espiras y un esquema diferencial de secuencia cero, para los devanados conectados a tierra aterrizada a través de impedancias.

Por ello se requiere implementar un sistema de protección digital de simulación de fallas en un transformador de potencia.

1.3. JUSTIFICACIÓN.

Los esquemas actuales de protección de transformadores son muy complejos y las especificaciones que rigen la construcción de tableros exigen en la mayoría de los casos la utilización de un relevador por cada función de protección, sin que esto implique redundancia en el esquema de protección. Muchos de los relevadores utilizados son multifuncionales, los cuales pueden estar subutilizados. Esta práctica no garantiza la mayor confiabilidad y economía del esquema.[2] El presente trabajo plantea un análisis de las diferentes fallas que se pueden presentar en un transformador de potencia, con ello la necesidad de realizar simulaciones digitales, logrando un mejor entendimiento de dichas fallas y plantear una solución rápida y adecuada ante dicha perturbación.

1.4. OBJETIVOS.

1.4.1. Objetivo General.

Modelar un esquema de protección de transformador de potencia, en forma digital y que incluya las siguientes funciones:

- Protección diferencial de fases.
- Detección de corriente de Inrush.
- Detección de sobre-excitación.

1.4.2. Objetivo Específico.

El esquema de protección se modelará con bloques funcionales de SIMULINK de MATLAB. La funcionalidad del esquema será validado en un sistema eléctrico de potencia que incluya un transformador de potencia en diferentes aplicaciones, tales como:

- ✓ Transformador elevador (Central de generación de 3 devanados).
- ✓ Autotransformador de potencia.
- ✓ Transformador de potencia de Generación.
- ✓ Transformador de distribución.
- ✓ Se simularán diferentes tipos de fallas internas y externas para validar la respuesta del esquema de protección simulado.

1.5. HIPÓTESIS.

Será viable modelar un esquema de protección de transformador de potencia, en forma digital, con la finalidad de validar la respuesta del esquema de protección, y con ello aprobar la factibilidad de dicho esquema ante diferentes perturbaciones (fallas) en el transformador de potencia, ya sean tanto internas como externas.

1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES.

La simulación decretará la factibilidad de dicho esquema ante diferentes perturbaciones (fallas) en el transformador de potencia.

Tales como:

- a) Falla de cortocircuito en diferentes devanados.
- b) Falla a tierra de baja magnitud.
- c) Falla entre espiras.
- d) Energización del transformador sin falla.

El esquema de protección se simulará en la aplicación de SIMULINK del software MATLAB.

1.7. MARCO TEÓRICO.

Los transformadores de potencia son enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión. Las líneas de transmisión operan a voltajes nominales hasta de 765 kV línea a línea. Los transformadores de potencia también bajan los voltajes a los niveles de distribución y finalmente a los requeridos para uso residencial 240/120 V. Son altamente eficientes (cerca del 100%) y muy confiables.

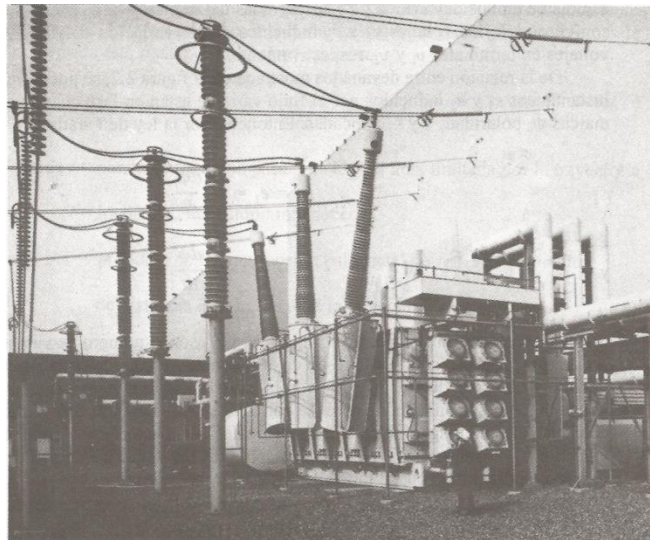


Figura 1.1. *Fotografía de un transformador trifásico de 750 MVA, 525/22.8 kV. (Cortesía de Duke Power Company.).*

La figura 1.1 es la fotografía de un transformador de potencia trifásico que eleva el voltaje del generador al de las líneas de transmisión. Sus valores nominales son 750 MVA, 525/22.8 kV.

1.7.1. Transformador Ideal. [3]

El transformador consiste en dos o más bobinas colocadas de tal forma que están enlazadas por el mismo flujo magnético. En un transformador de potencia, las bobinas se colocan sobre un núcleo de acero con el propósito de confinar el flujo de manera que el que enlace una bobina también enlace a todas las demás. Se pueden conectar varias bobinas en

serie o en paralelo para formar un devanado, cuyas bobinas se apilan en el núcleo de manera alternada con aquéllas de otros devanados.

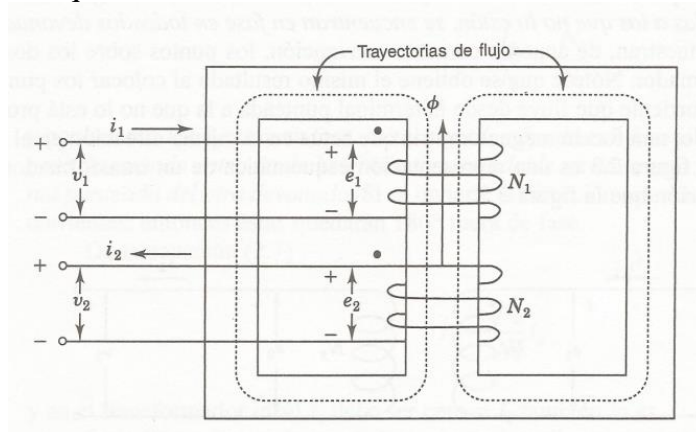


Figura 1.2. Transformador de dos devanados.

En la figura 1.2 se muestra cómo se pueden colocar dos devanados sobre un núcleo de acero para formar un transformador monofásico del tipo acorazado. El número de vueltas de un devanado puede variar desde varios cientos hasta miles.

1.7.2. Condiciones de falla más comunes. [3]

1.7.2.1. Condiciones anormales debido a factores internos. [3]

Las siguientes son las condiciones de falla que se presentan en un transformador de potencia:

❖ Fallas a tierra.

Una falla en un devanado del transformador resultará en corrientes que dependen de la fuente, de la impedancia de puesta a tierra del neutro, de la reactancia de dispersión del transformador y de la posición de la falla en los devanados. Las conexiones de los devanados también influyen en la magnitud de la corriente de falla.

En el caso de un devanado conectado como se muestra en la figura 1.3, la corriente de falla depende de Z_g y es proporcional a la distancia entre la falla y el punto neutro.

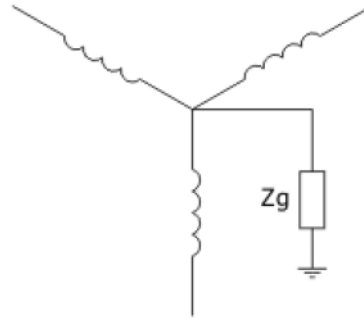


Figura 1.3. Conexión de devanados en estrella con neutro puesto a tierra mediante una impedancia Z_g .

Si $Z_g = 0$ (Neutro sólidamente puesto a tierra), la corriente de falla es controlada por la reactancia de dispersión, la cual depende de la localización de la falla. La reactancia disminuye a medida que la falla se acerca al punto neutro. Como resultado, la corriente de falla es más alta para una falla muy cercana al punto neutro.

En la figura 1.4 se compara la variación de la corriente de falla con la localización de la falla en el devanado para un devanado conectado en Y. En el caso de una falla en un devanado conectado en Δ , la corriente de falla es menor que para un devanado conectado en Y, con el valor real controlado por el método de puesta a tierra usado en el sistema. Las corrientes de falla de fase pueden bajar para un devanado conectado en Δ debido a la alta impedancia de la falla del devanado conectado en Δ . Este factor debe ser considerado en el diseño del esquema de protección para tal devanado.

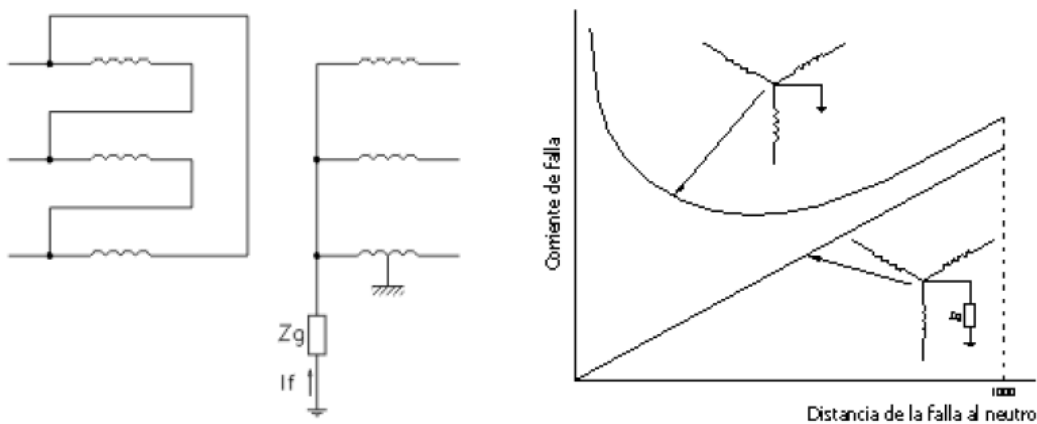


Figura 1.4. Variación de la corriente de falla a tierra con la localización de la falla.

❖ **Fallas al núcleo.**

Debido al rompimiento del aislamiento, lo cual permite el flujo de suficiente corriente de Eddy que causa sobre calentamiento y puede alcanzar gran magnitud como para dañar el devanado.

❖ **Fallas entre espiras.**

Ocurren debido a arcos en los devanados causados por descargas en la línea. Un cortocircuito de unas pocas espiras del devanado generará corrientes altas en los lazos cortocircuitados, pero las corrientes en los terminales serán bajas.

❖ **Fallas Fase-Fase.**

Es raro que ocurran pero si se presentan, resultarán en elevadas corrientes de magnitudes similares a las corrientes de falla a tierra.

❖ **Fallas del tanque.**

Que ocasionan pérdidas de aceite y se reduce el aislamiento de los devanados así como elevaciones anormales de temperatura.

1.7.2.2. Condiciones anormales debido a factores externos

Estas condiciones resultan en esfuerzos severos sobre el transformador. Ellas son:

➤ **Sobrecarga.**

Que incrementa las pérdidas de $I^2 R$ y la elevación asociada de temperatura.

➤ **Fallas del sistema.**

Que producen efectos similares a la sobrecarga y algunas veces más severos.

➤ **Sobre voltajes.**

Debido a descargas transitorias o a incrementos de voltaje a frecuencia 60 Hz produciendo esfuerzos al aislamiento e incremento en el flujo.

➤ **Operación a baja frecuencia del sistema.**

Resultará en incremento de flujo, causando un aumento en las pérdidas en el núcleo y la correspondiente elevación de la temperatura. Cuando un transformador es switcheo en cualquier punto de la onda de voltaje, los valores pico de la onda de flujo del núcleo dependerán del flujo residual así como del tiempo de switcheo.

El valor pico del flujo será más alto que el valor de estado estable correspondiente y estará limitado por la saturación del núcleo. La corriente de magnetización necesaria para producir el flujo en el núcleo puede tener un pico de 8 a 10 veces el pico normal a plena carga y no tiene equivalente en el lado secundario. Este fenómeno es llamado corriente Inrush magnetizante y aparece como una falla interna. El Inrush máximo ocurre si el transformador es conectado cuando el voltaje de suministro es cero.

Es importante que al diseñar los relés diferenciales para la protección del transformador, el disparo no se produzca debido a la corriente Inrush de magnetización. Varios esquemas basados en las propiedades armónicas de la corriente Inrush son usados para prevenir el disparo debido a las corrientes Inrush grandes.

1.7.3. Protección contra sobrecalentamiento. [4]

Por razones de diseño, los transformadores tienen un valor nominal basado en el aumento de temperatura, bajo ciertas condiciones ambientales asumidas. A baja temperatura ambiente, alguna sobrecarga se puede admitir. Para medir la temperatura se usan sensores térmicos en la parte superior del tanque dentro de un compartimiento en el cual se coloca un pequeño calefactor (o resistencia eléctrica) alimentado por un TC ubicado

en las terminales de bajo voltaje de cada una de las fases. Este calefactor produce una imagen de la temperatura del devanado, la cual siempre es mayor que la del aceite en la parte superior.

Otro método usado es el termómetro de dial, que consiste en un tubo capilar conectado a un bulbo en contacto con el aceite. El tubo capilar se llena con un líquido que transmita el cambio. El relevador de sobre temperatura es un elemento sensible a los cambios de temperatura, dispone de contactos de control de acuerdo a las necesidades. Los hay de imagen térmica o de tubo capilar y es usado para arrancar sistemas de refrigeración automática y para dar alarma o producir señal de disparo según la magnitud del aumento de temperatura. Este relevador se muestra en la figura 1.5.

1.7.4. Relevadores de sobrecorriente. [4]

Sirven como respaldo al relevador diferencial y a fallas externas. Los relevadores de sobrecorriente son usualmente suministrados con un elemento instantáneo y un elemento de tiempo diferido dentro de la misma unidad. Cuando los relevadores electromagnéticos fueron muy populares, la protección de sobrecorriente fue hecha de unidades monofásicas separadas. La protección a base de microprocesadores más moderna tiene una unidad de sobrecorriente trifásica y una unidad de falla a tierra dentro de la misma caja.

El ajuste de los relevadores de sobrecorriente incluye la selección de parámetros que definen las características t-I de ambas unidades (instantánea y de tiempo diferido). Este proceso tiene que ser realizado dos veces, una vez por los relevadores de fase y luego repetido por los relevadores de tierra. Aunque los dos procesos son similares, la corriente de cortocircuito trifásica debe usarse para calibrar los relevadores de fase pero la corriente de falla fase-tierra debe usarse para los relevadores fase-tierra.

Cuando se calculan las corrientes de falla, el sistema de potencia se asume en estado de operación normal. Sin embargo, en una barra que tiene dos o más transformadores conectados a ella y operando en paralelo, la mejor discriminación es obtenida si los

cálculos son realizados sobre la base de que cada uno de los transformadores están fuera de servicio, uno a la vez.

1.7.4.1. Calibración de unidades instantáneas. [4]

Las unidades instantáneas son más efectivas cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que está siendo protegido son grandes en comparación con la impedancia fuente. Ellas ofrecen dos ventajas:

- Reducir el tiempo de operación de los relevadores para fallas severas del sistema.
- Evitar la pérdida de selectividad en un sistema de protección que contiene relevadores con características diferentes; esto es obtenido mediante el ajuste de las unidades instantáneas, así que ellos operan antes del cruce de las características del relevador como se muestra en la figura 1.6.

El criterio para calibrar las unidades instantáneas varía dependiendo de la ubicación y tipo de elemento del sistema que se está protegiendo. En el caso de transformadores de potencia las unidades instantáneas de los relevadores de sobrecorriente instalados en el lado primario del transformador se debe ajustar a un valor entre el 125% y el 150% de la corriente de cortocircuito que existe en la barra de bajo voltaje, referida al lado de alto voltaje. Este valor es más alto que el mencionado antes; a fin de evitar la falta de coordinación con las corrientes más altas encontradas debido a las corrientes inrush de magnetización el transformador cuando este se energiza.

Si las unidades instantáneas de la protección de sobrecorriente del devanado secundario del transformador y los relevadores de alimentadores están sometidos al mismo nivel de cortocircuito, luego las unidades instantáneas del transformador necesitan ser sobre recorridas para evitar la pérdida de selectividad. Esto se aplica a menos que existan enlaces de comunicación entre estas unidades que pueden permitir la incapacidad de la protección de sobrecorriente instantánea del transformador para fallas detectadas por la protección de sobrecorriente instantánea del alimentador

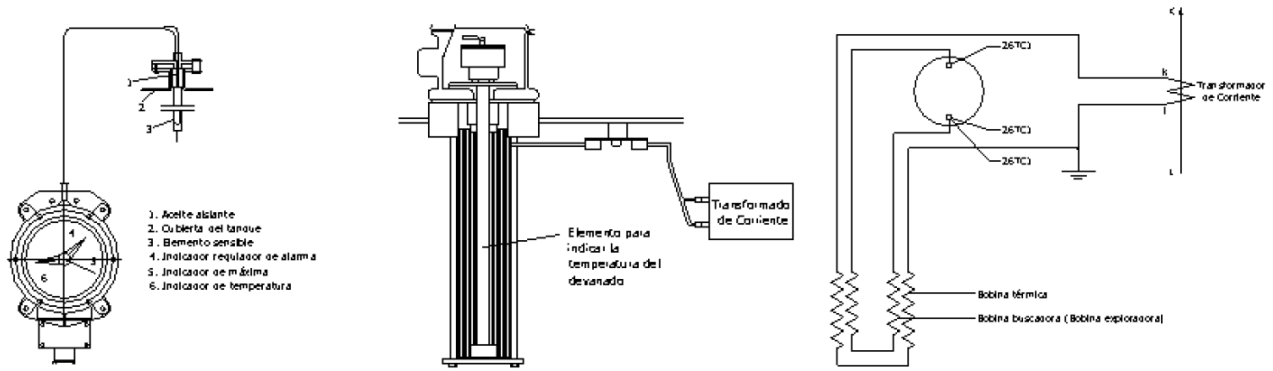


Figura 1.5. Relevador de sobre temperatura (Parámetros de Diseño).

Los relevadores de sobrecorriente son muy usados en potencias medias y donde se disponga de interruptores automáticos comandados por este tipo de relevadores. También se usan como respaldo con tiempos de retraso más altos que los de la protección principal, en transformadores de potencia y en devanados terciarios sin carga.

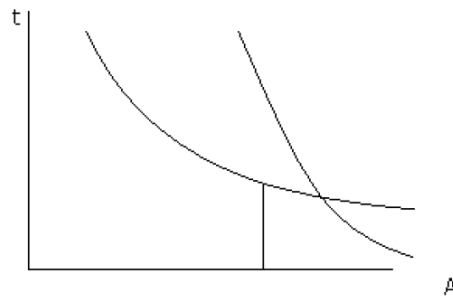


Figura 1.6. Preservación de la selectividad usando unidades instantáneas.

1.7.5. La protección diferencial de transformadores de potencia. [4]

Un sistema diferencial puede proteger efectivamente a un transformador debido a la confiabilidad inherente de los relevadores, los cuales son altamente eficientes en la operación y al hecho de que los amperios-vuelta equivalentes son desarrollados en los devanados primario y secundario del transformador. Los TC son conectados de tal forma que ellos forman un sistema de corriente circulante como se ilustra en la figura 1.7.

Las fallas en los terminales o en los devanados están dentro de la zona de protección del transformador y debe ser despejada tan rápidamente como sea posible a fin de evitar esfuerzos internos y el peligro de incendio. La mayoría de las fallas internas que ocurren

son a tierra (a través del núcleo) o entre espiras, con una severidad que depende del diseño del transformador y del tipo de puesta a tierra.

La protección diferencial también puede detectar y despejar fallas de aislamiento en los devanados del transformador. La causa principal de estas fallas es la formación de arcos en el interior de los pasatapas y fallas en el cambiador de derivaciones. Este tipo de protección no solamente responde a las fallas fase a fase y fase a tierra sino también en algún grado a las fallas entre espiras. Sin embargo, las fallas fase a fase entre los devanados de un transformador trifásico son menos comunes. Una falla interna que no constituye un peligro inmediato es definida como una falla incipiente y, si no es detectada con el tiempo, puede resultar en una falla mayor. Las principales fallas en este grupo son las fallas en el núcleo causadas por el deterioro del aislamiento entre las láminas que constituyen el núcleo.

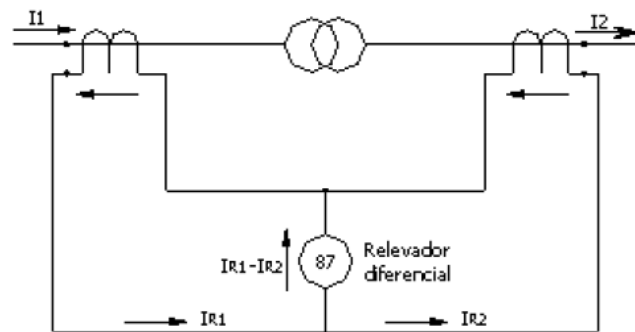


Figura 1.7. Principio de operación de la diferencial de transformador.

1.7.5.1. Consideraciones básicas.

Con el fin de aplicar los principios de la protección diferencial a transformadores trifásicos, los siguientes factores deben ser tenidos en cuenta:

- **Relación de transformación.**

Las corrientes nominales en los lados primario y secundario de un transformador varían en relación inversa a los voltajes correspondientes. Esto debe compensarse mediante el uso de relaciones de transformación diferentes para los TC sobre los lados primario y

secundario del transformador. Además, los TC deben tener valores nominales que correspondan a las corrientes nominales del devanado del transformador al cual ellos son aplicados, y que sus corrientes secundarias sean aproximadamente iguales.

- **Conexiones del transformador.**

Cuando un transformador es conectado en estrella -delta, la corriente secundaria tiene un desplazamiento de fase de un múltiplo de 30° relativo al primario dependiendo del grupo vectorial. Este corrimiento puede ser compensado por las conexiones secundarias convenientes del TC. Además, la corriente de secuencia cero que fluye en el lado estrella del transformador no inducirá corriente en el devanado delta sobre el otro lado. La corriente de secuencia cero puede por lo tanto, ser eliminada del lado estrella conectando los TC en delta. Por la misma razón, los TC en el lado delta del transformador deben ser conectados en estrella. Cuando los TC son conectados en delta, sus valores nominales secundarios deben ser multiplicados por $\sqrt{3}$ así que las corrientes que fluyen en la delta están balanceadas por las corrientes secundarias de los TC conectados en estrella.

- **Cambiador de derivaciones.**

Si el transformador tiene cambiador de derivaciones es posible variar la relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de hacer frente a esta variación. Como no es práctico variar las relaciones de transformación de los TC, la protección diferencial debe tener un rango de tolerancia conveniente para poder modificar la sensibilidad de su respuesta de operación. Por esta razón es necesario incluir alguna forma de polarización en el sistema de protección junto con algunas marcas de identificación de los terminales de entrada de corriente más alta.

Debe entonces tenerse en cuenta la variación de la relación de transformación debido al cambiador de derivaciones. Algunos relevadores vienen con ajustes en la restricción que pueden usarse para compensar esto y garantizar la estabilidad de la protección. En fallas externas pueden aparecer corrientes que hagan operar el relevador debido a una relación de transformación diferente.

▪ **Corriente Inrush (Corriente de magnetización).**

Este fenómeno ocurre cuando el transformador es energizado, o cuando el voltaje primario retorna a su valor normal después de despejar una falla externa. El Inrush de magnetización produce un flujo de corriente en el devanado primario, el cual no tiene equivalente en el devanado secundario. El efecto neto es similar a la situación donde hay una falla interna en el transformador. Puesto que el relevador diferencial ve la corriente de magnetización como una falla interna, es necesario tener algún método para distinguir entre la corriente de magnetización y la corriente de falla. Estos métodos incluyen:

- ✓ La utilización de un relevador diferencial con la sensibilidad adecuada para hacer frente a la corriente de magnetización, usualmente obtenida por una unidad que introduce un retraso de tiempo para cubrir el período del pico inrush inicial.
- ✓ El empleo de una unidad de restricción de armónicos, o una unidad de supervisión en conjunto con una unidad diferencial.
- ✓ Inhibición del relevador diferencial durante la energización del transformador.

1.7.6. La protección Buchholz. [4]

Se emplea en la protección de transformadores de potencia que tienen tanque conservador. Esta protección opera contra fallas internas con gran rapidez en el caso de ser severas, es muy sensible a fallas incipientes que tienen inicialmente un desprendimiento de gas. Estos relevadores actúan como trampas de gases entre el tanque principal y el tanque conservador y detectan el flujo inverso de aceite. La figura 1.8 muestra la ubicación del relevador Buchholz.

El relevador se compone de uno o dos flotadores colocados sobre un pivote metálico y encerrados en un pequeño recipiente hermético colocado en la tubería que conduce el gas desde el tanque principal hasta el tanque conservador. Cada flotador dispone de un interruptor de mercurio para detectar cambios en su posición. Los detalles constructivos se muestran en la figura 1.9.

El relevador es sensible a la aparición y movimiento de los gases que se desprenden de los aislamientos cuando hay ruptura de estos debido a los esfuerzos eléctricos y a la aparición del arco. La descomposición del dieléctrico produce gases tales como hidrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos livianos. Dichos gases son expulsados lentamente cuando hay fallas menores (el relevador da una alarma) y rápidamente cuando hay fallas con arcos más severos (el relevador da la señal de disparo) a los interruptores de baja y alta tensión.

Los relevadores Buchholz detectan los siguientes tipos de falla:

- I. Puntos calientes en el núcleo producidos por cortocircuitos en el aislamiento de las láminas.
- II. Fallas en el aislamiento de los tornillos del núcleo.
- III. Fallas entre espiras.
- IV. Fallas entre devanados (ya sea entre fases o a tierra).
- V. Uniones o juntas defectuosas.
- VI. Pérdidas de aceite por fugas en la cuba.
- VII. Fallas severas a tierra.

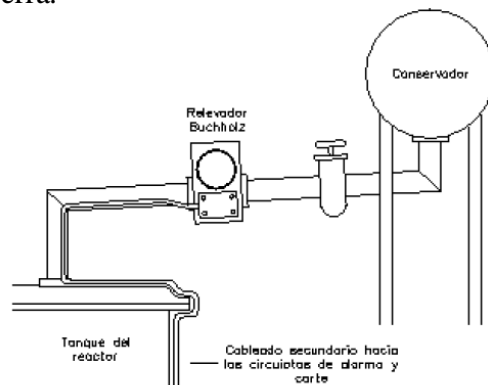


Figura 1.8. Ubicación del relevador Buchholz.

Normalmente los tiempos de enganche de estos relevadores fluctúan entre 0.05 y 0.1 s. Se puede considerar el elemento más útil en la protección de transformadores. El mecanismo de operación se resume así: Al producir gases por la ruptura lenta del aislamiento, suben a través del aceite y se acumulan en el tanque conservador, el nivel de aceite baja y los flotadores del relevador también bajan y operan el interruptor de mercurio

para sonar una alarma. Si la falla es muy severa (Como falla entre devanados), el arco produce gas con alta velocidad de escape que al pasar por el relevador acciona el mecanismo causando disparo mediante el cierre de los contactos sujetos a este.

En condiciones normales el recipiente del relevador está lleno de aceite manteniendo los flotadores arriba y los contactos abiertos. La actuación del relevador Buchholz debe ser considerada un incidente importante y en consecuencia actuar con celeridad antes de que se produzcan daños irreparables. El análisis de la composición de los gases indicará el origen y orientará las actuaciones posteriores. Para que la toma sea representativa conviene que el transformador se halle en servicio, adoptando las necesarias medidas de seguridad y conservando las distancias a las partes activas.

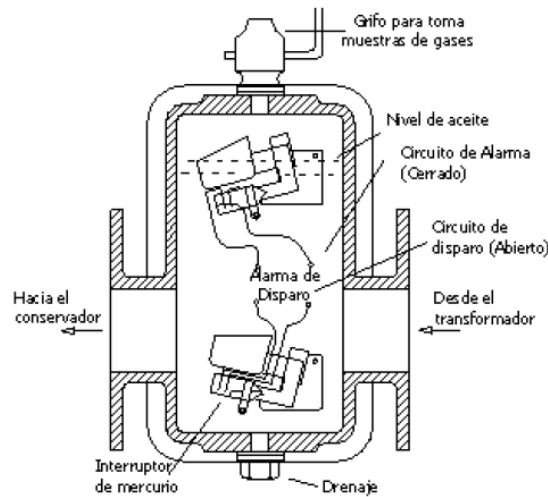


Figura 1.9. Estructura Interna del relevador Buchholz.

Capítulo

2

Marco Teórico

En éste capítulo se presenta el marco teórico general del proyecto de tesis. En el cual se recopiló información de fuentes técnicas asociadas al ramo eléctrico, y avalado por importantes instituciones eléctricas internacionales.

Siendo el principal tema de discusión la protección diferencial de Transformador, y las principales características, o los componentes que integran a la protección, así condiciones necesarias para poder implementar dicho esquema.

2.1 PROTECCION Y MONITOREO DE TRANSFORMADORES [5]

2.1.1 Introducción

Las Fallas en los transformadores son caras: el costo para reparar un transformador, el costo de la energía que no ha sido entregada debido a la indisponibilidad del transformador, y los posibles costos adicionales de difusión de daños al equipo adyacente o un gran apagón del sistema. Las fallas en los transformadores también son peligrosas. [5]

Las fallas internas y externas y otras condiciones de funcionamiento anormal, como la sobrecarga, sobre excitación y sobretensión, transformador de tensión. El esquema de protección del transformador debe desconectar al transformador antes de que ocurra un daño extenso en el transformador y / o el sistema de alimentación. Además de los elementos de protección, relevadores de protección del transformador de SEL proporcionan funciones de vigilancia térmicos a través de una falla. Puede utilizar la información actual e histórica de la operación del transformador para planificar la carga del transformador óptimo y el mantenimiento. [5]

- Aplicar la protección diferencial para proporcionar compensación de alta velocidad de las fallas internas del transformador y lograr una alta seguridad para fallas externas y para la energización del transformador o sobre condiciones de excitación.
- Aplicar la protección diferencial para proporcionar compensación de alta velocidad para fallas internas del transformador y lograr una alta seguridad para fallas externas y para la energización del transformador o sobre condiciones de excitación. [5]
- Aplicar la protección diferencial de secuencia negativa para proporcionar una detección sensible de fallas vuelta a vuelta. [5]
- Aplicar la protección de falla a tierra restringida para detectar fallas a tierra, con una mayor sensibilidad ante fallas cerca del neutro del transformador. [5]
- Aplicar la protección de sobreexcitación del transformador para evitar daños al transformador durante un sistema en isla u otras condiciones anormales del sistema.
- Aplicar la protección de sobrecorriente para impedir que se exceda la capacidad del transformador a través de la falla. [5]

- Aplicar los relés de acumulación de gas y de presión repentina para proporcionar una detección sensible de fallas internas a la cuba del transformador.
- Combinar protección de transformador y protección de barras. [5]
- Usar relés multifunción para eliminar puntos únicos de falla en la protección del transformador. [5]
- Supervisar el transformador para condiciones perjudiciales, como la sobrecarga térmica y las corrientes de falla excesivas. [5]

2.1.2 Innovaciones en Protección y Monitoreo de Transformadores

Relés basados en microprocesadores mejoran la protección del transformador y el monitoreo. Algunos de los beneficios son: [5]

- Escalamiento de la Corriente. El relé realiza cálculos basados en datos de la placa de identificación del transformador para compensar las diferencias de amplitud de corriente, reducir los errores de configuración y simplificar la puesta en servicio.
- La compensación de cambio de fase de la corriente. La matriz de conexión de compensación compensa cualquier transformador y conexiones del transformador de corriente (TC). Puede aplicar el relé en cualquier transformador para las nuevas instalaciones, reemplazar los relés electromecánicos con cambios mínimos de cableado, acomodar los bancos a tierra dentro de la zona de protección diferencial, y compensar los errores de cableado o instalación. [5]
- Puesta en servicio del software asistente. Detecta errores de cableado TC y recomienda ajustes de matriz de compensación adecuados para eliminar virtualmente la posibilidad de la instalación y puesta en errores. [5]
- Elementos diferenciales que combinan el bloqueo armónico y la restricción armónica. El relé detecta rápidamente las fallas durante la irrupción y condiciones normales de funcionamiento, preservando la seguridad durante la energización, fallas externas, y sobre las condiciones de excitación. [5]
- Bloqueo de CD. El relé mantiene la seguridad durante la energización incluso si las corrientes de entrada tienen un contenido de armónicos mínimo. [5]

- Elemento diferencial característico adaptable y detección de fallas externas. Una característica diferencial adaptativa proporciona seguridad ante fallas externas con saturación del TC pesado y disparo rápido para fallas evolutivas externo-interno.
- Elemento diferencial de secuencia negativa. El relé detecta falla vuelta-vuelta que implican algunas vueltas. [5]
- Detección de problemas TC. Detección Rápido de problemas TC impide incorrectas operaciones y proporciona una alarma para las condiciones de funcionamiento peligrosas. [5]
- Elemento de Baja impedancia restringida de falla a tierra. El relé detecta fallas cercanas al neutro del transformador mediante TC con diferentes proporciones.
- Elemento térmico integral. El relé calcula las temperaturas de transformación y el envejecimiento, y alarma ante condiciones anormales. Puede construir un sistema integral de vigilancia del transformador. [5]
- Monitoreo de Fallas. El relé calcula la energía de a través de fallas, las estimaciones valores acumulados, y alarmas para algunas condiciones. Con esta información, puede programar el mantenimiento del transformador y evitar daños mecánicos a través de fallas. [5]

2.1.3 Protección Diferencial de Transformador

2.1.3.1 Principio de Operación

La protección diferencial (87), opera sobre la suma de las corrientes que entran en el elemento protegido, también llamada la corriente diferencial. La intensidad diferencial es proporcional a la corriente de falla para fallas internas y se aproxima a cero para cualquier otra condición de funcionamiento (ideal). El relé dispara al elemento protegido cuando detecta una corriente diferencial. En cada fase, puede paralelar los TC's conectados a todas las terminales de elementos protegidos para obtener la corriente diferencial. La protección de sobre-corriente diferencial y la protección diferencial de alta impedancia utilizan esta conexión, que requiere TC's dedicados. [5]

Los relés diferenciales modernos calculan la corriente diferencial matemáticamente y no requieren TC's dedicados. Estos relés pueden utilizar cantidades instantáneas o de fasores en este cálculo. Por ejemplo, Ecuación 1 define la corriente diferencial instantánea para un transformador de dos devanados. En aplicaciones de transformadores, el relé aplica la escala y el cambio de fase de compensación a las corrientes en las terminales del transformador. [5]

$$i_D = i_{W1} + i_{W2} \quad \text{Ecuación 1}$$

donde;

i_D es la corriente diferencial instantánea.

i_{W1} es la entrada de corriente instantánea compensado el devanado 1, medida por el relé.

i_{W2} es la entrada de corriente instantánea compensado el devanado 2, medida por el relé.

La Figura 2.1 muestra un diagrama de conexión elemento diferencial típico para un transformador de dos devanados. Un elemento diferencial de porcentaje, el cual compara una corriente de funcionamiento (derivado de la corriente diferencial) con una corriente de restricción. [5]

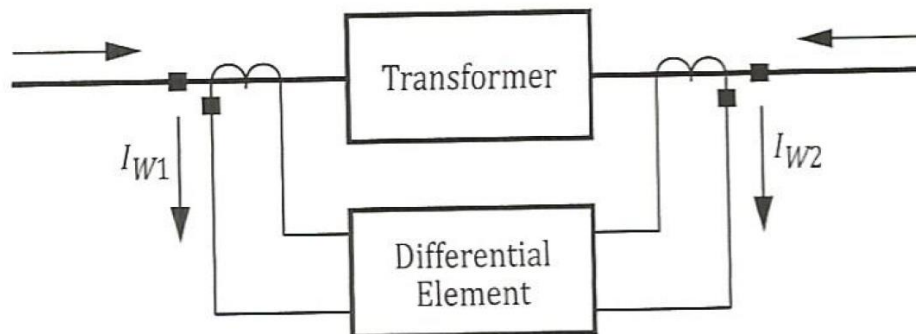


Figura 2.1. Diagrama de conexión de un elemento diferencial típico.

Ecuación 2 define la corriente de funcionamiento I_{OP} . [5]

$$I_{OP} = \left| \bar{I}_{W1} + \bar{I}_{W2} \right| \quad \text{Ecuación 2}$$

donde;

\bar{I}_{W1} fasor de corriente compensado que entra en el devanado 1, medida por el relé.

\bar{I}_{W2} fasor de corriente compensado que entra en el devanado 2, medida por el relé.

Las ecuaciones Ecuación 3, Ecuación 4, y Ecuación 5 son las expresiones más comunes para el cálculo de la corriente de retención I_{RT} . [5]

$$I_{RT} = k \left| \bar{I}_{W1} - \bar{I}_{W2} \right| \quad \text{Ecuación 3}$$

$$I_{RT} = k \left(\left| \bar{I}_{W1} \right| + \left| \bar{I}_{W2} \right| \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

$$I_{RT} = \text{Max} \left(\left| \bar{I}_{W1} \right|, \left| \bar{I}_{W2} \right| \right) \quad \text{Ecuación 5}$$

donde;

k es un factor de escala, por lo general igual a 1 o 0,5. [5]

La Ecuación 4 y la Ecuación 5 se aplican también a la diferencia de los elementos con más de dos elementos de retención. Los relés diferenciales SEL utilizan la Ecuación 4 para calcular I_{RT} con un factor k de 0,5 para el SEL-587, SEL-387 y SEL-387E relés y 1.0 para el SEL-487E y SEL-787 relés. [5]

El elemento diferencial genera una señal de disparo si la corriente de funcionamiento I_{OP} es mayor que el mínimo de captación de corriente I_{PU} y es también mayor que un porcentaje de la corriente de restricción I_{RT} . [5]

$$I_{OP} > I_{PU} \quad \text{Ecuación 6}$$

$$I_{OP} > SLP I_{RT} \quad \text{Ecuación 7}$$

donde;

SLP es la pendiente, un ajuste del relé. [5]

La Figura 2.2 muestra la característica de funcionamiento de una pendiente correspondiente a la Ecuación 6 y la Ecuación 7. Esta característica aparece como una línea recta con una pendiente igual a SLP y una línea recta horizontal que define la corriente

mínima del pickup. La región de operación se encuentra por encima de la característica, y la región de restricción está por debajo de la característica. [5]

Idealmente, la corriente de funcionamiento I_{OP} sólo debe exceder I_{PU} y SLP I_{RT} para fallas dentro de la zona de protección del elemento diferencial, que se define por la ubicación de los TC. El elemento diferencial no debe operar para fallas externas en esta zona o para condiciones normales de funcionamiento. Mientras los TC's reproducen las corrientes primarias correctamente, el elemento diferencial no funcionará para fallas externas. Sin embargo, si uno o más de los TC's son saturados, la corriente diferencial resultante podría causar una operación indeseable al elemento diferencial. La pendiente característica del elemento diferencial de porcentaje proporciona seguridad ante fallas externas que causan la saturación del TC. Un porcentaje variable, doble-pendiente en la característica diferencial aumenta la seguridad del relé ante fallas externas de alta corriente. La Figura 2.2 muestra esta característica como una línea de puntos. [5]

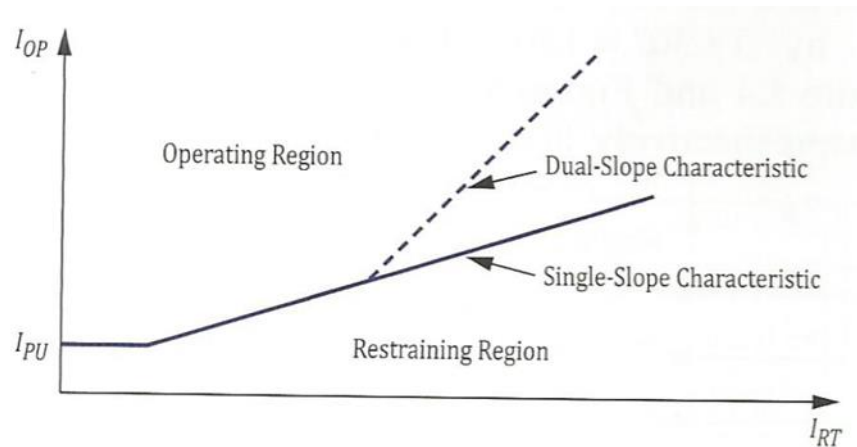


Figura 2.2. Elemento diferencial de porcentaje simple y características de funcionamiento de doble pendiente.

Un elemento diferencial con una característica adaptativa se muestra en la Figura 2.3, disponible en el relé SEL-487E, proporciona una mayor sensibilidad para fallas internas y una mayor seguridad para las fallas externas. La pendiente aumenta cuando la lógica de detección de fallas detecta una condición de falla externa, añadir seguridad al esquema. [5]

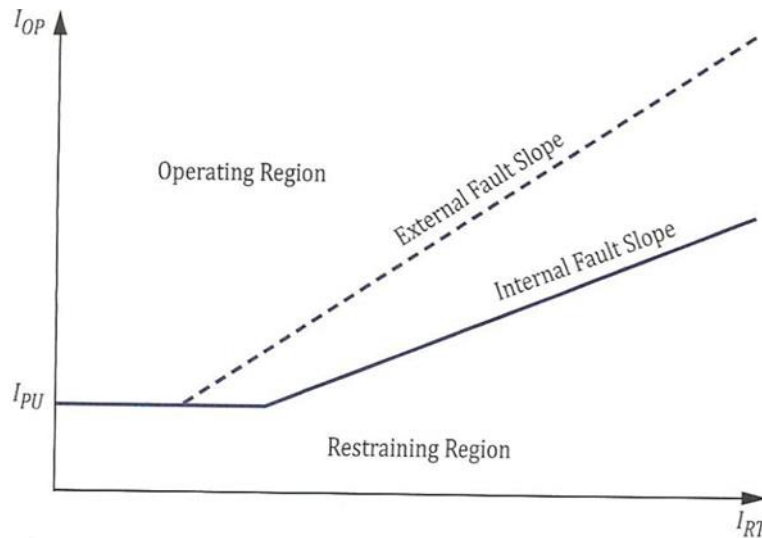


Figura 2.3. Elemento diferencial con una característica adaptativa.

Saturación de TC es sólo una de las causas de la corriente diferencial indeseable. En aplicaciones de transformadores, hay otras causas posibles: [5]

- Desajuste entre las relaciones del TC y relación de vueltas del transformador.
- Transformador de relación de vueltas variable causada por una carga en el cambiador de Taps. [5]
- Cambio de fase entre el primario del transformador y corrientes secundarias para conexiones delta-estrella. [5]
- Presencia de fuentes de corriente de secuencia cero (arrollamientos del transformador en estrella aterrizada o bancos de puesta a tierra) dentro de la zona de protección diferencial. [5]
- Corrientes de magnetización de Inrush durante la energización del transformador, recuperación de la tensión después de la extinción de una falla externa, o la excitación de un transformador en paralelo. [5]
- Las corrientes de excitación del lado alta del transformador causadas por una sobreexcitación. [5]

2.1.3.2 Escalamiento de la Corriente.

Idealmente, la selección de las relaciones del TC para que coincidan exactamente a la inversa de la relación de vueltas del transformador compensada por las diferencias en las amplitudes de corriente de fase del transformador. Por ejemplo, la Ecuación 8 representa la relación deseada entre las relaciones del TC para un transformador de dos devanados. [5]

$$CTR_2 = \frac{V_1}{V_2} CTR_1 \quad \text{Ecuación 8}$$

donde;

CTR1 y CTR2 son las relaciones de los TC's conectados en los lados primario y secundario;

V1 y V2 es la tensión de fase a fase en el lado primario y secundario del transformador.

Sin embargo, las relaciones del TC disponibles normalmente no proporcionan una relación exacta. Por lo tanto, los relés diferenciales requieren un escalado de corriente secundaria (también llamada tasa de coincidencia). Los relés diferenciales de transformadores electromecánicos tienen Taps del transformador físicos para escalar las corrientes. La compensación es raramente perfecta, porque el número de Taps disponibles es limitado. [5]

En contraste, los relés de transformador basados en microprocesadores pueden compensar totalmente las diferencias de amplitud de corrientes derivadas del desajuste entre las relaciones y conexiones del TC y las relaciones y conexiones del transformador de alimentación. El relé aplica la Ecuación 9 para calcular los valores del TAP basándose en los MVA del transformador, el voltaje en el embobinado del transformador, y las relaciones y conexiones (estrella o delta) del TC. El relé utiliza los valores calculados del TAP para escalar las corrientes secundarias a una base común. El valor del TAP dado por la Ecuación 9 es la corriente secundaria que el relé mide cuando el transformador está en su capacidad máxima de potencia. [5]

$$TAP_n = \frac{1,000 S_{MAX} C_n}{\sqrt{3} V_n CTR_n} \quad \text{Ecuación 9}$$

donde;

TAP_n es el valor del TAP para el devanado n;

S_{MAX} es la capacidad máxima del transformador en MVA (debe ser el mismo para todos los cálculos de TAP_n);

V_n es la tensión de fase a fase nominal del devanado n en kilovoltios;

CTR_n es la relación de los TC's conectados en el devanado n;

C_n es un factor que corrige la relación del TC teniendo en cuenta la conexión del circuito del TC. Para TC's conectados en delta, $C_n = \sqrt{3}$. Para TC's conectados en estrella, $C_n = 1$.

2.1.3.3 Conexiones del transformador

En estrella-estrella, delta-delta, y en las conexiones de autotransformación, las corrientes de fases primaria y secundaria están en fase. Sin embargo, las conexiones estrella-delta y las conexiones delta-estrella causan un desplazamiento de fase entre las corrientes de fase primaria y secundaria. El elemento diferencial debe compensar este desfase. [5]

Hay dos formas de llevar a cabo una conexión delta-estrella. La Norma IEEE Standard C57.12.00 requiere que la tensión del lado de alta adelante la tensión del lado de baja por 30 grados. La Figura 2.4 muestra una manera de conectar un transformador de acuerdo con esta norma. El conductor de la fase primaria está conectada a la polaridad del devanado de la fase A y el no polarizado al devanado de la fase B, tanto en referencia a las designaciones de fase en el devanado de la estrella. Por lo tanto, este es un delta IA - IB, o una conexión de DAB. Debido a que el delta del lado de alta tiene conexión DAB y el lado de baja tensión es en estrella, que se refieren a esta conexión del transformador como la conexión DABY. La conexión DABY es la conexión típica de un transformador de distribución. [5]

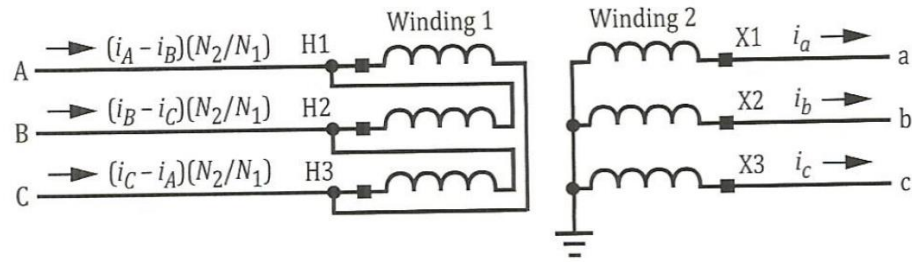


Figura 2.4. DABY o D_{Y1} conexión de transformador.

Otra forma es hacer una conexión delta mediante una conexión del polarizado del devanado de la Fase A al No-polarizado del devanado de la Fase C y así sucesivamente. Esta conexión es llamada delta IA - IC, o conexión DAC. La Figura 2.5 muestra un ejemplo de un transformador con la conexión YDAC. La tensión de lado alta adelanta a la tensión de lado baja por 30 grados, como es requerido por la norma estándar de IEEE. [5]

Otras normas permiten el desfasamiento, distintos a 30 grados entre tensiones primaria y secundaria. La Norma IEC 60076-1 describe estas conexiones utilizando dos letras y un número. La primera letra, una "D" o una "Y", indica la conexión del lado de alta tensión. La segunda letra, una "d" o una "Y", indica la conexión del lado de baja tensión. El número indica el múltiplo de 30 grados por el cual la tensión del lado baja atrasa la tensión del lado de alta. [5]

Por ejemplo: Dy5 significa que el lado de alta tensión está en delta, el lado de baja tensión está en estrella, y la tensión del lado baja se atrasa al voltaje de lado alta por $5 \cdot 30^\circ = 150^\circ$. Los transformadores se muestran en la Figura 2.4 y Figura 2.5 tienen conexiones D_{y1} y Y_{d1} , respectivamente, de acuerdo con esta norma IEC. [5]

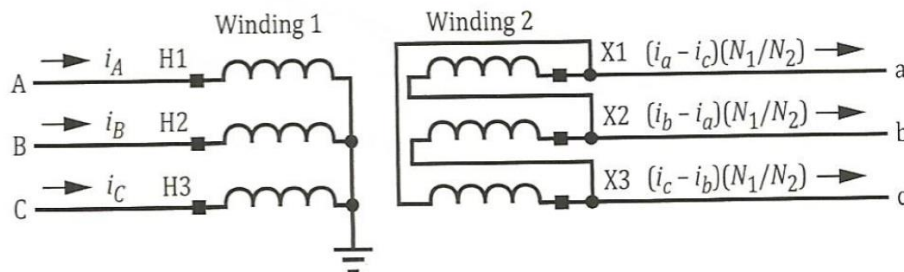


Figura 2.5. YDAC o Y_{d1} conexión de transformador.

2.1.3.4 Compensación por desfasamiento de la corriente

La Ecuación 2 no se suma a cero cuando las corrientes de fase del transformador no están en fase, incluso si la compensación del TAP compensa perfectamente las diferencias de amplitud de la corriente en la Ecuación 9. Los elementos diferenciales del transformador requieren compensación por desfasamiento de la corriente. [5]

Los relés electromecánicos requieren que los TC's sean conectados en estrella y delta, en su caso, para reflejar las conexiones del transformador. Los relés de transformadores modernos realizan la compensación por desfasamiento de manera interna. Los relés SEL-387, SEL-387A, SEL-387E, SEL-487E, y SEL-787 pueden compensar los posibles desfasamientos entre 0 y 330 grados. El relé SEL-587 compensa de 0 grados, 30 grados, y los cambios de fase de 330 grados y también puede compensar todos los posibles cambios de fase del transformador haciendo rotar las conexiones de fase del relé. [5]

La compensación interna del desfasamiento de la corriente permite la conexión de los TC en estrella como se aprecia en la Figura 2.6. Las ventajas de la conexión del transformador en estrella incluyen: [5]

- Protección diferencial no requiere TC dedicados. [5]
- TC's conectados en estrella son más fáciles de alambrear y solucionan más problemas que los TC's conectados en Delta. [5]
- La producción del Burden de los TC conectados en estrella en una falla trifásica es tres veces menor los TC conectados en delta, por lo que la saturación del TC es menos probable. [5]
- Los TC conectados en estrella entregan verdadera información de la corriente, mientras que los TC conectados en delta eliminan la corriente de secuencia cero y armónicos. Con los TC's conectados en estrella: [5]
 - ✓ Puede utilizar elementos de sobrecorriente de secuencia cero cuando esté disponible en el relé del transformador. [5]
 - ✓ Los elementos de fase y de secuencia negativa del relé de sobrecorriente del transformador miden la misma corriente que la medida por otros elementos de sobrecorriente suministrados por los TC conectados en estrella. Con los

TC's conectados en delta, la corriente medida por el relé del transformador, es $\sqrt{3}$ veces mayor, lo que aumenta la posibilidad de errores en la coordinación con otros elementos de sobrecorriente. [5]

- ✓ El relé proporciona información oscilográfica y medible. [5]

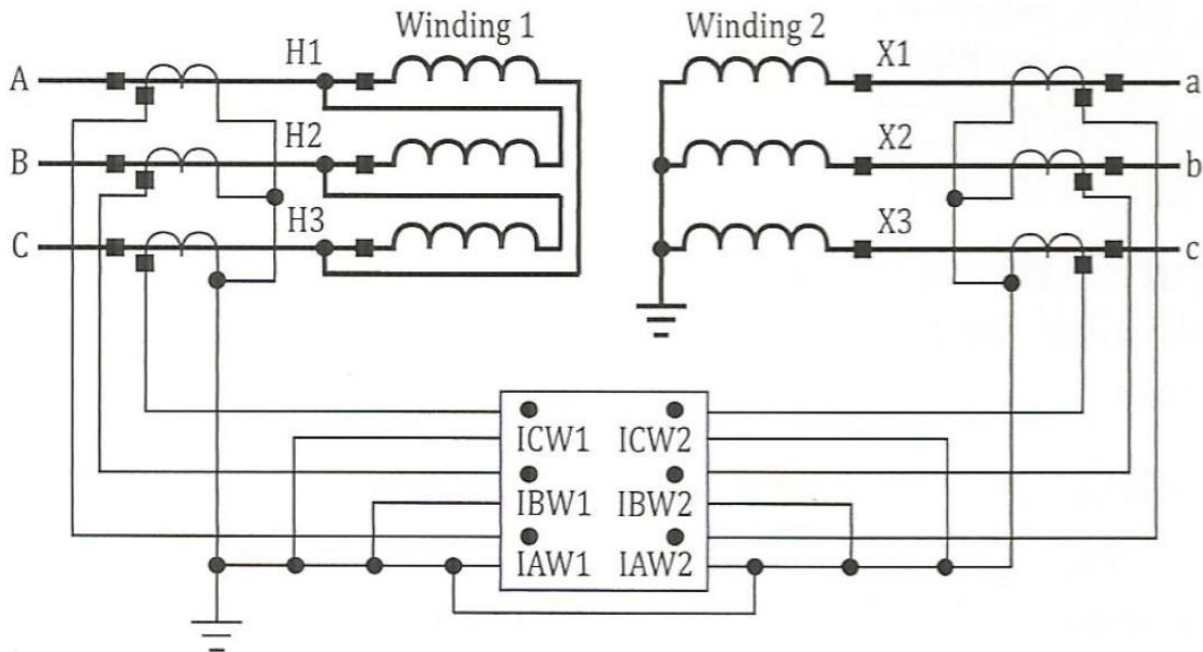


Figura 2.6. Relés de transformador basados en microprocesadores permiten conectar los TC's en estrella.

En la Figura 2.7 se muestra un esquema de compensación del relé basado en microprocesador para una DAB Y (Dy1) conexión de transformador. El relé aplica la compensación de TAP para pasar las corrientes en por unidad (pu). A continuación, realiza la compensación por desfase de fase, matemáticamente la transformación de cada entrada de corriente emula las conexiones del transformador en el lado opuesto. Como resultado, las condiciones normales de carga del transformador y fallas externas no causan una corriente diferencial. [5]

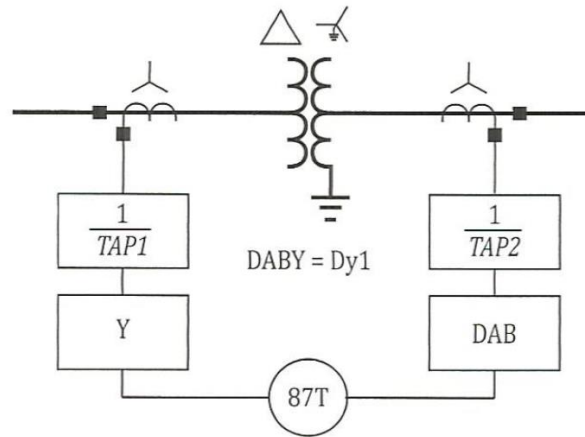


Figura 2.7. Los Relés de transformador basados en microprocesadores realizan un escalamiento de la corriente, la compensación por desfaseamiento de fase, y la eliminación de corriente de secuencia cero.

La Figura 2.8 muestra la compensación correspondiente en el lado de la estrella del transformador. Las corrientes de fase muestreadas a escala del devanado 2 I_{AW2} , I_{BW2} e I_{CW2} son las entradas al bloque de compensación de la conexión. En primer lugar, el relé aplica la compensación del TAP. Entonces, el relé combina matemáticamente las corrientes tal como se les combinan en una conexión del TC en delta DAB. La Ecuación 10 expresa la compensación de la conexión DAB en forma de matricial. [5]

El relé divide las cantidades resultantes entre $\sqrt{3}$ para eliminar el incremento en la amplitud causada por la resta de las corrientes de fase. En la Figura 2.8, las cantidades sin "T" o "C" añadido a sus nombres son las corrientes medidas por el relé. Las cantidades con "T" añadida a sus nombres son las cantidades después del escalamiento del TAP. Las cantidades con "C" añadido a sus nombres son las cantidades después de la compensación del desfaseamiento de la fase. La compensación matricial DAB cambia las corrientes de 30 grados y elimina la componente de secuencia cero de las corrientes secundarias. [5]

$$\begin{bmatrix} I_{1W2C} \\ I_{2W2C} \\ I_{3W2C} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{AW2T} \\ I_{BW2T} \\ I_{CW2T} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 10}$$

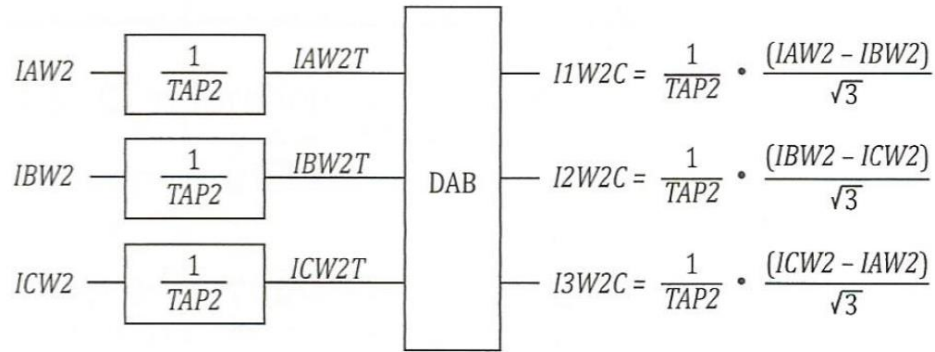


Figura 2.8. Conexión de compensación DAB.

Para la delta del transformador en la Figura 2.7, el relé aplica la compensación del TAP y no introduce desfasamiento de fase. Esta compensación en conexión en estrella es equivalente a multiplicar las corrientes escaladas por la matriz de identidad, como se muestra en la Ecuación 11. [5]

$$\begin{bmatrix} I1W1C \\ I2W1C \\ I3W1C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IAW1T \\ IBW1T \\ ICW1T \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 11}$$

Los relés de protección del transformador SEL compensan conexiones del transformador y las conexiones del TC. La Guía de aplicación SEL AG2000-01 proporciona recomendaciones para aplicar el relé SEL-587 en dos devanados, transformador delta-estrella y para la selección de los ajustes de compensación adecuadas. La Guía de aplicación SEL AG2006-01 ofrece directrices para determinar la compensación de conexión en el relé SEL-387. La Guía de aplicación SEL AG2007-02 ofrece nuevas recomendaciones para el establecimiento de los relés SEL-587 y SEL-387 para proteger transformadores en las subestaciones móviles. [5]

2.1.3.5 Eliminación de corriente de secuencia cero

En la Figura 2.9 se muestra la conexión de red de secuencia para una falla externa monofásica a tierra en el lado de la estrella de un transformador delta-estrella. Para esta

falla, las corrientes de secuencia positiva y negativa entran y salen de la zona de protección, lo que resulta en una condición de equilibrio para el elemento diferencial, suponiendo que el relé realiza un escalamiento de la corriente y una compensación por el desfaseamiento de la corriente correctamente. Sin embargo, la corriente de secuencia cero sólo pasa a través del elemento diferencial de los TC's en el lado de la estrella aterrizada del transformador, la creación de una corriente diferencial que podría provocar que el relé funcione indeseablemente para esta falla externa. Mediante la aplicación de la compensación delta a las corrientes del devanado en estrella, el relé elimina el medio de corrientes de secuencia cero, lo que les impide llegar al elemento diferencial. [5]

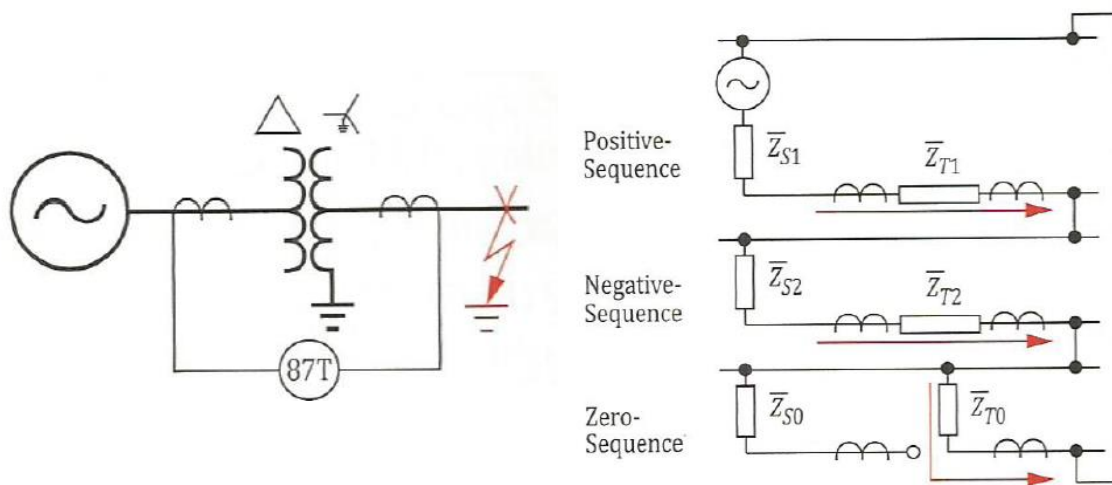


Figura 2.9. Corriente de secuencia cero que fluye sólo en el lado de la estrella de un transformador delta-estrella de fallas a tierra externas.

Fallas a tierra externas también pueden generar una corriente diferencial de secuencia cero en elementos diferenciales aplicados a transformadores en estrella-estrella. Esta corriente diferencial puede ser el resultado de un bobinado enterrado en delta o el efecto de un bobinado ficticio en delta, el flujo magnético de secuencia cero, en los transformadores con núcleos de tres patas, la corriente de secuencia cero puede fluir a tierra en un devanado debido al flujo de la secuencia cero que regresa a través de la ruta de alta reluctancia fuera del núcleo magnético. En los transformadores con núcleos de tipo concha o núcleos con más de tres patas, el flujo de la secuencia cero circula sólo en el núcleo.

Mediante la aplicación de la compensación delta a las corrientes de ambos devanados en estrella, el relé elimina el paso de las corrientes de secuencia cero. [5]

2.1.3.6 Compensación por fuentes de secuencia cero

Una fuente de tierra (un banco de tierra, por ejemplo) dentro de la zona de protección diferencial del transformador podría provocar que el relé mida la corriente diferencial durante una falla a tierra externa desequilibrada. [5]

En la Figura 2.10 se muestra un transformador en delta-estrella con un banco de puesta a tierra conectado en el lado de la delta dentro de la zona de protección del elemento de la diferencial. En el lado estrella del transformador, el relé realiza una compensación por desfaseamiento en delta, que elimina la corriente de secuencia cero. En el lado delta del transformador, el relé normalmente realiza una compensación en estrella, que no elimina la corriente de secuencia cero. Sin embargo, para fallas a tierra externas en el lado de la delta, el banco de tierra proporciona un camino para la corriente de secuencia cero. Por lo tanto, necesitamos eliminar esta corriente de secuencia cero antes de que alcance el elemento diferencial. [5]

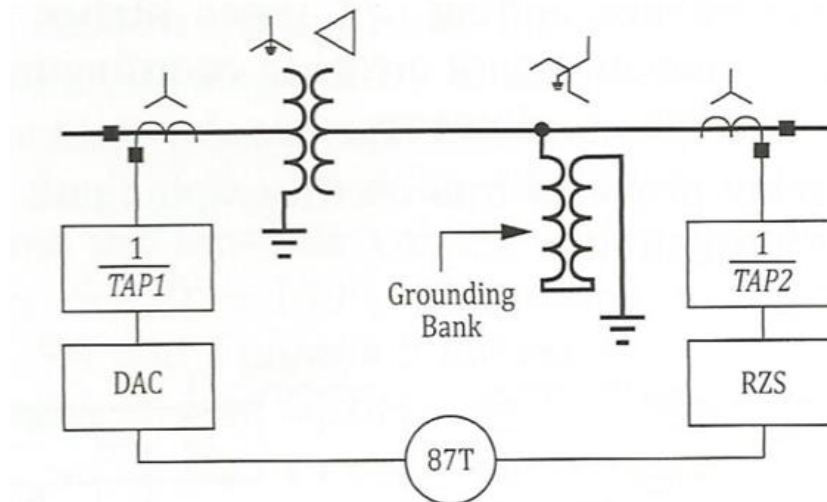


Figura 2.10 *Un banco de puesta a tierra dentro de la zona de protección diferencial requiere la eliminación de la corriente de secuencia cero.*

Los relés diferenciales tradicionales requieren TC's auxiliares para atrapar las corrientes de secuencia cero, introducidas por el banco de tierra. Los relés de transformador modernos pueden remover la corriente de secuencia cero internamente. En el relé SEL-587-1, se puede establecer la RZS (Eliminación Secuencia Cero) establecer Sí (Y) para emular la trampa de corriente de secuencia cero tradicional. En los relés de la serie SEL-387, y en los relés SEL-487E y SEL-787, se puede seleccionar la matriz de compensación de conexión de acuerdo con la Ecuación 12 para filtrar la corriente de secuencia cero sin introducir un desfaseamiento. [5]

$$\begin{bmatrix} I1W2C \\ I2W2C \\ I3W2C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IAW2T \\ IBW2T \\ ICW2T \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 12}$$

2.1.3.7 Corriente de Inrush.

Las posibles causas de las corrientes de Inrush incluyen la energización del transformador, recuperación de la tensión cuando se produce una falla externa, y la energización de un transformador en paralelo con un transformador que ya está en servicio.

Las principales características de las corrientes de Inrush son: [5]

- Magnitud de la corriente de alta, a menudo superior que la corriente nominal del transformador. [5]
- Generalmente contiene componente de Directa (CD), armónicos impares, e incluso armónicos. [5]
- Formas de ondas típicas que consta de pulsos unipolares o bipolares, separadas por intervalos de valores de corriente muy bajos. [5]
- Pulsos de valores picos de corriente Inrush disminuyen muy lentamente. Típicamente, la constante de tiempo de la corriente de Inrush es mucho mayor que la de la componente de CD de la corriente de falla. [5]

2.1.3.8 Sobreexcitación del transformador.

El flujo magnético dentro del núcleo del transformador es directamente proporcional a la tensión aplicada e inversamente proporcional a la frecuencia del sistema eléctrico. Una sobretensión y/o condiciones de baja-frecuencia pueden causar condiciones de sobreexcitación que lleguen a saturar el núcleo del transformador. [5]

Una sobreexcitación del transformador provoca un calentamiento del transformador y aumentos de corriente de excitación, de ruido y de vibración. El esquema de protección debe ser capaz de desconectar a un transformador severamente sobreexcitado para evitar daños. Un elemento Volts-Hertz (24), es sensible a la relación tensión/frecuencia y protege de sobreexcitación al transformador. La operación del elemento diferencial debe ser bloqueada durante condiciones de sobreexcitación. [5]

La Figura 2.11 muestra la corriente de excitación registrada durante una prueba de un transformador de laboratorio monofásico de 5 kVA, 230/115 V. La corriente corresponde a un sobre-voltaje en un 150 por ciento a la frecuencia nominal. Para la comparación, el valor de pico de la corriente nominal del transformador es 61,5 A, y el valor pico de la corriente de excitación es 57.3 A. [5]

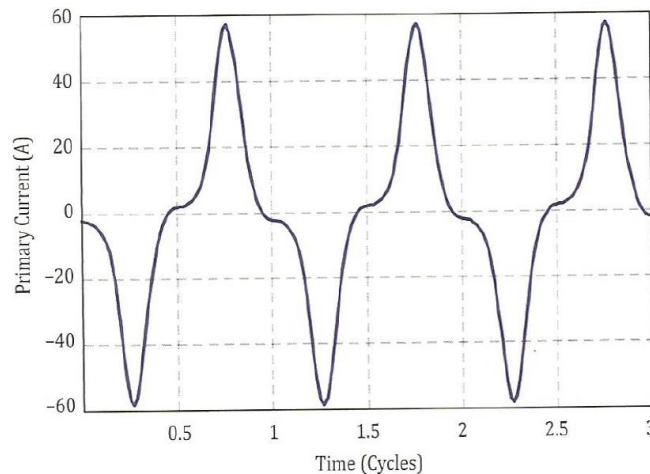


Figura 2.11 Corriente de excitación de un transformador sobre-excitado.

La Tabla 2.1 muestra los armónicos más significativos de la señal de la corriente representada en la Figura 2.11. Los armónicos se expresan como un porcentaje de la componente de corriente fundamental. El tercer armónico indica las condiciones de excitación, pero se filtra ya sea por la conexión en delta de los transformadores de corriente o la compensación de la conexión en delta del elemento diferencial, o por una conexión en delta de la bobina del transformador. El quinto armónico es todavía más fiable para detectar las condiciones de excitación. Puede utilizar el quinto armónico para bloquear la operación de elementos diferenciales. [5]

Tabla 2.1. Contenido de armónicos de la señal de corriente se muestra en la Figura 2.11.

Frequency Component	Magnitude (A Primary)	Percentage of Fundamental
Fundamental	22.5	100.0
Third	11.1	49.2
Fifth	4.9	21.7
Seventh	1.8	8.1

2.1.3.9 Saturación de TC's.

En la protección diferencial del transformador, el efecto de la saturación del TC es de doble corte. Para fallas externas, la corriente diferencial resultante podría causar el mal funcionamiento del relé. Para fallas internas, los armónicos causados por la saturación del TC podrían retrasar la operación de los elementos diferenciales que tienen restricción de armónica o de bloqueo. [5]

Las principales características de la saturación del TC son: [5]

- Los TC's producen constantemente una corriente primaria durante un tiempo dado después de la aparición de una falla, el tiempo de saturación del TC depende de varios factores, pero es típicamente un ciclo o más. [5]

- La componente de CD de la corriente primaria hace que empeore la saturación del TC. Durante el período de saturación de CD, la corriente secundaria puede contener componente de CD y también armónicos pares e impares. [5]
- Cuando la componente de CD se extingue, la saturación del TC normalmente desaparece. Sin embargo, el TC con una relación muy baja de tensión puede experimentar una saturación de CA, caracterizada por la presencia de armónicos impares en la corriente secundaria. [5]

En la Figura 2.12 se muestra la respuesta de una simulación computarizada de un TC C100, 600/5, con una carga resistiva de 1 ohm, para una falla de 12,000 A con $X / R = 11$. El componente de CD de la corriente de falla provoca una saturación severa del TC y altos niveles de armónicos pares e impares, que tienden a desaparecer a medida que el componente CD se extingue. La figura muestra que el TC reproduce así la corriente principal de aproximadamente un cuarto de ciclo después de aparición de la falta. [5]

2.1.3.10 Métodos basados en armónicas para Fallas internas.

El contenido armónico de la corriente diferencial sirve para diferenciar fallas por Inrush y condiciones de sobre-excitación. Los armónicos pueden ser utilizados ya sea para restringir o bloquear el elemento diferencial del transformador. [5]

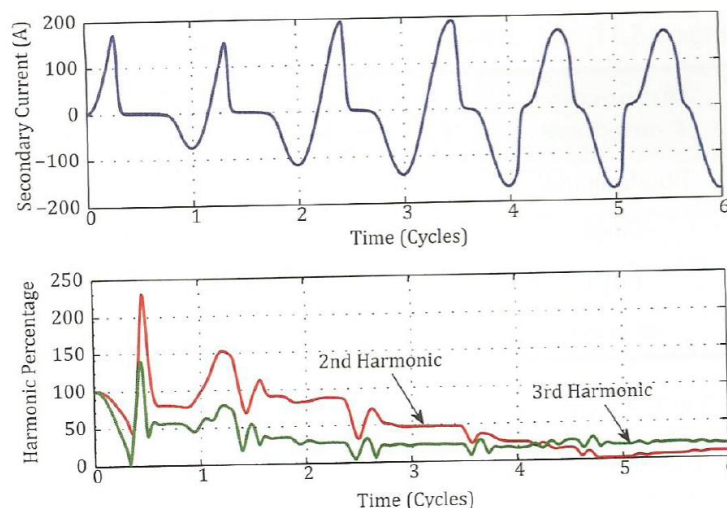


Figura 2.12. Respuesta de un TC C100, 600/5 con una corriente de Falla de 12,000 A con componente de CD.

Los métodos de restricción de armónicas utilizan componentes armónicos de la corriente diferencial para proporcionar seguridad al elemento diferencial adicional. La presencia de armónicos desensibiliza al elemento diferencial. Los métodos de bloqueo de armónicos bloquean al elemento diferencial cuando la relación del contenido armónico de la componente fundamental de la corriente diferencial está por encima de un ajuste preestablecido. [5]

Un relé de protección del transformador con elementos diferenciales trifásicos puede usar restricción de armónica independiente, bloqueo de armónica independiente, o el bloqueo armónica común: [5]

- La restricción de armónica independiente utiliza las armónicas diferenciales de corriente de cada elemento diferencial de fase para detener ese elemento de fase. Cualquier contenido de armónicos medible contribuye a transmitir seguridad al sistema. [5]
- El bloqueo de armónicas independiente utiliza el elemento de bloqueo armónica de cada fase para supervisar el elemento diferencial de esa fase. Durante una condición de irrupción, el relé puede funcionar mal si el contenido de armónicos en una fase cae por debajo del ajuste del elemento de bloqueo. [5]
- El bloqueo de armónicas común proporciona una mayor seguridad que el bloqueo armónico independiente mediante el uso del elemento de bloqueo armónico de cualquiera de las tres fases para supervisar los elementos diferenciales de fase. [5]

La Tabla 2.2 compara la restricción de armónicas independiente y los métodos de bloqueo de armónicas comunes para la protección diferencial del transformador. Ambos métodos proporcionan alta seguridad ante fallas externas y condiciones de Inrush y alta fiabilidad para fallas internas. Elementos diferenciales con restricción de armónicas pueden funcionar un poco más lentos para fallas internas que utilizan elementos de bloqueo armónicas comunes. Sin embargo, durante la energización de un transformador averiado, un elemento diferencial de restricción de armónicas opera más rápido que un elemento con bloqueo de armónicas común. El contenido de armónicos de las corrientes de entrada de las fases sin falla podría retrasar el funcionamiento del elemento de bloqueo armónicas comunes. [5].

Tabla 2.2. *Comparativo de armónicos independientes y métodos comunes de bloqueo armónicos.*

Feature	Independent Even-Harmonic Restraint	Common Even- Harmonic Blocking
Security for external faults	High	High
Security for inrush	High	High
Dependability	High	High
Speed for internal faults	Lower	Higher
Speed for internal faults during energization	Higher	Lower
Slope characteristic	Adaptive (Harmonic dependent)	Fixed (Harmonic independent)

En los relés SEL-487E y SEL-787, dos elementos diferenciales de porcentaje en paralelo. Uno incluye restricción armónicas independiente, y el otro es supervisado por el bloqueo armónicas comunes. La combinación de estos dos elementos se aprovecha de su carácter complementario: proporciona seguridad y velocidad óptima, sin sacrificar la fiabilidad Tabla 2.2. [5]

Incluso los métodos de restricción de armónicas y bloqueo de armónicas no impiden el funcionamiento del elemento diferencial durante condiciones de sobreexcitación del transformador. Un elemento de bloqueo de la quinta armónica proporciona seguridad al elemento diferencial de transformador de sobreexcitación. [5]

2.1.3.11 Métodos de reconocimiento en la forma de onda

Otros métodos para discriminar fallas internas de las condiciones de Inrush consisten en reconocer directamente la distorsión de la forma de onda de la corriente diferencial. Estos métodos no identifican condiciones de sobreexcitación del transformador.

Un grupo de métodos de reconocimiento de forma de onda identifica intervalos de tiempo durante el cual la corriente diferencial es baja, otro grupo de métodos reconoce la presencia de la componente de CD en la corriente diferencial. Los relés SEL-587 y SEL-387 ofrecen la última forma de reconocimiento de forma de onda, llamada relación de bloqueo de CD, para aumentar aún más la seguridad al elemento diferencial en condiciones de Inrush del transformador. [5]

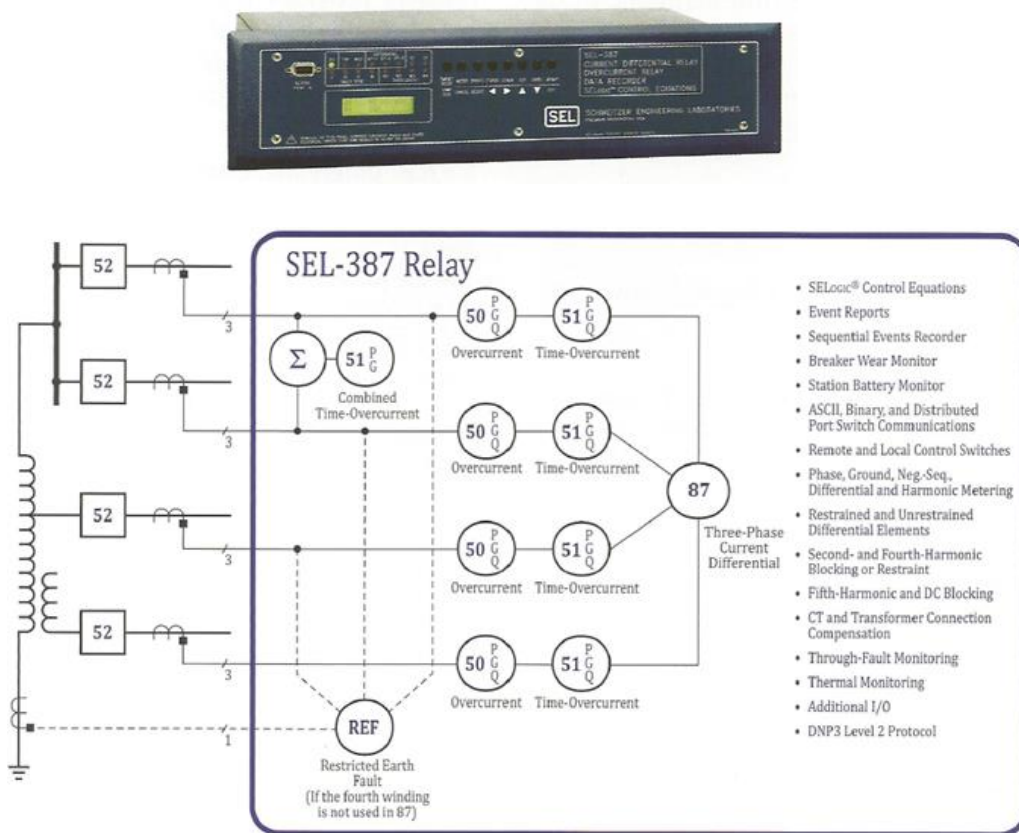


Figura 2.13 Corriente diferencial del SEL-387 y el relé de sobre-corriente proporcionan protección, control y visualización de transformadores y autotransformadores.

2.1.4 Elementos diferenciales basados en un microprocesador.

2.1.4.1 Principio de funcionamiento.

Los elementos diferenciales de los relés SEL-587 y SEL-387 (ver el relé SEL-387 en la Figura 2.13) combinan la restricción armónicas y los métodos de bloqueo con una técnica de reconocimiento de formas de onda. Estos relés incluyen tres elementos diferenciales que se pueden configurar con el bloqueo armónicas independientes o comunes o restricción de armónicas independientes. Las características adicionales incluyen el bloqueo de quinta armónica y bloqueo de componente de directa. [5]

Cuando el relé funciona en modo de bloqueo de armónicas, los elementos diferenciales utilizan la Ecuación 6 y la Ecuación 7 para generar la característica de operación en una sola pendiente como se muestra en la Figura 2.2. [5]

Los elementos diferenciales utilizan la segunda y la cuarta armónica de la corriente diferencial para bloquear el funcionamiento de las condiciones de Inrush. El relé de disparo requiere el cumplimiento de la Ecuación 6 y la Ecuación 7 y no la Ecuación 13 y la Ecuación 14. [5]

$$K_2 I_2 > I_{OP} \quad \text{Ecuación 13}$$

$$K_4 I_4 > I_{OP} \quad \text{Ecuación 14}$$

donde;

I_{OP} es la magnitud de la componente fundamental de corriente diferencial;

I_2 y I_4 son las magnitudes de la segunda y la cuarta armónica de la corriente diferencial;

K_2 y K_4 son coeficientes constantes;

Cuando el relé funciona en el modo de restricción de armónicos, los elementos diferenciales utilizan armónicos pares (segunda y cuarta) en un esquema de restricción. El disparo del relé requiere el cumplimiento de la Ecuación 6 y la Ecuación 15. [5]

$$I_{OP} > SLP I_{RT} + K_2 I_2 + K_4 I_4 \quad \text{Ecuación 15}$$

donde;

I_{RT} es la corriente de restricción, dado por la Ecuación 4.

El efecto de los términos de retención de armónicas en la Ecuación 15 es para desensibilizar al elemento diferencial aumentando el valor de la I_{OP} requerida por el elemento para funcionar a un valor dado de I_{RT} . [5]

Los elementos diferenciales utilizan la quinta armónica de la corriente diferencial para bloquear la operación de las condiciones de sobreexcitación del transformador. La Ecuación 16 define la condición de la quinta armónica de bloqueo. [5]

$$K_5 I_5 > I_{OP} \quad \text{Ecuación 16}$$

donde;

I_5 es la magnitud de la corriente diferencial de la quinta armónica;

K_5 es un coeficiente constante.

La combinación de bloqueo de armónicas o restricción y bloqueo de la quinta armónica da seguridad muy alto al relé por Inrush y las condiciones de sobre-excitación. Sin embargo, en algunos casos de Inrush, la corriente diferencial tiene un muy bajo contenido de armónicos. [5]

La componente CD de la corriente Inrush tiene típicamente una constante de tiempo mayor que la constante de tiempo de la corriente de falla interna. El relé utiliza la componente de CD en la corriente Inrush para proporcionar seguridad adicional para la corriente Inrush. El método bloqueo de CD divide los valores positivos y negativos de la corriente diferencial y calcula la suma de los valores positivos y negativos para un ciclo como se muestra en la Figura 2.14. La suma de los valores positivos es proporcional al área A+; el valor absoluto de la suma de los valores negativos es proporcional al área A-. El método utiliza estas sumas para calcular la relación de CD DCR como la relación entre el valor de la suma mínimo y el valor máximo de la suma. Para corrientes de Inrush en la Figura 2.14 a), DCR es cercana a cero; para corrientes de falla internos en la Figura 2.14 b),

DCR está cerca de uno. Este método bloquea la operación cuando CDR es inferior a un valor umbral. [5]

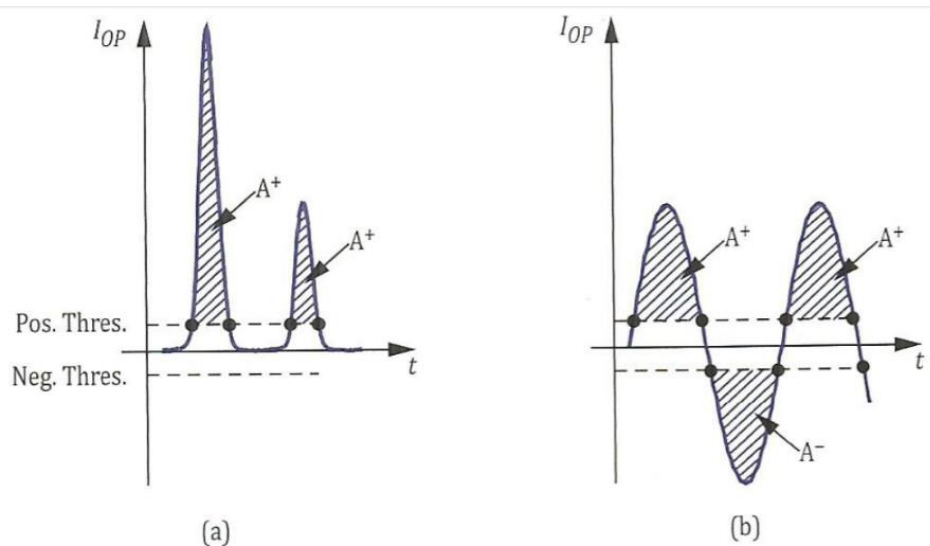


Figura 2.14. Elemento de bloqueo diferencial basada en la determinación de la componente de CD de la corriente diferencial. (a) Corriente Inrush, (b) Corriente de falla interna.

Se define DCR como la relación de la suma de los valores mínimos y la suma de los valores máximos representados por las corrientes diferenciales que tienen componentes de CD tanto positivas como negativas. Además, este cálculo normaliza el valor DCR resultante. El valor del umbral DCR es un arreglo entre la seguridad y la velocidad. Un valor alto (cerca de 1) ofrece alta seguridad, pero es perjudicial para la velocidad. Las pruebas muestran que un valor de 0.1 es un buen arreglo. El retardo del funcionamiento para fallas internas es insignificante para sistema en relaciones X/R tan grandes como 40.

2.1.4.2 Elemento diferencial.

En la Figura 2.15 muestra un diagrama esquemático del elemento 1, uno de los elementos de porcentaje diferencial con restricción de armónicas disponible en el relé. Como se ilustra en la Figura 2.15: [5]

- Las entradas del elemento diferencial son filtradas, escaladas, y compensadas fasorialmente correspondientes al componente fundamental de las corrientes de fase de la segunda y la cuarta armónica de la corriente diferencial. [5]
- La suma de la magnitud de las corrientes de las componentes fundamentales forma la corriente de operación I_{OP1} , de acuerdo con la Ecuación 2. La suma escalada de las Magnitudes de las corrientes de las componentes fundamentales forma la corriente de restricción I_{RT1} , de acuerdo con la Ecuación 4, con $k = 0.5$. Las magnitudes de la segunda y cuarta armónica de la corriente diferencial se utilizan para el bloqueo o restricción. [5]
- La corriente de restricción I_{RT1} se escala para formar la cantidad de restricción I_{RT1} (SLP). El Comparador 1 y el interruptor S1 selecciona el valor de la pendiente como una función de la corriente de restricción para proporcionar una característica de porcentaje de doble pendiente en la Figura 2.2. Las magnitudes de corriente armónica se escalan para formar el bloqueo de segunda y el bloqueo de cuarta armónica. Los factores de escala $100IPCT2$ y $100IPCT4$ corresponden respectivamente a $K2$ y $K4$ en la Ecuación 13, la Ecuación 14, y la Ecuación 15. [5]
- El comparador 4 compara la corriente de operación y las cantidades de restricción. El comparador se asegura cuando la Ecuación 15. es verdadera. El comparador 3 permite al Comparador 4 si la corriente de operación I_{OP1} es mayor que un valor de umbral $087P$, que le corresponde al elemento mínimo de pickup de corriente I_{UP} en la Figura 2.2. El comparador 3 afirma el cumplimiento de la Ecuación 6. [5]
- Los comparadores 5 y 6 comparan las cantidades diferenciales de la segunda y la cuarta armónica de la corriente de operación, respectivamente, para generar las señales de bloqueo de segunda y cuarta armónica. El comparador 5 afirma el cumplimiento de la Ecuación 13 y el comparador 6 para el cumplimiento de la Ecuación 14. Del mismo modo, la comparación de la cantidad de la diferencial de la quinta armónica con la corriente de funcionamiento (no mostrado) proporciona la señal de bloqueo de la quinta armónica, de acuerdo con la Ecuación 16. [5]
- El elemento diferencial incluye un elemento diferencial instantáneo sin restricciones, que proporciona un disparo muy rápido para fallas internas ante

corrientes altas. El comparador 2, compara la corriente de operación I_{OP1} con un valor de umbral U_{87P} , proporciona esta función. [5]

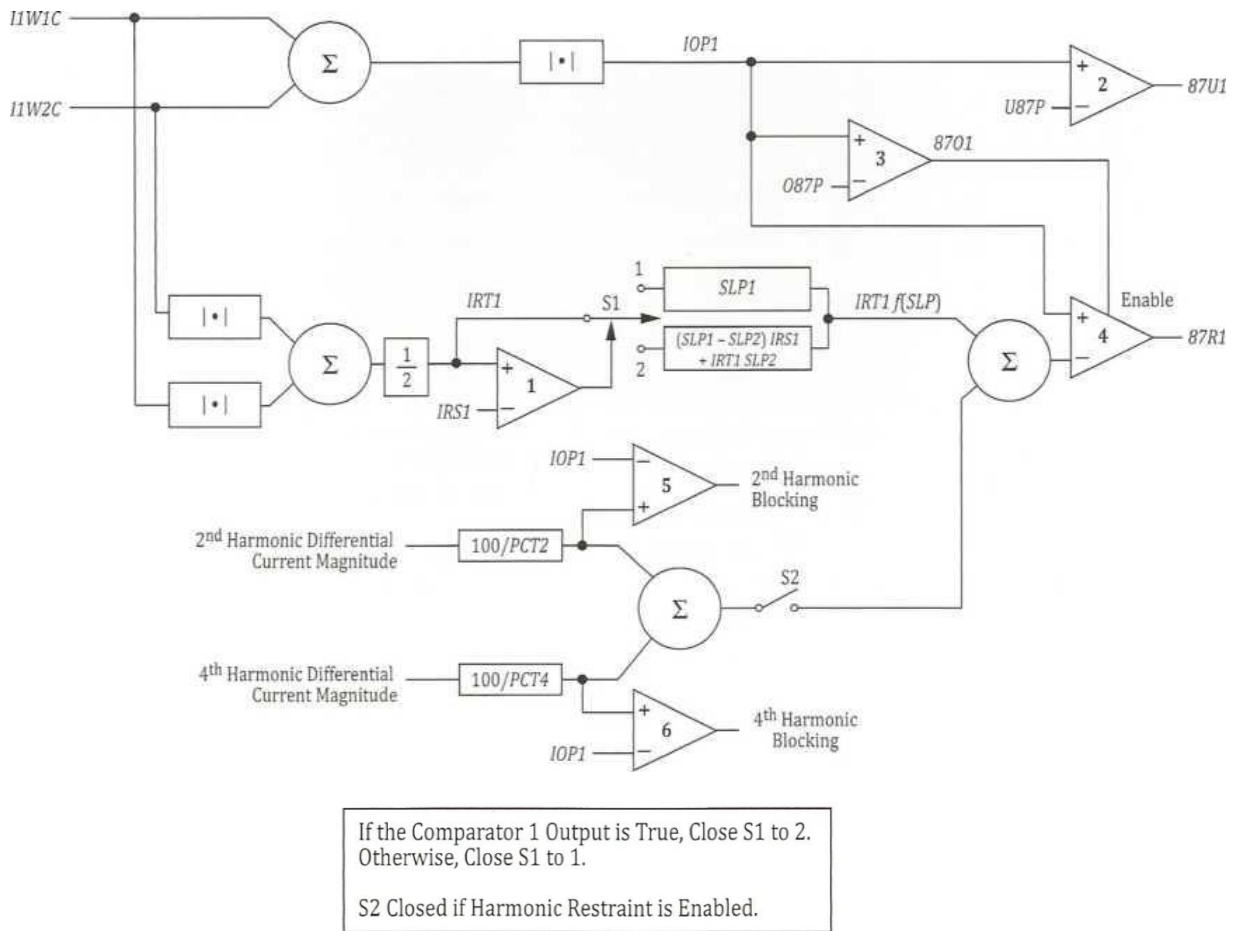


Figura 2.15. Restricción de armónicas 87R1 y elementos diferenciales sin-restricción 87U1 desenfrenadas.

2.1.5 Protección de falla restringida a tierra.

2.1.5.1 Introducción.

La Protección diferencial del transformador proporciona una excelente sensibilidad de fase a fase y a la mayoría de las fallas de fase a tierra en los devanados. En la Figura 2.16 muestra las corrientes de fase y neutro (en porcentaje del transformador de corriente nominal) para fallas a tierra por etapas en diferentes puntos del devanado de una sola fase, de un Transformador de 5 kVA, 230/115 V. En esta prueba, se aplicó sólo el nueve por

ciento de la tensión nominal del transformador para limitar la corriente de falla. La corriente de fase es baja cuando la falla está cerca del neutro. Los elementos diferenciales, que responden a la corriente de fase, tienen una baja sensibilidad para fallas a tierra cerca del neutro del transformador. Por otro lado, la corriente del neutro es muy alta para estas fallas. La protección de Falla a Tierra Restringida (REF), que responde a la corriente del neutro, puede detectar fallas a tierra cerca del neutro del transformador de forma rápida y fiable. [5]

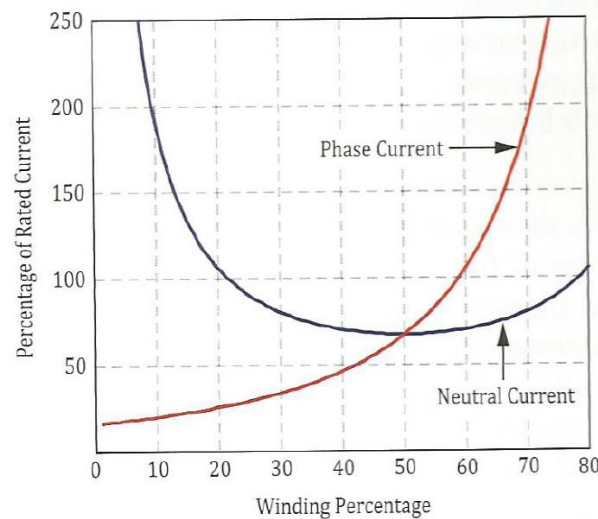


Figura 2.16. Magnitud de la corriente del neutro del transformador es mayor que la magnitud de corriente de fase para fallas a tierra cerca del neutro del transformador.

La protección de Falla a Tierra Restringida (REF) compara la corriente que fluye en el neutro del devanado del transformador de puesta a tierra con la corriente de secuencia cero medidas en los terminales del transformador. Para fallas a tierra internas, la corriente de secuencia cero fluye hasta el neutro del transformador y en las terminales del transformador; La protección REF funciona para esta condición. Para fallas a tierra externas, la corriente de secuencia cero fluye hasta el neutro del transformador y las terminales del transformador; La protección REF no funciona para esta condición. La protección REF sólo responde a fallas a tierra localizadas entre el neutro del TC y las fases de los TC's en las terminales del transformador, por lo que no necesita ningún retardo de tiempo en la coordinación. [5]

2.1.5.2 Protección tradicional de falla a tierra restringida.

En el pasado, un relé direccional o un relé diferencial respondía a las corrientes de secuencia cero proporcionadas por la protección REF. Los esquemas REF utilizan un relé direccional que normalmente requiere de TC's auxiliares. Los esquemas diferenciales REF generalmente utilizan un relé de alta impedancia, los relés REF de alta impedancia son seguros para fallas externas con saturación del TC, pero requieren relación combinada, y de TC's dedicados. Por otra parte, la tensión de la clase de precisión del TC con la relación más baja de tensión en el circuito debe estar por encima del pickup de voltaje del relé diferencial de alta impedancia. [5]

2.1.5.3 Relés basados en microprocesadores mejoraran la protección de REF.

Los relés modernos mejoran significativamente la protección REF. Los relés basados en microprocesadores con elementos REF de baja impedancia calculan la corriente de operación de REF utilizando las corrientes medidas por todos los TC's de la zona de protección REF. Estos elementos mejorados sólo requieren la conexión del neutro del TC del transformador al relé para completar la zona de protección REF. El esquema no requiere un conjunto dedicado de TC's y puede compensar las diferentes relaciones de TC's. [5]

Los elementos REF en relés basados en microprocesadores usan el principio diferencial o el principio de comparación de fase. El principio de comparación de fase es estable durante fallas externas con saturación del TC. [5]

En los relés SEL-387, SEL-487E, y SEL-787, de secuencia cero, el elemento direccional de corriente polarizada (321) mide el ángulo de fase entre el transformador de corriente de neutro y la corriente residual en las terminales del transformador. [5]

El elemento 321 usa la Ecuación 17 para calcular la cantidad escalar T. [5]

$$T = \text{Re} \left[\bar{I}_X \cdot \bar{I}_Y^* \right] \quad \text{Ecuación 17}$$

donde;

\bar{I}_X es la deriva de la corriente residual en las terminales del transformador;

\bar{I}_Y^* es el complejo conjugado de I_Y , que es la corriente del neutro del transformador.

El elemento 321 compara dos umbrales de T. Cuando T es positivo y por encima del umbral positivo, el elemento declara una falla interna a tierra. Cuando T es negativo y por debajo del umbral negativo, el elemento declara una falla a tierra externa. Para mejorar la seguridad, el elemento 321 calcula a T sólo cuando I_X e I_Y son valores de umbral antes mencionados. [5]

En la Figura 2.23 se muestra a un elemento REF conectado para proteger a un transformador de dos devanados. El relé utiliza las corrientes de fase para calcular la corriente residual \bar{I}_{RW1} en el devanado 1. Entonces, el relé multiplica esta corriente y la corriente secundaria del neutro por las relaciones del TC correspondientes para calcular las corrientes \bar{I}_X y \bar{I}_Y en amperios primarios. Por último, el relé calcula T utilizando la Ecuación 19. Para una falla a tierra externa como se muestra en esta figura, \bar{I}_X y \bar{I}_Y están desfasados por 180 grados, y T es negativo. Para fallas a tierra internas, \bar{I}_X y \bar{I}_Y están en fase, y T es positivo. [5]

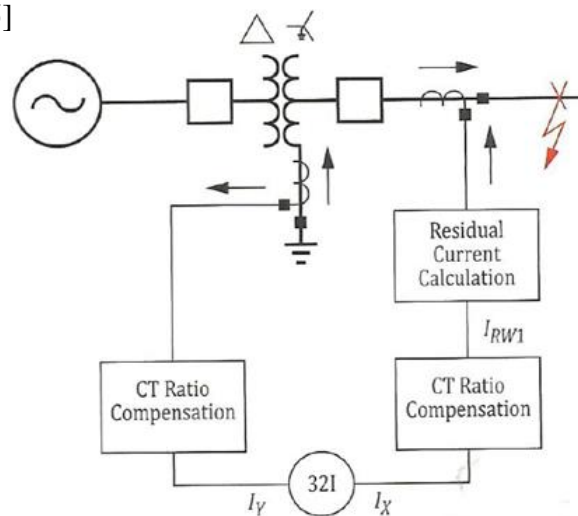


Figura 2.17. Protección REF para transformadores de dos devanados utiliza un elemento direccional polarizado.

El elemento REF incluye una lógica (no se muestra en la Figura 2.17) para garantizar un elemento de operación para fallas internas cuando el interruptor del lado estrella esté abierto ($\bar{I}_X = 0$) o el sistema externo no tenga fuentes aterrizadas. [5]

En la Figura 2.18 se muestra un elemento REF conectado para proteger a un autotransformador con dos interruptores en el lado de alta tensión. Este autotransformador forma parte de un doble interruptor, interruptor y medio, o un arreglo en anillo. En esta aplicación, el relé calcula las corrientes residuales \bar{I}_{RW1} , \bar{I}_{RW2} , \bar{I}_{RW3} las multiplica por las correspondientes relaciones de TC, y añade las corrientes resultantes para calcular a \bar{I}_X ; el relé multiplica la corriente secundaria del neutro por la relación del neutro del TC para determinar a \bar{I}_Y . A continuación, el relé calcula T utilizando la Ecuación 17. La Figura 2.18 representa la circulación de corriente para una falla externa; \bar{I}_X y \bar{I}_Y están desfasados por 180 grados para ésta falla. [5]

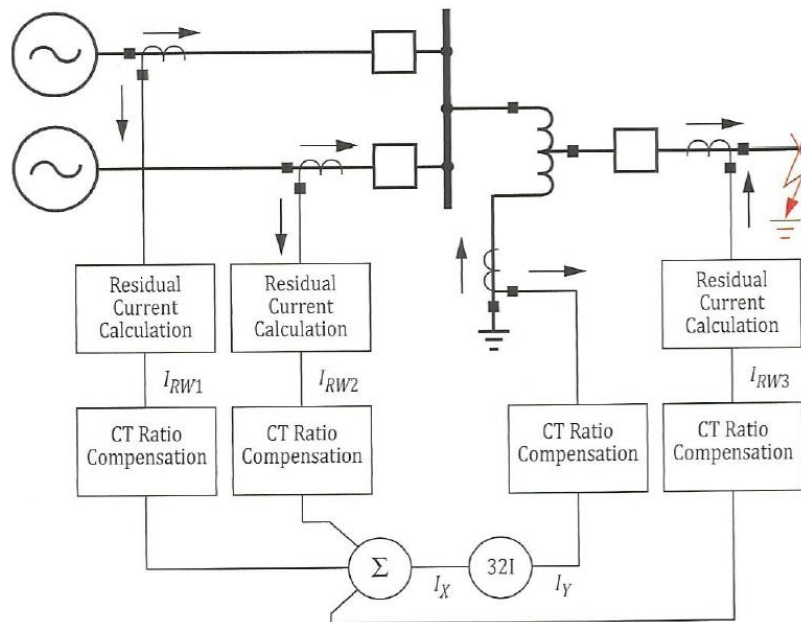


Figura 2.18. Protección REF para un autotransformador con dos interruptores en el lado de alta tensión.

Aplicación de elementos REF direccionales para autotransformadores tienen en cuenta que, para fallas a tierra externas, la suma de las corrientes de fase (en amperios primarios) en todos los devanados es igual a la corriente del neutro del autotransformador (en amperios primarios). Multiplicando \bar{I}_{RW1} , \bar{I}_{RW2} , \bar{I}_{RW3} y la corriente secundaria del neutro

por las relaciones de TC correspondientes, el elemento REF coloca corrientes \bar{I}_X y \bar{I}_X en amperios primarios. [5]

2.1.6 Protección de sobre-excitación del transformador.

Una sobreexcitación del transformador puede ocurrir cuando la relación del voltaje en P.U y la frecuencia en P.U en las terminales del secundario supera 1.05 a plena carga, el factor de potencia de 0.8, o 1.1 en vacío. Los transformadores pueden superar temporalmente su capacidad continua de volts/hertz. [5]

Los fabricantes de transformadores proporcionan información a corto plazo, de la capacidad de los volts/hertz como una función del tiempo. El límite de sobreexcitación es una curva o un punto de ajuste con un retardo de tiempo. [5]

Durante una sobreexcitación, el aumento de la corriente de excitación puede provocar que el elemento diferencial del transformador opere. Sin embargo, el elemento diferencial no puede funcionar para algunas condiciones de sobre-excitación que podrían dañar al transformador o podrían operar con demasiada rapidez. Los transformadores normalmente soportan condiciones de sobre-excitación más largas que los tiempos de los elementos de operación diferenciales. Un disparo anticipado de un transformador durante una perturbación del sistema puede empeorar la situación. En los relés de transformador basados en microprocesadores, se puede utilizar un bloqueo de quinta armónica para evitar que el elemento diferencial dispare durante la sobre-excitación del transformador. [5]

Para la protección de sobre-excitación del transformador, use un elemento volts/hertz (24), sobre todo en los transformadores de redes grandes y transformadores GSU. Este elemento está disponible en los relés de transformador multifunción que también incluyen entradas de tensión. [5]

El elemento Volts/hertz usa la Ecuación 18 para calcular la relación de la tensión medida a la frecuencia en P.U de las cantidades nominales, que es proporcional al flujo magnético del transformador. [5]

$$\phi \propto \frac{V}{f} \cdot \frac{f_{NOM}}{V_{NOM}} \quad \text{Ecuación 18}$$

donde;

ϕ es el valor estimado del flujo magnético en p.u;

V es la tensión del transformador medida;

f es la frecuencia medida;

V_{NOM} es la tensión nominal del transformador;

F_{NOM} es la frecuencia nominal.

Los relés SEL-387E y SEL-487E proporcionan varios tipos de curvas de tiempo para el elemento de volts/Hertz. El relé SEL-487E también ofrece curvas programables para el usuario. El ajuste del elemento de volts/hertz para coordinar con la curva límite del transformador protegido. En las unidades de generador-transformador, el ajuste del elemento volts/hertz para coordinar con las curvas límite del transformador GSU y el generador. [5]

2.1.7 Protección de Sobre-corriente de transformador.

2.1.7.1 Introducción.

Tradicionalmente, la protección de sobre-corriente era a menudo la protección principal para transformadores pequeños. Este enfoque excluye clareado rápido de fallas porque los elementos de sobre-corriente se deben coordinar con los dispositivos de protección en las zonas adyacentes. Por lo tanto, las fallas internas podrían causar graves daños en el transformador. [5]

El bajo costo de los relés modernos hace que la protección diferencial sea factible incluso para transformadores pequeños. Debido a que estos relés no necesitan un circuito

diferencial dedicado de TC, la protección diferencial con los TC's existentes es posible en la mayoría de las instalaciones. [5]

Los elementos primarios diferenciales y de presión súbita y relés Buchholz no proporcionan ningún apoyo ante fallas en las zonas adyacentes. La protección de sobre-corriente ofrece este apoyo; se debe coordinar con las curvas de capacidad del transformador a través de fallas para poner al transformador fuera de servicio antes de que se produzca un daño a partir de una falla externa sin declarar. [5]

La protección de sobre-corriente también puede proporcionar apoyo a la protección que es independiente de la protección primaria del transformador, pero se reduciría en forma significativa la sensibilidad y la velocidad. Los elementos de sobre-corriente instantáneos pueden cubrir parte de los devanados del transformador como apoyo de alta velocidad ante fallas graves. [5]

Los dispositivos de sobre-corriente proporcionan alguna protección contra sobrecarga del transformador mediante la detección de sobrecargas de transformadores pesados. Para una mejor protección contra sobrecarga y control, se recomienda utilizar elementos basados en modelos térmicos de transformadores. [5]

2.2 SELECCIÓN DE INTERRUPTORES [3]

Las compañías generadoras de electricidad suministran datos a los consumidores, quienes deben determinar las corrientes de falla con el fin de especificar los interruptores apropiados para una planta industrial o para un sistema de distribución de potencia industrial que se conecta al sistema de la compañía en un cierto punto. Generalmente, la compañía de potencia informa al consumidor de los megavoltamperes de cortocircuito que se esperan a voltaje nominal, en lugar de dar la impedancia de Thévenin del sistema en el punto de conexión. [3]Esto es,

$$\text{MVA de cortocircuito} = \sqrt{3} \times (\text{kV nominales}) \times |I_{cc}| \times 10^{-3} \quad \text{Ecuación 19}$$

donde $|I_{cc}|$ en amperes es la magnitud del valor rms de la corriente de cortocircuito en una falla trifásica en el punto de conexión. Los megavoltamperes base están relacionados con los kilovolts base y los amperes base $|I_{base}|$ por medio de [3]

$$\text{MVA base} = \sqrt{3} \times (\text{kV base}) \times |I_{base}| \times 10^{-3} \quad \text{Ecuación 20}$$

si los kilovolts base son iguales a los kilovolts nominales, entonces, al dividir la Ecuación 21 entre la Ecuación 22, se obtiene, en por unidad [3]

$$\text{MVA de cortocircuito en por unidad} = |I_{cc}| \text{ en por unidad} \quad \text{Ecuación 21}$$

El circuito equivalente de Thévenin visto desde el punto de conexión del sistema es, a voltaje nominal, una fem de 1.0 $\angle 0^\circ$ por unidad en serie con la impedancia en por unidad Z_{th} . Por lo tanto, bajo condiciones de cortocircuito [3]

$$|Z_{th}| = \frac{1.0}{|I_{cc}|} \text{ por unidad} = \frac{1.0}{\text{MVA de cortocircuito}} \text{ por unidad} \quad \text{Ecuación 22}$$

Frecuentemente, la resistencia y la capacitancia paralelo se desprecian, en cuyo caso $Z_{th} = X_{th}$. Así, al especificar los megavoltamperes de cortocircuito en la barra del

consumidor de la energía, la compañía eléctrica está efectivamente describiendo la corriente de cortocircuito a voltaje nominal y el recíproco de la impedancia de Thévenin del sistema en el punto de conexión. [3]

Hay muchos estudios acerca de las capacidades de los interruptores y sus aplicaciones, así que el análisis aquí presentado es sólo una introducción al tema. No se intenta que la presentación sea un estudio de las aplicaciones de los interruptores sino más bien una indicación de la importancia de entender los cálculos de falla. [3]

Dos factores por considerar en la selección de interruptores, desde el punto de vista de la corriente, son: [3]

- La corriente instantánea máxima que el interruptor debe llevar {soportar} y
- La corriente total cuando los contactos del interruptor se separan para interrumpir el circuito. [3]

Hasta este punto, se ha dado una mayor atención a la corriente subtransitoria llamada corriente simétrica inicial, que no incluye la componente de cd. Incluir la componente de cd da como resultado un valor rms de la corriente inmediatamente después de la falla que es mayor al de la corriente subtransitoria. Para los interruptores en aceite por arriba de los 5 kV, la corriente subtransitoria multiplicada por 1.6 se considera como el valor rms de la corriente cuyas fuerzas disruptivas debe soportar el interruptor durante el primer medio ciclo después de que la falla ocurre. A esta corriente se le llama corriente momentánea y los interruptores fueron, por muchos años, denominados por sus corrientes momentáneas así como por otros criterios. [3]

La capacidad de interrupción de un interruptor se especifica en kilovoltamperes o megavoltamperes. Los kilovoltamperes de interrupción son iguales a $\sqrt{3}$ * (los kilovolts de la barra a la cual el interruptor está conectado) x (la corriente que el interruptor debe ser capaz de interrumpir cuando se abren sus contactos). Esta corriente de interrupción es, por supuesto, menor que la corriente momentánea y depende de la velocidad del interruptor (8, 5, 3 o 2 ciclos), que es una medida del tiempo que transcurre desde que ocurre la falla hasta la extinción del arco. Los interruptores de diferentes velocidades se clasifican por sus tiem-

pos nominales de interrupción. El tiempo nominal de interrupción de un interruptor es el periodo que transcurre entre el instante en que se energiza el circuito de disparo y la extinción del arco en una operación de apertura de contactos en la Figura 2.19. Antes de este periodo, está el tiempo de retraso de disparo, que generalmente se supone de y ciclo para que los relevadores operen. [3]

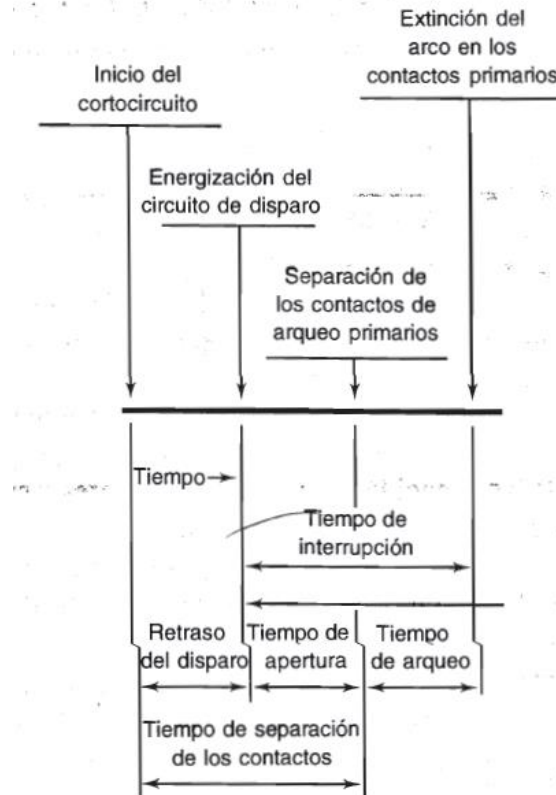


Figura 2.19. Definición de tiempo de interrupción dada en el estándar ANSI IEEE C.37.010-1979 Guía de Aplicación para Interruptores de Alto Voltaje de CA con Valores Nominales Basados en la Corriente Simétrica.

Generalmente, la corriente que un interruptor debe interrumpir es asimétrica porque todavía contiene algo de la componente de i_d que decae. Una especificación de las capacidades preferidas para un interruptor de aceite de alto voltaje de ca establece las capacidades de corriente por interrumpir de los interruptores en términos de la componente de corriente asimétrica que es simétrica alrededor del eje cero. Esta corriente se llama de manera apropiada la capacidad de interrupción simétrica requerida o simplemente la corriente de cortocircuito simétrica nominal. Con frecuencia se omite el adjetivo simétrico. La selección

de los interruptores también se puede hacer sobre la base de la corriente total (incluso la componente de cd). Se limitará la discusión a un breve tratamiento de la base simétrica de la selección de interruptores. [3]

Los interruptores se identifican por la clase de su voltaje nominal, tal como 69 kV. Dentro de otros factores que se especifican están la corriente continua nominal, el voltaje máximo nominal, el factor de rango de voltaje K y la corriente de cortocircuito nominal a los kilovolts máximos nominales. El voltaje máximo nominal de un interruptor es el voltaje rms más alto para el que está diseñado el interruptor. El factor de rango de voltaje K es la relación dada por (el voltaje máximo nominal + el límite inferior del rango de voltaje de operación). El valor de K determina el rango de voltaje sobre el que el producto (corriente de cortocircuito nominal x voltaje de operación) es constante. En la aplicación de interruptores es importante no exceder las capacidades de cortocircuito de los interruptores. Se requiere un interruptor para tener una capacidad de interrupción simétrica máxima igual a K x la corriente de cortocircuito nominal. Entre el voltaje máximo nominal y $1/K$ por el voltaje máximo nominal, se encuentra la capacidad simétrica de interrupción, que se define como el producto [corriente de cortocircuito nominal x (voltaje máximo nominal/voltaje de operación)]. [3]

Los interruptores de clase 115 kV y mayores tienen una K de 1.0. Un procedimiento simplificado, que se llama método E/X^3 para calcular las corrientes de cortocircuito simétricas, no considera ninguna resistencia, ni las cargas estáticas, ni las corrientes prefalla. En el método E/X se usa la reactancia subtransitoria para los generadores, y para los motores se recomienda usar la reactancia X''_d del motor multiplicada por 1.5, que es, aproximadamente, el valor de la reactancia transitoria X'_d del motor. Se desprecian los motores de inducción por abajo de los 50 hp y se aplican, de acuerdo con su tamaño, varios factores de multiplicación a la X''_d de los grandes motores de inducción. Si no hay motores, la corriente simétrica de cortocircuito es igual a la corriente subtransitoria.. [3]

Cuando se usa el método de la E/X se debe examinar la impedancia que divide el voltaje de falla V_f para encontrar la corriente de cortocircuito. Al especificar un interruptor

para la barra (k), esta impedancia es el valor de Z_{kk} de la matriz de impedancias de barra con las reactancias apropiadas de la máquina. Si la relación de X/R de esta impedancia es de 15 o menos, un interruptor del voltaje y de los kilovoltamperes correctos se puede usar si su capacidad de interrupción de corriente es igual o excede a la corriente calculada. Si no se conoce la relación X/R, la corriente calculada no debe ser mayor del 80% del valor permitido para el interruptor al voltaje de barra existente. La guía de aplicaciones de la ANSI especifica el método correcto para tomar en cuenta las constantes de tiempo para ca y la de cd para el decaimiento de la amplitud de corriente si la relación de X/R excede a 15. El método también considera la velocidad del interruptor. [3]

2.3 PROTECCION DE TRANSFORMADORES Y REACTORES [6]

2.3.1 Fallas de Transformador.

Para una mayor comodidad en el análisis, se clasifican a las fallas de transformadores en dos clases: fallas externas y fallas internas. [6]

2.3.1.1 *Fallas externas.*

Las fallas externas son aquellas fallas o daños que se producen fuera del transformador. Estos daños presentan esfuerzos mecánicos en el transformador pueden ser motivo de preocupación y pueden acortar la vida útil del transformador. Estas fallas son las siguientes:

- **Sobrecargas.** Las sobrecargas causan al transformador sobrecalentamientos y tienen el potencial de causar daño permanente o la pérdida de la unidad. La constante de tiempo para el sobrecalentamientos es larga, sin embargo, puede tomar muchas horas de exposición para que la condición sea grave. En la mayoría de los casos, no se proporciona protección para una sobrecarga, pero a menudo se utiliza una alarma para advertir al personal de servicio de la condición. Una causa de la sobrecarga puede ser debido a la aportación de carga desigual de los transformadores en paralelo o de carga desequilibrada de bancos trifásicos. [6]

- **Sobre-voltaje.** Un sobre-voltaje puede ser debido a condiciones transitorias de corta duración o condiciones de frecuencia a largo plazo. Los sobre-voltajes transitorios causan esfuerzos extremos y una posible avería. Estos transitorios están protegidos por un dispositivo de protección contra sobre-voltajes que están diseñados para este propósito. Los sobre-voltajes de frecuencia de alimentación se producen debido a una condición de operación de emergencia, como una repentina pérdida de carga en una parte aislada del sistema que hace que la tensión aumente. Esta condición genera un sobre-flujo en el transformador y un aumento del voltaje en el aislamiento del devanado. El sobre-flujo aumenta las pérdidas de hierro y puede resultar en un gran aumento de la corriente de excitación. Estas condiciones dan como resultado un rápido calentamiento de los circuitos de hierro del transformador, con posible daño en el aislamiento de la laminación del núcleo e incluso aislamiento del devanado. [6]
- **Baja-frecuencia.** Una baja-frecuencia es causada por una importante perturbación del sistema que provoca un desequilibrio entre la generación y la carga. La condición es similar al sobre-voltaje donde la corriente de excitación se incrementa en gran medida con las frecuencias bajas, causando un sobre-flujo en los circuitos de hierro del transformador. El transformador puede ser capaz de continuar en operación, ya sea con alto voltaje o con baja frecuencia, pero las dos condiciones experimentadas al mismo tiempo puede ser muy grave. Por lo general, la relación entre el voltaje y la frecuencia no se debe permitir que exceda 1.1 P.U, que por lo general se llama límite de "volts/hertz". [6]
- **Cortocircuitos en sistemas externos.** Las fallas del sistema que son externas en la zona de protección del transformador, pero que causan altas corrientes en el transformador, pueden causar daños en el devanado del transformador. Las grandes corrientes de falla externas causan altos esfuerzos mecánicos en los devanados del transformador, con el esfuerzo máximo que se produce durante el primer ciclo. Este período de tiempo corto hace que sea casi imposible proteger el transformador de experimentar estos esfuerzos. La estrategia de protección para estos eventos es, por lo tanto, una cuestión de diseño del transformador. [6]

La mayor parte de las condiciones anteriores son a menudo ignoradas en la especificación de la protección del transformador, en función del desarrollo del transformador y su importancia en el sistema. Una excepción es la protección contra el sobre-flujo, que puede ser proporcionada por dispositivos llamados relés "volts/hertz", que detectan ya sea un alto voltaje o una baja de frecuencia, o ambos, y desconectará al transformador si se excede de un límite determinado, que es generalmente 1.1 P.U. [6]

2.3.1.2 Fallas internas.

Las fallas internas son fallas que ocurren dentro de la zona de protección del transformador. Esta clasificación incluye no sólo fallas dentro del recinto del transformador sino también fallas externas que se producen en el interior de la posición de los TC's. Las fallas internas del transformador se clasifican en dos tipos; fallas incipientes y fallas activas. Las fallas incipientes son las fallas que se desarrollan lentamente, pero que pueden convertirse en grandes fallas si no se detecta la causa y se corrigen. Las fallas activas son causadas por la ruptura de aislamiento u otros componentes que crean una situación de estrés repentino que requiere una acción inmediata para corregir el daño e impedir una acción más destructiva.

- **Fallas incipientes.** Las fallas incipientes son de tres tipos: el sobre-calentamiento del transformador, sobre-flujo o sobrepresión. [6]
 - Sobre-calentamiento. El sobre-calentamiento puede deberse a diferentes condiciones internas del transformador, como se muestra:
 1. Malas conexiones internas, ya sean en los circuitos magnéticos o eléctricos. [6]
 2. Pérdida de refrigerante debido a fugas. [6]
 3. Obstrucción de flujo de refrigerante. [6]
 4. Pérdida de ventiladores o bombas que están diseñados para proporcionar refrigeración. [6]

- **Sobre-flujo.** Se discutió anteriormente que un sobre-flujo provoca fallas externas. De nuevo aquí se menciona que continuos períodos de sobre-flujo pueden conducir gradualmente a la rotura del aislamiento del circuito magnético o el aislamiento del circuito eléctrico aislante. [6]
- **Sobre-presión.** Una sobre-presión en la cuba del transformador se produce debido a la liberación de gases o productos que acompañan al calentamiento originado por cualquier causa. Por ejemplo, una falla vuelta-vuelta puede arder lentamente, liberando gases en el proceso, o el calentamiento local del aislamiento puede desprender gases. Estos gases se acumulan en el tanque cerrado del transformador como un aumento en la presión, que se puede desarrollar repentinamente o lentamente durante un largo período de tiempo.

Las fallas de transformadores anteriores se denominan fallas incipientes ya que por lo general se desarrollan lentamente, a menudo en la forma de un deterioro gradual de aislamiento debido a alguna causa. Este deterioro con el tiempo puede llegar a ser lo suficientemente grave como para causar una gran falla de arco que será detectada por los relés de protección. Si la falla se puede detectar antes de que ocurra un daño mayor, las reparaciones necesarias se pueden hacer más rápidas y la unidad se coloca de nuevo en servicio sin una interrupción prolongada. Con daños importantes se pueden requerir el envío de la unidad a un centro de fabricación para una reparación extensiva, lo que resulta en un período de interrupción prolongada. [6]

2.3.1.3 Fallas Activas.

Las fallas activas son las fallas que ocurren de repente y que por lo general requieren una acción rápida de los relés de protección para desconectar al transformador del sistema de energía y limitar el daño a la unidad. En su mayor parte, estas fallas son cortocircuitos en el transformador, pero otras dificultades también pueden ser citadas que requieren una acción inmediata de algún tipo. Se consideran las siguientes clasificaciones de fallas activas: [6]

1. Cortocircuitos en devanados conectados en la estrella. [6]
 - Conexión a tierra a través de una resistencia.
 - Sólidamente a tierra.
 - Sin conexión a tierra.
2. Cortocircuitos en devanados conectados en la delta. [6]
3. Cortocircuitos de fase a fase (en transformadores trifásicos). [6]
4. Cortocircuitos vuelta-vuelta. [6]
5. Fallas en el núcleo. [6]
6. Fallas en la cuba. [6]

Cada uno de los puntos anteriores se analizara uno por uno. [6]

1. **Cortocircuitos en devanados conectados en la estrella.** Las condiciones de cortocircuito que se examinan aquí están conectados en estrella y los devanados de los transformadores están conectados en estrella-delta. Se puede demostrar que la corriente que fluye en una falla de este tipo puede ser muy diferente en el lado de la delta del transformador que en el lado de la estrella. Considere un banco de transformador trifásico como se muestra en la Figura 2.27, donde hay una fuente en el lado de la delta del banco, pero ninguna fuente en el lado de la estrella. Una fracción h de la fase A del devanado tiene una falla a tierra. Suponemos que la resistencia de puesta a tierra R_n es mucho mayor que la reactancia de fuga del transformador. Por lo tanto, escribimos la corriente de falla como: [6]

$$I_F = 3I_{a0} = \frac{hV_a}{R_N} \quad \text{Ecuación 23}$$

Debido a la falla, la relación de vueltas efectivas del transformador se calcula como:

$$a_F = \frac{a}{h} = \frac{n_\Delta}{h n_Y} \quad \text{Ecuación 24}$$

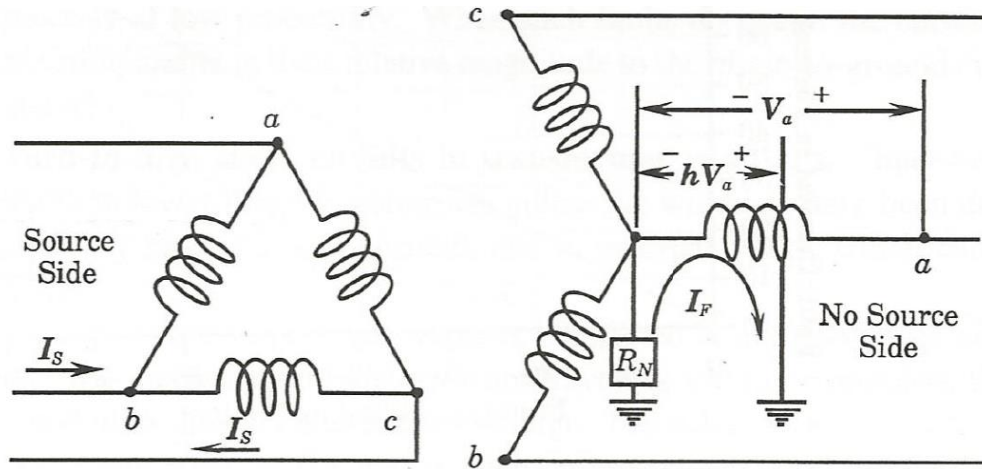


Figura 2.20. Falla a tierra en un transformador conectado en el devanado de la estrella.

donde a es el diseño de relación de vueltas. Esto significa que la corriente efectiva del transformador se cambia por el factor h , o

$$I_{\Delta} = \frac{h}{a} I_Y \quad \text{Ecuación 25}$$

Por lo tanto la corriente de falla se transformará en el lado de la delta por las corrientes que fluyen en las fases B y C, con una magnitud: [6]

$$I_S = \frac{h I_F}{\sqrt{3}} = \frac{h^2 V_a}{\sqrt{3} R_N} \quad \text{Ecuación 26}$$

Por lo tanto, la corriente de falla en el lado de la estrella varía en proporción directa a la fracción h del devanado fallado, medida desde el neutro, pero la corriente de falla que fluye en el lado de la delta varía por el cuadrado de esta fracción. Esto hace que la detección de fallas sea muy difícil en el lado delta debido a la baja magnitud de la corriente, que puede ser incluso menor que la corriente de carga completa. Es conveniente expresar ambas corrientes en términos de la corriente máxima de falla, calculadas con $h = 1$. [6]

$$I_{F \max} = \frac{V_a}{R_F} \quad \text{Ecuación 27}$$

entonces;

$$I_F = h I_{F \max} \quad \text{Ecuación 28}$$

y;

$$I_S = \frac{h^2 I_{F \max}}{\sqrt{3}} \quad \text{Ecuación 29}$$

Las corrientes de falla en los dos lados del transformador se representan gráficamente en la Figura 2.20, que ilustra el bajo valor de la corriente para las fallas cerca del neutro, especialmente las corrientes en el lado de la delta. [6]

Si el transformador está conectado sólidamente a tierra, es decir, con la resistencia de puesta a tierra, la única impedancia vista por la corriente de falla es la impedancia de fuga del transformador. Esta impedancia varía con el cuadrado del número de vueltas. Por otra parte, el voltaje en el punto de la falla no es proporcional al número de vueltas para fallas cerca del neutro debido al aumento de fugas. Por lo tanto, la función de impedancia se hace muy compleja y la corriente en el lado de la estrella tiene un mínimo alrededor del 40% del total devanado de falla y aumenta a medida que el punto de falla se acerca al neutro, y decreciendo rápidamente a cero en la neutro, Esto se ilustra en la Figura 2.21. Para los bancos en estrella sin conexión a tierra, en la configuración discutida con una fuente sólo en el lado de la delta, no hay corriente de falla en absoluto. [6]

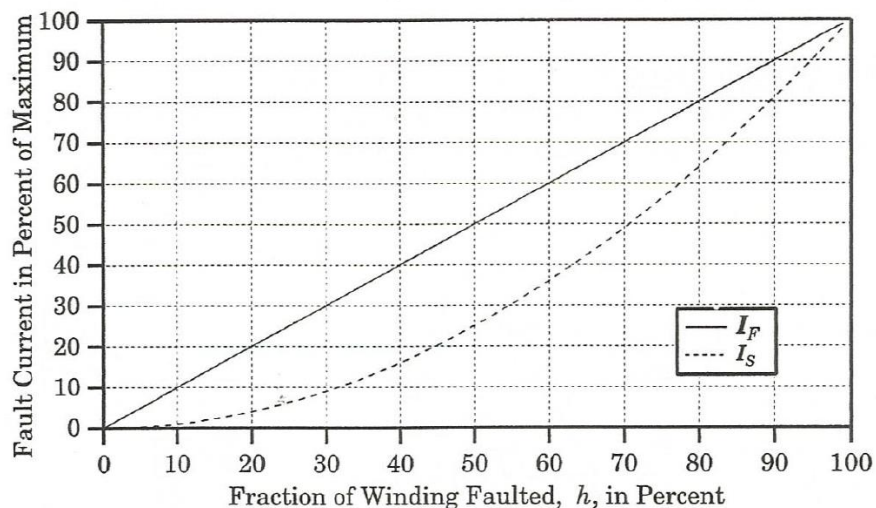


Figura 2.21. Corrientes de falla a tierra en el devanado de la estrella con conexión en estrella a tierra a través de una impedancia.

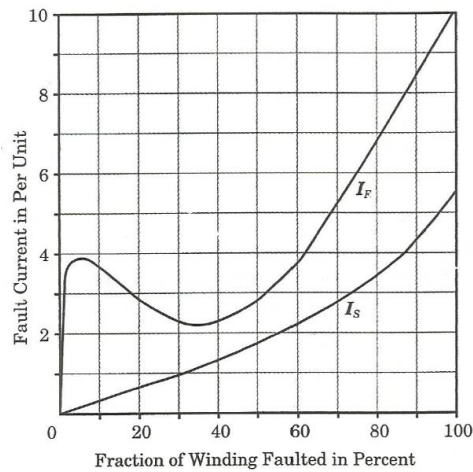


Figura 2.22. Corriente de falla y corriente en el lado de la delta para fallas en el devanado de la estrella con un neutro conectado sólidamente a tierra.

2. **Cortocircuitos en devanados conectados en la delta.** El cálculo de la corriente de falla conectado en el devanado de la delta es una función más compleja de falla. La magnitud de corriente de falla es mucho menor para el caso en estrella. La impedancia puede variar entre aproximadamente 25% y 50%, basado en la relación del transformador. La corriente mínima de falla se produce cuando la falla está en el centro de uno de los devanados de la delta, en cuyo caso la corriente de falla puede ser no más que la corriente nominal. Se debe tener en cuenta que la corriente de falla es suministrada por dos de las fases, cada una de las cuales será relativamente pequeña. [6]
3. **Cortocircuitos de fase a fase en transformadores trifásicos.** Fallas de fase a fase entre los devanados del transformador sólo se producen en aparatos trifásicos, y que ocurran es de baja probabilidad. Cuando ocurren estas fallas, las corrientes son grandes, y son comparables en su magnitud relativa con las corrientes de fase a tierra calculadas anteriormente. [6]
4. **Cortocircuitos vuelta-vuelta en devanados del transformador.** Fallas entre espiras son poco probable en los transformadores de baja tensión a menos que los devanados han sido dañados mecánicamente por grandes corrientes debido a fallas externas, que pueden dañar el aislamiento. Para los transformadores de alta tensión que han sido conectados a un sistema de alta tensión, la unidad es probable que se dañe por ondas viajeras o impulsos que pueden ser mucho más altas que la tensión

nominal del transformador. El riesgo de flashover es mayor en el final del devanado y son propensos a la falla de este tipo de eventos. El cortocircuito de unas cuantas vueltas causará corrientes de falla grandes que fluirán al punto de cortocircuito, pero las corrientes en terminales no se verán afectadas en gran medida, lo que hace difícil su detección. Se afirma que hasta el 80% de todas las fallas de transformadores de alta tensión se deben a esta causa. [6]

5. **Fallas en el núcleo.** Las laminaciones del núcleo del transformador son cuidadosamente aisladas entre sí para evitar corrientes parásitas y de cruzar la brecha entre las laminaciones adyacentes. Incluso los tornillos que sujetan las laminaciones están aislados de cada una de las laminaciones para evitar que los tornillos causen un corto magnético a través de las laminaciones. Cualquier sobrecalentamiento o sobre-flujo del transformador proporciona la posibilidad de causar un corto magnético de este tipo debido al deterioro del aislamiento entre laminaciones o alrededor de los tornillos. Una trayectoria corta permitirá que corrientes parásitas fluyan y aumentará en gran medida pérdidas en el núcleo y causaran que se produzca un calentamiento. Esta condición no afecta en gran medida a las corrientes en las terminales del transformador, haciendo que este tipo de falla sean difíciles de detectar por los relés conectados a los terminales. Este tipo de daño a menudo se detecta por los relés de gas, una vez que el daño sea lo suficientemente grande como para causar daños en el aislamiento, que se acompaña de la emisión de gases y el aumento de la presión del tanque por encima de la de aceite. [6]
6. **Fallas en la cuba.** Para un transformador en baño de aceite, el refrigerante primario es el flujo de aceite alrededor del núcleo y los devanados del transformador. En caso de que en el tanque se desarrolle una fuga, esta falla puede causar un sobrecalentamiento peligroso y la reducción del aislamiento. Un efecto similar podría ser causado por cualquier obstrucción del flujo de aceite en los conductos o tubos de refrigeración. Aunque es bastante diferente de una falla eléctrica, este tipo de falla puede ser muy grave sobre la unidad. Algunos transformadores también son enfriados por ventiladores externos que circulan aire a través de radiadores que

están destinados a enfriar el aceite en circulación. La falla de estos ventiladores también puede ser la causa del exceso de calentamiento. [6]

7. **Arqueos en boquillas del transformador.** Las boquillas de transformadores están dentro de la zona de protección de los relés eléctricos, si los transformadores de corriente externos están conectados en las boquillas en ambos lados de la unidad. Flashovers en boquillas pueden ocurrir debido a rayos u otros fenómenos de sobretensión, lo que resulta en un trayectoria corta al tanque del transformador a tierra. Es importante señalar que estas fallas, o fallas externas en las conexiones de transformador, se detectan por algunos, pero no todos, en los esquemas de protección del transformador. [6]

La mayoría de las fallas de los transformadores se deben al devanado y fallas del cambiador de tap's.

Capítulo

3

Simulink

En éste capítulo se abordan las principales características de los bloques funcionales empleados en la simulación digital de la protección diferencial de transformador del Software de Matlab en la aplicación de Simulink y el toolbox de Simpowersystem.

Así como una breve introducción a la aplicación de SIMULINK, su manejo y comandos que podrían ser de gran ayuda, durante el desarrollo de la protección diferencial de transformador.

3.1 INTRODUCCIÓN A SIMULINK.

Simulink es una herramienta que ofrece un editor gráfico, bibliotecas de bloques personalizables y un conjunto de solvers, para modelar y simular sistemas dinámicos. Está basado en un entorno de diagramas de bloque multidominio bajo un diseño basado en modelos. Simulink permite el diseño y la simulación a nivel de sistema, la generación automática de código, así como la prueba y verificación continua de los sistemas embebidos. [7]

La capacidad de integración de Simulink con MATLAB, le permite incorporar algoritmos de este lenguaje dentro de los modelos Simulink, exportar los resultados de la simulación a MATLAB para así poder llevar a cabo más análisis. [7]

Dentro del entorno MATLAB, Simulink es un toolbox que se diferencia de los otros, tanto por su interfaz especial como por la “técnica de programación”. El código fuente del Sistema Simulink no es abierto. [7]

Los sistemas dinámicos pueden ser simulados utilizando Simulink. En la mayoría de casos, estos implican procesos lineales o no lineales dependientes del tiempo, que pueden ser descritos usando ecuaciones diferenciales (tiempo continuo) o ecuaciones en diferencia (tiempo discreto). Otra forma común de describir los sistemas dinámicos es mediante los diagramas de bloque. [7]

Los diagramas de bloques es un intento de entender el comportamiento del sistema por medio de una representación gráfica, que esencialmente consiste de representaciones de los componentes individuales del sistema (bloques) junto con un flujo de señales entre estos componentes. Simulink se basa en esta forma de representación, para ello usa una interfaz gráfica para convertir un diagrama de bloques de esta clase (casi) directamente en un modelo Simulink y luego simular el funcionamiento del sistema. Hay que observar que un uso bien fundamentado de Simulink requiere ciertos conocimientos de tecnología de

control y la teoría de sistemas, por lo que a nivel introductorio nos limitaremos a un tema central, la solución numérica de simples ecuaciones diferenciales. [7]

Como se señaló anteriormente, los sistemas dinámicos (que son continuos en el tiempo) se describen por ecuaciones diferenciales. Por lo tanto, cuando se describe el sistema con un diagrama de bloques y se simula la reacción del sistema a una señal de entrada, esencialmente estamos buscando nada más que la solución de la ecuación diferencial en la que se basa el sistema. [7]

También es posible convertir una ecuación diferencial en un diagrama de bloques y resolver numéricamente la ecuación diferencial con Simulink. Simulink es, por lo tanto, un solucionador numérico (solver) de ecuaciones diferenciales. Las Características Principales de Simulink son: [7]

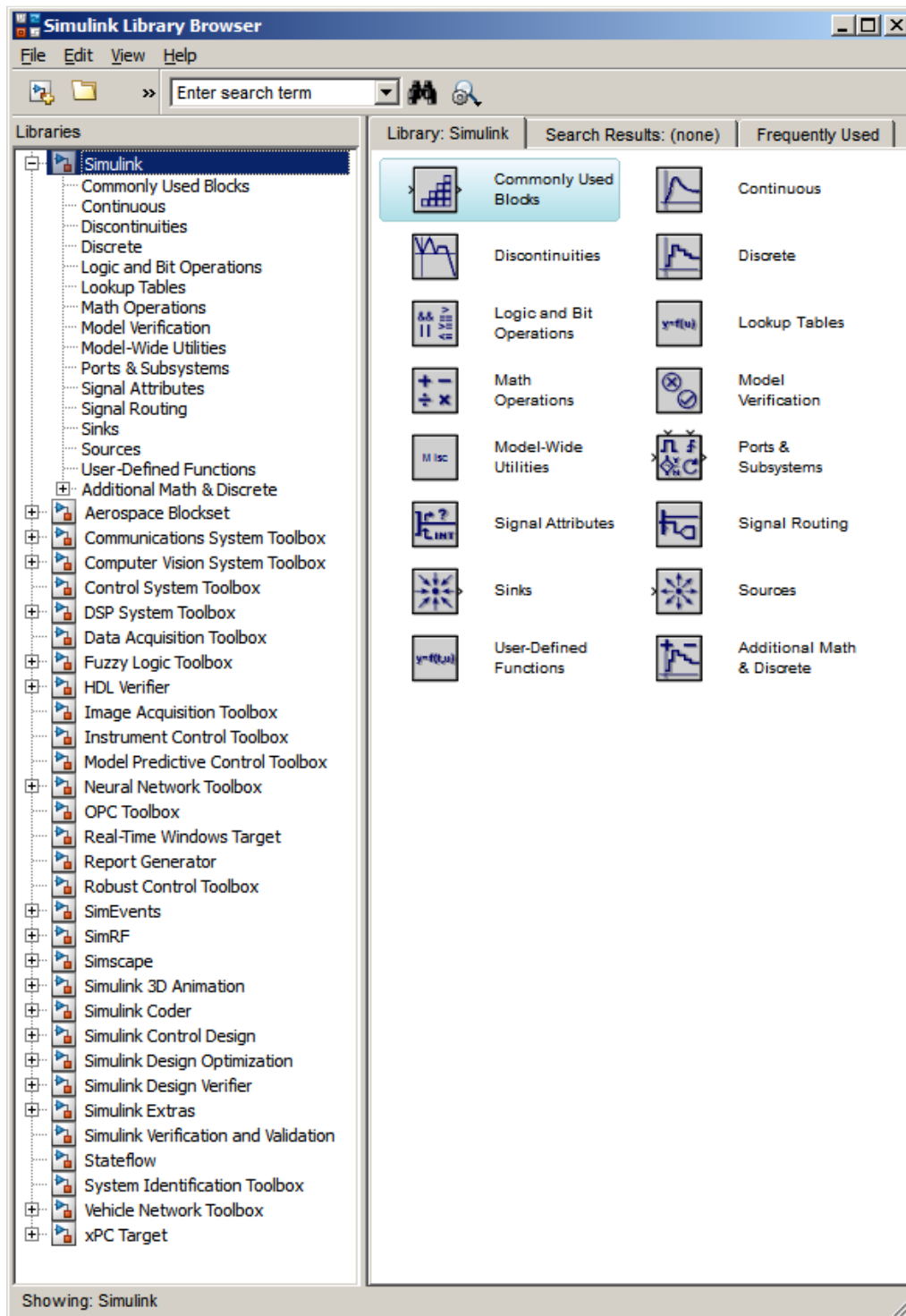
- Editor gráfico para crear y gestionar diagramas de bloques jerárquicos.
- Bibliotecas de bloques predefinidos para modelar sistemas continuos y discretos.
- Motor de simulación con solvers de ecuaciones diferenciales ordinarias de paso fijo y paso variable.
- Scopes y data displays para ver los resultados de la simulación.
- Herramientas de gestión de proyectos y datos para administrar los archivos y los datos del modelo.
- Herramientas de análisis de modelos para perfeccionar la arquitectura del modelo y aumentar la velocidad de simulación.
- Bloque MATLAB Function para importar algoritmos de MATLAB en modelos.
- Legacy Code Tool para importar código C y C++ a los modelos. [7]

3.1.1 Principios de Operación y Gestión de Simulink.

El programa se inicia desde la ventana de comandos de MATLAB. A continuación mostramos tres formas de iniciar Simulink. [7]

1. Con el comando

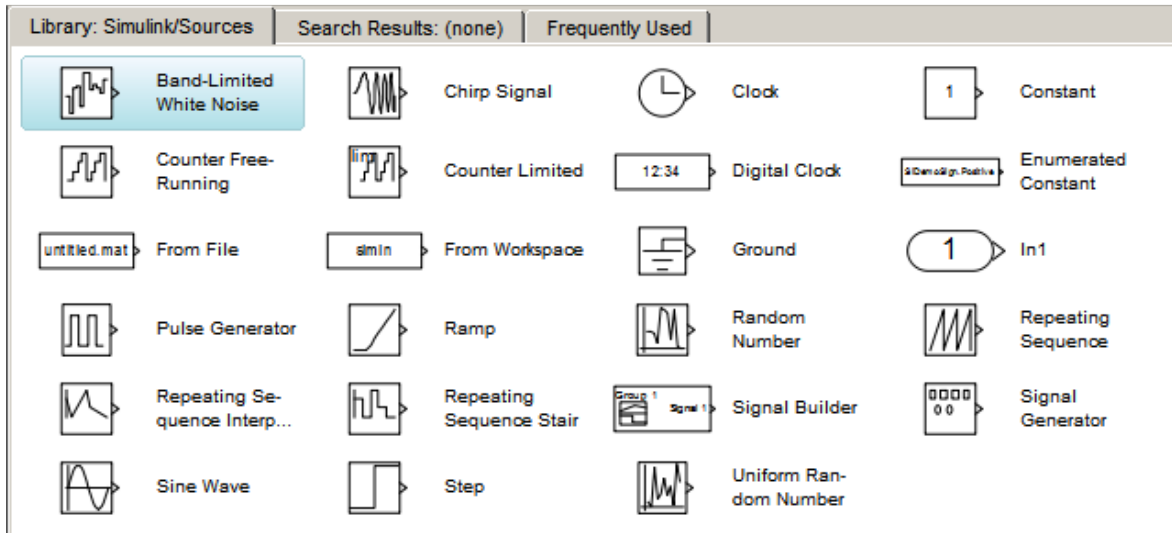
`>> simulin`, a continuación el Simulink Library Browser



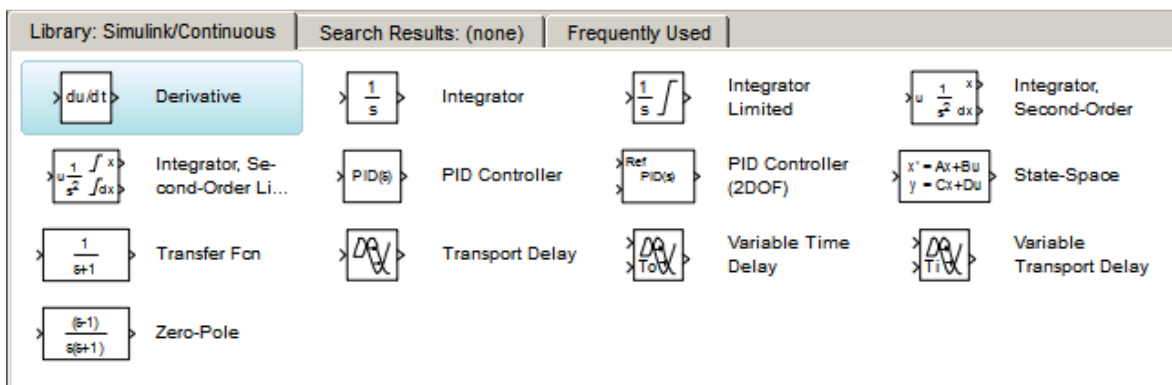
El Simulink Library Browser (SLB) visualiza las bibliotecas de bloques disponibles (según la instalación) organizadas en grupos funcionales, los cuales a su vez pueden contener subgrupos. [7]

Por defecto, el SLB se posiciona en la biblioteca Simulink, la cual contiene: [7]

- La biblioteca Sources, conteniendo bloques para la producción de señales (funciones):



- La biblioteca Continuous, conteniendo bloques básicos para el tratamiento de Señales en tiempo continuo. [7]

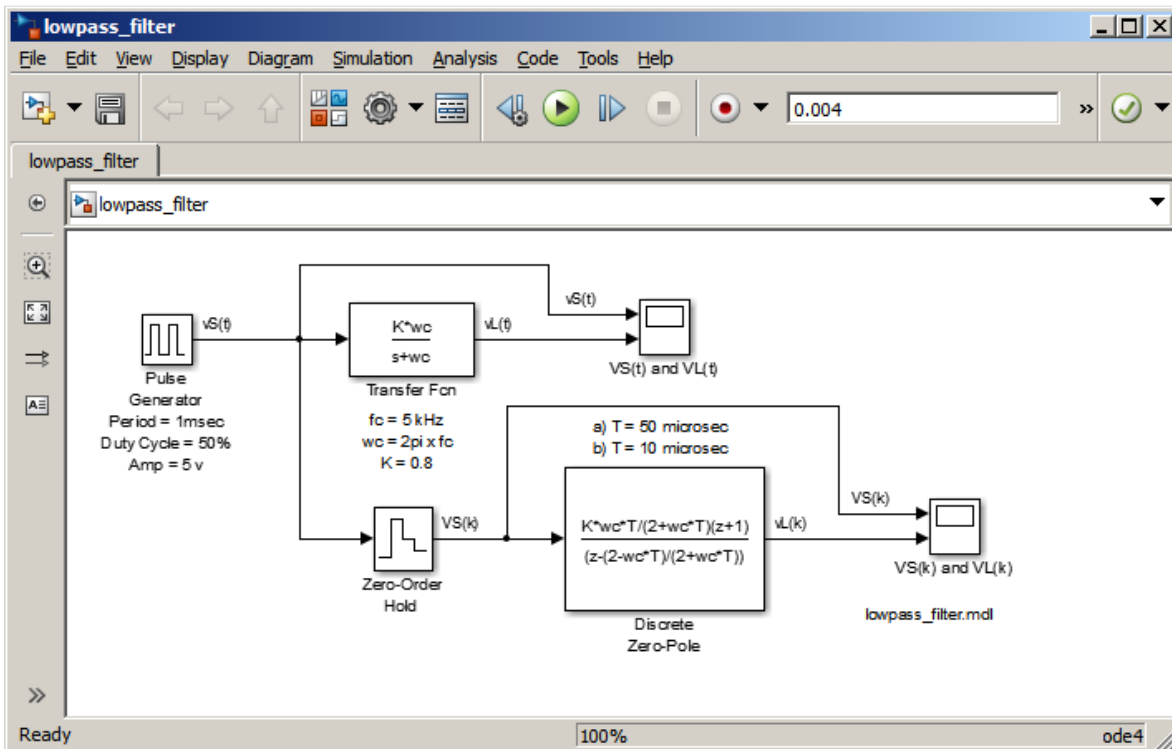


y muchas otras más. [7]

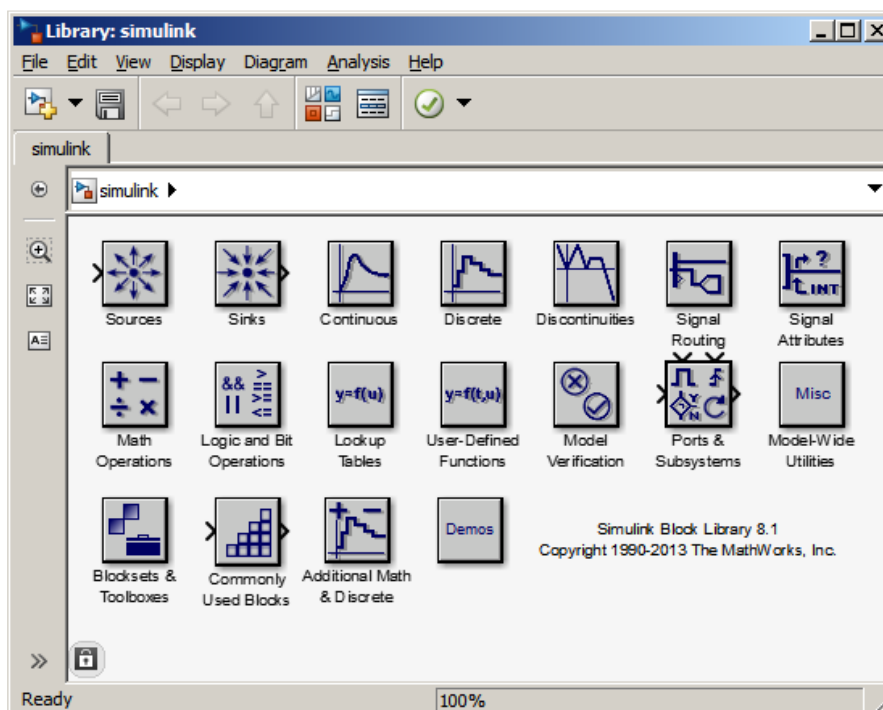
2. Si contamos con un archivo modelo, por ejemplo 'lowpass_filter.mdl', usaremos el comando: [7]

```
>> open_system('lowpass_filter.mdl')
```

cargándose en memoria y visualizándose gráficamente el modelo Simulink del sistema dinámico que representa.

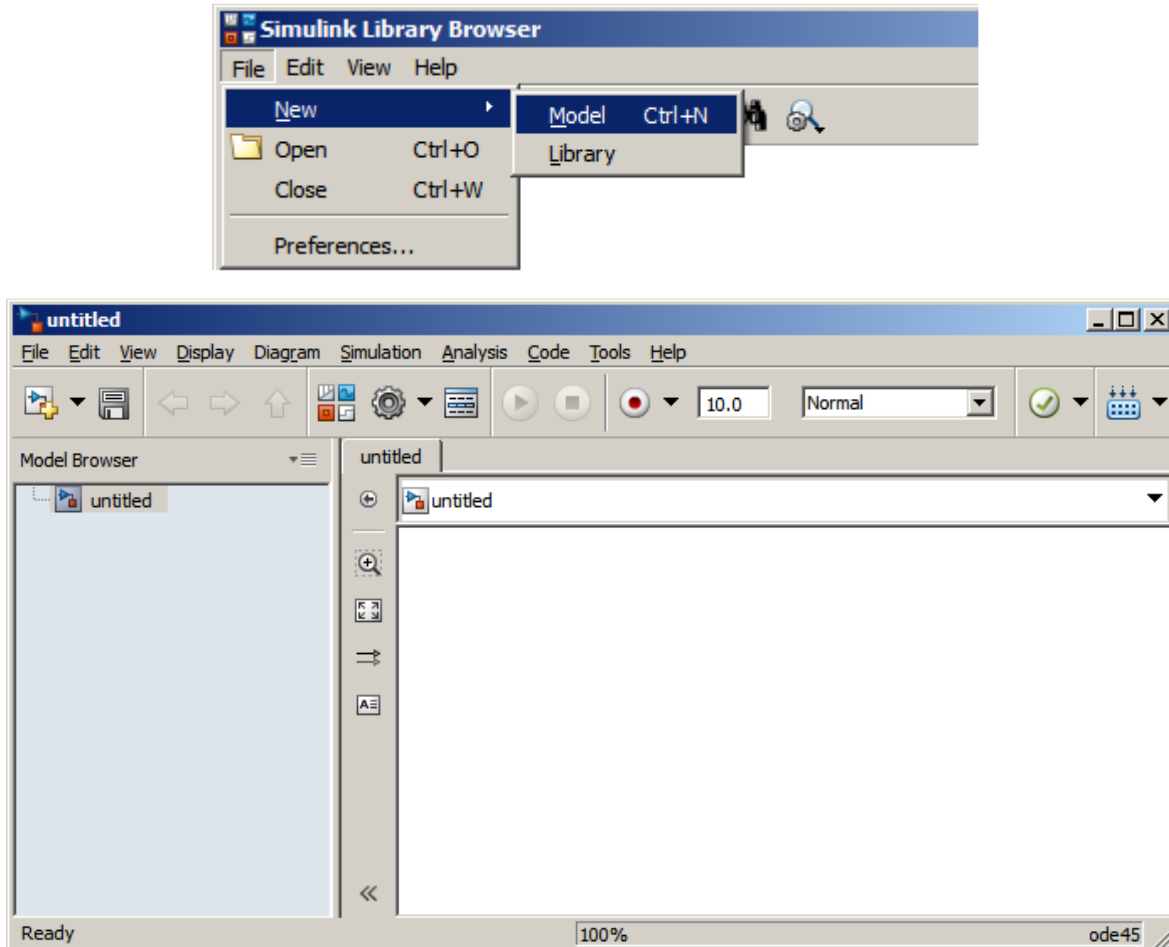


3. Si se desea solo trabajar con la biblioteca **Simulink**, usaremos el comando `>> open_system('simulink.mdl')` apareciendo una ventana en la cual los símbolos para las diferentes clases de bloques de funciones son solo visualizadas en forma de íconos. [7]



3.1.2 Construcción de un Diagrama de Bloques Simulink.

Si se desea crear nuestro propio sistema de simulación usando las bibliotecas de bloque, primero se tiene abrir una ventana vacía seleccionando la opción File|New Model en el SLB. [7]



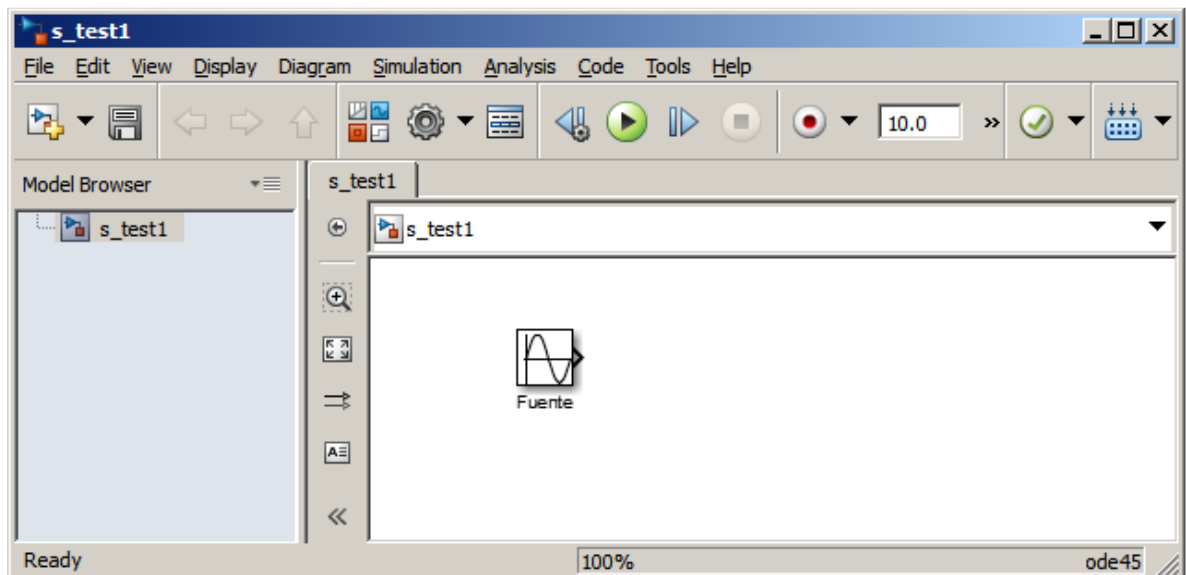
Los modelos (diagramas de bloques) ya existentes pueden ser abiertos bajo sus nombres de archivo seleccionando la opción File | Open. Es recomendable que una ventana vacía sea guardada inmediatamente con algún nombre de archivo adecuado como un archivo mdl (mdl=model) usando la opción File|Save As. [7]

EJEMPLO: Crear un modelo con los bloques que permitan graficar una señal senoidal y obtenga su integral. [7]

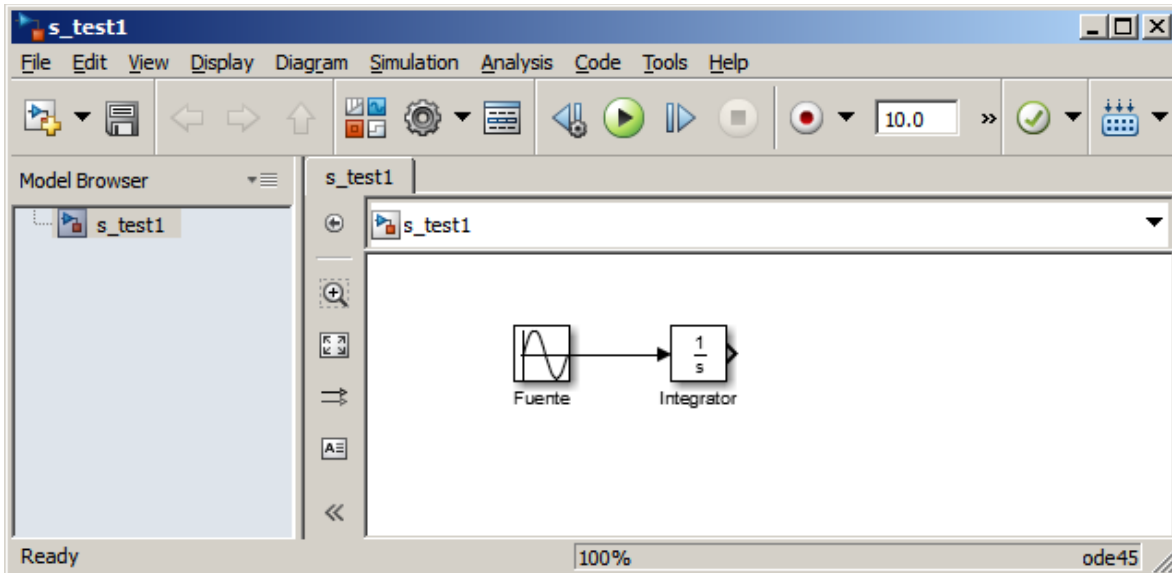
Para esto realizaremos los siguientes pasos: [7]

1. Iniciamos Simulink
2. Creamos un Nuevo Modelo
3. Guardamos el nuevo modelo con el nombre de archivo **s_test1.mdl**
4. Con el mouse arrastramos el bloque **Simulink|Sources|Sine Wave** fuera del SLB hacia a la ventana vacía. Si no se desea usar el nombre “sine wave”, entonces se puede dar clic con el mouse en la línea de texto “sine wave” y editar el nombre con el teclado. De esta manera renombramos el bloque como “Fuente”. [7]

El sistema **s_test1.mdl** tendrá una forma como la siguiente: [7]



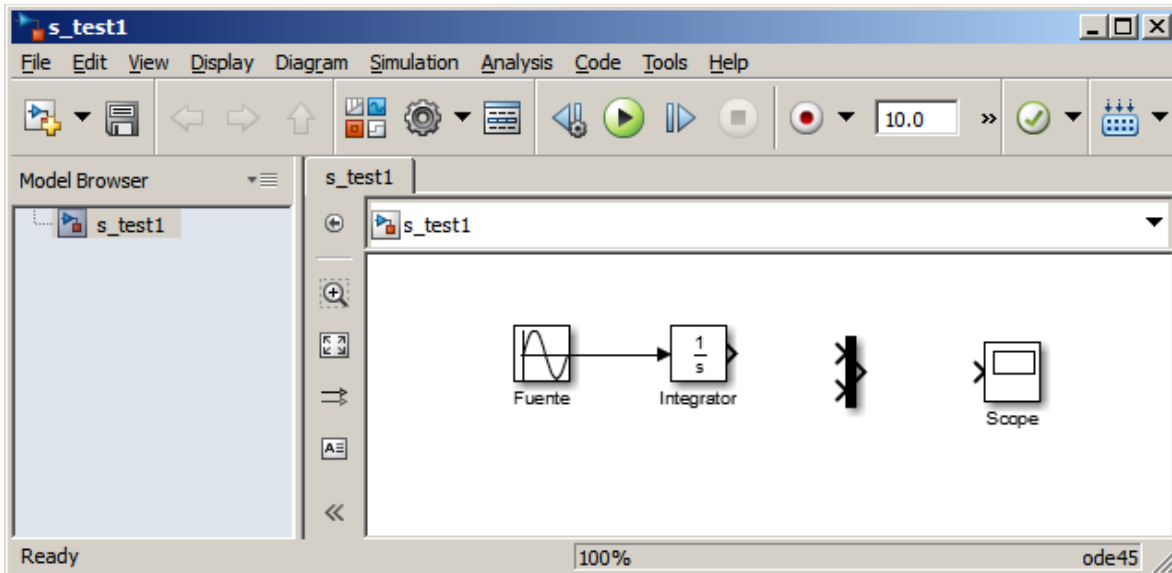
5. Añadir el bloque Integrator que permita integrar la señal de salida del bloque Fuente. Para esto, abrimos la biblioteca de funciones **Continuous**. Arrastramos el bloque Integrator a partir de esta biblioteca a la ventana de **s_test1** y usando el mouse conectamos la salida del bloque “Fuente” a la entrada del bloque **Integrator**. Al inicio la habilidad para hacer la conexión toma algo de práctica. [7]



NOTA: Es siempre mejor dibujar la línea de conexión en sentido opuesto a la dirección de propagación de la señal desde la entrada del bloque objetivo hacia la salida del bloque fuente; esto es, desde el Integrador hacia la Señal Fuente en este ejemplo. [7]

NOTA: Observe que la entrada $1/s$ en el bloque Integrator, está relacionada con la transformada de Laplace de la integración. Muchos de los bloques de funciones lineales están caracterizados por la transformada de Laplace o la Transformada Z (la contraparte discreta de la transformada de Laplace). [7]

6. Extender el sistema de prueba **s_test1** de tal manera que la señal senoidal y su integral puedan ser vistas en una única ventana. Para hacer esto: [7]
 - a) Elegimos el bloque Simulink|Signal Routing|Mux y lo añadimos al sistema.
 - b) Elegimos el bloque Simulink|Sinks|Scope y lo añadimos al sistema. [7]



c) Luego, realizamos las siguientes interconexiones: [7]

- La salida del bloque Señal Fuente con la entrada del bloque Integrator,
- La salida del bloque Integrator con la primera entrada del bloque Mux, y
- La salida del bloque Mux con la entrada del bloque Scope. [7]

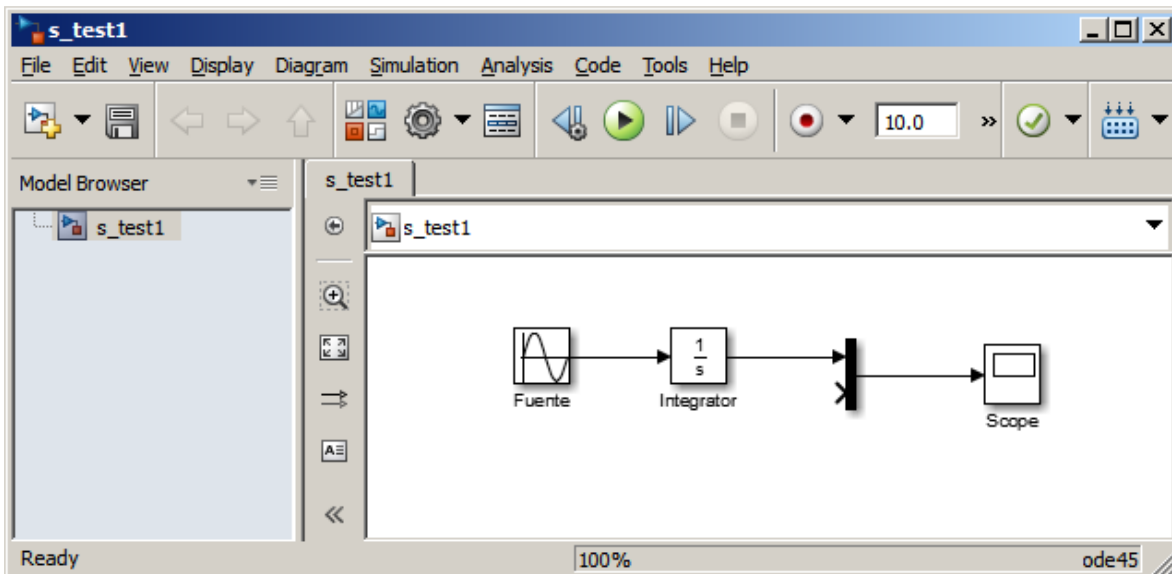
NOTA: Conexión entre bloques (Interconexión: Bloque-Bloque) [7]

El puntero del mouse posee el aspecto cotidiano de una flecha (selección normal). Cuando se desea hacer una interconexión de bloques, el puntero del mouse debe ser dirigido hacia alguno de los puertos de entrada o salida de algún bloque Simulink y sólo cuando cambia su aspecto al de una cruz (selección precisa), es que cualquier evento (clic izquierdo, clic derecho, doble clic, etc.) que se dé en ese instante estará asociado a dicho puerto de entrada o salida. [7]

Para realizar una conexión en Simulink lo que se debe hacer es dirigir el mouse hacia algún puerto (de entrada o salida) de algún bloque de interés, constatar que el puntero del mouse adopte la forma de una cruz, y en ése instante dar clic izquierdo del mouse y sin dejar de presionar el botón izquierdo dirigir el puntero hacia el puerto (de entrada o salida) o alguna señal (línea de interconexión), con quien deseamos establecer una nueva interconexión, durante este proceso la línea de interconexión (incompleta aún) se mostrará con guiones rojos (lo cual indica que la conexión aún no está terminada o no es

reconocida) y sólo cuando se muestre como una línea negra continua es que la conexión ya es reconocida y recién podemos soltar el botón izquierdo del mouse para definir la nueva interconexión. [7]

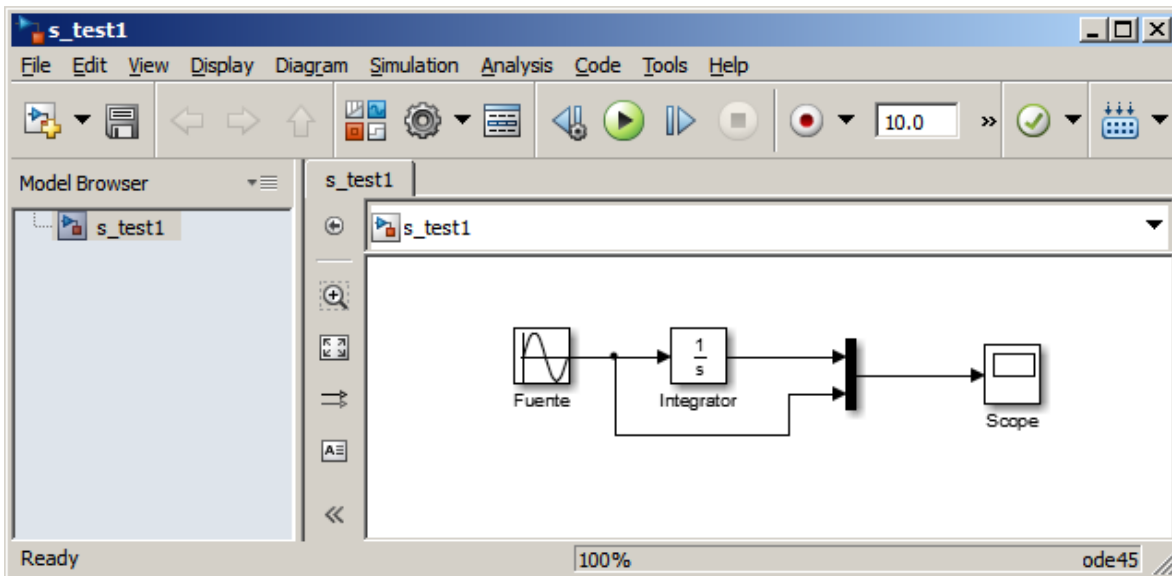
Tomando en cuenta la nota anterior, procedemos a realizar las tres interconexiones solicitadas [7]



Finalmente, pasamos la señal de salida del bloque Fuente a la segunda entrada del bloque Mux. [7]

NOTA: Paso de una señal a un bloque (Interconexión: Señal-Bloque) [7]

Sólo cuando se desea que una señal de salida transmitida por medio de una línea de interconexión hacia otro bloque destino, sea “pasada” (sin que se deje de seguir enviando la misma señal hacia el bloque al que originalmente llega la señal) a un nuevo bloque destino, es que tenemos que desarrollar la conexión a partir del puerto de entrada del nuevo bloque destino hacia algún punto de la línea de interconexión de donde queremos obtener la señal. Tomando en cuenta la nota anterior, procedemos a realizar la interconexión del segundo puerto de entrada del bloque Mux con algún punto sobre la línea (portadora de la señal) que conecta los bloques Señal Fuente e Integrator [7]



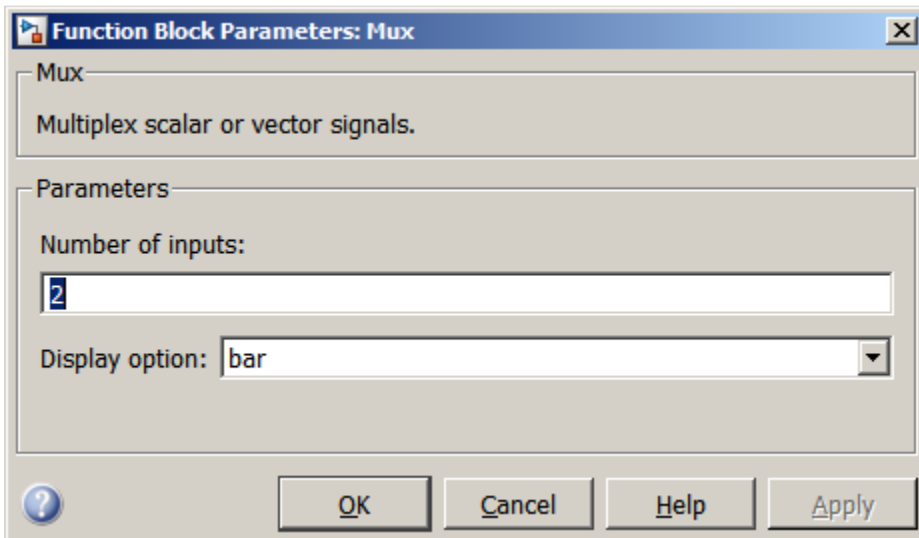
3.1.3 Parametrización de los Bloques Simulink y de la Simulación [7]

Para asignar valores a los parámetros de cada bloque, deberemos de abrir la lista de parámetros del bloque dando doble clic en el correspondiente símbolo del bloque. [7]

EJEMPLO: Crear un modelo con los bloques que permitan graficar una señal senoidal y obtenga su integral. [7]

Para esto realizaremos los siguientes pasos:

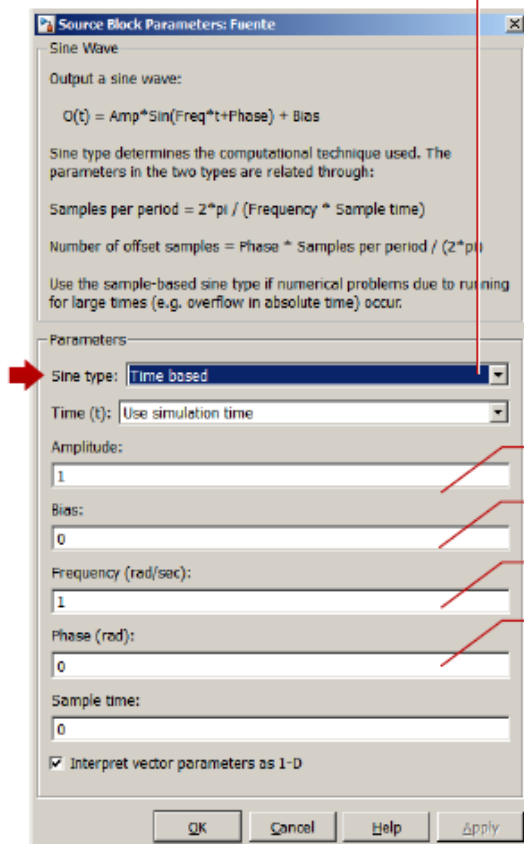
1. Abra la lista de parámetros del bloque Mux y constante que:
 - a) El parámetro **Number of inputs** esta predefinido en el valor 2.
 - b) El parámetro **Display Options** esta predefinido en la opción **bar**. [7]



2. Abra la lista de parámetros del bloque Fuente (Sine Wave) e identifique sus valores por defecto [7]

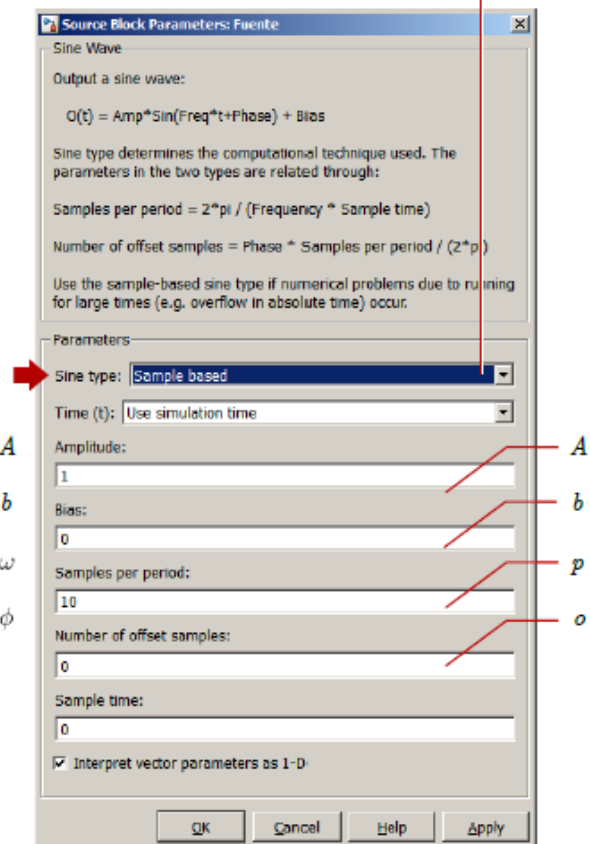
TIPO: Basado en el tiempo

$$y(t) = A \sin(\omega t + \phi) + b$$



TIPO: Basado en la muestra

$$y(t) = A \sin(2\pi(k + o) / p) + b$$



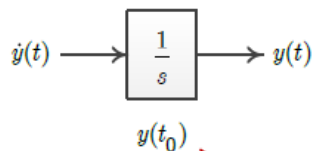
Luego, modifique los valores de los siguientes parámetros [7]

- **Sine type:** Time based
- **Amplitude:** 2
- **Frequency (rad/sec):** $2 \cdot \pi$
- **Phase (rad):** $\pi/4$

Los valores de los restantes parámetros quedan inalterados. [7]

3. Abra la lista de parámetros del bloque Integrator e identifique sus valores por defecto. [7]

Símbolo del Bloque Integrator



Ecuación del Bloque Integrator

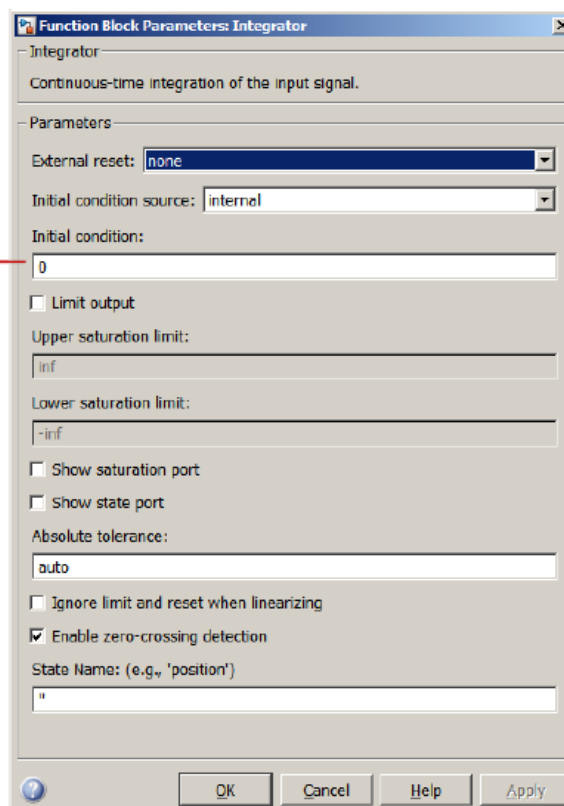
$$\begin{aligned} \frac{dy}{dt} &= \dot{y}(t) \\ dy &= \dot{y}(t)dt \\ \int_{t_0}^t dy &= \int_{t_0}^t \dot{y}(\tau)d\tau \\ y(t) - y(t_0) &= \int_{t_0}^t \dot{y}(\tau)d\tau \end{aligned}$$

$$y(t) = y(t_0) + \int_{t_0}^t \dot{y}(\tau)d\tau$$

donde t_0 : Start Time

$y(t_0)$: Initial Condition

Parámetros del Bloque Integrator

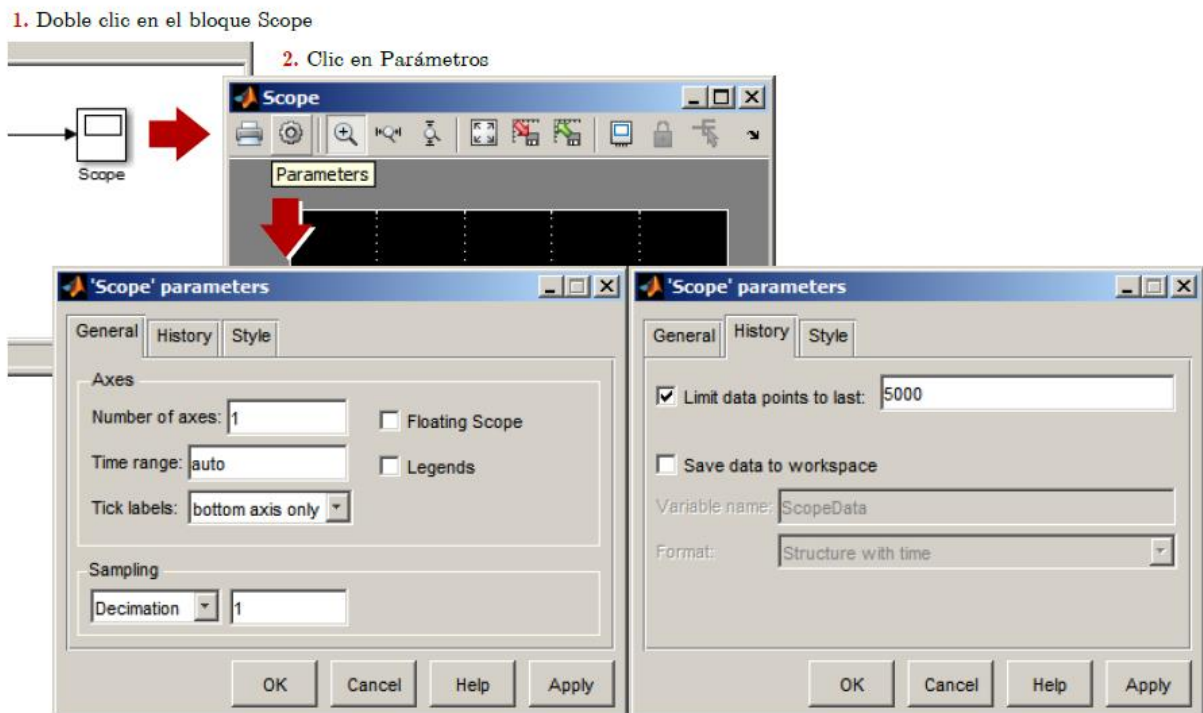


utilizando la notación de los manuales de Simulink, hacemos $u(t) = y'(t)$, quedando como ecuación del bloque [7]

$$y(t) = \int_{t_0}^t u(\tau) d\tau + y(t_0)$$

En este caso, dejaremos todos los parámetros con sus valores por defecto. Nótese que por defecto la condición inicial es $y(t_0) = 0$. [7]

4. Abra la lista de parámetros del bloque Scope e identifique sus valores por defecto. Para acceder a los parámetros del bloque Scope deberemos en primer lugar, dar doble clic en el bloque Scope y luego dar clic en el botón Parameters. Los parámetros se visualizarán a continuación distribuidos en tres paneles General, History y Style. En la siguiente figura mostramos solo dos paneles. [7]



En la pestaña **General**, se presentan dos paneles [7]

- **Axes**, en donde se puede especificar en la propiedad **Number of axes** el número de entradas (ejes) que tendrá el bloque Scope (por defecto, 1), el rango de tiempo en la propiedad **Time Range**, y otras propiedades más que serán detalladas en su momento. [7]
- **Sampling**, será detallada más adelante. [7]

En la pestaña History, se presentan dos casillas de verificación: [7]

- **Limit data points to last** (por defecto activada) restringe la cantidad de puntos (observaciones de la muestra total) que se han de graficar en el bloque Scope a un valor determinado (5000 por defecto). En caso nuestra simulación exceda del límite solo se graficará la última parte tal que no exceda del máximo. En caso no deseemos esta restricción simplemente desactivamos la casilla. [7]
- **Save data to workspace** (por defecto desactivada) nos brinda la posibilidad de que la señal de lectura del bloque Scope sea almacenada directamente como una variable de MATLAB. Para lo cual se deberá de activar e ingresar un nombre para la variable en la propiedad Variable name y especificar uno de los posibles formatos de escritura: Estructura con tiempo (por defecto), Estructura y Arreglo. [7]

NOTA: La visualización de la señal en el bloque Scope es configurable solo después de la simulación a través de los botones de la barra de herramientas. Como el Scope no se abre automáticamente después de la simulación, éste debe ser abierto manualmente (después de la simulación). [7]

Ahora, modifique los valores de los parámetros de la pestaña History: [7]

- ✓ **Limit data points to last:** Desactivado
- ✓ **Save data to workspace:** Activado
- ✓ **Variable Name:** S_test1_signals
- ✓ **Format:** Array [7]

3.1.4 Parametrización de Simulación (Parámetros Generales) [7]

Nos permitirá establecer valores para la duración de la simulación, los procedimientos de solución numéricos, etc. Esto lo lograremos eligiendo Simulation|Model Configuration Parameters. [7]

EJEMPLO: Establecer los siguientes parámetros de simulación al sistema creado en el ejemplo anterior. [7]

Tiempo de Simulación [t_0 , T] (en segundos) [7]

- Inicio de Simulación (t_0 , Start Time) : 0
- Finalización de Simulación (T , Stop Time): 20 [7]

Opciones del Solver [7]

• **Tipo (Type)**

Paso Fijo (Fixed-step)

• **Solver (Método de integración numérica)**

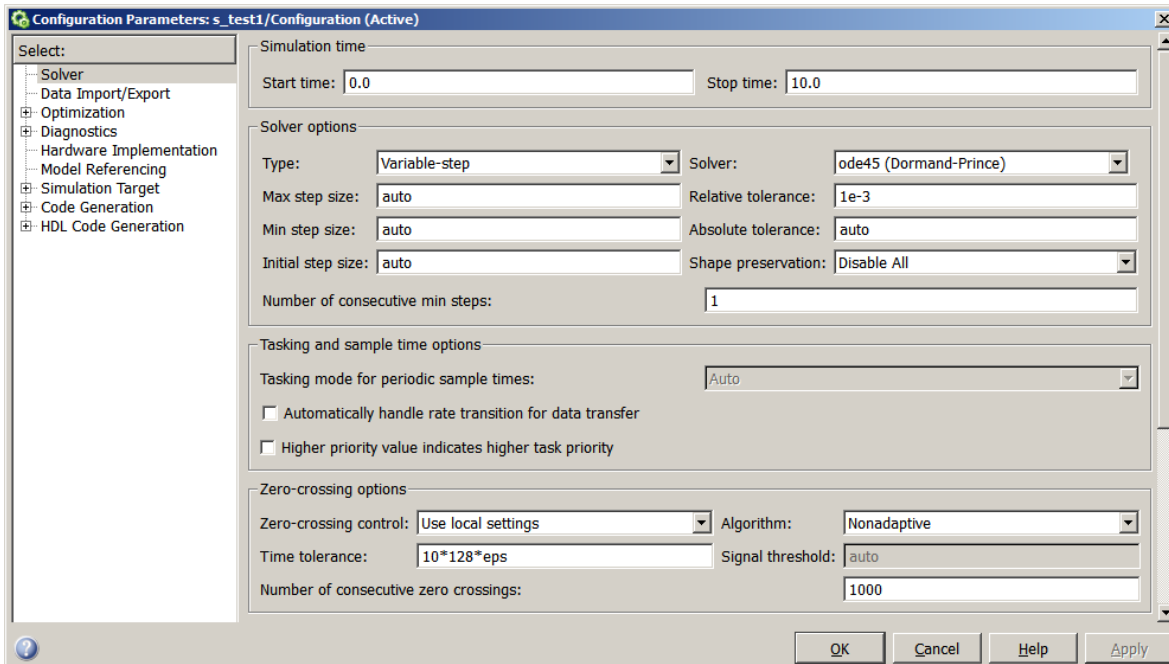
ode3 (Bogacki-Shampine1)

• **Tamaño del paso fijo**

0.01 [7]

Para esto realizaremos los siguientes pasos: [7]

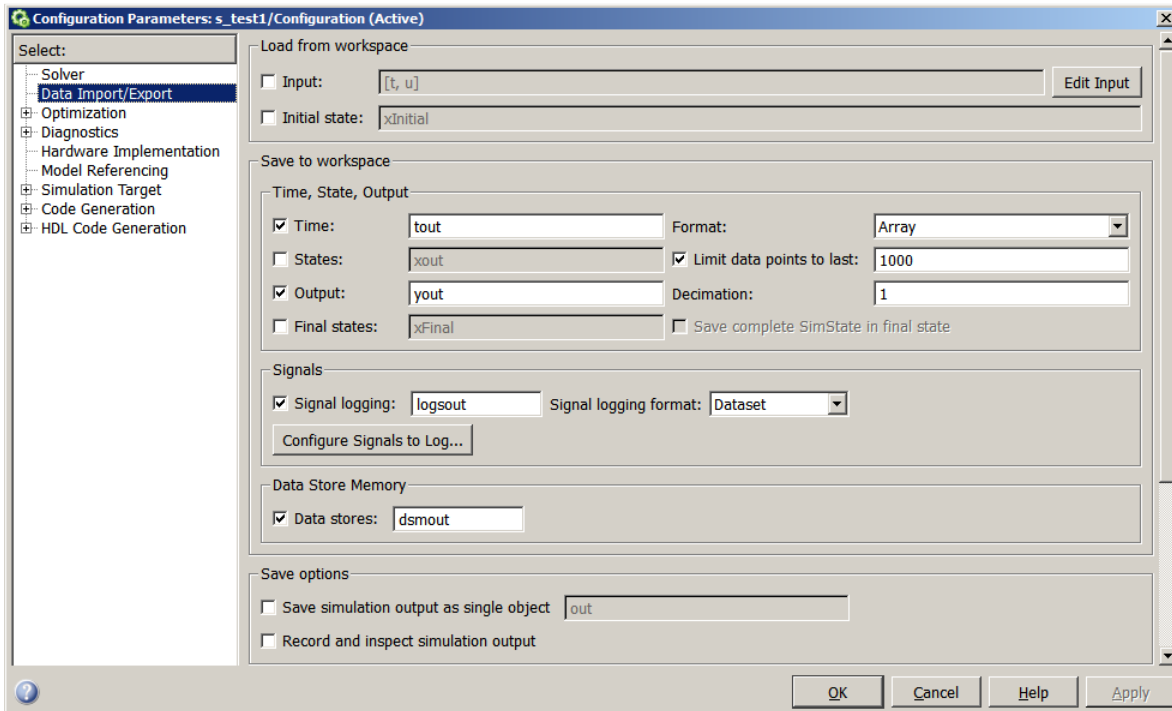
1. Abrir la ventana de configuración de los parámetros del modelo. Para ello elegimos Simulation|Model Configuration Parameters. Visualice los valores de los parámetros por defecto, grupo de parámetros **Solver**. [7]



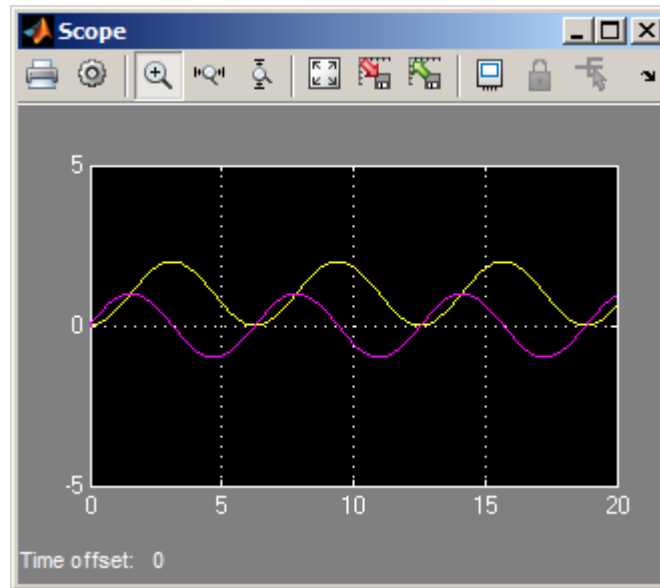
Aquí es relevante distinguir lo siguiente: [7]

- ✓ En el *panel izquierdo* se presentan la vista de árbol **Select:**, que organiza la totalidad de parámetros requeridos para llevar a cabo la simulación del modelo. Por defecto, se tiene seleccionada la opción **Solver**. [7]
- ✓ En el *panel derecho* se visualizarán sub-paneles que agrupan, por categorías, a los parámetros pertenecientes a la opción seleccionada en el Panel Izquierdo. Por defecto, al tener seleccionada la opción **Solver**, se visualizarán los parámetros vinculados a dicha opción. [7]

Luego, elegir el grupo de parámetros **Data Import/Export** en el Panel Izquierdo y visualice los parámetros asociados [7]



2. En el grupo de parámetros Solver, realizar las modificaciones solicitadas en el enunciado del ejemplo; y además, desactive la restricción que limita el almacenamiento de las variables tiempo, estados y salida conformada por una cantidad fija de últimos puntos (observaciones), desactivando la casilla de verificación **Limits data points to last** del grupo de parámetros Data Import/Export. [7]
3. Iniciar la simulación y visualizar las señales de salida resultantes de la simulación
 - Para iniciar la simulación del modelo, elegimos Simulation|Run o damos clic en
 - Luego, para visualizar los resultados damos doble clic al bloque Scope. [7]



4. Visualizamos las variables de salida resultantes de la simulación. Estas variables son las que hemos configurado para que sean almacenadas en el workspace al finalizar la simulación. Para ello, desde la ventana de comando digitamos el comando `whos` verificando la presencia de las variables `S_test1_signals` y `tout`. [7]

```
>> whos
Name              Size      Bytes  Class  Attributes
S_test1_signals    1x1       49066  struct
tout               2001x1    16008  double
```

5. Analicemos los campos que componen la estructura `S_test1_signals` [7]

```
>> S_test1_signals
S_test1_signals =
    time: [2001x1 double]
   signals: [1x1 struct]
 blockName: 's_test1/Scope'
```

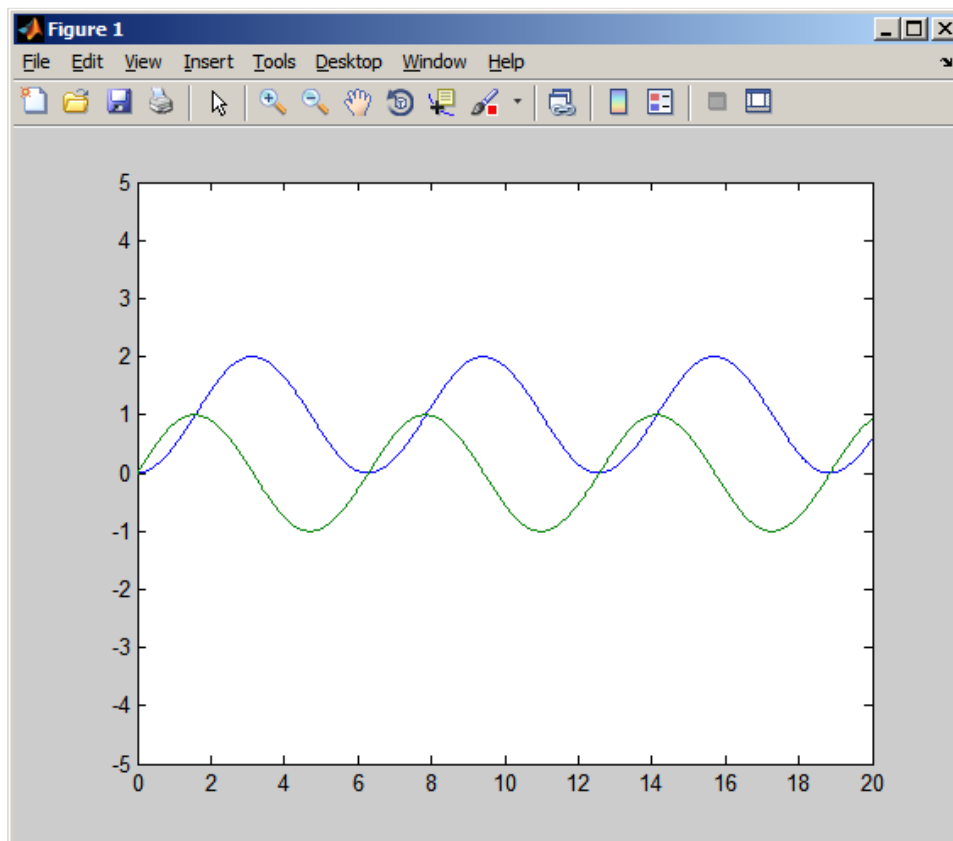
observamos que la variable **time** contiene valores de simulación desde 0 (start time) hasta 20 (stop time) con un paso fijo de 0.01 (fixed-step), razón por la cual éste vector contiene 2001 elementos (observaciones); la variable `blockName` es una cadena de texto que contiene el nombre del modelo seguido del bloque en el que se haya la salida; y, la variable `signals` es a su vez otra estructura cuyos campos se muestran a continuación [7]

```
>> S_test1_signals.signals
ans =
    values: [2001x2 double]
 dimensions: 2
   label: ''
   title: ''
 plotStyle: [0 0]
```

6. observamos que la variable values, contiene las dos señales de salida, una por columna. Por lo tanto, podemos también visualizar la gráfica resultando digitando desde la ventana de comandos [7]

```
>> plot(tout,S_test1_signals.signals.values)
>> ylim([-5 5])
```

Obteniendo como resultado [7]



3.1.5 Modelamiento de Sistemas Dinámicos en Simulink en detalle [7]

Un modelo clásico de diagrama de bloques de un sistema dinámico consiste gráficamente de bloques y líneas (señales). La historia de estos modelos de diagrama de bloque se deriva de las áreas de ingeniería, tales como **Teoría de Control** y el **Procesamiento de Señales**. Un bloque dentro de un diagrama de bloques define un sistema dinámico en sí mismo. Las relaciones entre cada sistema dinámico elemental en un diagrama de bloques son ilustradas mediante el uso de señales que conectan los bloques. Colectivamente los bloques y líneas en un diagrama de bloques describen un sistema dinámico genérico. [7]

Los productos Simulink extienden estos modelos clásicos de diagrama de bloques introduciendo la noción de dos tipos de bloques, **bloques no virtuales** y **bloques virtuales**. Los **bloques no virtuales** representan sistemas elementales. Los bloques virtuales existen sólo por conveniencia gráfica y de organización: no tienen ningún efecto en el sistema de ecuaciones descritas por el modelo de diagrama de bloques. Puede utilizar bloques virtuales para mejorar la legibilidad de sus modelos. [7]

En general, los bloques y las líneas pueden utilizarse para describir muchos “modelos de cálculos”. Un ejemplo sería un diagrama de flujo. Un diagrama de flujo consiste de bloques y líneas, sin embargo, no se pueden describir los sistemas dinámicos genéricos utilizando la semántica de diagramas de flujo. El término “diagrama de bloques basado en el tiempo” se utiliza para distinguir los diagramas de bloques que describen los sistemas dinámicos de las otras formas de diagramas de bloques, y el término diagrama de bloque (o modelo) es usado para hacer referencia a un diagrama de bloques basada en el tiempo a menos que el contexto requiera una distinción explícita. [7]

Para resumir el significado de los diagramas de bloques basados en el tiempo: [7]

- Los **diagramas de bloques Simulink** definen las relaciones basadas en el tiempo entre las señales y variables de estado. La solución de un diagrama de bloques se obtiene mediante la evaluación de estas relaciones en el tiempo, donde el tiempo se

inicia en un “tiempo de inicio” (start time) especificado por el usuario y termina en un “tiempo de finalización” (stop time) especificado por el usuario. Cada evaluación de estas relaciones se conoce como un paso de tiempo (step time). [7]

- Las **señales** representan cantidades que cambian con el tiempo y que se definen para todos los puntos en el tiempo entre el tiempo de inicio y finalización del diagrama de bloques. [7]
- Las relaciones entre las señales y variables de estado se definen por un conjunto de ecuaciones representadas por los bloques. Cada bloque se compone de un conjunto de ecuaciones (métodos de bloque). Estas ecuaciones definen una relación entre las señales de entrada, señales de salida y las variables de estado. Inherente a la definición de una ecuación es la noción de parámetros, que son los coeficientes se encuentran dentro de la ecuación. [7]

3.1.5.1 *Tiempo* [7].

El tiempo es un componente inherente de los diagramas de bloques en el que los resultados de una simulación diagrama de bloques cambia con el tiempo. Dicho de otra manera, un diagrama de bloques representa el comportamiento instantáneo de un sistema dinámico. Determinando el comportamiento de un sistema en el tiempo implica resolver repetidamente el modelo en intervalos, llamados pasos de tiempo (time steps), desde el inicio del intervalo de tiempo hasta el final del intervalo de tiempo. El proceso de resolución de un modelo en pasos de tiempo sucesivos se conoce como la *simulación* de el sistema que el modelo representa. [7]

3.1.5.2 *Estados Continuos*

El cálculo de un estado continuo implica conocer su tasa de cambio, o derivada. Dado que la tasa de cambio de un estado continuo típicamente cambia continuamente por si misma (es decir, está por si misma un estado), el cálculo del valor de un estado continuo en el paso de tiempo actual implica la integración de su derivada desde el inicio de una simulación. Por lo tanto el modelado de un estado continuo implica la representación de la

operación de integración y el proceso de cálculo de la derivada de estado en cada punto en el tiempo. Los diagramas de bloques Simulink utilizan bloques Integrator para indicar la integración y una cadena de bloques conectados a la entrada del bloque integrador para representar el método de cálculo de la derivada del estado. La cadena de bloques conectados a la entrada del bloque integrador es la contraparte gráfica de una ecuación diferencial ordinaria (ODE). [7]

En general, con exclusión de los sistemas dinámicos simples, los métodos analíticos no existen para la integración de los estados de los sistemas dinámicos en el mundo real representados por ecuaciones diferenciales ordinarias. La integración de los estados requiere el uso de métodos numéricos llamada solucionadores ODE (ODE solvers). Estos diversos métodos intercambian exactitud de cálculo para cargas de trabajo de cálculo. Simulink cuenta con implementaciones computarizadas de los métodos más comunes de integración ODE y permite que el usuario determine cuál será utilizada para integrar los estados representados por bloques Integrator cuando se simula un sistema. [7]

El cálculo del valor de un estado continuo en el paso de tiempo actual implica la integración de sus valores desde el inicio de la simulación. La precisión de la integración numérica a su vez depende del tamaño de los intervalos entre los pasos de tiempo. En general, cuanto menor es el paso de tiempo, más precisa será la simulación. Algunos solucionadores de ODE, llamados solucionadores de paso de tiempo variable (variable time step solvers), puede variar automáticamente el tamaño del paso de tiempo, sobre la base de la tasa de cambio del estado, para conseguir un nivel específico de exactitud en el transcurso de una simulación. El usuario puede especificar el tamaño del paso de tiempo en el caso de solucionadores de paso fijo (fixed-step solvers), o el solucionador puede determinar automáticamente el tamaño del paso en el caso de solucionadores de paso variable. Para reducir al mínimo la carga de trabajo de cálculo, el solucionador de paso variable elige el tamaño de paso más grande consistente con lograr un nivel general de precisión especificada por el usuario para el estado del modelo que cambia más rápidamente. Esto asegura que todos los estados de los modelos se calculan con la precisión especificada por el usuario. [7]

3.1.5.3 Estados Discretos

El cálculo de un estado discreto requiere conocer la relación entre su valor en el intervalo de tiempo actual y su valor en el paso de tiempo anterior. Esto es referido a esta relación como la función de actualización del estado. Un estado discreto no sólo depende de su valor en el paso de tiempo anterior, sino también en los valores de las entradas de un modelo. Modelar un estado discreto implica modelar la dependencia del estado en las entradas de los sistemas en el paso de tiempo anterior. Los diagramas de bloques Simulink utilizan tipos específicos de bloques, llamados bloques discretos, para especificar las funciones de actualización y las cadenas de bloques conectados a las entradas de bloques discretos para modelar la dependencia de los estados discretos de un sistema en sus entradas. [7]

Al igual que con los estados continuos, los estados discretos establecen una restricción en el tamaño de paso de tiempo de simulación. En concreto, el tamaño del paso debe garantizar que todos los tiempos muestrales (sample times) de los estados del modelo son hit. Esta tarea se asigna a un componente del sistema de Simulink llamado un programa de solución discreta (discrete solver). Se proporcionan dos solvers discretos: un solucionador discreto de paso fijo (fixed-step discrete solver) y un solucionador discreto de paso variable (variable-step discrete solver). El solucionador discreto de paso fijo determina un tamaño de paso fijo que golpea todos los tiempos de la muestra de todos los estados discretos del modelo, independientemente de si los estados realmente cambian de valor en el que golpea el tiempo muestral. Por el contrario, el solucionador discreto de paso variable varía el tamaño del paso para asegurarse de que el sample time hits se produzca sólo en los momentos cuando los estados cambian de valor. [7]

Modelado de la Diferencial con Transformador de Generación

En este capítulo se presenta el desarrollo del modelo digital de la protección diferencial de transformador. Se simulará un transformador de potencia de GENERACIÓN.

Así como los oscilogramas de las diferentes fallas generadas, el procedimiento que se siguió para establecer los transformadores de corriente (TC's) así como el modelo propuesto de restricción de armónicas, de 2nd y 4^{ta} armónica ante la energización del transformador de Generación.

4.1. BLOQUES IMPORTANTES DEL SIMPOWERSYSTEMS.

4.1.1 Fuente Trifásica (Three-Phase Source).

El bloque “Three-Phase Source” implementa una fuente de voltaje trifásica balanceada con una impedancia interna R-L. Se encuentra disponible en la librería “Electrical Sources”. Está compuesta por tres fuentes de voltaje conectadas en estrella con un neutro aterrizado internamente el cual también se puede hacer accesible. Puede ajustar directamente los valores de R y L o en forma indirecta ajustando el nivel de corto circuito y la razón X/R. La Figura 4.1 muestra el icono que la representa: [8]

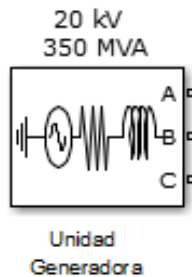


Figura 4.1. Fuente Trifásica propuesta.

La Figura 4.2 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

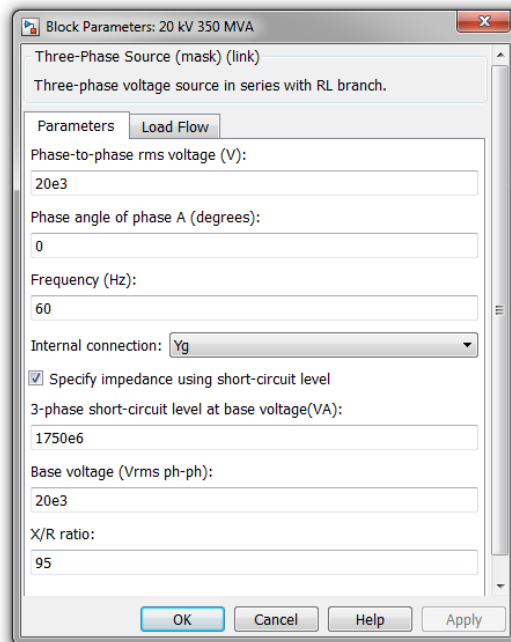


Figura 4.2. Cuadro de dialogo de la fuente trifásica.

Phase-to-phase rms voltage: El voltaje fase-fase interno en RMS (Vrms).

Phase angle of phase A: La fase del ángulo de la fuente interna de voltaje generado por la fase A, en grados. Los tres voltajes son generados en secuencia positiva y con un desfase de 120° a partir de la fase A.

Frequency: La frecuencia en Hertz (Hz) de la fuente de voltaje. [8]

Internal connection: La conexión interna de las fuentes de voltaje. El icono del bloque se actualiza automáticamente dependiendo del tipo de conexión. Estas pueden ser: Y, Y_n, Y_g.

Y Las tres fuentes de tensión se conectan en estrella con un neutro flotante interno.

Y_n Las tres fuentes de tensión están conectados en estrella con una conexión a neutro que se hace accesible a través de una cuarta terminal (polo).

Y_g Las tres fuentes de tensión están conectados en estrella con una conexión a neutro aterrizado internamente.

3-phase short-circuit level at base voltage: La potencia trifásica inductiva de cortocircuito, en voltios-amperios (VA), al voltaje de base especificado, utilizado para calcular la inductancia interna L. Este parámetro está disponible sólo si se especifica la impedancia, usando un nivel de cortocircuito. [8]

Tomando una reactancia sub-transitoria (X_d'') típica de **0.2 p.u.**

$$I = \frac{1 \text{ p.u.}}{0.2 \text{ p.u.}} = 5 \text{ p.u.}$$

El generador propuesto tiene una capacidad de **350 MVA**. Por lo que:

Potencia de Corto-Circuito Trifásica:

$$P = 345 * 5 = \mathbf{1725 \text{ MVA}}$$

Es por ello que se consideró una potencia de Corto-circuito trifásica de ese Valor.
(Ver Figura 4.2).

Base voltage: La tensión de la base de fase a fase, expresada en voltios RMS, se utiliza para especificar el nivel de cortocircuito trifásico. La tensión de base es por lo general el voltaje de la fuente nominal. Este parámetro está disponible sólo si se especifica la impedancia, usando un nivel de cortocircuito.

X/R ratio: La relación X / R a la frecuencia nominal de la fuente o factor de calidad de la impedancia de la fuente interna. Este parámetro está disponible sólo si se especifica la impedancia, usando un nivel de cortocircuito.

4.1.2 Interruptor Trifásico (Three-Phase Breaker).

El bloque “Three-Phase Breaker” implementa un interruptor trifásico abriendo en el cruce por cero de la corriente. Los tiempos de aperturas y cierres pueden ser controlados en forma externa a través de una señal Simulink o en forma interna a través de un vector de tiempos. Se encuentra disponible en la librería “Elements”. En la Figura 4.3 se puede apreciar el icono que representa al elemento: [8]

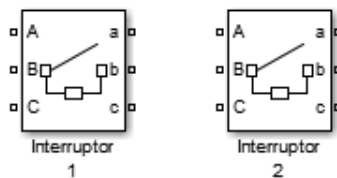


Figura 4.3. *Interruptor de Potencia propuesto.*

El bloque de interruptor trifásico utiliza en forma interna 3 interruptores por fase conectados entre las entradas y las salidas. Se puede utilizar en serie junto a elementos trifásicos que se deseen conectar y desconectar. En el modo externo de control se debe ingresar una señal simulink con un 0 para abrir el interruptor y un 1 para cerrarlo.

Se ha incluido en el modelo Rs – Cs circuito de amortiguadores en serie. Ellos pueden ser conectados en forma opcional al interruptor. Si el bloque interruptor trifásico aparece conectado con un circuito inductivo, circuito abierto o una fuente de corriente, se deben utilizar estos parámetros. [8]

La Figura 4.4 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

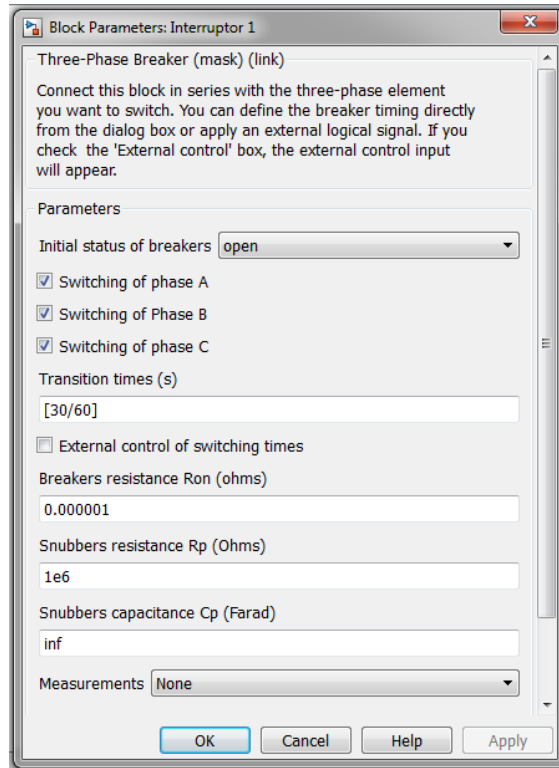


Figura 4.4. Cuadro de dialogo del Interruptor de Potencia trifásico.

Initial status of brakers: Indica el estado inicial del interruptor, es decir, si está abierto o cerrado.

Switching of phase A, B, C: Indica las fases que serán afectadas producto de la acción del interruptor.

Transition times: Este parámetro sólo es visible si la opción de control externo esta deshabilitada. Especifica mediante un vector de tiempos los instantes en que el interruptor se abrirá o cerrará.

External control of switching times: Indica si la apertura y cierre se controlarán mediante un vector de tiempos o una señal Simulink externa. Indica que la señal de apertura puede ser de un relevador de protección, así como el cierre puede ser de un recierre (protección).

Breakers resistance Ron: Indica la resistencia interna del interruptor en Ohms [Ω]. Debe ser distinto de 0.

Snubbers resistance Rp: La resistencia de amortiguación en Ohms [Ω]. Si selecciona inf elimina la amortiguación del modelo. [8]

Snubbers capacitance Cp: La capacitancia de amortiguación en Farads [F]. Si selecciona 0 elimina la amortiguación del modelo. [8]

Measurements: Puede seleccionar medir corriente, voltaje o ambos. Debe colocar el elemento “Multimeter” para poder desplegar los valores medidos durante la simulación. [8]

4.1.3 Medidor Trifásico de voltaje y corriente (Three-Phase V-I Measurement).

El bloque “Three-Phase Measurement” es usado para medir voltajes y corrientes trifásicas en un circuito. Cuando es conectado en serie con elementos trifásicos, retorna los tres voltajes fase-neutro o fase-fase y las tres corrientes de línea. Se encuentra disponible en la librería “Measurements”. En la Figura 4.5 se puede apreciar el icono que representa al elemento: [8]

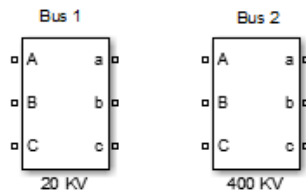


Figura 4.5. Bus propuesto.

La Figura 4.6 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

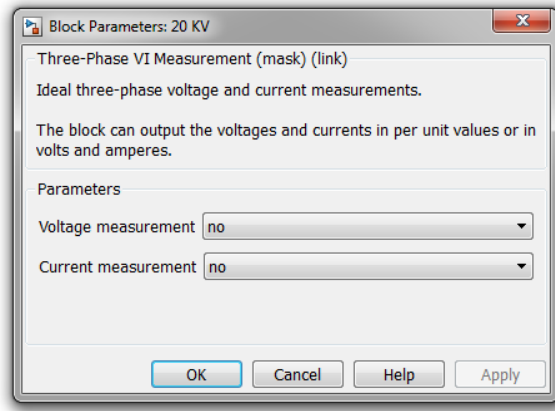


Figura 4.6. Cuadro de dialogo del bus.

Voltage measurement: Indica si la medición de voltaje será fase-fase o fase-neutro.

Current measurement: Indica si la medición de corriente será necesaria. [8]

4.1.4 Medidor de corriente (Current Measurement).

El bloque “Current Measurement” utiliza para medir la corriente instantánea que fluye en cualquier línea o bloque de conexión eléctrica. La salida proporciona una señal de Simulink que puede ser utilizada por otros bloques de Simulink. Se encuentra disponible en la librería “Measurements”. En la Figura 4.7 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

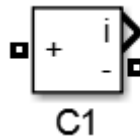


Figura 4.7. Medidor de Corriente.

La Figura 4.8 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

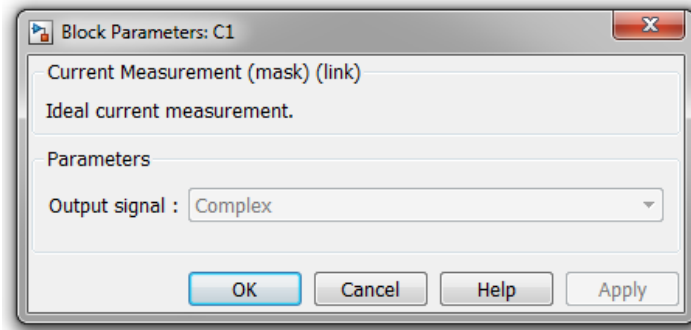


Figura 4.8. Cuadro de dialogo del Medidor de Corriente.

Output signal: Especifica el formato de la señal de salida cuando se utiliza el bloque en una simulación en forma de fasor. El parámetro de la señal de salida se desactiva cuando el bloque no se utiliza en una simulación en forma de fasor. La simulación en forma de fasor es activada por un bloque PowerGUI colocado en el modelo.

Se establece en forma **Compleja** para emitir la medida como un valor complejo. La salida es una señal compleja.

Se establece en forma **Real-Imag** a la salida de las partes real e imaginaria de la corriente medida. La salida es un vector de dos elementos.

Se establece en forma de **Magnitud de ángulo** a la salida de la magnitud y el ángulo de la corriente medida. La salida es un vector de dos elementos.

Se establece en forma de **magnitud** de salida a la magnitud de la corriente medida. La salida es un valor escalar.

4.1.5 Transformador Trifásico de Dos Devanados (Three-Phase Transformer / Two Windings).

El bloque “Three-Phase Transformer / Two Windings” implementa un transformador trifásico mediante tres transformadores monofásicos. Puede simular el núcleo saturable o no, mediante el establecimiento de la casilla correspondiente en el menú de parámetros del bloque. Se encuentra disponible en la librería “Elements”.

Los dos devanados del transformador pueden conectarse en la siguiente manera:

- Estrella
- Estrella con neutro accesible
- Estrella aterrizada
- Delta (D1), delta atrasada a estrella por 30 grados
- Delta (D11), delta adelantada a estrella por 30 grados

El bloque tiene en cuenta el tipo de conexión que haya seleccionado, y el icono del bloque se actualiza automáticamente. Un puerto de entrada N marcado se añade al bloque si selecciona la conexión Y con neutro accesible para el devanado 1. Si solicita un neutro accesible en el devanado 2, un puerto de salida adicional etiquetado con la letra n se genera.

La característica de saturación, cuando se activa, es el mismo que el descrito para el bloque transformador saturable, y el icono del bloque se actualiza automáticamente. Si no se especifican los flujos, los valores iniciales se ajustan automáticamente para que la simulación se inicia en estado estacionario.

La inductancia de fuga y la resistencia de cada devanado se dan en P.U. basado en el transformador de potencia nominal P_n y de la tensión nominal del devanado (V_1 o V_2). En la Figura 4.9 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

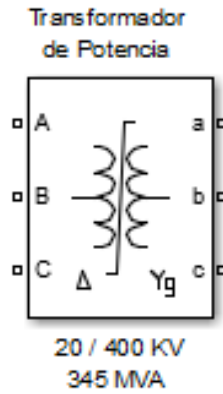


Figura 4.9. Transformador de Potencia propuesto.

La Figura 4.10 muestra el cuadro de dialogo, en la pestaña de “Configuration” de este elemento:

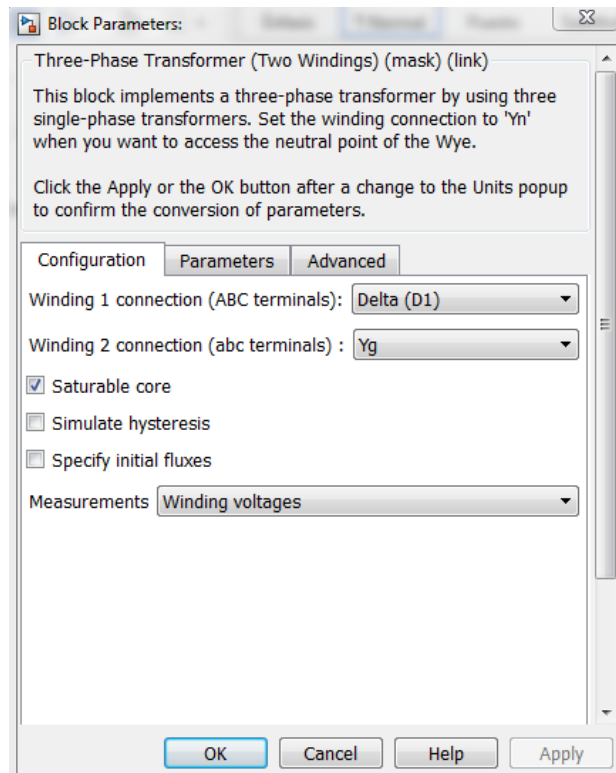


Figura 4.10. Cuadro de dialogo del Transformador de Potencia, pestaña de “Configuration”.

Winding 1 connection (ABC terminals): Las conexiones del devanado para el devanado 1.

Winding 2 connection (abc terminals): Las conexiones del devanado para el devanado 2.

Saturable core: Si se selecciona, implementa un transformador trifásico saturable.

Simulate hysteresis: Seleccionar para modelar una característica de saturación que incluye la histéresis en lugar de una curva de un solo valor de saturación. Este parámetro sólo es visible si se ha seleccionado el parámetro de núcleo saturable.

Specify initial fluxes: Si se selecciona, los flujos iniciales son definidos por el parámetro flujos iniciales en la ficha Parámetros. El parámetro de flujos iniciales sólo es visible si se ha seleccionado el parámetro de núcleo saturable.

Cuando el parámetro de flujos iniciales no está seleccionado en la simulación, el software de SimPowerSystems calcula automáticamente los flujos iniciales para iniciar la simulación en estado estacionario. Los valores calculados se guardan en el parámetro flujos iniciales y se sobre-escriben en los valores anteriores.

Measurements:

Seleccione **Winding voltajes** para medir la tensión en los terminales del arrollamiento del bloque de transformador trifásico.

Seleccione **Winding currents** para medir la corriente que fluye a través de los devanados del bloque de transformador trifásico.

Seleccione **Fluxes and excitation currents ($I_m + I_{rm}$)** para medir el flujo acoplado, en voltios por segundo (Vs), y la corriente de excitación total incluyendo las pérdidas de hierro por R_m (únicamente con transformadores saturables).

Seleccione **Fluxes and magnetization currents (I_m)** para medir el flujo acoplado, en voltios por segundo (Vs), y la corriente de magnetización, en amperios (A), sin incluir las pérdidas de hierro por R_m (sólo para transformadores saturables).

Seleccione **All measurements (V, I, Flux)** para medir los voltajes en devanados, las corrientes, las corrientes de magnetización, y los enlaces de flujo.

Coloque un multímetro en el modelo para visualizar las medidas seleccionadas durante la simulación. En el cuadro de lista mediciones disponibles del bloque del multímetro, las mediciones se identifican con una etiqueta seguida por el nombre del bloque.

La Figura 4.11 muestra el cuadro de dialogo, en la pestaña de “Parameters” de este elemento:

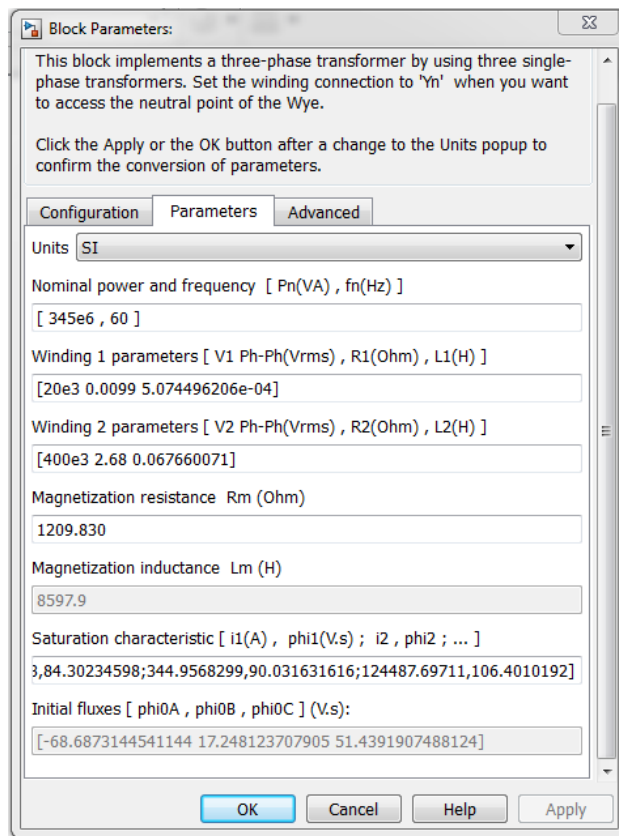


Figura 4.11. Cuadro de dialogo del Transformador de Potencia, pestaña de “Parameters”.

Units: Especifique las unidades utilizadas para introducir los parámetros del bloque de transformador trifásico. Seleccione p.u. para utilizar por unidad. Seleccione SI para utilizar las unidades Sistema Internacional. Cambiar el parámetro Unidades en P.U. por unidades en SI o unidades en SI a partir de unidades en p.u., se convertirá automáticamente los parámetros mostrados en la máscara del bloque.

Nominal power and frequency: La potencia nominal, en voltios-amperios (VA), y la frecuencia nominal, en hercios (Hz), del transformador.

Winding 1 parameters: El voltaje de fase a fase nominal en voltios RMS, resistencia y la inductancia de fuga en unidades p.u. para el devanado 1.

Winding 2 parameters: El voltaje de fase a fase nominal en voltios RMS, resistencia y la inductancia de fuga en unidades p.u. para el devanado 2.

Magnetization resistance R_m : La resistencia de magnetización (R_m), en p.u..

Magnetization inductance L_m : La inductancia de magnetización (L_m), en p.u., para un núcleo no saturable. El parámetro de inductancia de magnetización (L_m) no es accesible si no se ha seleccionado el parámetro de núcleo saturable en la pestaña de Configuración.

Saturation characteristic: característica de saturación para un núcleo saturable. Especifique una serie de pares actuales / flujo (en unidades en p.u.), comenzando con el par (0,0). Este parámetro sólo se puede acceder si se ha seleccionado el parámetro de núcleo saturable en la pestaña Configuración.

Initial fluxes: Especifique flujos iniciales para cada fase del transformador. Este parámetro es accesible solamente si se especifican flujos iniciales y parámetros de saturación básicos en la pestaña Configuración. Cuando el parámetro de flujos iniciales no está seleccionado en la simulación, el software de SimPowerSystems calcula automáticamente los flujos iniciales para iniciar la simulación en estado estacionario. Los valores calculados se guardan en el parámetro flujos iniciales y se sobre-escriben en los valores anteriores.

La Figura 4.12 muestra el cuadro de dialogo, en la pestaña de “Advanced” de este elemento:

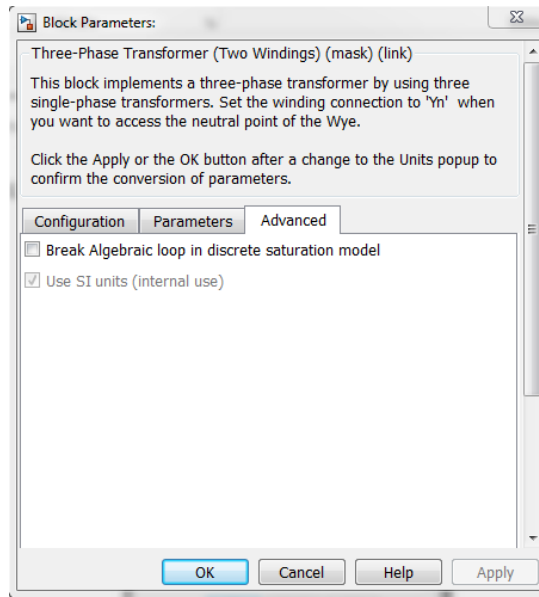


Figura 4.12. Cuadro de dialogo del Transformador de Potencia, pestaña de “Advanced”.

Break Algebraic loop in discrete saturation model: Cuando se utiliza el bloque en un sistema discreto, obtendrá un lazo algebraico. Este lazo algebraico, se requiere en la mayoría de los casos para obtener una solución precisa, tiende a ralentizar la simulación. Sin embargo, para acelerar la simulación, en algunas circunstancias, puede desactivar este lazo algebraico mediante la selección “Break Algebraic loop” al modelo de saturación discreto.

4.1.6 Transformador Saturable de 3 devanados (Saturable Transformer)

El bloque “Saturable Transformer” consta de tres devanados acoplados, arrollados sobre el mismo núcleo. Se encuentra disponible en la librería “Elements”.

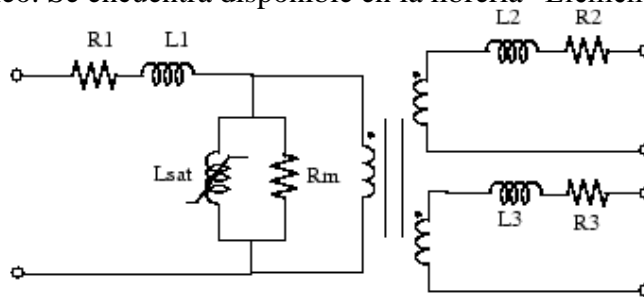


Figura 4.13. Modelo de Transformador Saturable.

El modelo toma en cuenta las resistencias de los bobinados (R_1 R_2 R_3) y las inductancias de fuga (L_1 L_2 L_3), así como las características de magnetización del núcleo, que está modelado por una resistencia R_m simulando las pérdidas en el núcleo y una inductancia saturable L_{sat} . Para el modelado de los transformador de corriente, se utilizó el modelo transformador saturable de 2 devanados.

En la Figura 4.14 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

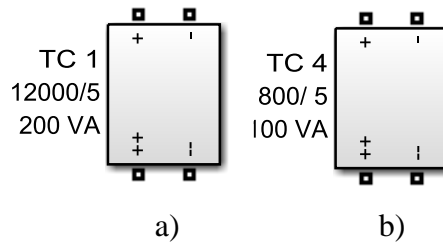


Figura 4.14. Transformador de Corriente (TC'S) propuestos,
a) Devanado de 20 kV, b) Devanado de 400 kV.

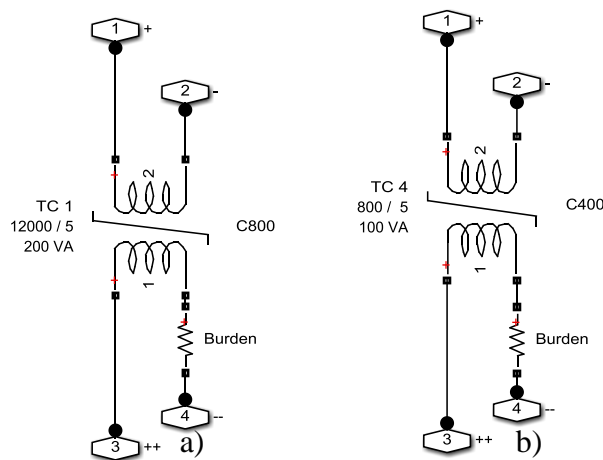


Figura 4.15. Conexión Interna del Transformador de Corriente (TC'S) propuestos,
a) Devanado de 20 kV, b) Devanado de 400 kV.

Se puede elegir una de las siguientes dos opciones para el modelado de la característica de flujo de corriente no lineal:

1. Modelado de saturación sin histéresis. Las pérdidas totales en el hierro (corriente de Eddy + histéresis) se modelan mediante una resistencia lineal, R_m .

- Modelado de histéresis y saturación. Especificando si la histéresis se hace por medio de la herramienta de diseño de histéresis del bloque PowerGUI. Las pérdidas por corrientes parásitas en el núcleo son modeladas por una resistencia lineal, R_m .

La Figura 4.16 muestra el cuadro de dialogo, en la pestaña de “Configuration” de este elemento:

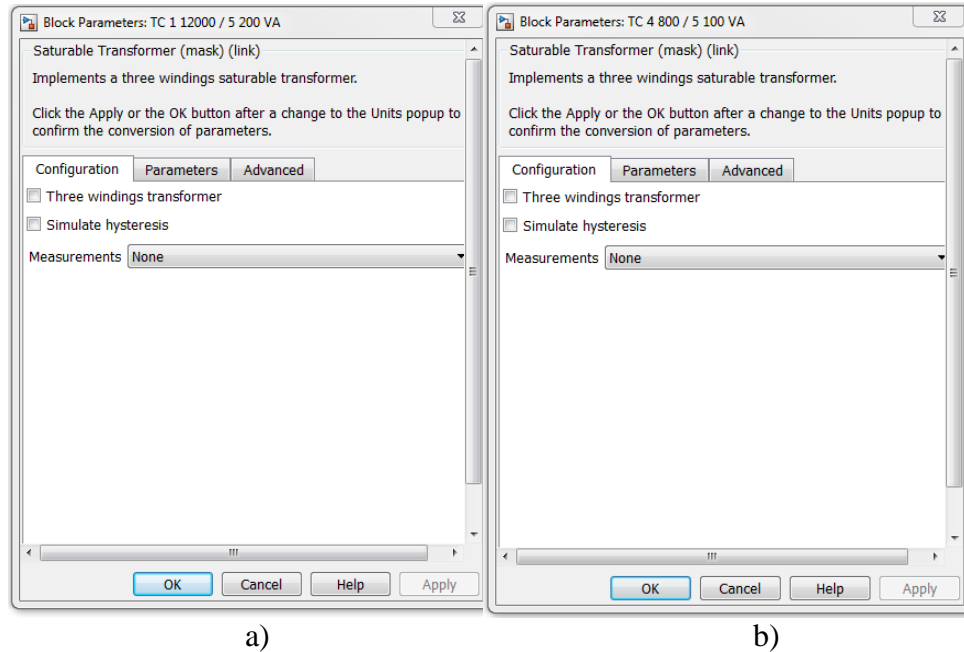


Figura 4.16. Cuadro de dialogo de los Transformadores Corriente del a) Devanado de 20 kV y del b) Devanado de 400 kV, pestaña de “Configuration”.

Three windings transformer: Si se selecciona, especifique un transformador saturable con tres devanados; de lo contrario, implementa un transformador de dos devanados.

Simulate hysteresis: Se selecciona para modelar la característica de saturación de histéresis en lugar de una curva de un solo valor de saturación.

Measurements:

Seleccione **Winding voltajes** para medir la tensión en los terminales del arrollamiento del bloque de transformador trifásico.

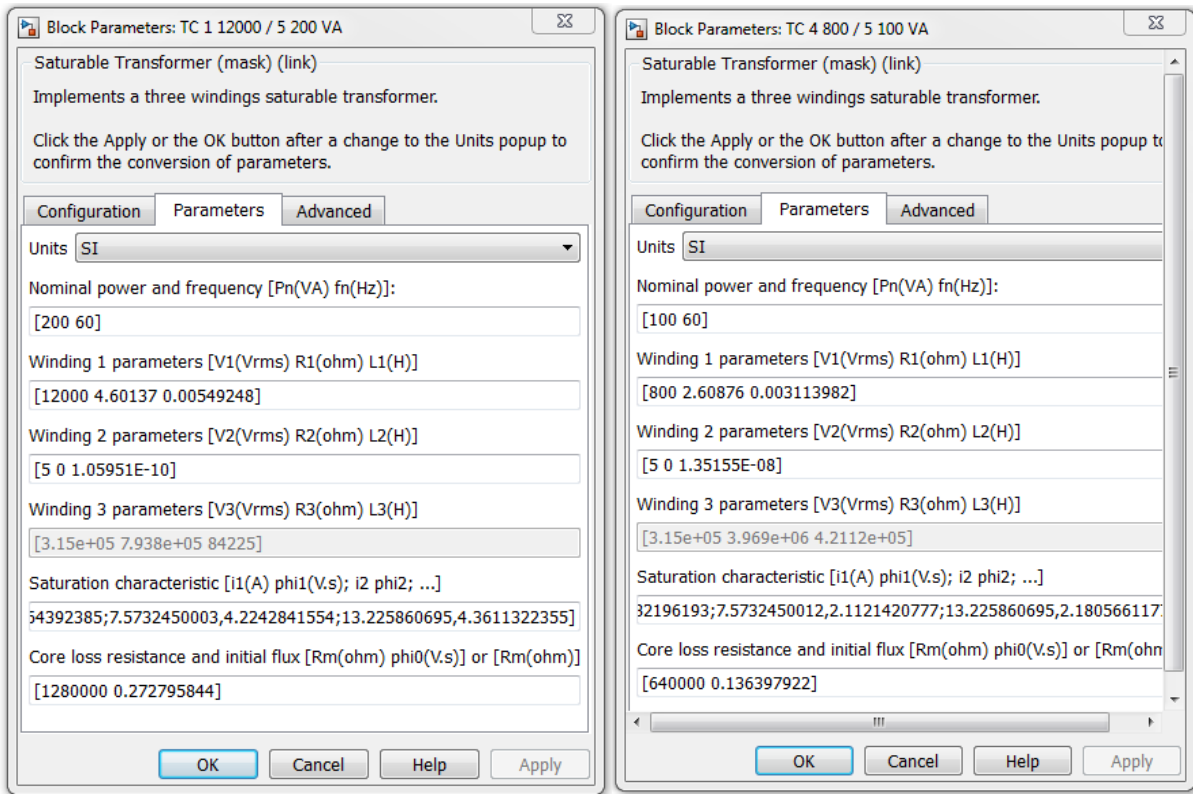
Seleccione **Winding currents** para medir la corriente que fluye a través de los devanados del bloque de transformador trifásico.

Seleccione **Fluxes and excitation currents ($I_m + I_{rm}$)** para medir el flujo acoplado, en voltios por segundo (Vs), y la corriente de excitación total incluyendo las pérdidas de hierro por R_m (únicamente con transformadores saturables).

Seleccione **Fluxes and magnetization currents (I_m)** para medir el flujo acoplado, en voltios por segundo (Vs), y la corriente de magnetización, en amperios (A), sin incluir las pérdidas de hierro por R_m (sólo para transformadores saturables).

Seleccione **All measurements (V, I, Flux)** para medir los voltajes en devanados, las corrientes, las corrientes de magnetización, y los enlaces de flujo. Coloque un multímetro en el modelo para visualizar las medidas seleccionadas durante la simulación.

La Figura 4.17 muestra el cuadro de dialogo, en la pestaña de “Parameters” de este elemento:



a)

b)

Figura 4.17. Cuadro de dialogo de los Transformadores de Corriente del a) Devanado de 20 kV y del b) Devanado de 400 kV, pestaña de “Parameters”.

Units: Especifique las unidades utilizadas para introducir los parámetros del bloque de transformador trifásico. Seleccione p.u. para utilizar por unidad. Seleccione SI para utilizar las unidades Sistema Internacional. Cambiar el parámetro Unidades en p.u. por unidades en SI o unidades en SI a partir de unidades en p.u., se convertirá automáticamente los parámetros mostrados en la máscara del bloque.

Nominal power and frequency: La potencia nominal, P_n , en voltios-amperios (VA), y la frecuencia nominal, en hercios (Hz), del transformador.

Winding 1 parameters: El voltaje de fase a fase nominal en voltios RMS, resistencia y la inductancia de fuga en unidades p.u. o henrios para el devanado 1. Establecer las resistencias del devanado y las inductancias a 0 para implementar un devanado ideal.

Winding 2 parameters: El voltaje de fase a fase nominal en voltios RMS, resistencia y la inductancia de fuga en unidades p.u. o Henrios para el devanado 2. Establecer las resistencias del devanado y las inductancias a 0 para implementar un devanado ideal.

Winding 3 parameters: Los parámetros del tercer devanado 3 no están disponibles si no se selecciona el parámetro de transformador de tres devanados. El voltaje de fase a fase nominal en voltios RMS, resistencia y la inductancia de fuga en unidades p.u. o Henrios para el devanado 3. Establecer las resistencias del devanado y las inductancias a 0 para implementar un devanado ideal.

Saturation characteristic: Especifique una serie de pares actuales / flujo (en unidades en P.U.), comenzando con el par (0,0).

Core loss resistance and initial flux: Especifique la potencia activa disipada en el núcleo mediante la introducción de una resistencia equivalente R_m en p.u.. Por ejemplo, para especificar un 0,2% de pérdida en el núcleo de la potencia activa a la tensión nominal, utilice $R_m = 500$ p.u.. También puede especificar el flujo inicial ϕ_0 (p.u.). Este flujo inicial se vuelve particularmente importante cuando se energiza el transformador. Si no se especifica

ϕ_{i0} , el flujo inicial se ajusta automáticamente para que la simulación se inicia en estado estacionario. Al simular histéresis, con modelos de resistencia equivalente R_m se simulan también pérdidas por corrientes parásitas (Corrientes de Eddy).

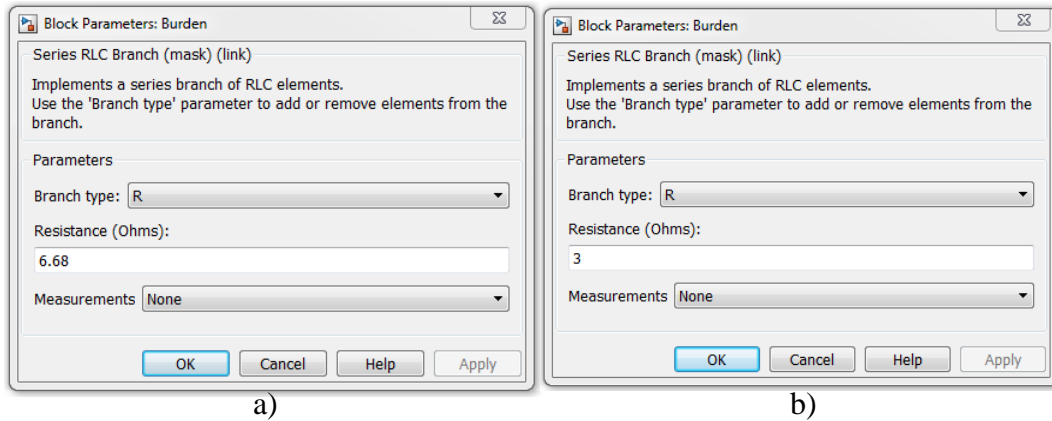


Figura 4.18. Cuadro de dialogo de Burden asociado a los Transformadores de Corriente del a) Devanado de 20 kV y del b) Devanado de 400 kV, pestaña de “Parameters”.

Carga total en el Secundario devanado de 20 kV:

Para el TC de 12000/5, $Z_{TC} = 6.01 \Omega$ a pleno devanado (IEEE C57.13)

Para el cable de 100m del #10 AWG; $Z_{Cable} = 0.64 \Omega$

Para el relevador digital; $Z_{Relé} = 0.03 \Omega$

$$Z_{\text{carga total}} = \text{Burden} = (6.01 \Omega + 0.64 \Omega + 0.03 \Omega) = \boxed{6.68 \Omega}$$

Capacidad del TC del devanado de 20 kV:

$$S = Z_{\text{Carga}} \times (I_{\text{nom sec}})^2$$

$$S = 6.68 \Omega \times (5 \text{ A})^2$$

$$S = 167 \text{ VA}$$

Por lo que se considerara un TC, de clase C800, de 200 VA

Considerando un margen, por si se desea ampliar la subestación, en un futuro (Se quisiera agregar carga, no considerada al momento de realizar el proyecto).

Carga total en el Secundario devanado de 400 kV:

Para el TC de 800/5, $Z_{TC} = 0.41 \Omega$ a pleno devanado (IEEE C57.13)

Para el cable de 400m del #10 AWG; $Z_{Cable} = 2.56 \Omega$

Para el relevador digital; $Z_{Relé} = 0.03 \Omega$

$$Z \text{ carga total} = \text{Burden} = (0.41 \Omega + 2.56 \Omega + 0.03 \Omega) = 3 \Omega$$

Capacidad del TC del devanado de 400 kV:

$$S = Z_{Carga} \times (I_{nom \text{ sec}})^2$$

$$S = 3 \Omega \times (5 \text{ A})^2$$

$$S = 75 \text{ VA}$$

Por lo que se considerara un TC, de clase C400, de 100 VA

Considerando un margen, por si se desea ampliar la subestación, en un futuro (Se quisiera agregar carga, no considerada al momento de realizar el proyecto).

La Figura 4.19 muestra el cuadro de dialogo, en la pestaña de “Advanced” de este elemento:

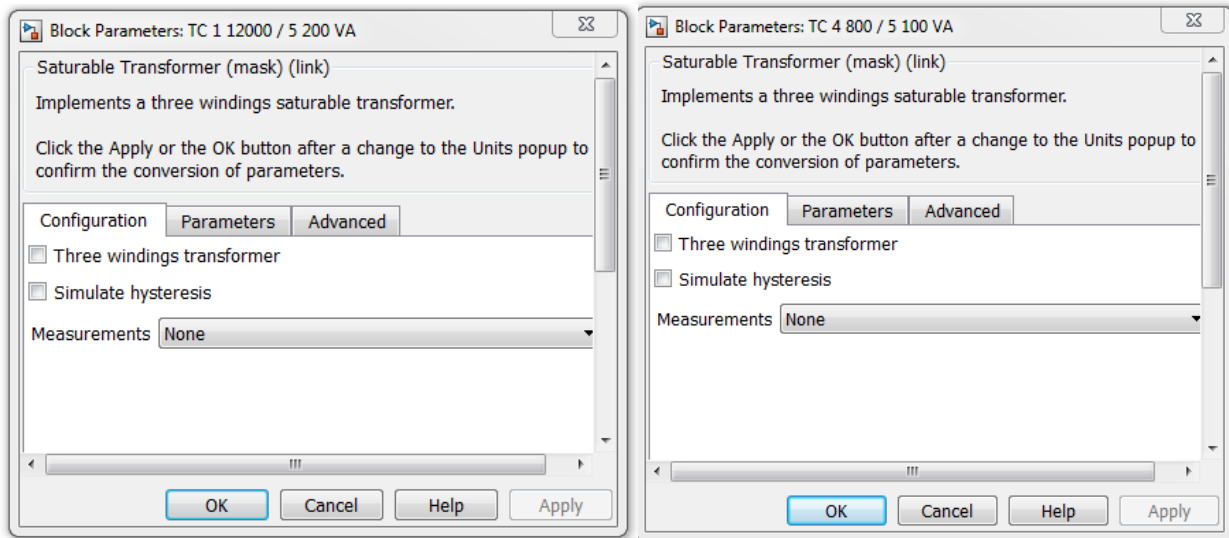


Figura 4.19. Cuadro de dialogo de los Transformadores de Corriente del Devanado de 20 kV y del Devanado de 400 kV, pestaña de “Advanced”.

Break Algebraic loop in discrete saturation model: Cuando se utiliza el bloque en un sistema discreto, obtendrá un lazo algebraico. Este lazo algebraico, se requiere en la mayoría de los casos para obtener una solución precisa, tiende a ralentizar la simulación. Sin embargo, para acelerar la simulación, en algunas circunstancias, puede desactivar este lazo algebraico mediante la selección “Break Algebraic loop” al modelo de saturación discreto. Debe tener en cuenta que al desactivar el bucle algebraico introduce un retardo de tiempo al paso de la simulación en el modelo. Esto puede causar oscilaciones numéricas del tiempo, si la muestra es demasiado grande.

4.1.7 Filtro Analógico (Analog Filter Design).

El bloque “Analog Filter Design” diseña e implementa un filtro tipo Butterworth, Chebyshev I, Chebyshev tipo II, o un filtro elíptico en pasa alta, pasa baja, pasa banda, o la configuración de eliminación de banda. Se encuentra disponible en la librería “Filter Implementations”.

En la Figura 4.20 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

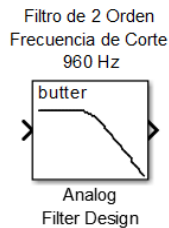


Figura 4.20. *Filtro Pasa baja propuesto.*

La entrada debe ser, tiempo continuo, señal de valor real, una señal escalar. La configuración del diseño y la banda del filtro se seleccionan en los menús emergentes, el método de diseño y el tipo de filtro en el cuadro de diálogo.

Para cada combinación de método de diseño y configuración de la banda, se muestra un conjunto apropiado de parámetros secundarios.

Tabla 4.1. *Parámetros de diseño de un filtro analógico.*

Filtro	Descripción
Butterworth	La magnitud de la respuesta de un filtro Butterworth es plana máximamente en la pasa banda y en general monótona.
Chebyshev type I	La respuesta de magnitud de un filtro de Chebyshev tipo I es con ondulaciones en la pasa banda y monótona en la eliminación de banda.
Chebyshev type II	La respuesta de magnitud de un filtro de Chebyshev tipo II es monótona en la pasa banda y con ondulaciones en la eliminación de banda.
Elliptic	La respuesta de magnitud de un filtro elíptico es con ondulaciones tanto en la pasa banda y en la eliminación de banda.

La siguiente tabla muestra los parámetros disponibles para cada combinación de diseño / banda. Para las configuraciones de pasa baja y pasa alto de la banda, estos parámetros incluyen la frecuencia de corte de pasa banda Ω_P , la frecuencia de corte de banda rechazada Ω_S , la ondulación de pasa banda R_P , y la atenuación de la eliminación de banda R_S . Para las configuraciones de pasa banda y eliminación de banda, los parámetros incluyen las frecuencias inferior y superior de banda de paso del borde, Ω_{P1} y Ω_{P2} , las frecuencias de borde inferior y superior de eliminación de banda, Ω_{S1} y Ω_{S2} , el R_P ondulación de pasa banda y los R_S atenuación de eliminación de banda. Los valores de frecuencia son en rad / s, y la ondulación y valores de atenuación están en dB.

Tabla 4.2. *Configuración de banda de un filtro analógico.*

Filtro	Pasa baja	Pasa alta	Pasa banda	Eliminación de banda
Butterworth	Ω_P	Ω_P	Ω_P, R_P, R_S	Ω_{P1}, Ω_{P2}
Chebyshev type I	Ω_P, R_P	Ω_P, R_P	$\Omega_{P1}, \Omega_{P2}, R_P$	$\Omega_{P1}, \Omega_{P2}, R_P$
Chebyshev type II	Ω_S, R_S	Ω_S, R_S	$\Omega_{S1}, \Omega_{S2}, R_S$	$\Omega_{S1}, \Omega_{S2}, R_S$

Elliptic	Ω_P, R_P, R_S	Ω_P, R_P, R_S	$\Omega_{P1}, \Omega_{P2}, R_P,$ R_S	$\Omega_{P1}, \Omega_{P2}, R_P, R_S$
----------	----------------------	----------------------	---	--------------------------------------

Filtros de orden 8 o menos se implementan un controlador en forma canónica para mejorar la eficiencia.

La Figura 4.21 muestra el cuadro de dialogo, de este elemento:

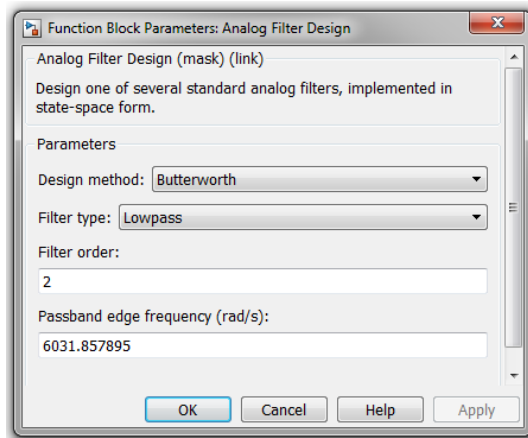


Figura 4.21. Cuadro de dialogo del filtro pasa baja propuesto.

Los parámetros que se muestran en el cuadro de diálogo varían para diferentes combinaciones de diseño / banda.

Design method. El método del diseño del filtro: tipo Butterworth, Chebyshev I, Chebyshev tipo II, o elíptico. Sintonizable.

Filter type. El tipo del diseño del filtro: de pasa bajo, pasa alto, pasa banda, o eliminación de banda. Sintonizable.

Filter order. El orden del filtro, para configuraciones de pasa bajo y paso alto. Para las configuraciones de pasa banda y eliminación de banda, el orden del filtro final es el doble de este valor.

Passband edge frequency. La frecuencia de corte pasa banda, en rad / s, para las configuraciones de pasa alto y de pasa bajo del tipo Butterworth, Chebyshev I, y diseños elípticas. Sintonizable. Se propuso una frecuencia de corte de 6031.857895 rad/s sería equivalente a 960 Hz. Tomando 32 muestras.

4.1.8 Restricción de orden cero (Zero-Order Hold).

El bloque “Zero-Order Hold” su entrada es para el período de la muestra especificada. El bloque acepta una entrada y genera una salida, ambos de los cuales pueden ser del tipo escalar o vectorial. Si la entrada es un vector, todos los elementos del vector se llevan a cabo por el mismo período de la muestra. Se encuentra disponible en la librería “Discrete”.

En la Figura 4.22 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

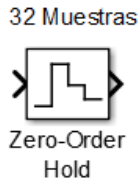


Figura 4.22. Circuito de muestreo y restricción de orden cero.

Se especifica el tiempo entre muestras con el parámetro Tiempo de la muestra. Un valor de -1 significa que el tiempo de la muestra es heredada.

Este bloque proporciona un mecanismo para discretizar una o más señales en el tiempo, o remuestreo de la señal a una velocidad diferente. Si su modelo contiene transiciones multifrecuencia, debe agregar bloques de restricción de orden cero entre las transiciones rápidas a lentas. La frecuencia de muestreo del bloque de restricción de orden cero debe estar ajustado a la del bloque más lento. Para transiciones de lento a rápido, utilice el bloque de la Unidad de retardo.

El bloque de restricción de orden cero acepta señales reales o complejos de cualquier tipo de datos excepto Int64 y uint64, incluyendo los tipos de datos de punto fijo.

La Figura 4.23 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

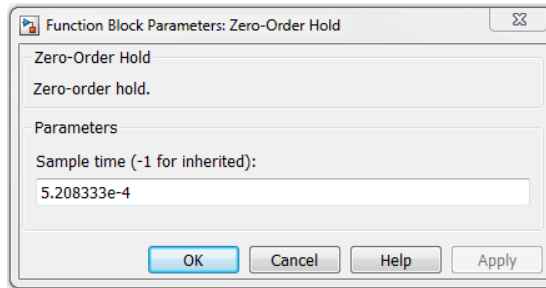


Figura 4.23. Cuadro de dialogo del circuito de muestreo y restricción.

Sample time. Especifique el tiempo entre muestras. Un valor de -1 significa que el tiempo de la muestra es heredada. Se especifica un tiempo de 5.208333e-4 debido a que se toman 32 muestras.

4.1.9 Fourier (Fourier Block)

El bloque “Fourier” realiza un análisis de Fourier de la señal de entrada sobre una ventana de ejecución de un ciclo de la frecuencia fundamental de la señal. El bloque de Fourier se puede programar para calcular la magnitud y fase de la componente DC, la fundamental, o cualquier componente armónico de la señal de entrada. Se encuentra disponible en la librería “Measurements”.

En la Figura 4.24 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

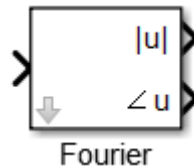


Figura 4.24. Bloque de Fourier.

Como este bloque utiliza una ventana de media móvil, un ciclo de simulación tiene que ser completado antes de que los resultados dan la magnitud y el ángulo correcto. Para el primer ciclo de la simulación de las salidas se mantienen en los valores especificados por el parámetro de entrada inicial.

La Figura 4.25 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

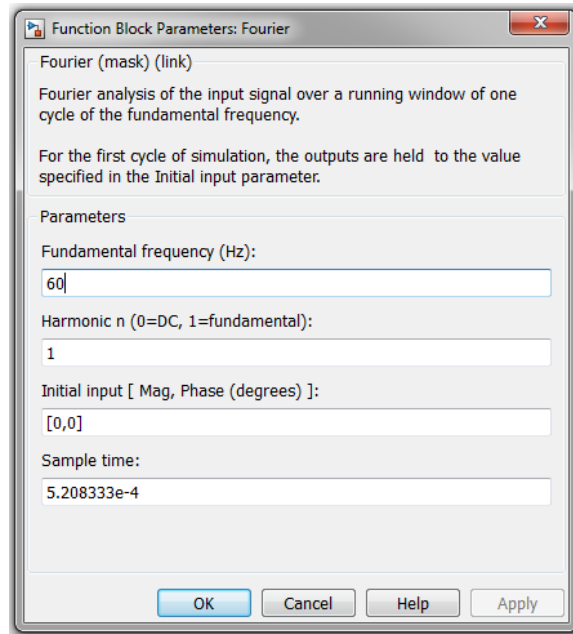


Figura 4.25. Cuadro de dialogo del bloque de Fourier.

Fundamental frequency f1. La frecuencia fundamental, en hertz, de la señal de entrada.

Harmonic n (0 = DC; 1 = fundamental; 2 = 2nd harm; etc.). Especifique el componente armónico que desea realizar el análisis de Fourier. Introduzca 0 si desea analizar el componente DC. Introduzca 1 si quiere analizar la frecuencia fundamental, o introducir un número correspondiente al armónico deseado.

Signal. Conéctese a la señal a analizar. Señales de entrada típicos son tensiones o corrientes medidas por los bloques de medición actuales o bloques de medición de tensión.

Magnitude. La primera salida devuelve la magnitud del componente armónico especificado, en las mismas unidades que la señal de entrada. Es importante aclarar que la magnitud obtenida es el valor máximo de la señal y para obtener el valor RMS del fasor hay que dividir ésta magnitud entre raíz de 2

Phase. La segunda salida devuelve la fase, en grados, del componente armónico especificado.

4.1.10 Carga Trifásica RLC paralela (Three-Phase Parallel RLC Load).

El bloque “Three-Phase Parallel RLC Load” implementa una carga trifásica balanceada como la combinación de elementos RLC en serie. A la frecuencia especificada la carga presenta una impedancia constante. Se encuentra disponible en la librería “Elements”.

En la Figura 4.26 se puede apreciar el icono que representa al elemento: [8]

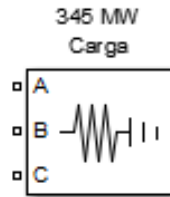


Figura 4.26. Carga propuesta.

La potencia activa y reactiva consumida es proporcional al cuadrado del voltaje aplicado. Solo son mostrados los elementos RLC que tienen un valor distinto de cero, de acuerdo a esto, el icono se actualiza en forma automática. [8]

La Figura 4.27 muestra el cuadro de diálogo de este elemento:

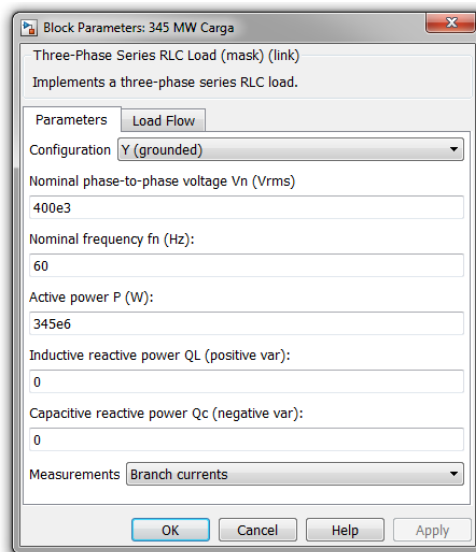


Figura 4.27. Cuadro de dialogo de la carga propuesta, pestaña de “Parameters”.

Configuration: Configura la conexión de las 3 fases. Puede elegir entre: Y aterrizada, Y flotante, Y con neutro y Delta.

Nominal phase-to-phase voltage V_n : El voltaje nominal fase-fase de la carga en volts RMS [V_{rms}].

Nominal frequency f_n : La frecuencia nominal en hertz [Hz].

Active power P : La potencia activa trifásica en la carga medida en watts [W].

Inductive reactive power Q_I : La potencia inductiva reactiva trifásica Q_I en [vars].

Capacitive reactive power Q_c : La potencia capacitiva reactiva trifásica Q_c en [vars].

Measurements: Puede seleccionar distintos modos para medir voltajes y corrientes según el tipo de conexión que desee. Debe colocar el elemento “Multimeter” para poder desplegar los valores medidos durante la simulación. [8]

4.1.11 Concatenate (Concatenar)

El bloque “Concatenate” concentra las señales en las entradas para crear una señal de salida cuyos elementos residen en lugares adyacentes. El bloque Concatenate es útil para crear una señal de salida que es no virtual. Sin embargo, para crear un vector, se debe utilizar un Multiplexor en su lugar.

En la Figura 4.28 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

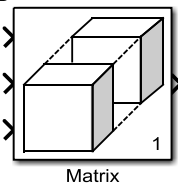


Figura 4.28. Bloque Concaténate en modo de Matriz.

El bloque Concatenate funciona tanto en el modo de vector o matriz multidimensional, dependiendo de la configuración. En cualquier caso, el bloque concentra las entradas de la parte superior a la inferior, o de izquierda a derecha, los puertos de entrada.

4.1.11.1 Modo Vectorial

En el modo de vector, todas las señales de entrada deben ser vectores, vectores fila [matrices $1 \times M$] o vectores columna [matrices $M \times 1$] o una combinación de ellas. La salida es un vector si todas las entradas son vectores. La salida es un vector fila o vector columna si cualquiera de las entradas son vectores fila o vector columna, respectivamente.

4.1.11.2 Modo Matriz Multidimensional

El modo de matriz multidimensional acepta vectores y matrices de cualquier tamaño. Se asume que las dimensiones bajas representan un uno (1) para señales de entrada con baja dimensión. Por ejemplo, si la salida es 4^{ta} Dimensión y la entrada es $[2 \times 3]$ (2^{da} Dimensión) este bloque trata la entrada como $[2 \times 3 \times 1 \times 1]$. La salida es siempre una matriz. El parámetro dimensión del bloque Concaténate le permite especificar la dimensión de salida a lo largo de la cual el bloque concentra sus arreglos de entrada.

Si establece el parámetro dimensión a 2 y las entradas son matrices 2^{da} Dimensión, el bloque realiza la concatenación matricial horizontal y coloca las matrices de entrada de lado a lado para crear la matriz de salida, por ejemplo :

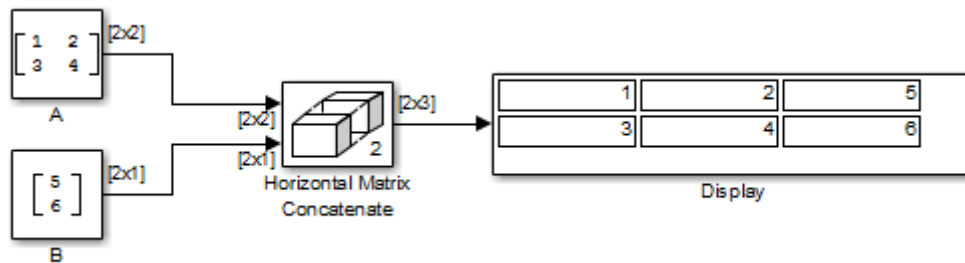


Figura 4.29. “Parámetro dimensión” establecido en 2 del bloque concaténate.

Si establece el parámetro dimensión a 1 y las entradas son matrices de 2^{da} Dimensión, el bloque realiza la concatenación matriz vertical y apila las matrices de entrada en la parte superior de cada uno para crear la matriz de salida, por ejemplo :

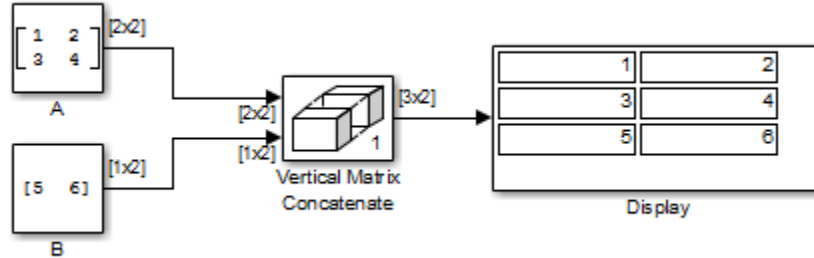


Figura 4.30. “Parámetro dimensión” establecido en 1 del bloque concaténate.

Para lograr una concatenación horizontal, las matrices de entrada deben tener la misma dimensión de columna. Para lograr una concatenación vertical, las matrices de entrada deben tener la misma dimensión de las filas.

Si establece el parámetro de modo a la Multidimensional array , el parámetro dimensión a 3 , y las entradas son matrices 2^{da} Dimensión, el bloque realiza la concatenación matriz multidimensional, por ejemplo :

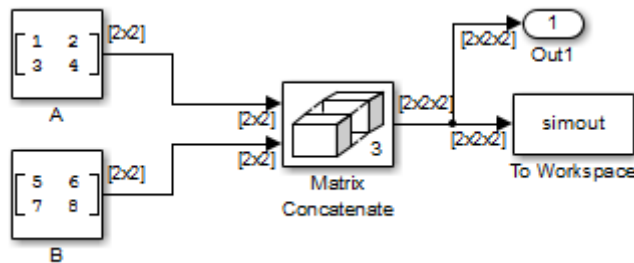


Figura 4.31. “Parámetro mode” establecido en “Multidimensional array” y “parámetro dimensión” establecido en 3 del bloque concaténate.

4.1.11.3 Parámetros y Cuadro de diálogo

Los parámetros y cuadro de diálogo difieren, basándose en el modo en el que el bloque es seleccionado: vector o matriz.

La Figura 4.32 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

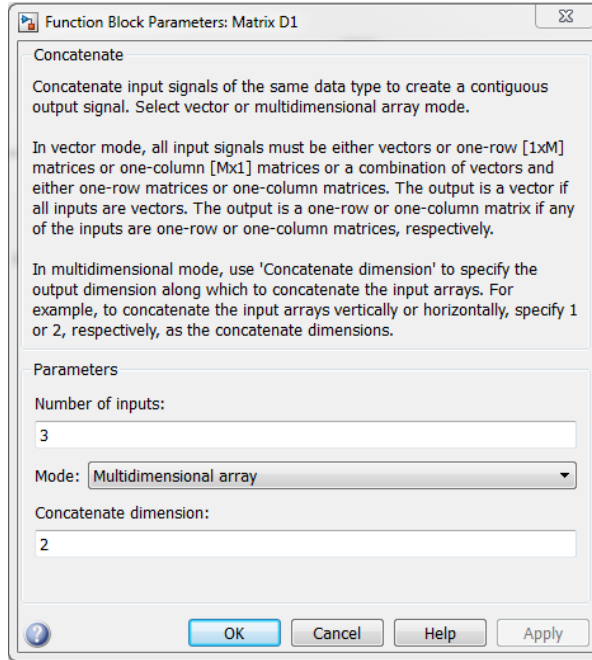


Figura 4.32. Cuadro de dialogo del bloque concaténate propuesto.

Number of Inputs: Especifica el número de entradas para el bloque.

Mode: Seleccione el tipo de concatenación que este bloque realizará.

Vector: Realizar concatenación de vectores

Multidimensional array: Realizar concatenación matricial.

Concatenate Dimension: Especifica la dimensión de salida a lo largo de la cual se concatenaran los arreglos de entrada.

4.1.12 RMS

Valor de entrada o secuencia de entradas. En la Figura 4.33 se puede apreciar el icono que representa al elemento:



Figura 4.33. *Bloque RMS.*

El bloque RMS calcula el Valor RMS de cada fila o columna de la entrada, a lo largo de vectores de una dimensión especificada de la entrada, o de la totalidad de la entrada. El bloque de RMS también puede mantener el valor RMS en una secuencia de entradas durante un período de tiempo. El parámetro “*Running RMS*” elige entre el funcionamiento básico y operación en funcionamiento.

4.1.12.1 Operación Básica

Cuando no se selecciona la casilla *Running RMS*, el bloque calcula el valor RMS de cada fila o columna de la entrada, a lo largo de los vectores de una dimensión especificada de la entrada o de la totalidad de la entrada en cada tiempo de muestreo. Cada elemento en Y es el valor RMS de la columna correspondiente, fila, vector, o la entrada entera. La salida depende del ajuste del valor RMS. Por ejemplo, considere una señal de entrada de 3 dimensiones de la talla $M \times N \times P$:

Entire input : La salida en cada tiempo de muestreo es un escalar que contiene el valor RMS de la entrada completa.

Each row: La salida en cada tiempo de muestreo se compone de una matriz $M \times 1 \times P$, donde cada elemento contiene el valor RMS de cada vector sobre la segunda dimensión de la entrada. Para una entrada que es una matriz $M \times N$, la salida en cada tiempo de muestreo es un vector columna $M \times 1$.

Each column: La salida en cada tiempo de la muestra consiste en una matriz $1 \times N \times P$, donde cada elemento contiene el valor RMS de cada vector sobre la primera dimensión de la entrada. Para una entrada que es una matriz $M \times N$, la salida en cada tiempo de muestreo es un vector fila $1 \times N$. En este modo, el bloque trata las entradas como vectores de longitud M no orientada como vectores columna de $M \times 1$.

Specified dimension: La salida en cada tiempo de muestreo depende de la Dimensión. Si la Dimensión se establece en 1, la salida es la misma que cuando se selecciona **Each column**. Si la Dimensión se establece en 2, la salida es la misma que cuando se selecciona **Each row**. Si la dimensión se establece en 3, la salida en cada tiempo de muestreo es una matriz $M \times N$, que contiene el valor RMS de cada vector sobre la tercera dimensión de la entrada.

El valor RMS de la j -ésima columna de una matriz de entrada $M \times N$ está dado por:

$$y_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^M |u_{ij}|^2}{M}} \quad 1 \leq j \leq N$$

`y = sqrt(sum(u.*conj(u))/size(u,1))` % Equivalent MATLAB code

4.1.12.2 Operación Running

Al seleccionar la casilla “Runnig RMS”, el bloque mantiene el valor RMS de las entradas sucesivas. En este modo, también debe especificar un valor para el parámetro de procesamiento de entrada:

Al seleccionar Elements as channels (sample based), la salida del bloque es una matriz $M \times N$. Cada elemento Y_1 de la salida contiene el valor RMS del elemento U_1 sobre todas las entradas.

Al seleccionar Columns as channels (frame based), la salida del bloque es una matriz $M \times N$. Cada elemento Y_1 de la salida contiene el valor RMS de la j -ésima columna sobre todas las entradas, hasta incluyendo el elemento U_1 de la entrada de corriente.

4.1.12.3 Ejecución de entradas variables

Cuando las entradas son de tamaño variable y se selecciona la casilla “Running RMS”, hay dos opciones:

Si establece el parámetro de proceso de entrada a **Elements as channels (sample based)** , el estado se restablece.

Si establece el parámetro de proceso de entrada de **Columns as channels (frame based)** , entonces hay dos casos:

- a) Cuando la diferencia de tamaño de entrada está en el número de canales (es decir, el número de columnas), el estado se restablece.
- b) Cuando la diferencia de tamaño de entrada es en la longitud de los canales (es decir, el número de filas), no hay reset y la operación de funcionamiento se lleva a cabo como de costumbre.

La Figura 4.34 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

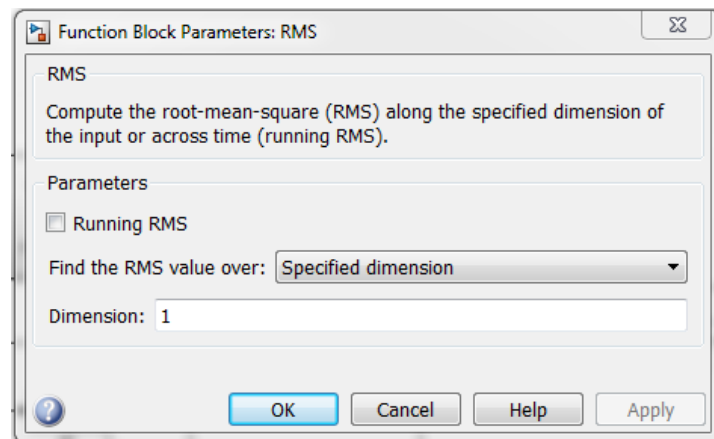


Figura 4.34. Cuadro de dialogo del bloque RMS propuesto.

Running RMS: Permite ejecutar la operación cuando se selecciona.

Input Processing: Especifique cómo el bloque debe procesar la entrada al calcular el RMS en ejecución. Puede establecer este parámetro en una de las siguientes opciones:

- **Columns as channels (frame based):** Cuando se selecciona esta opción, el bloque trata a cada columna de la entrada como un canal separado.
- **Elements as channels (sample based):** Cuando se selecciona esta opción, el bloque trata a cada elemento de la entrada como un canal separado.

Estos parámetros sólo aparecen cuando se selecciona la casilla de “*Running RMS*”.

Find the RMS value over: Especifique si desea encontrar el valor eficaz a lo largo de filas, columnas, entrada entera, o la dimensión especificada en el parámetro “*Dimensión*”.

Treat simple-based row input as a column: Seleccionar “*Treat simple-based*” para tratar la longitud de M como entradas de vectores fila basados en muestras como vectores columna de M x 1. Este parámetro sólo es visible cuando al encontrar el valor RMS y se establece el parámetro en “*Each column*”.

Dimension: Especifique la dimensión de la señal de entrada, sobre el cual se calcula el valor RMS. El valor de este parámetro no puede exceder el número de dimensiones en la señal de entrada. Este parámetro sólo es visible cuando al encontrar el valor RMS se establece el parámetro en “*Specified dimension*”.

4.1.13 OPERADOR RELACIONAL

Realice la operación relacional especificada en las entradas. En la Figura 4.35 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

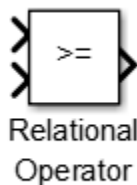


Figura 4.35. *Bloque Operador Relacional.*

4.1.13.1 Modo de dos entradas

Tabla 4.3. Operaciones permitidas en el modo de dos entradas

Para ...	La salida es ...
Entradas escalares	Un escalar
Entradas de matriz	Una matriz de las mismas dimensiones, donde cada elemento es el resultado de una comparación elemento por elemento de las matrices de entrada
Combinación de un escalar y una matriz	Una matriz, donde cada elemento es el resultado de una comparación entre el escalar y el elemento de matriz correspondiente

Por defecto, el bloque relacional Operador compara dos entradas utilizando el parámetro de operador relacional que especifique. La primera entrada corresponde al puerto de entrada superior y la segunda entrada al puerto de entrada inferior.

Tabla 4.4. Se Puede especificar las entradas como escalares, matrices, o una combinación de un escalar y una matriz.

Operación	Descripción
==	TRUE si la primera entrada es igual a la segunda entrada
~=	TRUE si la primera entrada no es igual a la segunda entrada
<	TRUE si la primera entrada es menor que la segunda entrada
<=	TRUE si la primera entrada es menor que o igual a la segunda entrada
>=	TRUE si la primera entrada es mayor que o igual a la segunda entrada
>	TRUE si la primera entrada es mayor que la segunda entrada

Puede especificar el tipo de datos de salida utilizando el parámetro de tipo de datos de salida. La salida es igual a 1 para TRUE y 0 para FALSO.

4.1.13.2 Parámetros y Cuadro de diálogo

La Figura 4.43 muestra el cuadro de diálogo de este elemento, pestaña “Main”:

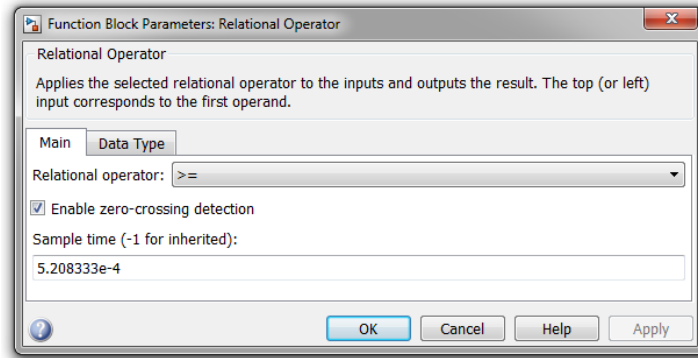


Figura 4.36. Cuadro de dialogo del Operador Relacional propuesto, pestaña “Main”.

Relational Operator: Especificar la operación para la comparación de dos entradas.

Enable zero-crossing detection: Seleccionar para activar la detección de cruce por cero. Se utiliza principalmente para ajustar un paso variable que se ve afectado directamente en el tamaño de paso de tiempo, causando que aumente cuando una variable está cambiando lentamente y a disminuir cuando la variable cambia rápidamente. Este comportamiento hace que el ajustador tome muchos pasos pequeños en la cercanía de una discontinuidad, ya que la variable está cambiando rápidamente en esta región. Esto mejora la precisión, pero puede conducir a tiempos de simulación excesivas.

El software Simulink ® utiliza una técnica conocida como detección de cruce por cero para localizar con precisión una discontinuidad sin recurrir a pequeños pasos de tiempo. Por lo general, esta técnica mejora el tiempo de ejecución de la simulación, pero puede causar algunas simulaciones se detengan antes de que el plazo de ejecución previsto. Dos algoritmos se proporcionan en el software Simulink: no adaptativa y adaptativa.

Zero-Crossing Algoritmos: El software Simulink incluye dos algoritmos de detección de cruce por cero: no adaptativa y adaptativos. Para elegir el algoritmo, utilice la opción Algoritmo en el panel “Solver” del cuadro de diálogo de “configuración de

parámetros. El comando bien se puede configurar para “Nonadaptive” o “Adaptive”. Se proporciona el algoritmo no adaptativo para la compatibilidad con versiones anteriores de Simulink y es el predeterminado. Se coloca entre paréntesis el caso de cruce por cero y utiliza pasos de tiempo cada vez más pequeños para determinar cuándo se ha producido el cruce por cero. Aunque es adecuada para muchos tipos de simulaciones, el algoritmo no adaptativo puede resultar en tiempos de simulación muy largos cuando está presente un alto “grado de chattering” (alta frecuencia de oscilación alrededor del punto de cruce por cero).

Sample time (-1 for inherited): Algunos bloques no le permiten establecer el parámetro “tiempo de muestreo” por defecto. Sin embargo, si un bloque en un modelo existente establece este parámetro, a menos que el tiempo de muestreo se establece en un valor distinto del valor predeterminado de -1 (tiempo de muestreo heredado), se puede ver y ajustar este parámetro. El parámetro “tiempo de muestreo” no está disponible en ciertos bloques debido a la especificación de un tiempo de muestreo que no sea -1 en bloques como la ganancia, Sum, ya que la transición de frecuencia de muestreo puede ser mezclada implícitamente con algoritmos del bloque. Esta mezcla a menudo puede conducir a la ambigüedad y la confusión en los modelos de Simulink ®. En la mayoría de los bloques, se especifican tasas para un modelo en el límite de su sistema en lugar de en un bloque dentro del subsistema. Se especifica el tipo de sistema a partir de las señales de entrada o la tasa de muestreo de la salida.

La Figura 4.37 muestra el cuadro de diálogo de este elemento, pestaña de “Data Type”:

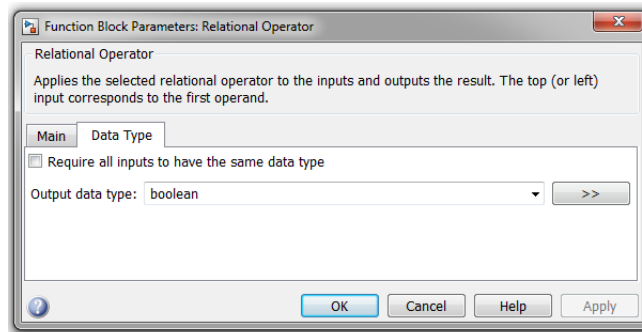


Figura 4.37. Cuadro de diálogo de la carga propuesta, pestaña de “Data Type”.

Output data type: Especifique el tipo de datos de salida. Por defecto: boolean. Implementar señales lógicas como parámetro de configuración de datos Boolean para especificar el tipo de datos de salida.

Boolean: Especifica el tipo de datos de salida es boolean.

Fixdt(1,16): Especifica el tipo de datos de salida de fixdt(1,16) .

Data type expression: Utilize el nombre de un objeto de tipo de datos, por ejemplo, Simulink.NumericType . Sugerencia Para introducir un tipo incorporado de datos (double , single , int8 , uint8 , int16 , uint16 , int32 o uint32), marque la expresión entre comillas simples. Por ejemplo, escriba 'double' en lugar del double .

4.1.14 OPERADOR LÓGICO

Realice la operación lógica especificada en la entrada

En la Figura 4.38 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

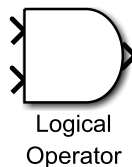


Figura 4.38. *Bloque Operador Lógico.*

El bloque Operador lógico realiza la operación lógica especificada en sus entradas. Un valor de entrada es VERDADERO (1) si es distinto de cero y FALSE (0) si es cero. Se selecciona la operación booleana para conectar las entradas con la lista de parámetros del operador. Si selecciona rectangular como la propiedad Icon forma, las actualizaciones de bloques para mostrar el nombre del operador seleccionado.

Tabla 4.5. Operaciones permitidas.

Operación	Descripción
AND	VERDADERO si todas las entradas son VERDADERAS
OR	VERDADERO si al menos una de la entrada es VERDADERA
NAND	VERDADERO si al menos una de la entrada es FALSA
NOR	VERDADERO cuando no hay entradas que son VERDADERAS
XOR	VERDADERO si un número impar de entradas son VERDADERAS
NXOR	VERDADERO si un número par de entradas son VERDADERAS
NOT	VERDADERO si la entrada es FALSA

Si selecciona “*distinctive*” como la forma del icono, el aspecto del bloque indica su función. El Software de Simulink® muestra una forma distintiva para el operador seleccionado, conforme a los símbolos gráficos estándar IEEE® para funciones lógicas:

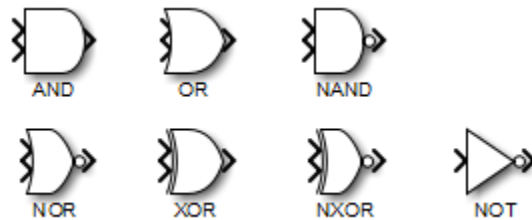


Figura 4.39. Forma de icono “*distinctive*”

Se especifica el número de puertos de entrada en el menú “*Number of input ports*”. El tipo de salida se especifica con el el menú “*Output Data Type*”. Un valor de salida es 1 si es VERDADERO y 0 si es FALSO.

El tamaño de la salida depende del tamaño del vector de entrada y el operador seleccionado:

Si el bloque tiene más de una entrada, las entradas no escalares deben tener las mismas dimensiones. Por ejemplo, si cualquier entrada es una matriz de 2 por 2, todas las demás entradas no escalares también deben ser matrices de 2 por 2.

Si el bloque tiene más de una entrada, la salida debe tener las mismas dimensiones que las entradas y cada elemento de salida es el resultado de aplicar la operación lógica

especificada a los elementos de entrada correspondientes. Por ejemplo, si la operación especificada es AND y las entradas son matrices de 2 por 2, la salida es una matriz de 2 por 2, cuyo elemento de la parte superior izquierda es el resultado de aplicar AND a los elementos superior izquierda de las entradas, etc.

Para un solo vector de entrada, el bloque aplica la operación (excepto el operador NOT) a todos los elementos del vector. La salida es siempre un escalar. El operador NOT acepta sólo una entrada, que puede ser un escalar o un vector. Si la entrada es un vector, la salida es un vector del mismo tamaño que contiene los complementos lógicos de los elementos del vector de entrada. Cuando se configura como una puerta XOR multi-entrada, este bloque realiza un módulo de dos operaciones adicionalmente a lo dispuesto por la Norma IEEE para elementos de lógica.

4.1.14.1 Parámetros y Cuadro de diálogo

La Figura 4.40 muestra el cuadro de dialogo de este elemento, pestaña de “Main”:

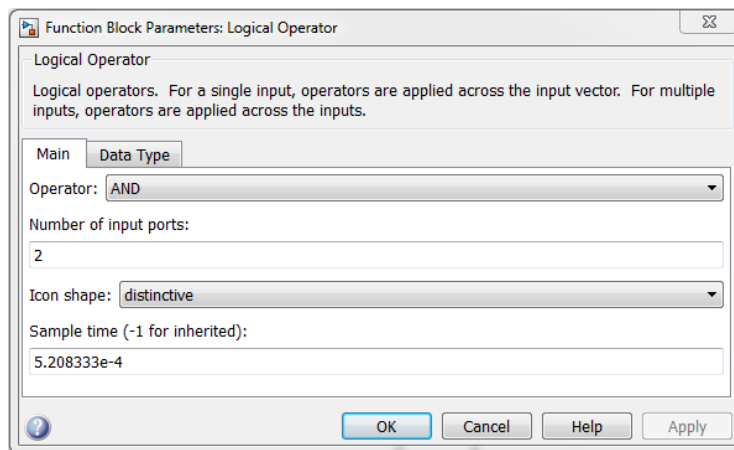


Figura 4.40. Cuadro de dialogo del operador lógico, pestaña de “Main”.

Operator: Seleccione el operador lógico que desea aplicar a las entradas de bloque.

Number of Input ports: Introduce el número de entradas del bloque. El valor debe ser apropiado para el operador seleccionado.

Icone Shape: Especifique la forma del símbolo de bloque.

- a. **Rectangular:** Dar lugar a un bloque rectangular que muestra el nombre del operador seleccionado.
- b. **Distinctive:** Utilice el símbolo gráfico para el operador seleccionado según lo especificado por la norma IEEE.

Sample time (-1 for inherited): Algunos bloques no le permiten establecer el parámetro “*tiempo de muestreo*” por defecto. Sin embargo, si un bloque en un modelo existente establece este parámetro, a menos que el tiempo de muestreo se establece en un valor distinto del valor predeterminado de -1 (tiempo de muestreo heredado), se puede ver y ajustar este parámetro. El parámetro “*tiempo de muestreo*” no está disponible en ciertos bloques debido a la especificación de un tiempo de muestreo que no sea -1 en bloques como la ganancia, Sum, ya que la transición de frecuencia de muestreo puede ser mezclada implícitamente con algoritmos del bloque. Esta mezcla a menudo puede conducir a la ambigüedad y la confusión en los modelos de Simulink ®. En la mayoría de los bloques, se especifican tasas para un modelo en el límite de su sistema en lugar de en un bloque dentro del subsistema. Se especifica el tipo de sistema a partir de las señales de entrada o la tasa de muestreo de la salida.

La Figura 4.41 muestra el cuadro de diálogo de este elemento, pestaña de “Data Type”:

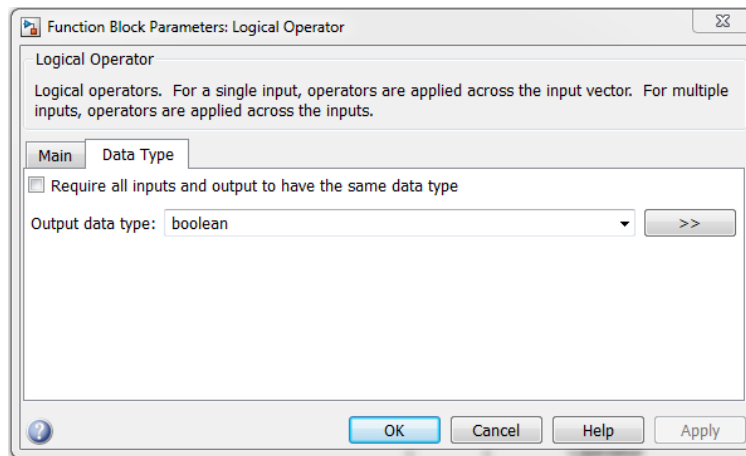


Figura 4.41. Cuadro de diálogo del operador lógico, pestaña de “Data Type”.

Output data type: Especifique el tipo de datos de salida. Por defecto: boolean. Implementar señales lógicas como parámetro de configuración de datos Boolean para especificar el tipo de datos de salida.

Boolean: Especifica el tipo de datos de salida es boolean.

Fixdt(1,16): Especifica el tipo de datos de salida de fixdt(1,16) .

Data type expression: Utilize el nombre de un objeto de tipo de datos, por ejemplo, Simulink.NumericType . Sugerencia Para introducir un tipo incorporado de datos (double , single , int8 , uint8 , int16 , uint16 , int32 o uint32), marque la expresión entre comillas simples. Por ejemplo, escriba 'double' en lugar del double .

4.2 PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN SIMULINK.

En el presente capítulo se modela de la protección diferencial de fases a través del software de Simulink de Matlab como principal elemento el transformador de Generación.

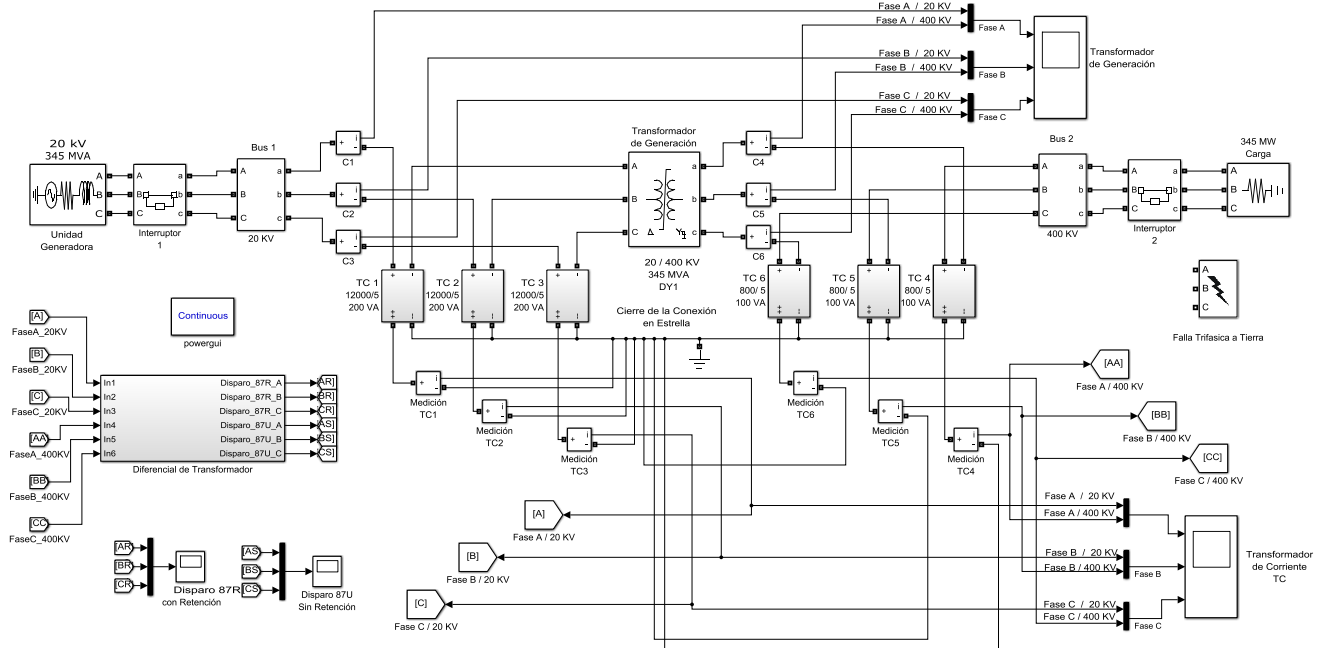


Figura 4.42. Simulación del Sistema Eléctrico de Potencia propuesto con transformador de Generación.

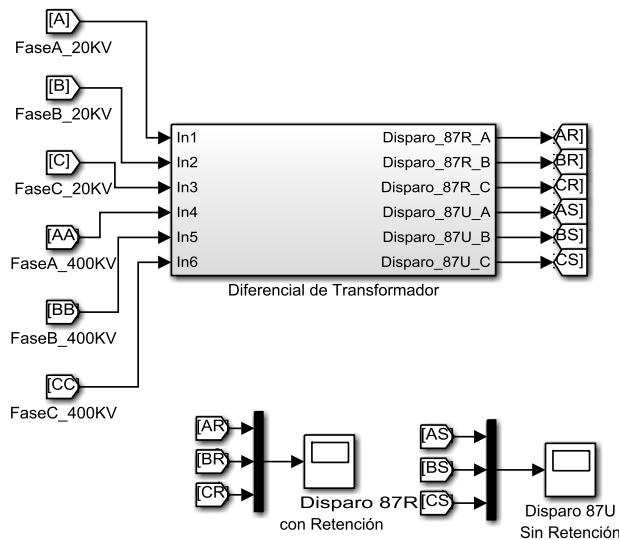


Figura 4.43. Simulación del Módulo de la Diferencial de Transformador.

El sistema eléctrico de potencia consta de un generador de 20 kV, dos interruptores de potencia (Devanado de 20 kV y Devanado de 400 kV), un transformador de potencia (de generación) de 345 MVA de 20 kV a 400 kV y sus respectivos transformadores de corriente del Lado Baja (20 kV) y del Lado Alta (400 kV) con RTC 12000/5 y 800/5 respectivamente (Ver Figura 4.42).

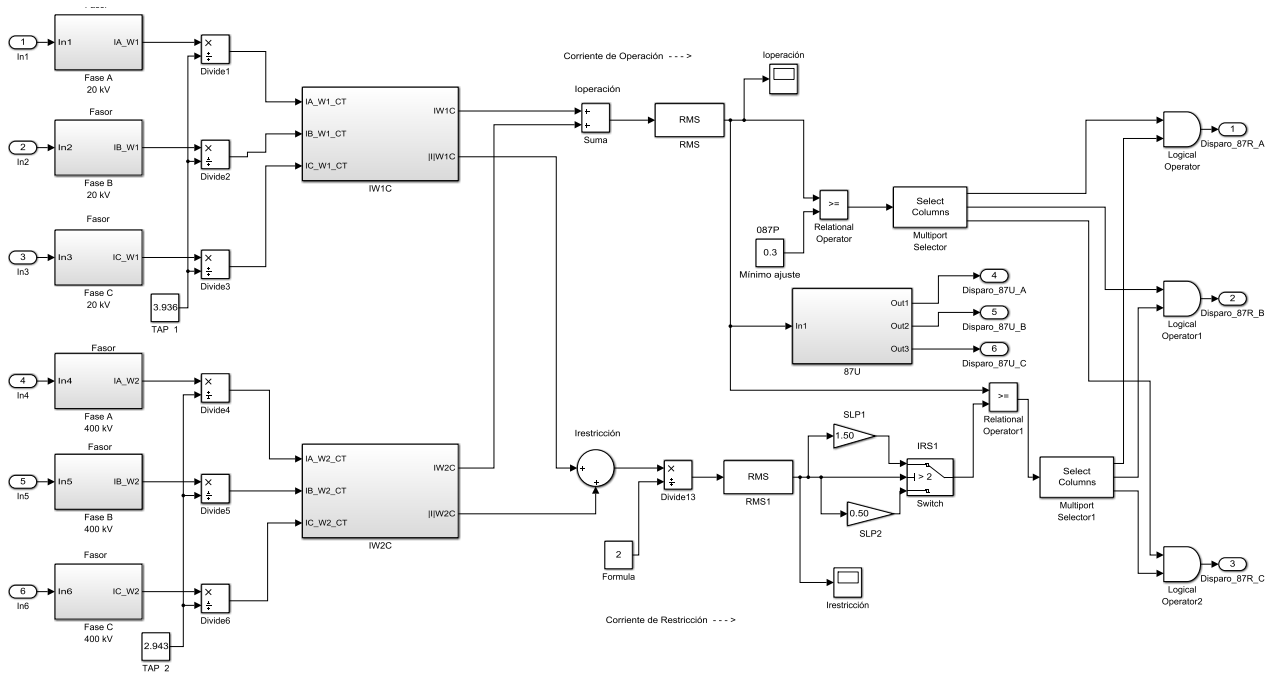


Figura 4.44. Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador.

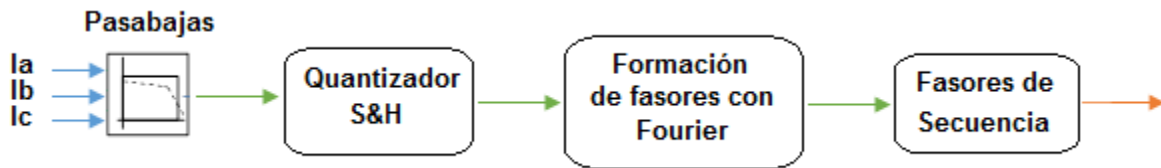


Figura 4.45. Modelo del relevador microprocesado.

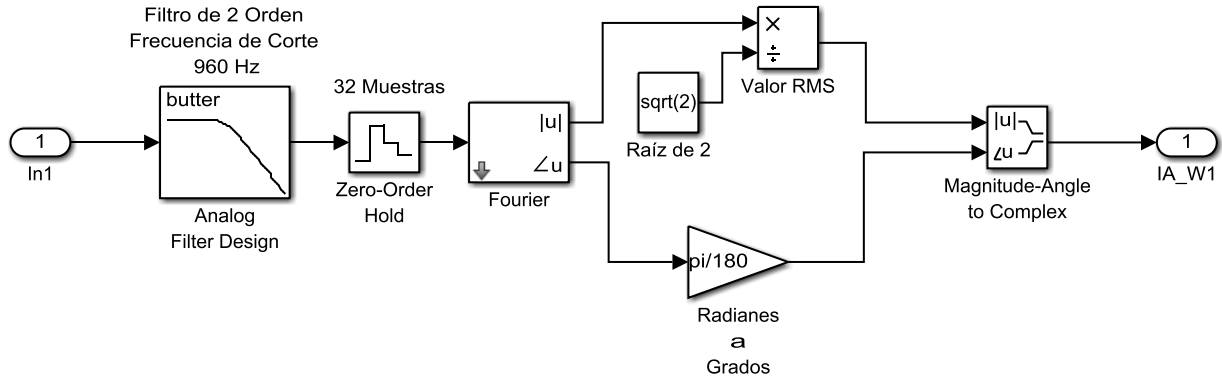


Figura 4.46. Estructura interna del módulo para el cálculo de fasores.

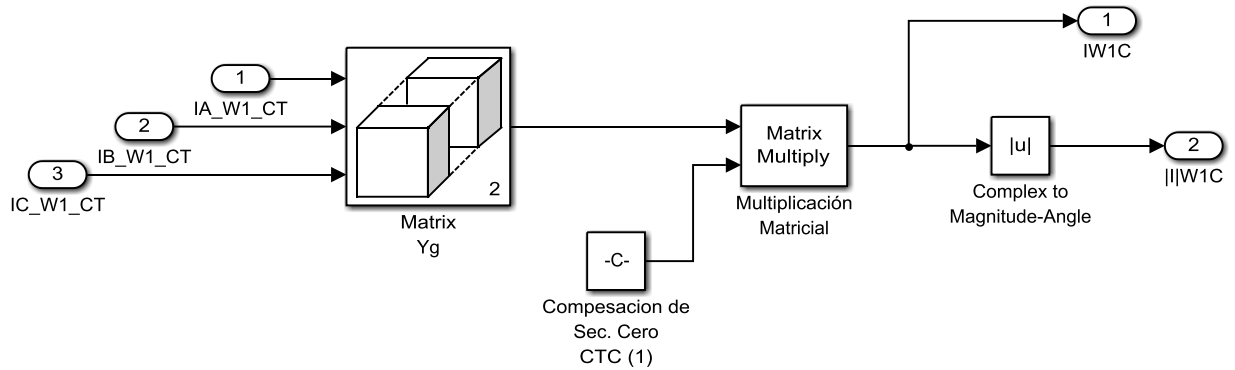


Figura 4.47. Estructura interna del módulo de compensación de Secuencia Cero de Corrientes del Devanado de 20 kV (Conexión en Delta). La Matriz (0) no elimina la sec.cero, ya que para la delta no es necesaria

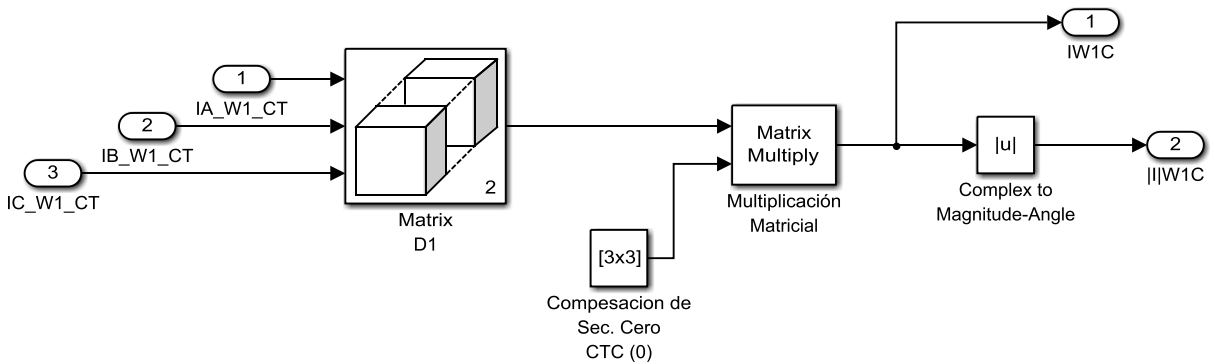


Figura 4.48. Estructura interna del módulo de compensación angular y eliminación de Secuencia Cero de Corrientes del Devanado de 400 kV (Conexión en Estrella).

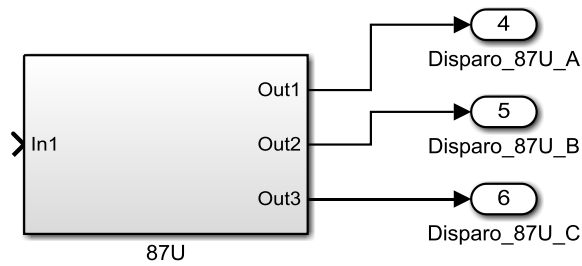


Figura 4.49. Módulo del Elemento SIN restricción (87U).

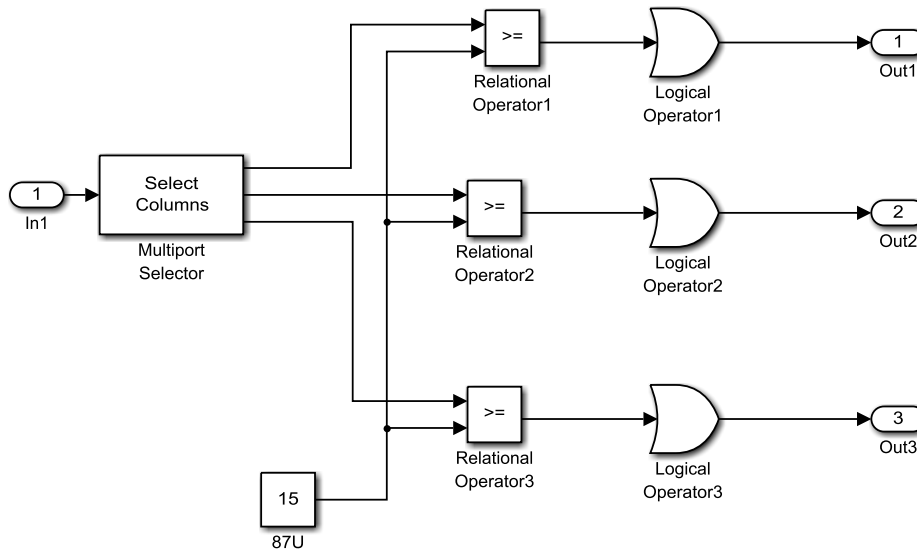


Figura 4.50. Estructura interna del módulo del Elemento sin restricción (87U).

El módulo de la diferencial de Transformador, consta de un módulo para el cálculo de los fasores de las corrientes, tomando en cuenta el orden de los bloques para un modelo de relevador microprocesado, el cual consta de filtro pasabajos butterworth de segundo orden con una frecuencia de corte de 960 Hz, esta frecuencia se estableció a partir de la mitad de las 32 muestras tomadas por la frecuencia del sistema que es de 60 Hz. ($0.5 \times 32 \times 60 = 960 \text{ Hz}$). Después esta señal es discretizada (convertida de una señal analógica a una señal digital) por el bloque llamado *Zero-Order Hold* que es circuito de muestro y restricción, se especifica un tiempo de muestreo 5.208333×10^{-4} seg., debido a que se toman 32 muestras a una frecuencia de 60 Hz [$1/(32 \times 60) = 5.208333 \times 10^{-4}$]. Una vez convertido la señal de analógica a una señal digital, se extrae la señal fundamental a través del bloque de *Fourier*, como Simulink

maneja los valores en radianes (en el caso del ángulo) se realiza una conversión de Radianes a Grados. Teniendo los valores de magnitud y ángulo, para finalmente agruparse en un fasor.

Dichos fasores de corriente son multiplicados por una matriz de compensación que elimina la componente de secuencia cero y compensa angularmente las corrientes dependiendo del grupo vectorial del transformador de potencia (Ver Figura 4.47 y Figura 4.58). Una vez compensadas estas corrientes, se procede al cálculo de la corriente Diferencial y la Corriente de Restricción.

La corriente diferencial es comparada con un ajuste mínimo de operación, mientras que la corriente de restricción es multiplicada por una pendiente (SLP1) o (SLP2) que depende del ajuste del punto de quiebre de cambio de pendiente (IRS1). Por último la corriente diferencial y la corriente de restricción son comparadas mediante comparadores que definen las zonas de operación y restricción por cada una de las fases.

Se cuenta con un elemento sin restricción, para darle más seguridad y confiabilidad a la protección diferencial contra Inrush y condiciones de fallas internas, el cual operara si se exceden 10 p.u, protegiendo así las terminales de los devanados del transformador (Ver Figura 4.49).

4.3 CÁLCULO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC).

Para el bus de 20 kV:

$$I_{\text{prim LOW}} = \frac{345 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3 \text{ V}} = 9,959.29 \text{ A}$$

Por el 125% (Por Norma):

$$9,959.29 \times 1.25 = 12,449.11 \text{ A}$$

Por lo tanto:

**Se seleccionarán unos TC'S con una relación
de 12000/5**

Para el bus de 400 kV:

$$I_{\text{prim HIGH}} = \frac{345 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 400 \times 10^3 \text{ V}} = 497.96 \text{ A}$$

Por el 125% (Por Norma):

$$497.96 \times 1.25 = 622.45 \text{ A}$$

Por lo tanto:

**Se seleccionarán unos TC'S con una relación
de 800/5**

4.4 COMPENSACIÓN DE MAGNITUD (TAP)

4.4.1 Ideal

Tap₁ :

$$RTC_1 = \frac{12\ 000}{5} = 2\ 400$$

$$KV_{LL1} = 20$$

$$Tap_1 = \frac{MVA \times 1\ 000 \times C}{\sqrt{3} \times KV_{LL1} \times RCT\ 1} = \frac{345 \times 1\ 000 \times 1}{\sqrt{3} \times 20 \times 2400} = 4.14970506$$

Tap₂ :

$$RTC_1 = \frac{800}{5} = 160$$

$$KV_{LL2} = 400$$

$$Tap_2 = \frac{MVA \times 1\ 000 \times C}{\sqrt{3} \times KV_{LL2} \times RCT\ 2} = \frac{345 \times 1\ 000 \times 1}{\sqrt{3} \times 400 \times 160} = 3.112278795$$

Donde:

C = 1 para TC's conectado en Estrella

C = $\sqrt{3}$ para TC's conectados en Delta

El tap es un ajuste en el relé diferencial que especifica la corriente nominal a plena carga.

El factor C se usa para corregir la relación efectiva del TC para su circuito. Si los TCs están conectados en Delta, la relación efectiva del TC se divide por $\sqrt{3}$. Si los TCS están conectados en estrella no se necesita compensación; C es 1.

Así, el tap define la corriente en 1 por unidad de la base en MVA del transformador para cada terminal del elemento diferencial.

Si por ejemplo, el tap es 5 para el Bobinado 1, el elemento diferencial verá una corriente medida de 2,5 amperes asociada al Bobinado 1 a 0,5 veces el tap.

4.4.2 Valores Propuestos

Debido a la caída de tensión que se presenta en el sistema, y los valores no son ideales, en cuanto al voltaje de generación de 20 kV y el voltaje de Transmisión de 400 kV. Se realizan los siguientes cálculos.

Tap₁ :

$$RTC_1 = \frac{12\ 000}{5} = 2\ 400$$

$$KV_{LL1} = 20$$

$$I_{SEC_20} = 3.936\ A$$

$$MVA = I_{SEC_20} \times RTC_1 \times \sqrt{3} \times KV_{LL1} = 3.936\ A \times 2400 \times \sqrt{3} \times 20 = 327,149.7565$$

$$Tap_1 = \frac{MVA \times 1\ 000 \times C}{\sqrt{3} \times KV_{LL1} \times RCT\ 1} = \frac{327,149.7565 \times 1\ 000 \times 1}{\sqrt{3} \times 20 \times 2400} = \boxed{3.936}$$

Tap₂ :

$$RTC_2 = \frac{800}{5} = 160$$

$$KV_{LL2} = 400$$

$$I_{SEC_400} = 2.943\ A$$

$$MVA = I_{SEC_400} \times RTC_2 \times \sqrt{3} \times KV_{LL2} = 2.943\ A \times 160 \times \sqrt{3} \times 400 = 326,124.3825$$

$$Tap_1 = \frac{MVA \times 1\ 000 \times C}{\sqrt{3} \times KV_{LL1} \times RCT\ 1} = \frac{326,124.3825 \times 1\ 000 \times 1}{\sqrt{3} \times 400 \times 160} = \boxed{2.943}$$

Por lo cual para el devanado de 20 kV se tomara el tap = 3.936 y para el devanado de 400 kV se tomara el tap= 2.943.

4.5 COMPENSACIÓN ANGULAR.

4.5.1 Lista de matrices de compensación empleadas ($m = 0$ y $m = 1$)

Matriz empleada para el Devanado de 20 kV del Transformador de Potencia (Generación):

$$[CTC(0)] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Matriz empleada para el Devanado de 400 kV del Transformador de Potencia (Generación):

$$[CTC(1)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Debido a la conexión del transformador de potencia se genera un desfase entre las corrientes involucradas, este desfase puede ser compensado mediante la conexión adecuada de los transformadores de corriente empleados. Normalmente, para los relés electromecánicos tradicionales, esta compensación se realiza conectando en Delta a los Tc's del lado estrella del transformador de potencia y viceversa.

En los relevadores digitales (microprocesados) esta compensación angular la realiza el relé automáticamente, basándose en una de las 12 matrices de compensación disponibles, el único requerimiento solicitado por parte del relevador es que, los transformadores de corriente estén conectados en estrella en ambos devanados, para que de esta forma el relé pueda realizar la compensación angular adecuadamente.

4.6 AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RELEVADOR DIFERENCIAL.

Tabla 4.6. *Ajustes propuestos.*

SLP1 =	50%	087P =	0.3 p.u	PCT2 =	15%	87U=	15 p.u
SLP2 =	150%	ISR1 =	2 p.u	PCT4 =	15%		

SLP1 = Initial Slope = Pendiente 1.

SLP2 = Second Slope = Pendiente 2.

087P = Minimum IOP Level necessary for operation = Nivel mínimo de Corriente de Operación necesario para la operación.

IRS1= Rest SLP1 Limit = Limite de la pendiente 1.

PCT2 = 2ND HARM BLOCK = Porcentaje de bloqueo por segunda armónica.

PCT4 = 4ND HARM BLOCK = Porcentaje de bloqueo por cuarta armónica.

87U = UNRESTRAINT DIFFERENTIAL ELEMENT = Elementos sin restricción

El relevador diferencial de Transformador tiene una característica de restricción de doble pendiente. La característica está determinada por cuatro ajustes de protección:

087P.- Es el ajuste de corriente diferencial básico que determina el mínimo nivel de operación del relevador.

Ajuste el pickup de la corriente de Operación a un valor mínimo tal que incremente la sensibilidad, pero suficientemente alto como para evitar la operación debido al error de régimen permanente de los TC's y a la corriente de excitación del transformador. (Manual Sel-387E)

Rango: 0.10–1.00 • TAP

Nota: $TAP_{MIN} \cdot O87P \geq 0.1 I_n$

SLP1.- Es el porcentaje menor de ajuste de operación usado cuando la corriente de operación es menor a **IRS1**. Esto asegura una buena sensibilidad para fallas resistivas bajo condiciones de alta corriente de carga.

SLP2.- Es el porcentaje de operación alto usado para mejorar la estabilidad del relevador en condiciones de saturación de los TC's y otros efectos de distorsión bajo condiciones de alta corriente de falla.

Use el ajuste de porcentaje de slope de restricción para discriminar entre fallas internas y externas. Ajuste SLP1 ó SLP2 para acomodar las diferencias de corriente debido al cambiador de taps del transformador, la saturación de TC's, los errores de TC's y los errores del relé. (Manual Sel-387E)

Rango: SLP1: 5–100%, en pasos de 1%;
SLP2: OFF, 25–200%

IRS1.- Es el ajuste del límite de la corriente de operación a partir del cual se emplea el porcentaje de operación mayor (SLP2).

Una aplicación de dos pendientes o porcentaje diferencial de variable, mejora la sensibilidad en la región en que los errores de los TC's son menores e incrementa la seguridad en la zona en que son mayores. Nosotros debemos definir ambas pendientes, así como el límite de la pendiente 1 o punto IRS1, donde SLP1 y SLP2 se intersectan. (Manual Sel-387E)

Rango: 1.0–20.0, en pasos de 0.1 pasos • TAP

Nota: 1 A: $TAP_{MAX} \cdot IRS1 \leq 31.0$

5 A: $TAP_{MAX} \cdot IRS1 \leq 155.0$

Las cuatro variables son ajustables por el usuario y permiten adaptar la característica para cualquier sensibilidad en particular y según los requerimientos de los TC's

Para cada elemento con restricción (87R-1, 87R-2, 87R-3), los valores son sumados fasorialmente y su valor se convierte en la magnitud de Operación (IOPn). Para condiciones de corriente de carga externa, IOPn debe estar en torno a $1 + (-1) = 0$, a carga nominal. Los cálculos del valor de restricción (IRTn) se desarrollan sobre la base de una sumatoria

de todas las magnitudes decorriente, divididas por dos. Para condiciones de corriente de carga externa, este valor es cercano a $(|I| + |-I|) / 2 = 2 / 2 = 1$, a corriente nominal.

Los elementos sin restricción (87U1, 87U2 y 87U3) comparan la cantidad IOP con el valor de ajuste (U87P), típicamente en torno de 10 veces TAP, y disparan si ese nivel es excedido. Los elementos 87U1, 87U2 y 87U3 son combinados para formar el elemento 87U. En los elementos sin restricción no se desarrolla bloqueo armónico. Use estos elementos para proteger los bushings y los terminales de los enrollados de su transformador, manteniendo la seguridad contra inrush y condiciones de falla externa. Los elementos de corriente de operación 87On (87O1, 87O2, 87O3) se proveen para fines de prueba.

Los elementos con restricción (87R1, 87R2 y 87R3) determinan si el valor de operación IOP es mayor que el valor de restricción, usando la característica diferencial. Ajuste HRSTR=Y (restricción armónica) para modificar esta característica en función del contenido de segunda y cuarta armónica de las corrientes de entrada. (Manual Sel-387E)

Elementos sin Restricción.- El objetivo de los elementos instantáneos de corriente sin restricción es reaccionar rápidamente para niveles de corriente muy altos, que indiquen claramente una falla interna. Ajuste el nivel de pickup (U87P) cerca de 10 veces tap. Los elementos sin restricción sólo responden a la componente de frecuencia fundamental de la corriente de operación diferencial. Esta no es afectada por los ajustes SLP1, SLP2, IRS1, PCT2, PCT5 ó IHBL. En consecuencia, el ajuste debe ser suficientemente alto como para no reaccionar con grandes corrientes de inrush. (Manual Sel-387E)

Rango: 1.0–20.0, en pasos de 0.1 pasos • TAP

PCT2 .- La energización de un transformador causa un gran flujo temporal de corriente de inrush de magnetización en un terminal del transformador, sin que esta corriente sea vista en los otros terminales. De este modo, aparece como una corriente diferencial y podría causar una operación incorrecta del relé. Las corrientes de inrush de magnetización contienen mayor cantidad de corriente de segunda armónica que las corrientes de falla.

Esta corriente de segunda armónica puede ser usada para identificar el fenómeno de inrush y evitar una operación errónea del relé. El relé SEL-387E mide la cantidad de corriente de segunda armónica que fluye por el transformador.

El usuario puede ajustar el relé para bloquear el elemento diferencial de porcentaje con restricción, si la razón de corriente de segunda armónica a corriente fundamental ($IF2/IF1$) es mayor que el ajuste PCT2. (Manual Sel-387E)

Rango: OFF, 5–100%, en pasos de 1%

PCT4 .- *La energización de un transformador causa un gran flujo temporal de corriente de inrush de magnetización en un terminal del transformador, sin que esta corriente sea vista en los otros terminales. De este modo, aparece como una corriente diferencial y podría causar una operación incorrecta del relé. Las corrientes de inrush de magnetización contienen mayor cantidad de corriente de armónicas pares que las corrientes de falla. Estas armónicas pares pueden ser usadas para identificar el fenómeno de inrush y evitar una operación errónea del relé. El Relé SEL-387E mide la cantidad de corriente de cuarta armónica que fluye por el transformador. El usuario puede ajustar el relé para bloquear el elemento diferencial de porcentaje con restricción, si la razón de corriente de cuarta armónica a corriente fundamental ($IF4/IF1$) es mayor que el ajuste PCT4. (Manual Sel-387E)*

Rango: OFF, 5–100%, en pasos de 1%

4.7 DIAGRAMA FASORIAL DE CORRIENTES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

4.7.1 Fasores de corrientes del transformador de Potencia (Generación).

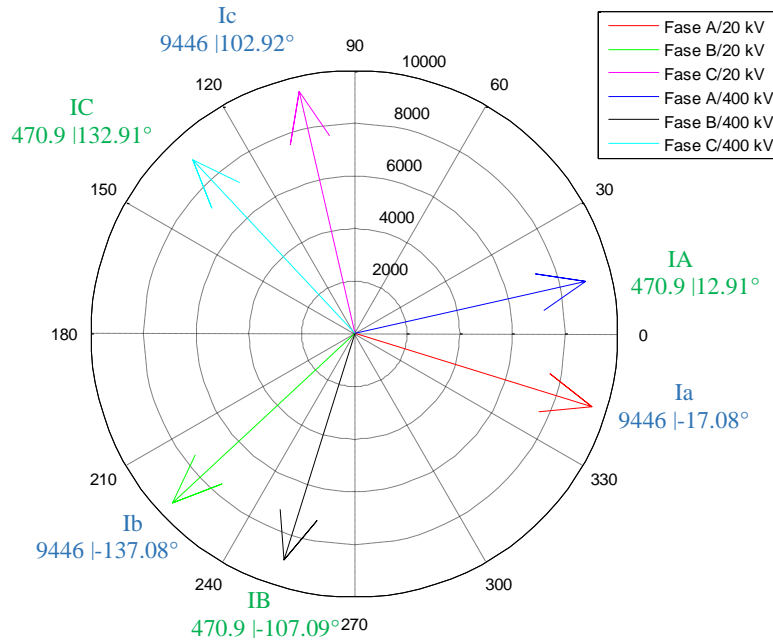


Figura 4.51. Fasores de corrientes primarias en transformador de generación del devanado de 20 kV y del devanado de 400 kV.

** Para su mejor visualización, en el diagrama fasorial de las corrientes del devanado de 400 kV no corresponden en magnitud. Es decir, en lugar de graficar las corrientes (del devanado 400 kV) con la magnitud que le corresponde (470.9 A) se graficaron con un valor de 9000 A. Pero conservando el ángulo que le corresponde.

En la figura 4.51. se puede observar que las corrientes primarias del transformador de potencia (generación) tanto de alta, como de baja se encuentran desfasadas por 30° , la corriente de alta adelanta por 30° a la corriente de baja (Yd1), como está indicado en la norma ANSI/IEEE, esto debido a la conexión del transformador de potencia, por lo que para compensar ésta diferencia de ángulo se utilizan las matrices de compensación angular y de eliminación de la componente de secuencia cero.

4.7.2 Diagrama fasorial de corrientes en los Transformadores de Corriente (TC's).

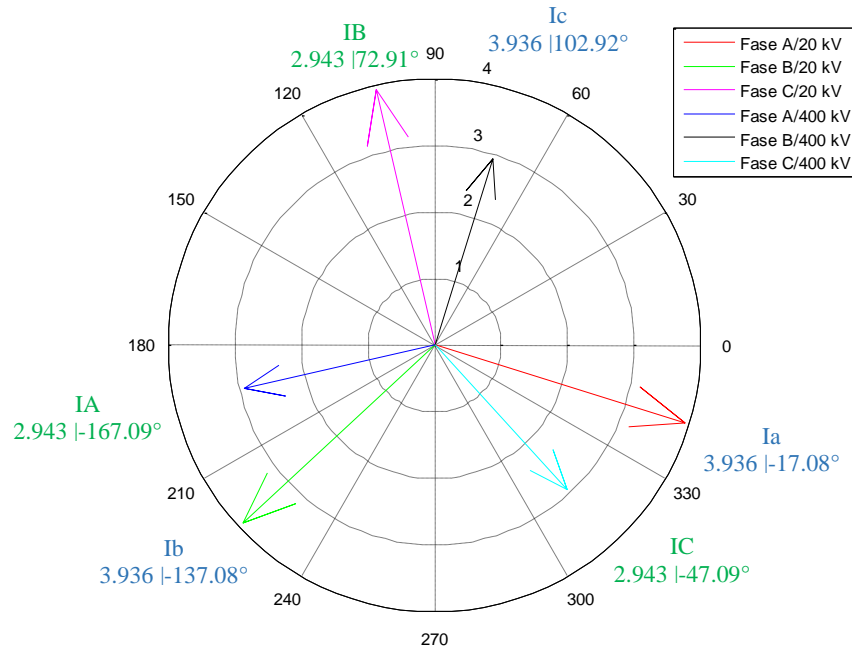


Figura 4.52. Diagrama fasorial de corrientes secundarias en los Tc's del devanado de 20 kV y del devanado de 400 kV del transformador de generación.

En la figura 4.52. se puede observar que las corrientes primarias de los Tc's tanto de alta, como de baja se encuentran desfasadas por 150° , la corriente de baja adelanta por 150° a la corriente de alta esto debido a la conexión de la polaridad los transformadores de corriente. Esta diferencia de ángulo se compensa con las matrices de compensación angular.

Otro caso externo que afecta a este desfasamiento de las corrientes, es el modo con el que se coloquen los Tc's, es decir si el polarizado está viendo hacia el transformador de potencia, o si está viendo hacia la planta. Por lo general los TC's se encuentran viendo hacia la planta, pero el cierre de la estrella se realiza hacia el transformador de potencia.

4.7.3 Corrientes primarias y secundaria en el transformador de generación en Simulink.

MEASUREMENTS:

1:	'I Medición TC6	' =	2.943 Arms	-47.09°
2:	'I C1	' =	9446 Arms	-17.08°
3:	'I C2	' =	9446 Arms	-137.08°
4:	'I C3	' =	9446 Arms	102.92°
5:	'I C4	' =	470.9 Arms	12.91°
6:	'I C5	' =	470.9 Arms	-107.09°
7:	'I C6	' =	470.9 Arms	132.91°
8:	'I Medición TC1	' =	3.936 Arms	-17.08°
9:	'I Medición TC2	' =	3.936 Arms	-137.08°
10:	'I Medición TC3	' =	3.936 Arms	102.92°
11:	'I Medición TC4	' =	2.943 Arms	-167.09°
12:	'I Medición TC5	' =	2.943 Arms	72.91°

Figura 4.53. Medición de corrientes primarias y secundarias en el transformador de generación en Simulink.

Corrientes Primarias en el Transformador
de Generación:

Corrientes secundarias en Tc's

C1 = Fase A (20 kV)

Medición TC1 = Fase A (20 kV) RTC = 12 000 / 5

C2 = Fase B (20 kV)

Medición TC2 = Fase B (20 kV) RTC = 12 000 / 5

C3 = Fase C (20 kV)

Medición TC3 = Fase C (20 kV) RTC = 12 000 / 5

C4 = Fase A (400 Kv)

Medición TC4 = Fase A (400 kV) RTC = 800 / 5

C5 = Fase B (400 Kv)

Medición TC5 = Fase B (400 kV) RTC = 800 / 5

C6 = Fase C (400 Kv)

Medición TC6 = Fase C (400 kV) RTC = 800 / 5

4.8 ANÁLISIS DE FALLAS SIMULADAS AL SISTEMA MODELADO.

4.8.1 Operación Normal del sistema con carga nominal.

4.8.1.1 Corrientes Primarias

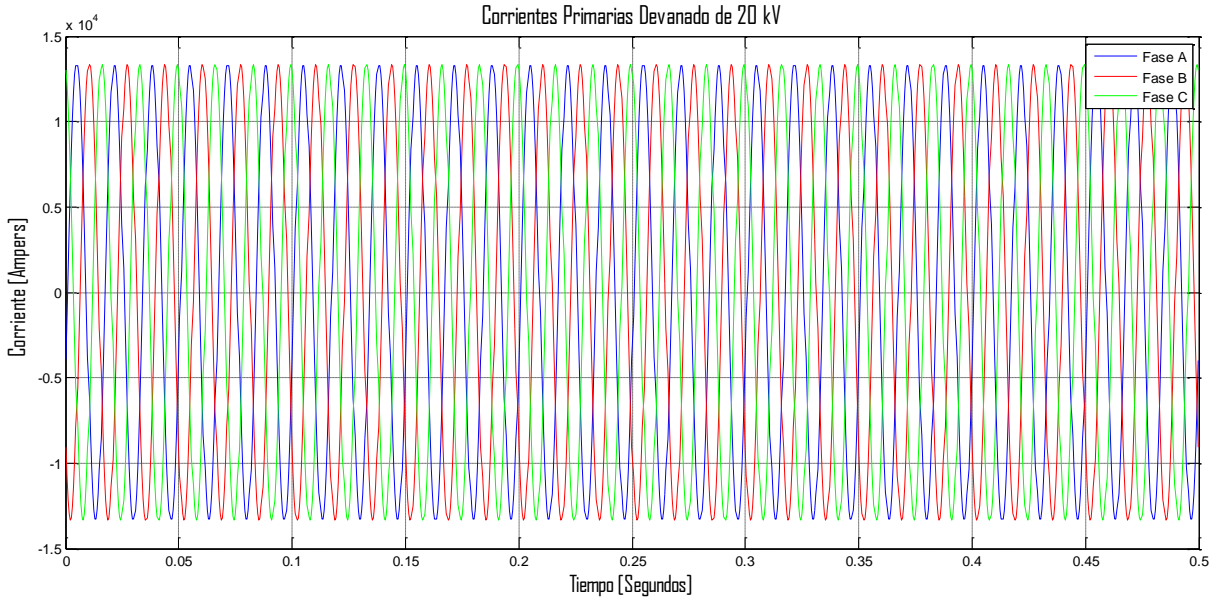


Figura 4.54. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con carga nominal.

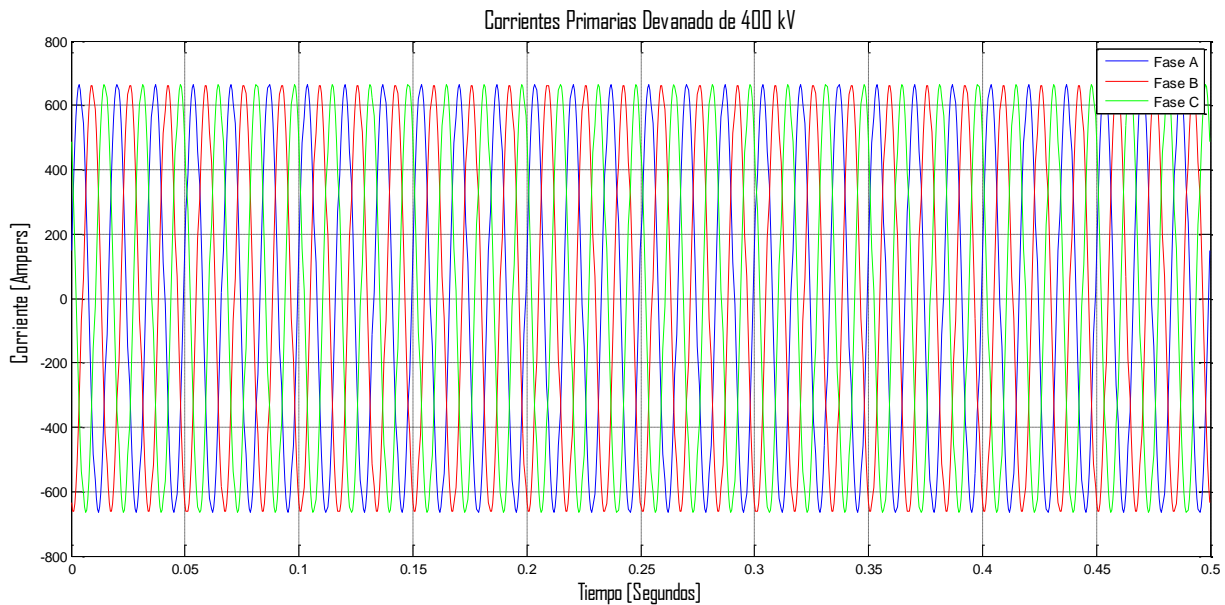


Figura 4.55. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con carga nominal.

4.8.1.2 Corrientes Secundarias

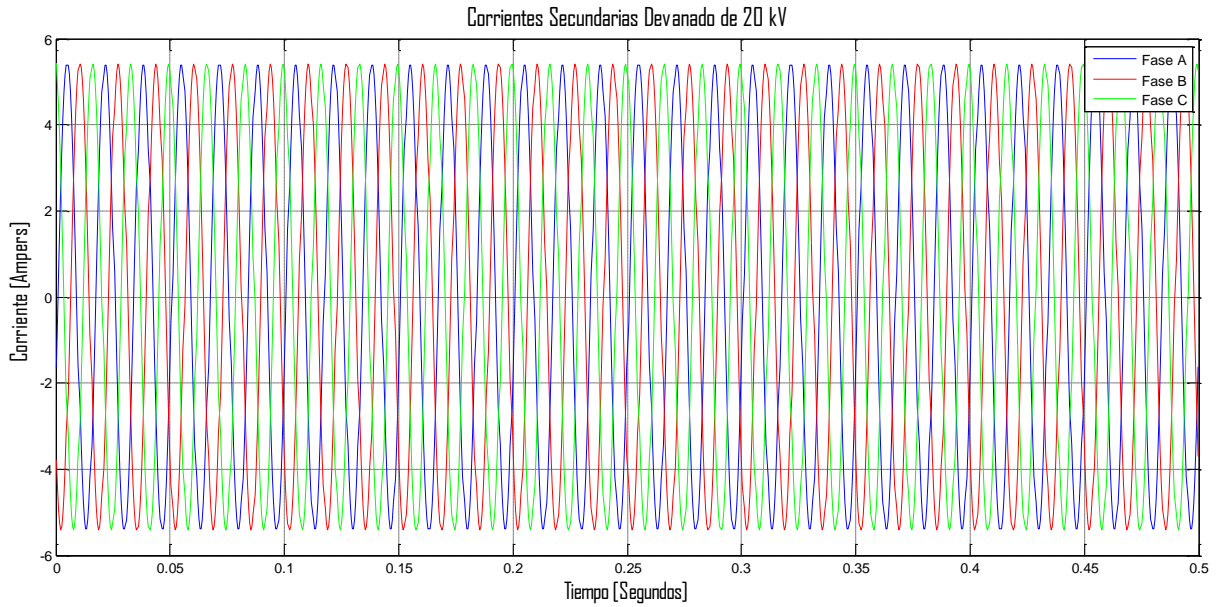


Figura 4.56. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con carga nominal.

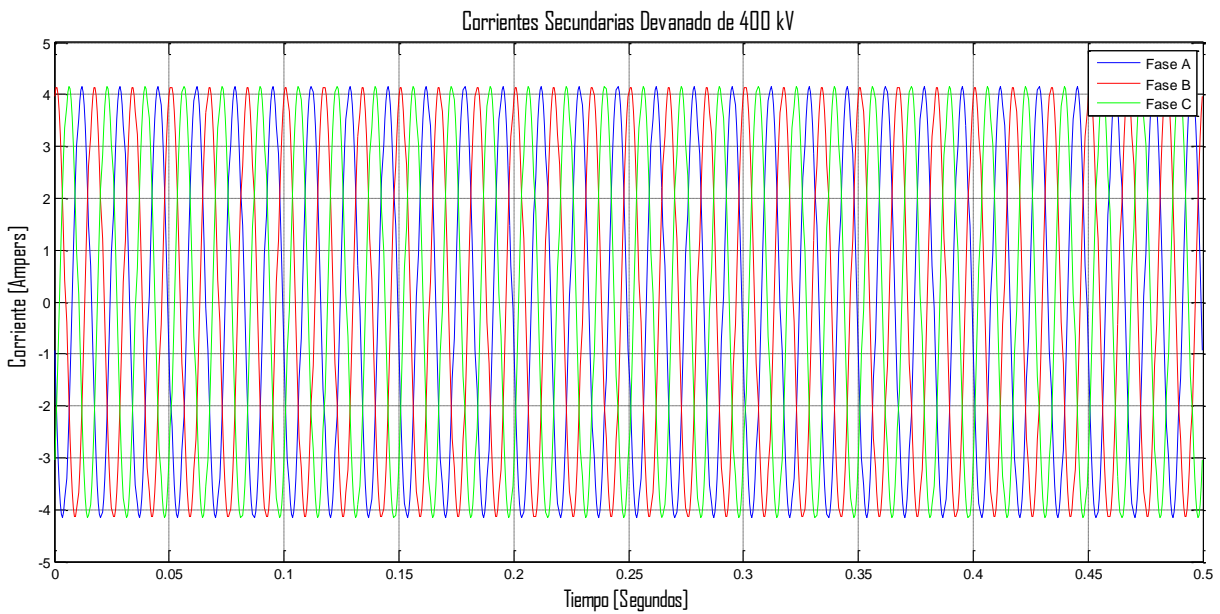


Figura 4.57. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con carga nominal.

En la figura 4.54, se muestra la corriente primaria del devanado de 20 kV, con el sistema estable a carga nominal (sin ninguna falla simulada). El valor pico de la corriente es 1.3358×10^4 A, por lo tanto la corriente primaria es igual a $\frac{1.3358 \times 10^4 A}{\sqrt{2}} = 9,446$ A

En la figura 4.55, se muestra la corriente primaria del devanado de 400 kV, con el sistema estable a carga nominal (sin ninguna falla simulada). El valor pico de la corriente es 665.95 A, por lo tanto la corriente primaria es igual a $\frac{665.95 A}{\sqrt{2}} = 470.9$ A

En la figura 4.56, se muestra la corriente secundaria del devanado de 20 kV, con el sistema estable a carga nominal (sin ninguna falla simulada). El valor pico de la corriente es 5.5663 A, por lo tanto la corriente secundaria es igual a $\frac{5.5663 A}{\sqrt{2}} = 3.936$ A

En la figura 4.57, se muestra la corriente secundaria del devanado de 400 kV, con el sistema estable a carga nominal (sin ninguna falla simulada). El valor pico de la corriente es 4.1620 A, por lo tanto la corriente secundaria es igual a $\frac{4.1620 A}{\sqrt{2}} = 2.943$ A

Para mayor exactitud, se tomaron como referencia las corrientes mostradas por Simulink (Ver Figura 4.53).

En las Figuras 4.54, 4.55, 4.56, 4.57 se analizan la corriente trifásica en **operación normal del sistema con carga nominal**, el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), como se podrá apreciar la corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), Fase C (Color Verde) se encuentran desfasadas 120° entre sí con una magnitud constante durante todo el tiempo simulado.

4.8.1.3 Corriente de Operación.

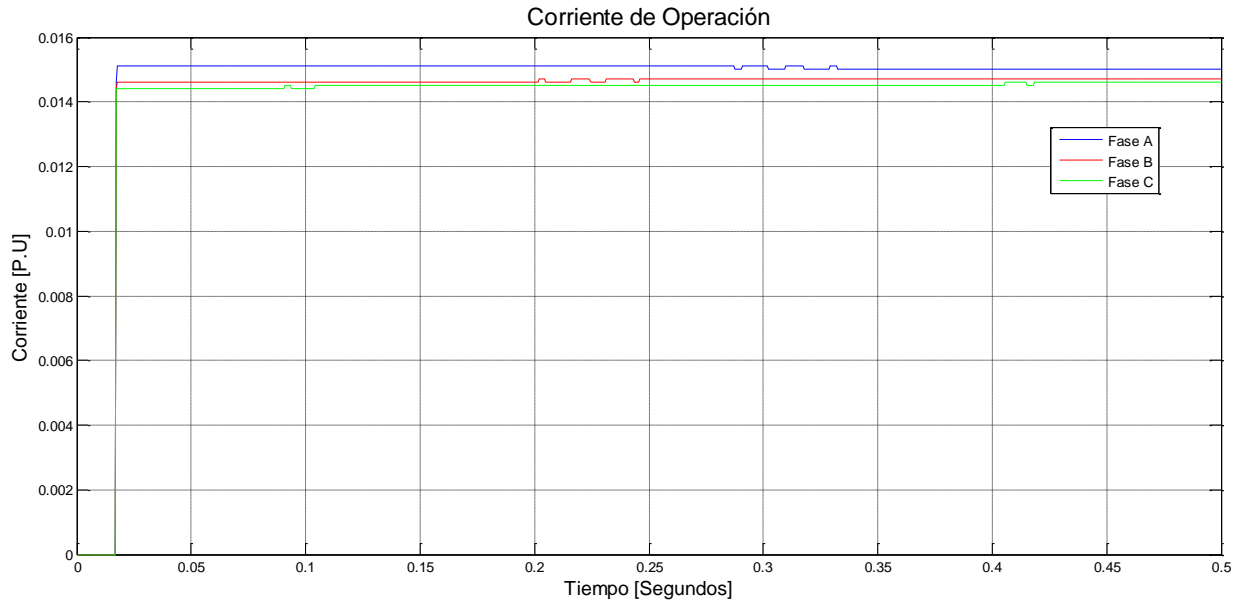


Figura 4.58. Oscilograma de la corriente de operación sin falla en el sistema con carga nominal.

Según el *Journal of Reliable Power Volume 2 Number 3, September, 2011, Pag 20.*, la corriente de operación es igual a la suma fasorial de las corrientes compensadas tanto en magnitud como en ángulo de los devanados involucrados del transformador de potencia.

$$I_{OP} = \left| \overline{I_{W1}} + \overline{I_{W2}} \right|$$

Idealmente la corriente de operación = $1 \mid 0^\circ + 1 \mid 180^\circ = 0$.

En Simulink se tiene que:

$$I_{W1} = 0.9186 - 0.3881i \text{ p.u}$$

$$I_{W2} = -0.9235 + 0.3739i \text{ p.u}$$

$$I_{operación} = 0.015 \mid -109.03 \text{ p.u}$$

4.8.1.4 Corriente de Restricción.

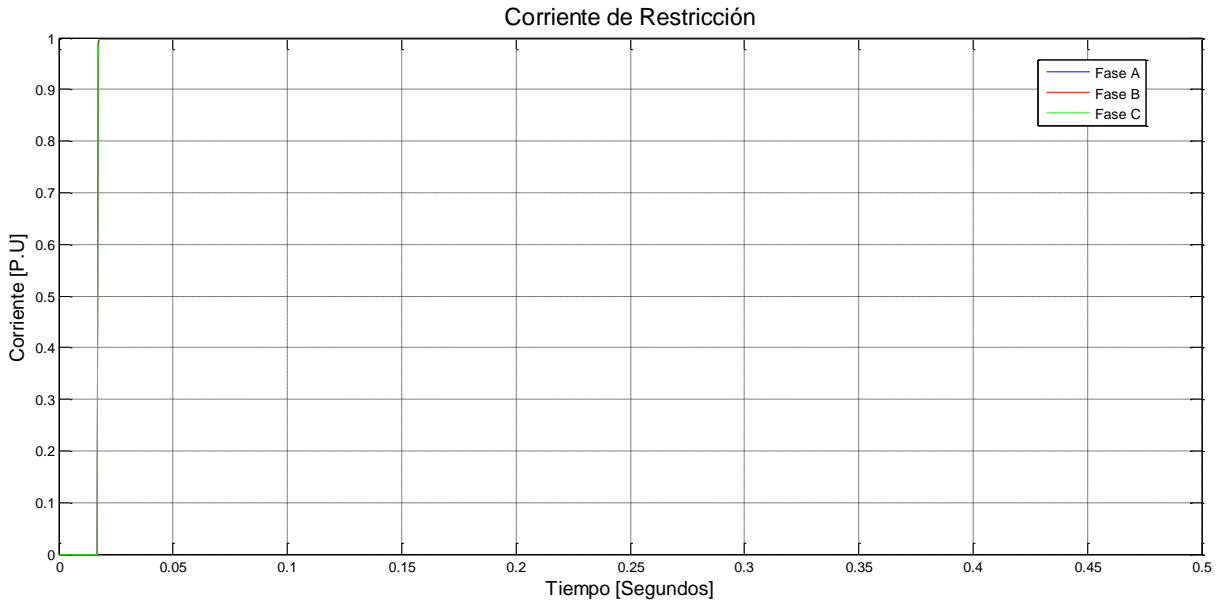


Figura 4.59. Oscilograma de la corriente de restricción sin falla en el sistema con carga nominal.

Según el *Journal of Reliable Power Volume 2 Number 3, September, 2011, Pag 20.*, la corriente de restricción es igual a la suma de los módulos de las corrientes compensadas tanto en magnitud como en ángulo de los devanados involucrados del transformador de potencia por una constante usualmente igual a 1 o 0.5.

$$I_{RT} = k \left(\left| \overline{I_{W1}} \right| + \left| \overline{I_{W2}} \right| \right)$$

Idealmente la corriente de restricción = $\frac{1+1}{2} = 1$ p.u.

En Simulink se tiene que:

$$IW1 = 0.9972 \text{ p.u}$$

$$IW2 = 0.9963 \text{ p.u}$$

$$I_{restricción} = 0.9967 \text{ p.u}$$

Debido al error generado por las señales tomadas de los TC's, la corriente de restricción no es el valor de 1 p.u. debido a los errores de los TC's

4.8.1.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

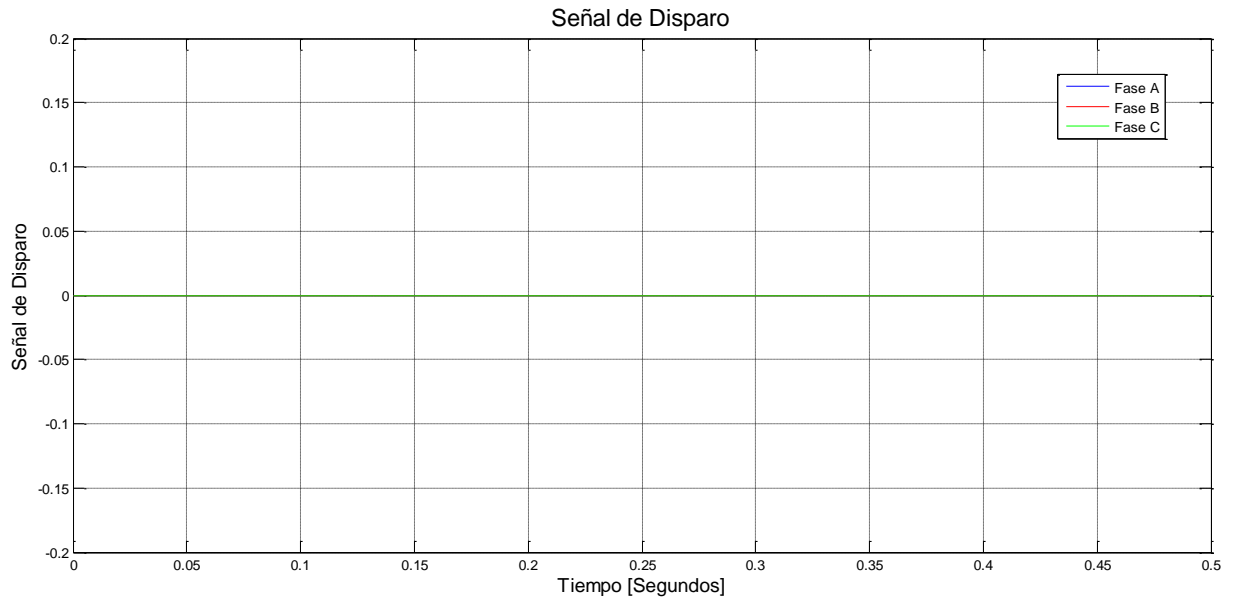


Figura 4.60. Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.

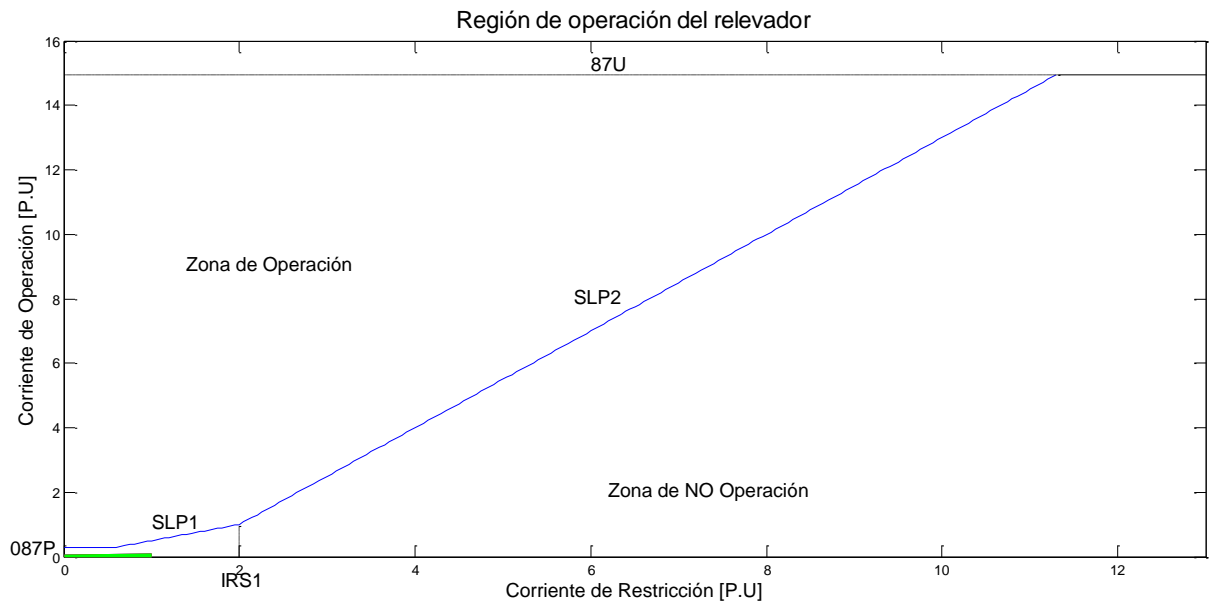


Figura 4.61. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición sin falla en el sistema con carga nominal.

En la Figura 4.60 se analiza la señal de disparo, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **operación normal del sistema con carga nominal**, la protección no opera en ninguna fase debido a que el sistema se encuentra en estado convencional de operación con carga nominal.

En la Figura 4.61 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), en la Fase C (Color Verde) se encuentran fuera de la zona de, por lo cual no opera en ninguna de las fases antes mencionadas.

En la **operación normal del sistema con carga nominal**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial no opera, en ninguna de sus fases.

4.8.2 Falla Monofásica a Tierra Externa (Fase A) Bus de 400 kV.

4.8.2.1 Corrientes Primarias

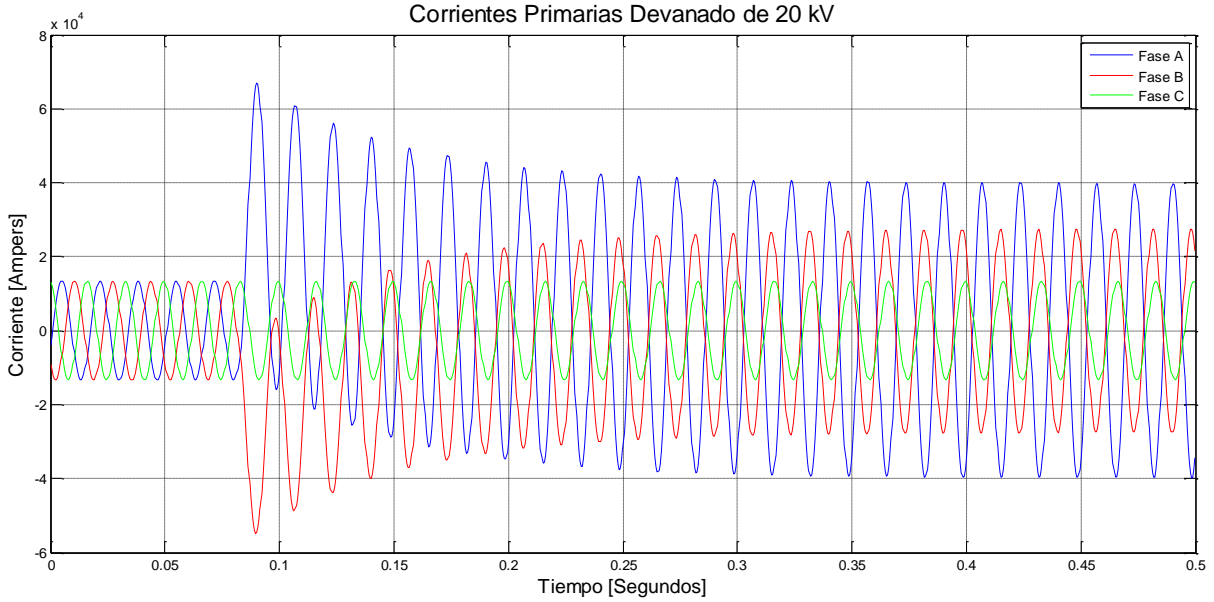


Figura 4.62. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla monofásica a tierra externa en 400 KV.

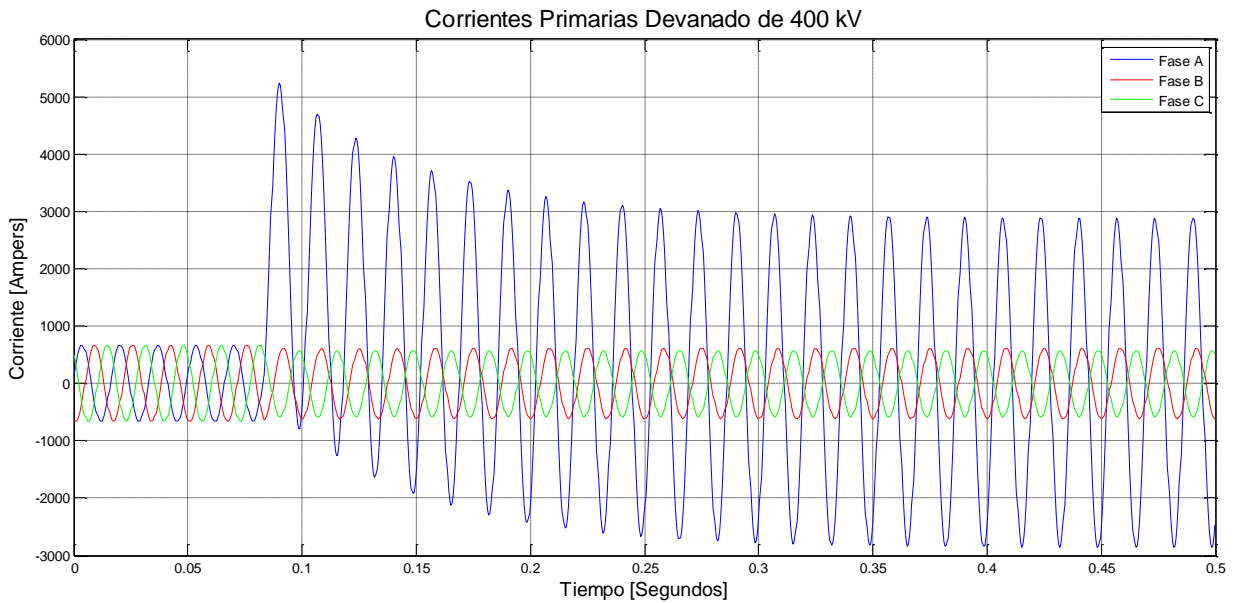


Figura 4.63. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla monofásica a tierra externa en 400 KV.

4.8.2.2 Corrientes Secundarias

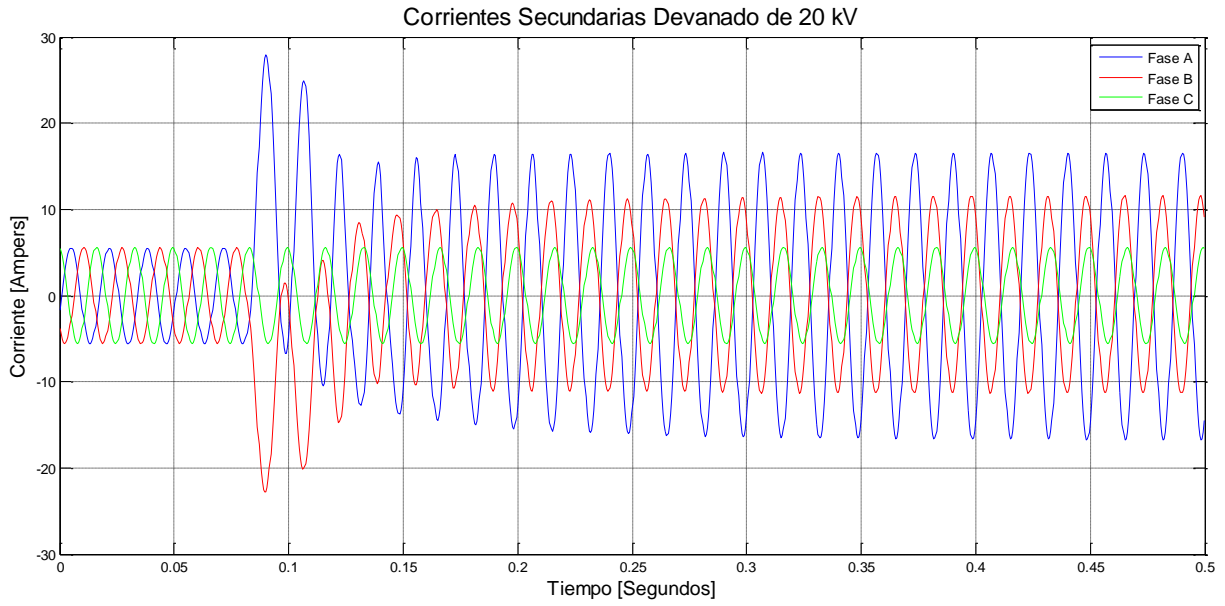


Figura 4.64. Oscilograma de la corriente secundaria del devanado de 20 kV con falla monofásica a tierra externa en 400 KV.

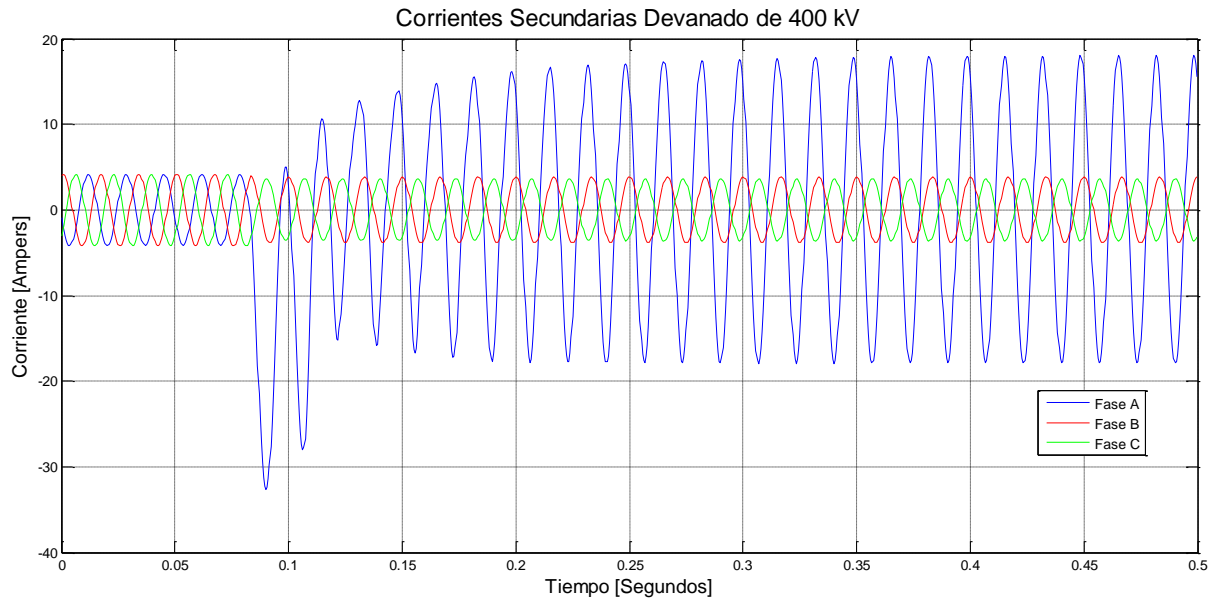


Figura 4.65. Oscilograma de la corriente secundaria del devanado de 400 kV con falla monofásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.2.3 Corriente de Operación.

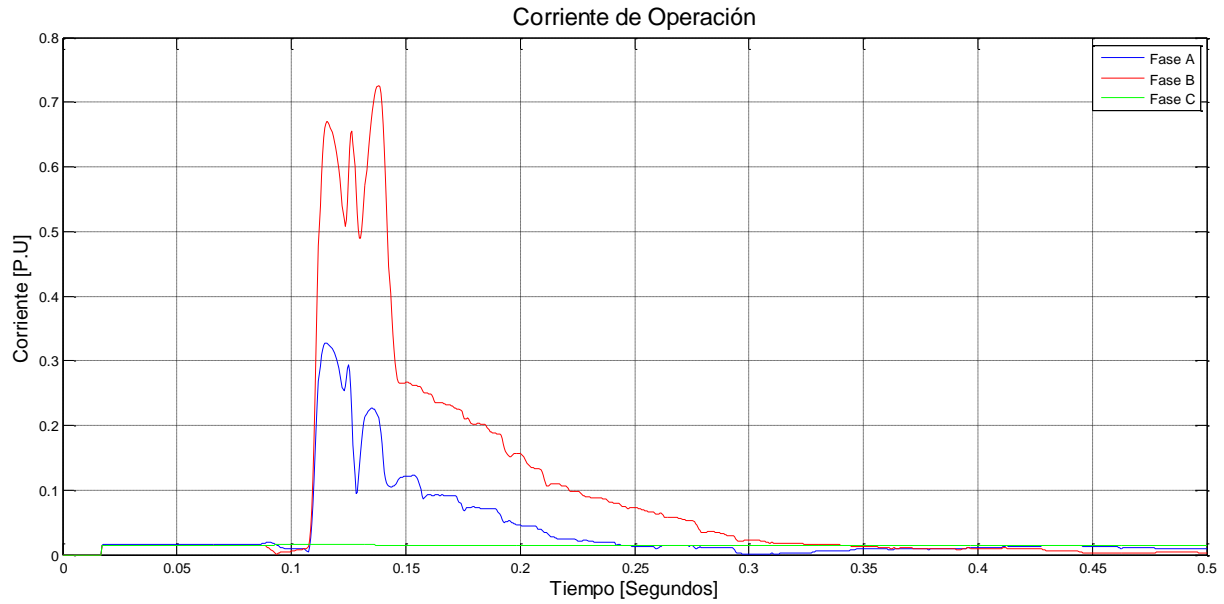


Figura 4.66. Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.2.4 Corriente de Restricción.



Figura 4.67. Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.2.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

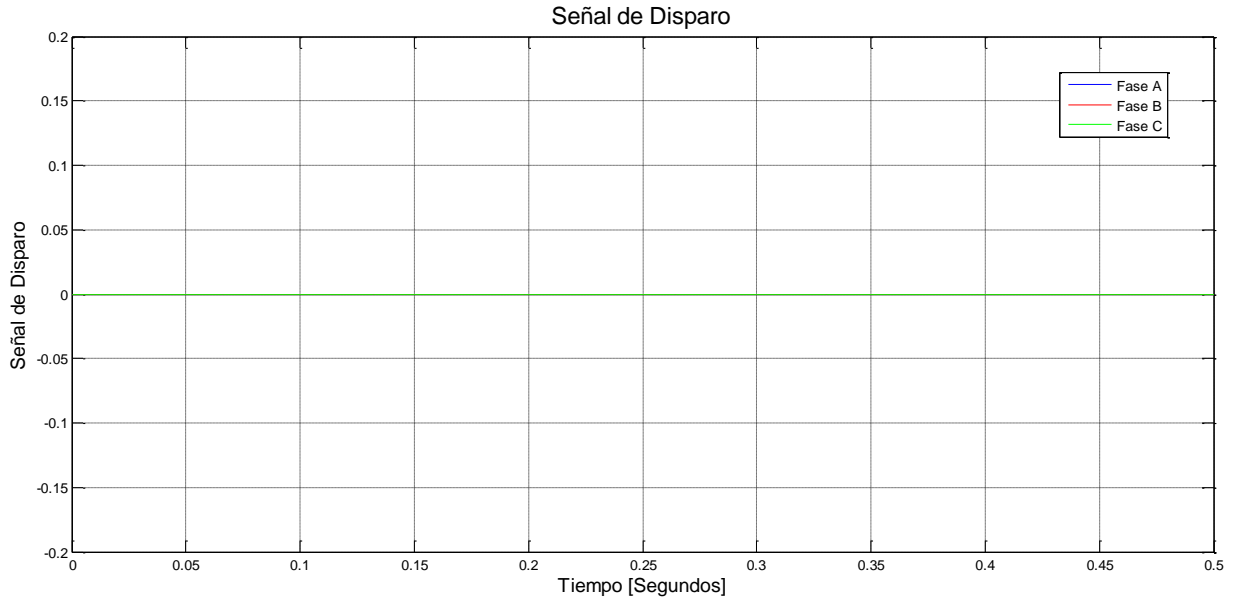


Figura 4.68. Señal de Disparo con falla monofásica a tierra externa en 400 kV.

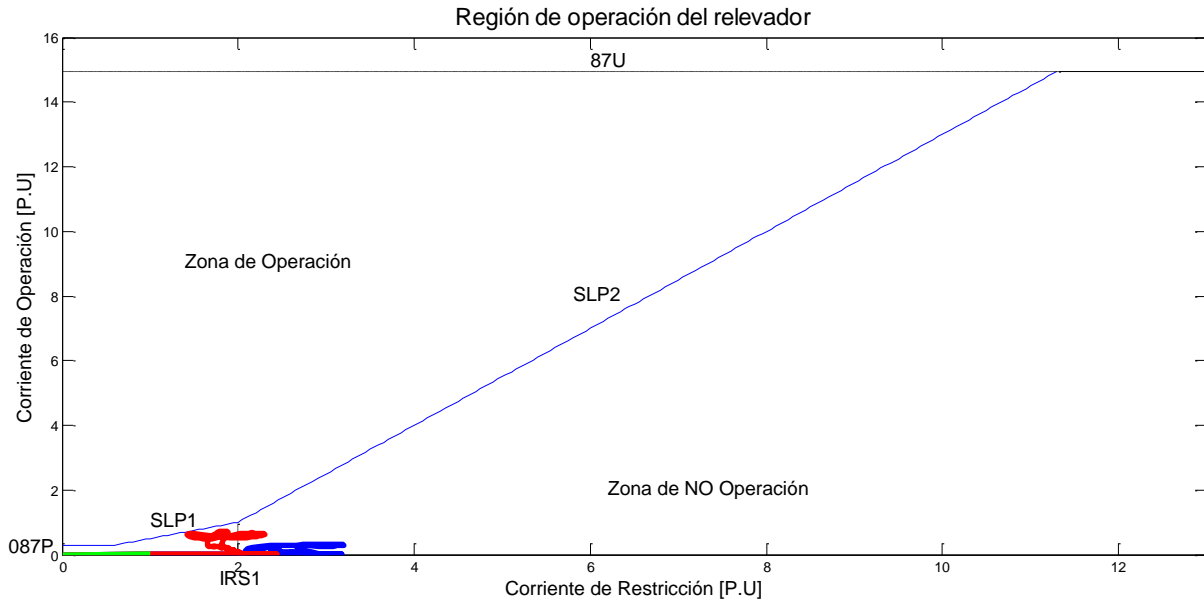


Figura 4.69. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla monofásica a tierra externa en 400 kV .

En la Figura 4.62, 4.63, 4.64, 4.65 se analiza la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Monofásica a Tierra externa en 400 KV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar una componente de directa decreciente de la corriente en la fase A (Color Azul).

En la Figura 4.66 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación se incremente hasta valores de 0.7 p.u, y degradándose a 0.025 pero siempre dentro de los parámetros establecidos (ceranos a cero).

En la Figura 4.67 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A y en la Fase B se incremente, aunque la falla es en la fase A, tienden a incrementarse las corrientes de las fases A y B debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 4.68 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Monofásica a Tierra externa en 400 kV**, la protección no opera en ninguna fase debido a que se simula una falla del índole externa.

En la Figura 4.69 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), en la Fase C (Color Verde) observándose que aunque la falla es en la fase A, tienden a operar las fases A y C debido a la conexión del transformador delta/estrella . Con los ajustes propuestos se observa que entran en la zona de operación las funciones diferenciales de las fases A y C.

4.8.3 Falla Bifásica a Tierra Externa (Fase A – B - G) Bus de 400 kV.

4.8.3.1 Corrientes Primarias

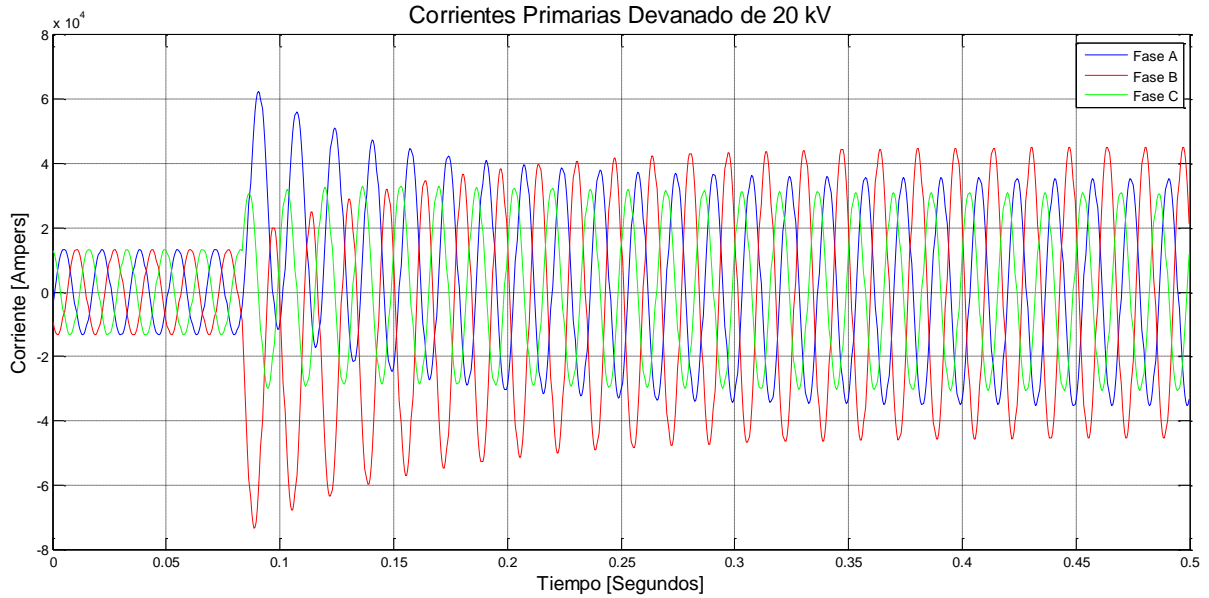


Figura 4.70. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.

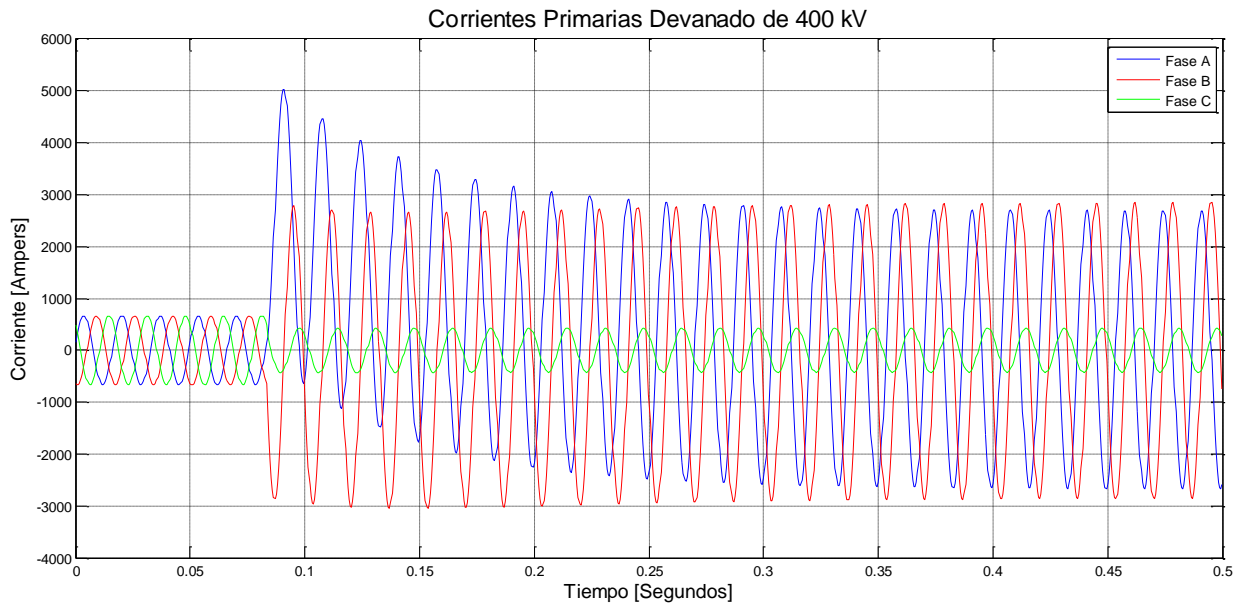


Figura 4.71. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.3.2 Corrientes Secundarias

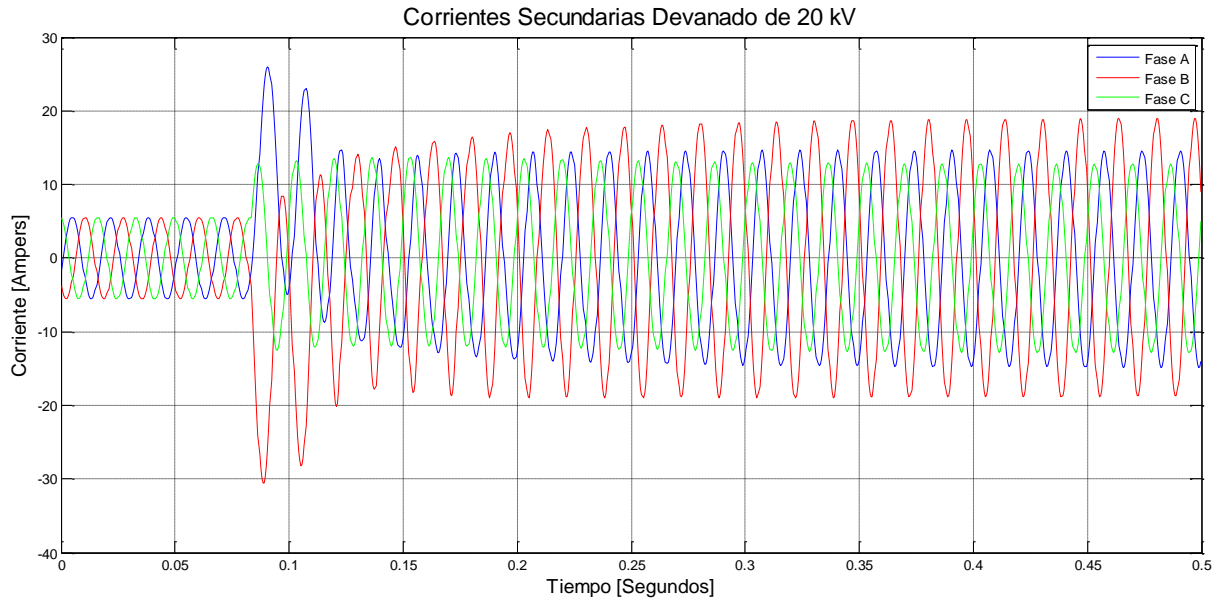


Figura 4.72. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.

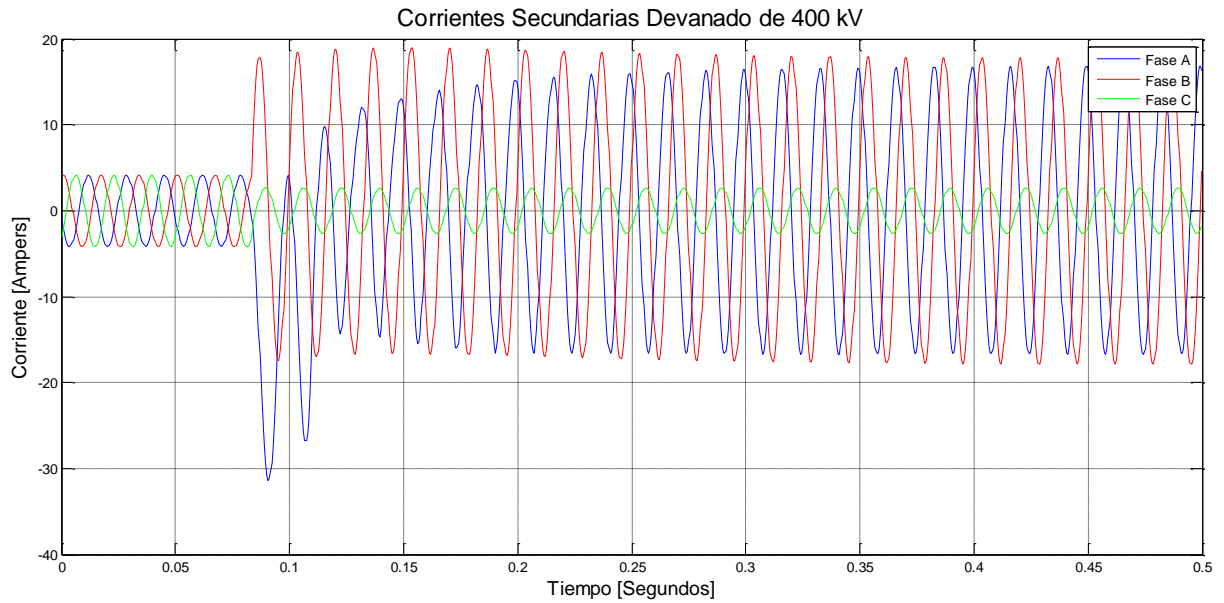


Figura 4.73. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.3.3 Corriente de Operación.

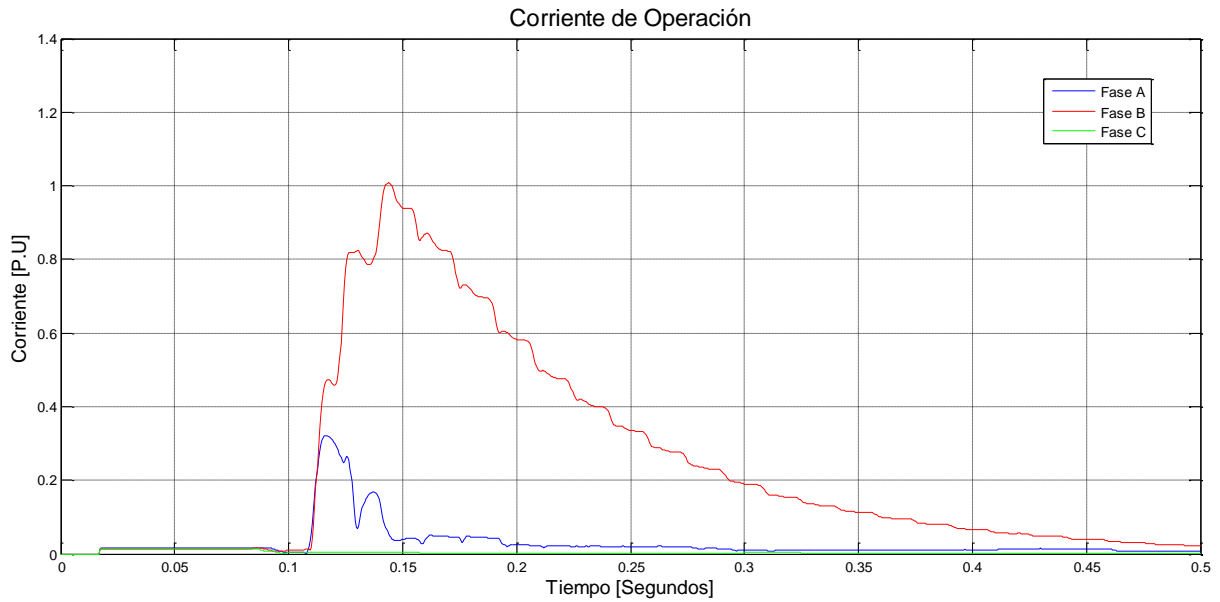


Figura 4.74. Oscilograma de la corriente con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.3.4 Corriente de Restricción.



Figura 4.75. Oscilograma de la corriente de restricción con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.3.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

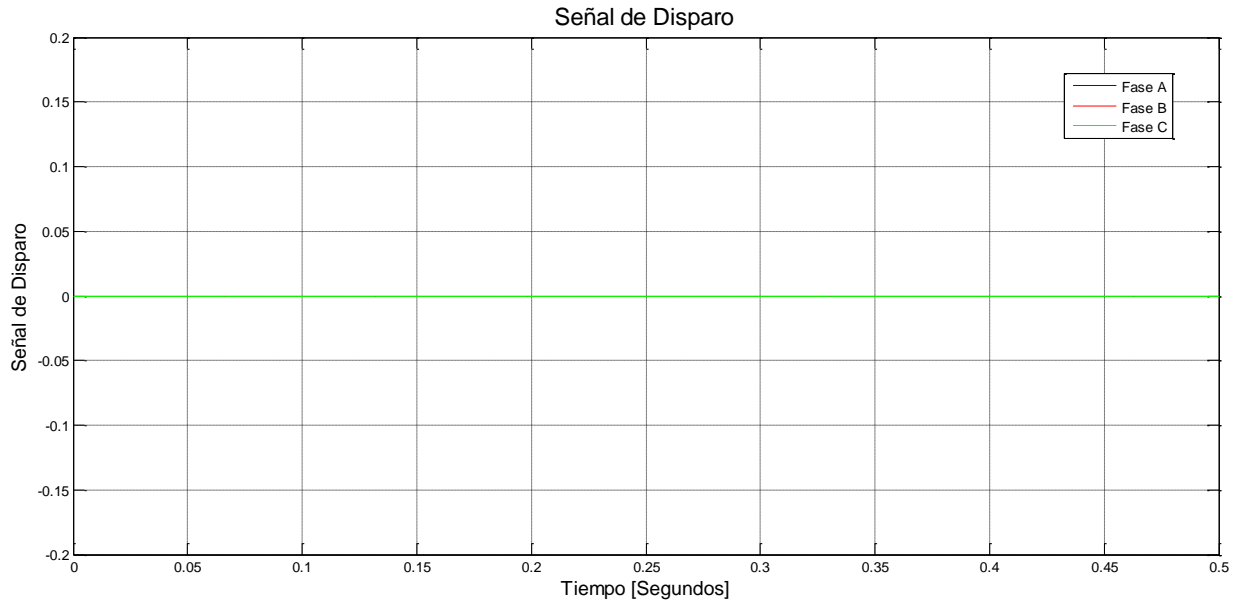


Figura 4.76. Señal de Disparo con falla bifásica a tierra externa en 400 kV.

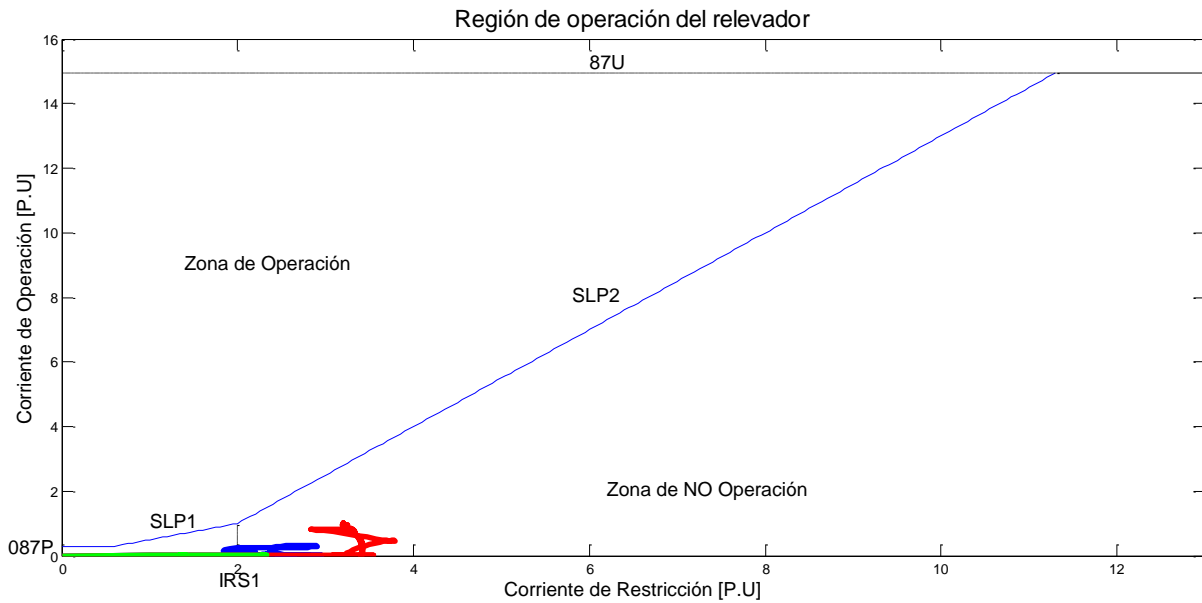


Figura 4.77. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla bifásica a tierra externa en 400 kV.

En la Figura 4.70, 4.71, 4.72, 4.73 se analiza la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Bifásica a Tierra externa (A-B-G) en 400 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar una distorsión de la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), con una componente de Directa.

En la Figura 4.74 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A y B se incremente, y disminuya la corriente de operación en la fase C.

En la Figura 4.75 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A y B, así como la fase C.

En la Figura 4.76 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla bifásica a Tierra externa en 400 kV**, la protección no opera en ninguna fase debido a que se simula una falla del índole externa.

En la Figura 4.77 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), en la Fase C (Color Verde) se encuentran fuera de la zona de operación, por lo cual no opera en ninguna de las fases antes mencionadas. **En la falla bifásica a tierra externa en 400 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial no opera, en ninguna de sus fases.

4.8.4 Falla Trifásica a Tierra Externa Bus de 400 kV.

4.8.4.1 Corrientes Primarias

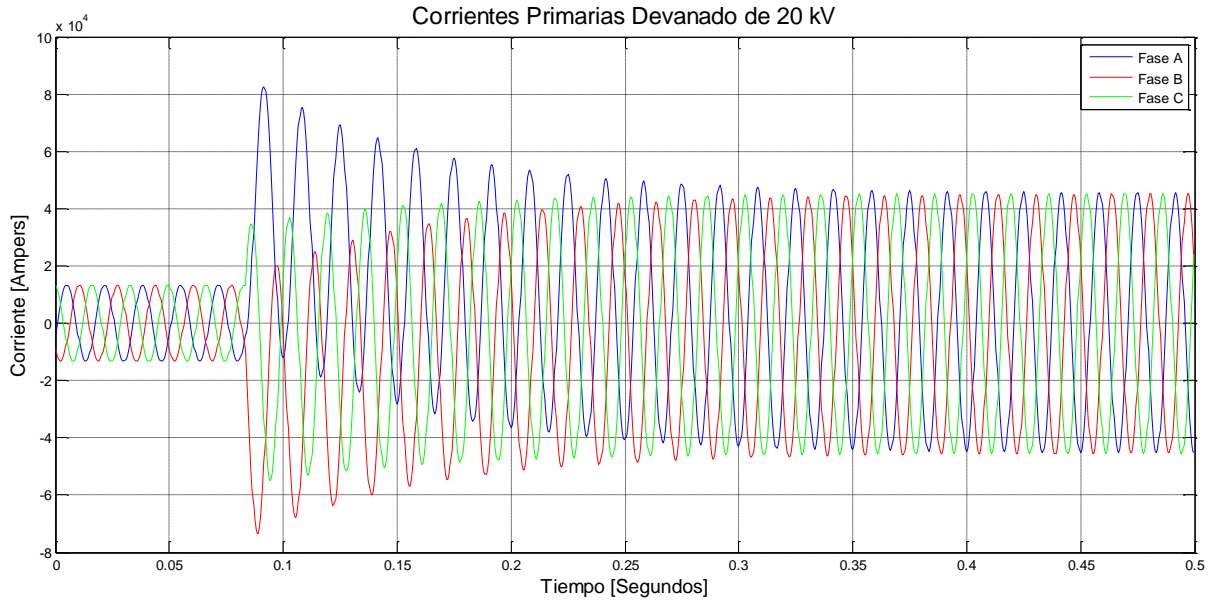


Figura 4.78. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.

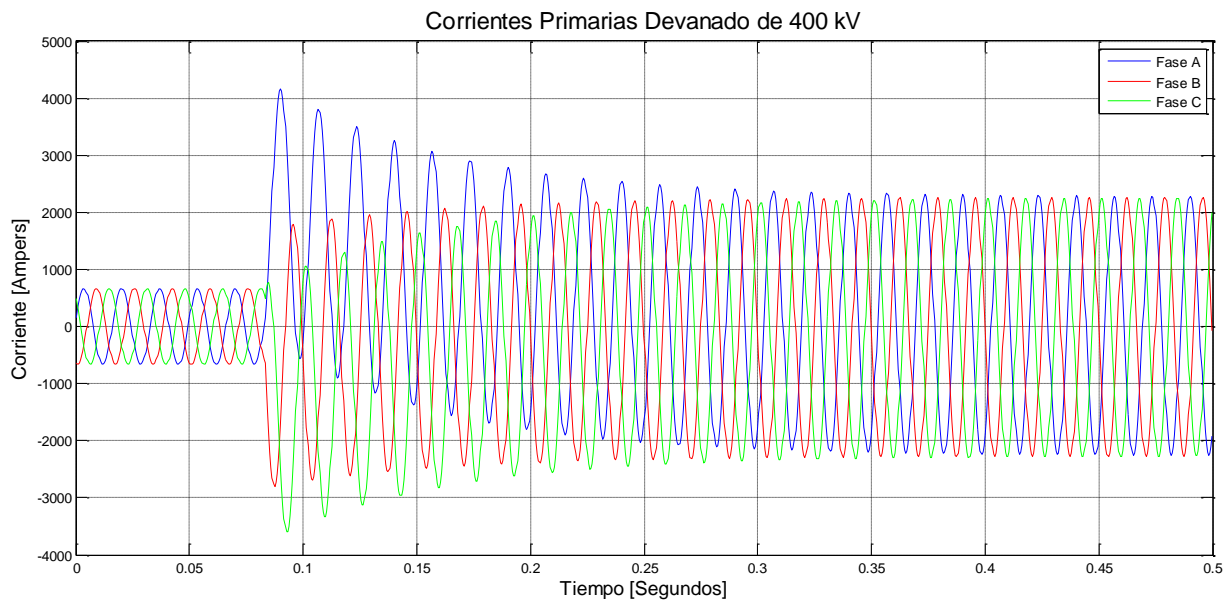


Figura 4.79. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.4.2 Corrientes Secundarias

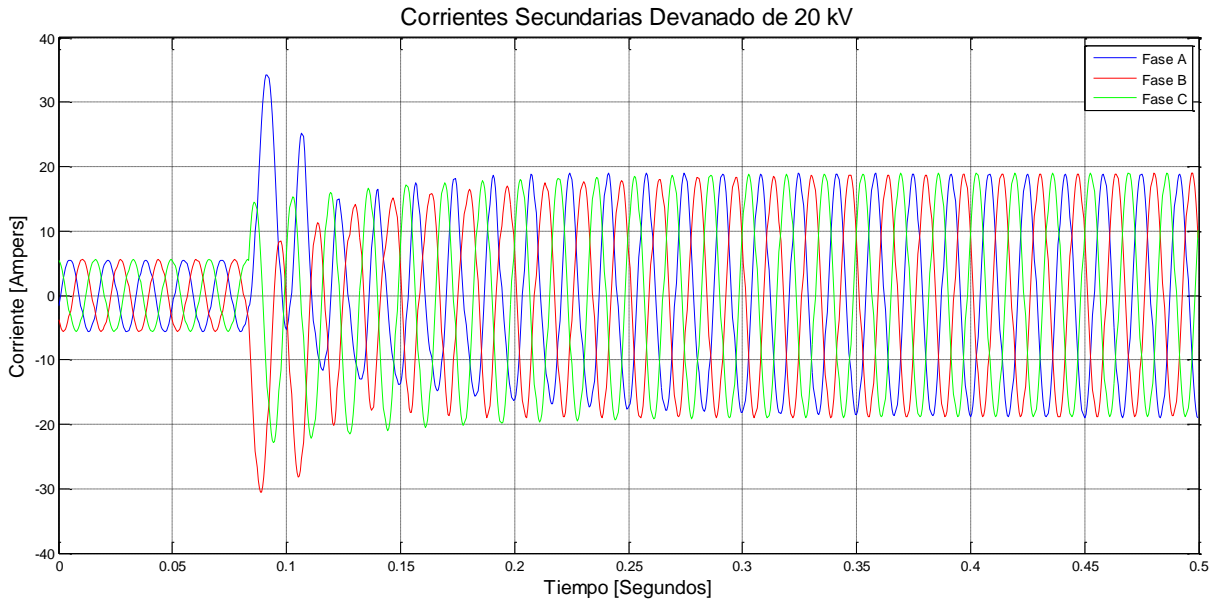


Figura 4.80. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.

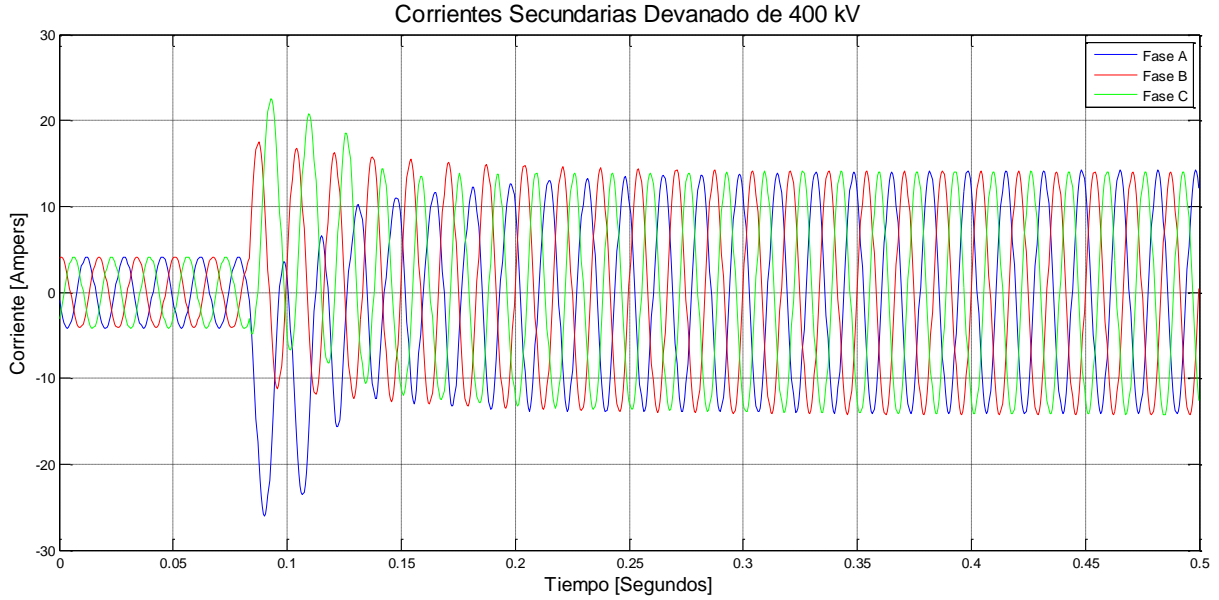


Figura 4.81. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.4.3 Corriente de Operación.

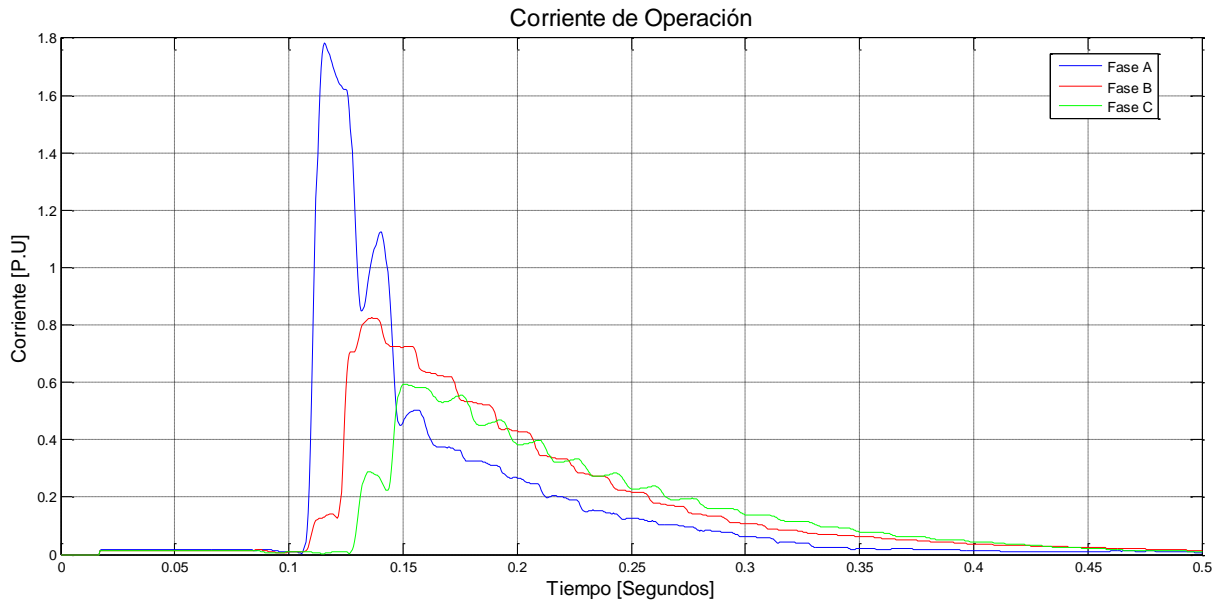


Figura 4.82. Oscilograma de la corriente de operación con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.4.4 Corriente de Restricción.



Figura 4.83. Oscilograma de la corriente de restricción con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.

4.8.4.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

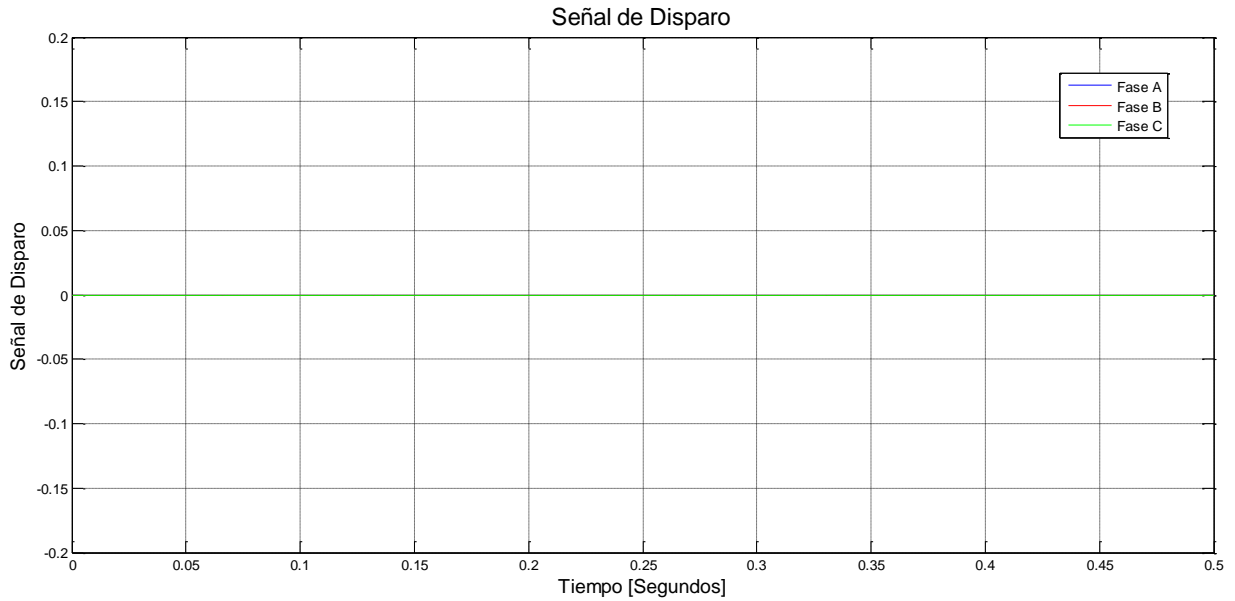


Figura 4.84. Señal de Disparo con falla trifásica a tierra externa en 400 kV.

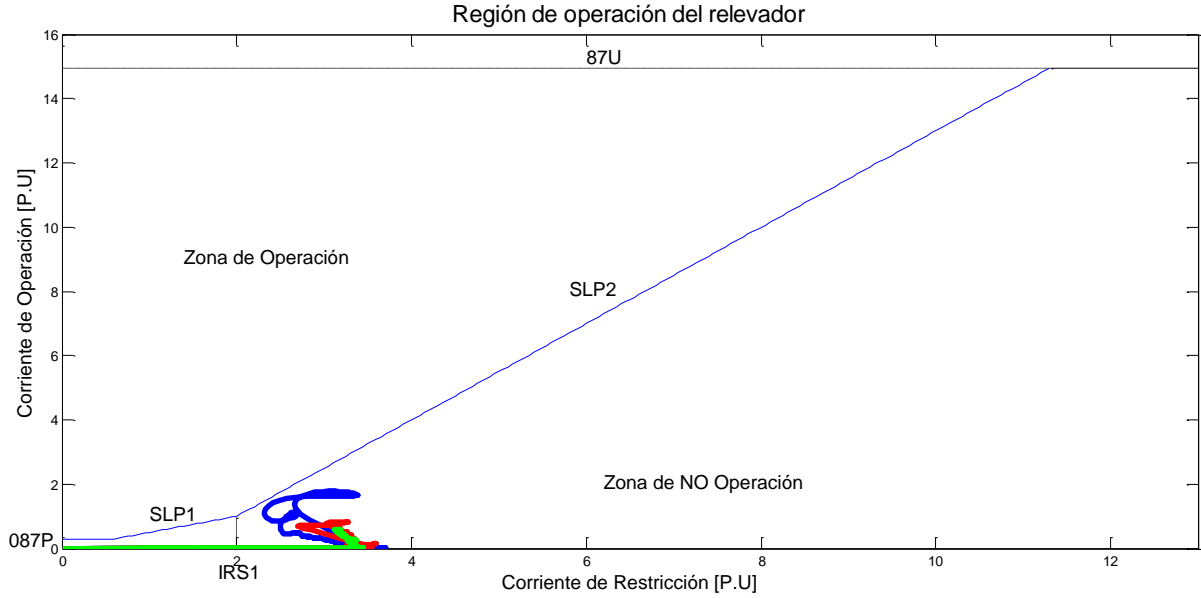


Figura 4.85. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla trifásica a tierra externa en 400 kV.

En la Figura. 4.78, 4.79, 4.80, 4.81, se analiza la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Trifásica a Tierra externa en 400 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar una distorsión de la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), con una componente de Directa.

En la Figura 4.82 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación se incremente hasta valores de 1.8 p.u.

En la Figura 4.83 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción se incremente, manteniéndose en 3.4 p.u.

En la Figura 4.84 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Trifásica a Tierra externa en 400 kV**, la protección no opera en ninguna fase debido a que se simula una falla del índole externa.

En la Figura 4.85 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), en la Fase C (Color Verde) se encuentran dentro de la zona de operación que el relé puede proteger, por lo cual no opera en ninguna de las fases antes mencionadas. **En la falla Trifásica a Tierra externa en 400 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial no opera, en ninguna de sus fases.

4.8.5 Falla Monofásica a Tierra Interna en el Devanado de 20 kV.

4.8.5.1 Corrientes Primarias

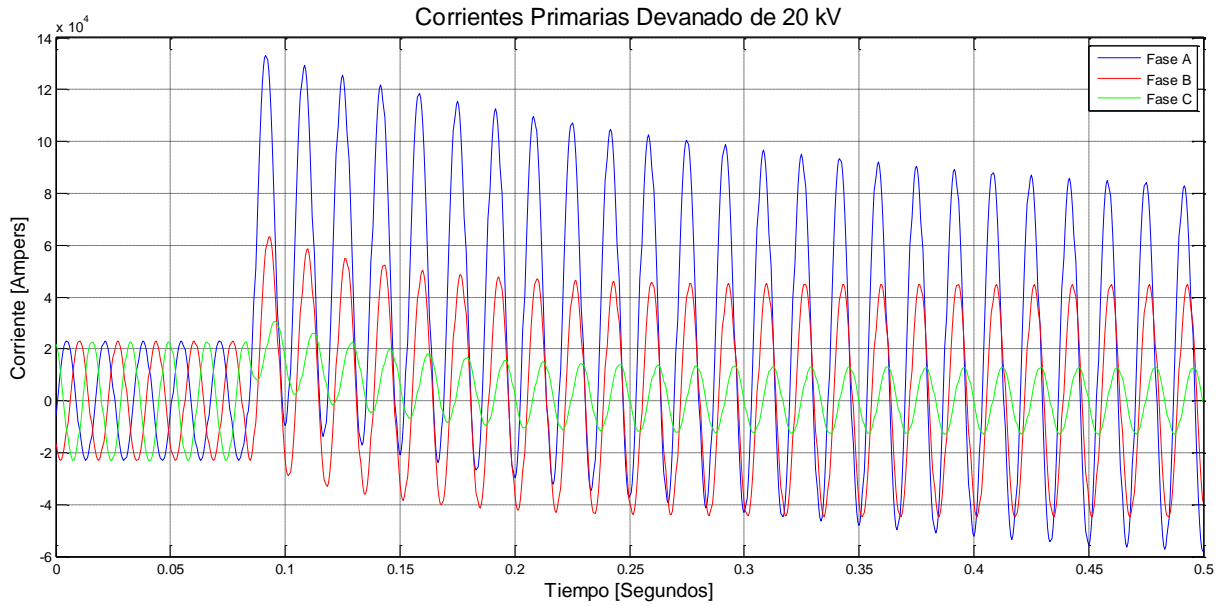


Figura 4.86. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla monofásica a tierra interna.

4.8.5.2 Corrientes Secundarias

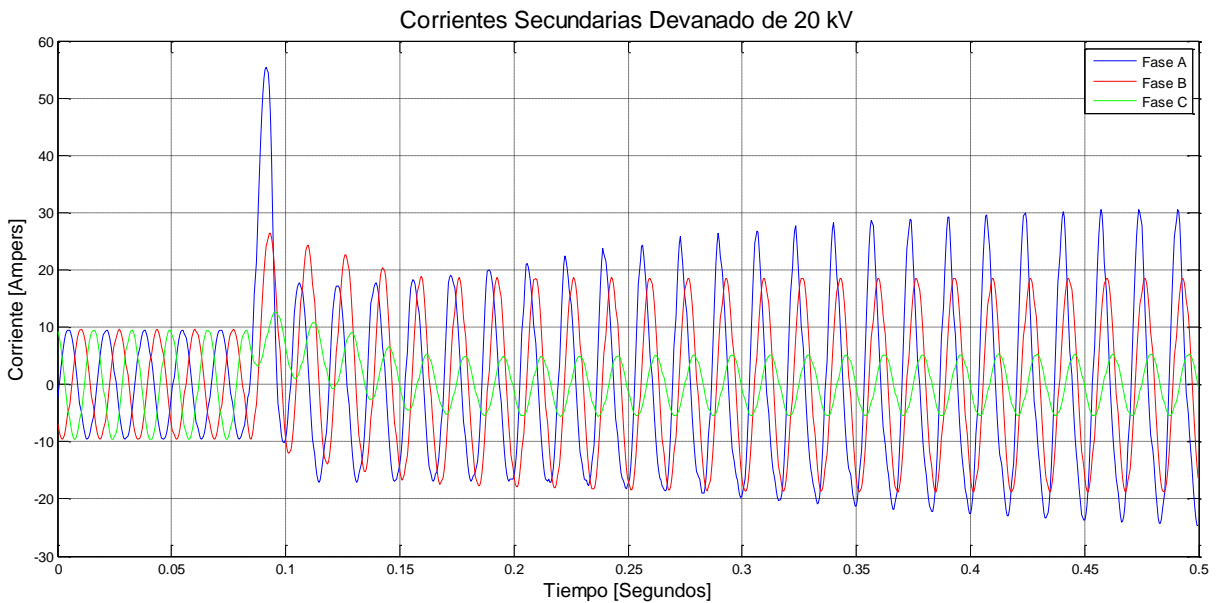


Figura 4.87. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla monofásica a tierra interna.

4.8.5.3 Corriente de Operación.

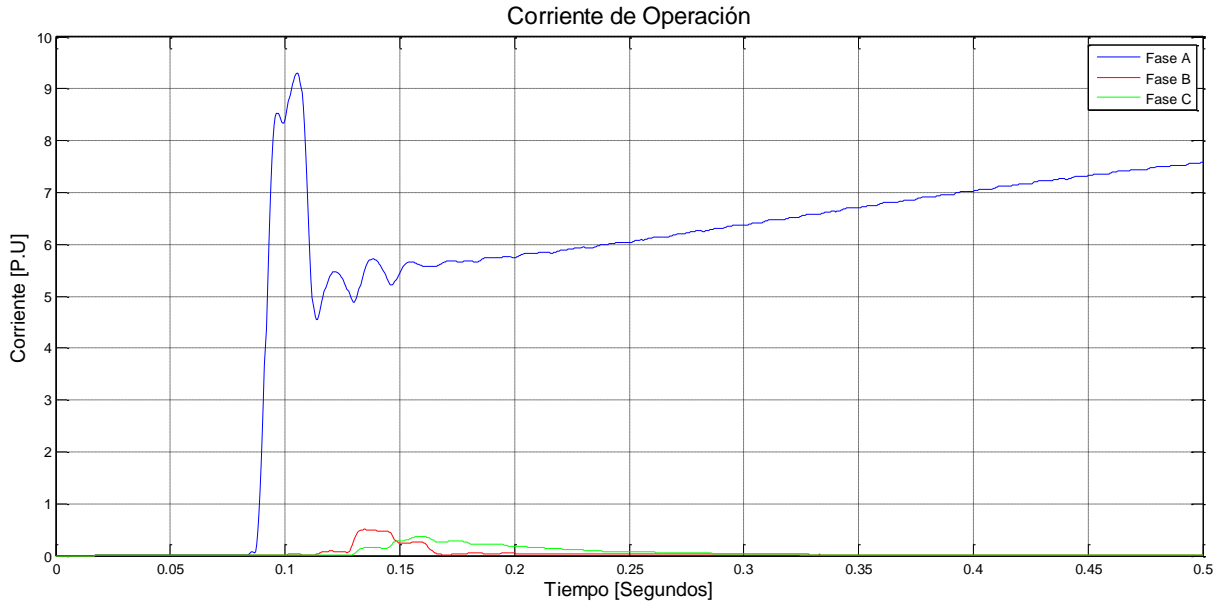


Figura 4.88. Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

4.8.5.4 Corriente de Restricción.

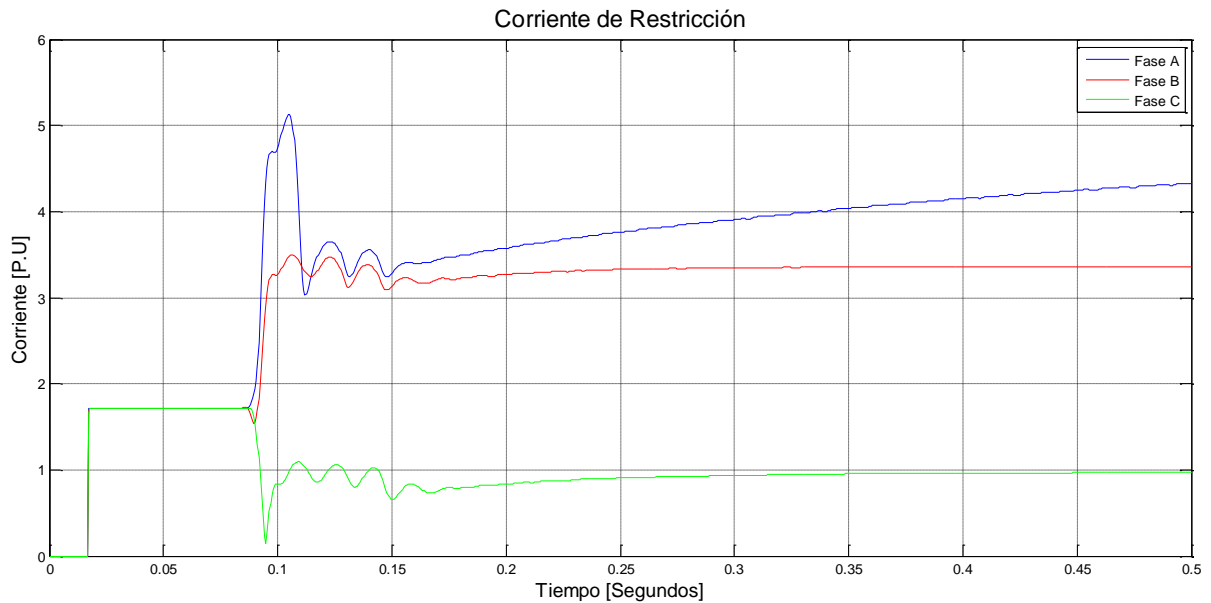


Figura 4.89. Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

4.8.5.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

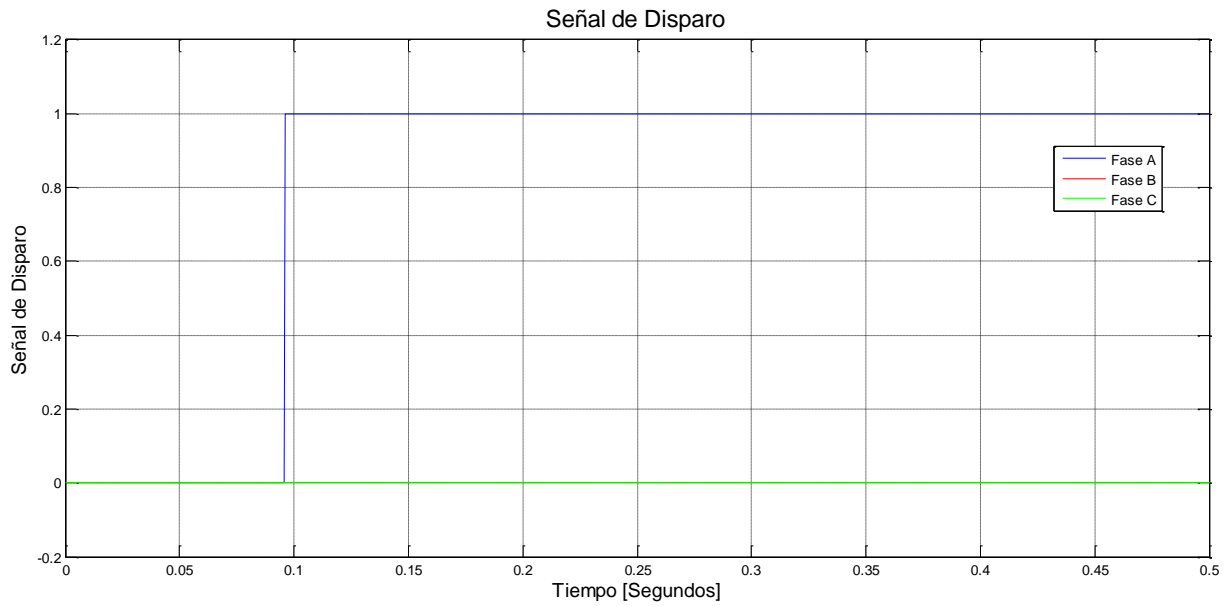


Figura 4.90. Señal de Disparo con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

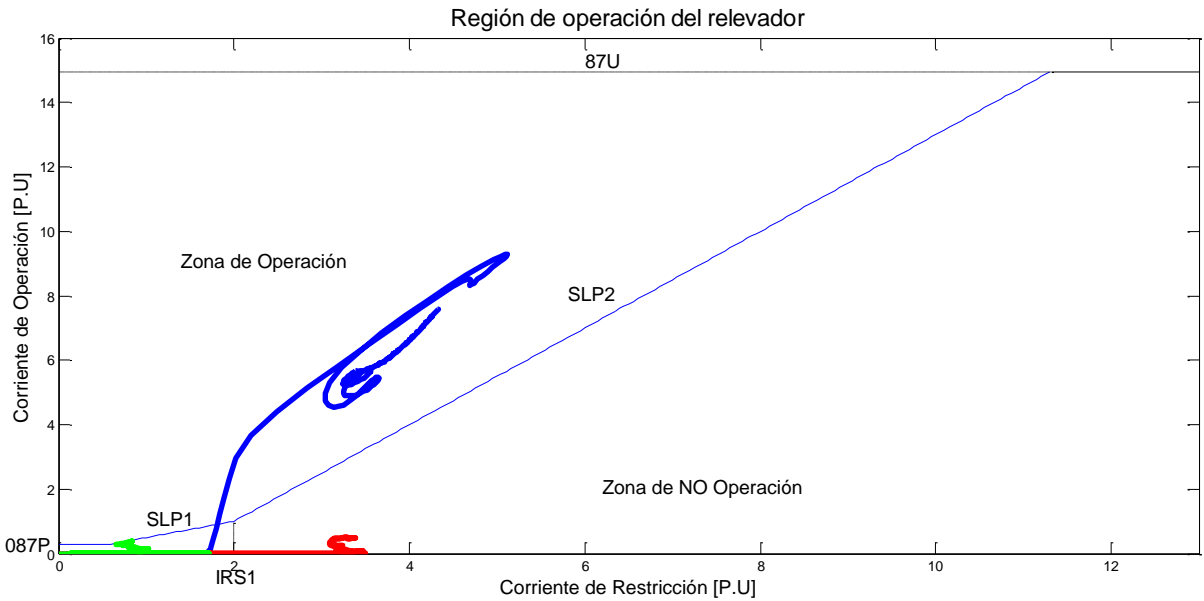


Figura 4.91. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

En la Figura 4.86, 4.87 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV**, la falla se presenta en el 5^o ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar un una componente de directa decreciente en la corriente en la fase A (Color Azul).

En la Figura 4.88 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A se incremente hasta valores de 9.17 p.u .

En la Figura 4.89 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A se incremente hasta a 5.04 p.u.

En la Figura 4.90 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV**, la protección opera en la fase A.

En la Figura 4.91 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul) dentro de la zona de operación, y la curva de la Fase B (Color Rojo), y la Fase C (Color Verde), se encuentran fuera de la zona de operación, por lo cual opera en la fase A. **En la falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 20 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial opera correctamente en la fase A. Comprobando así la correcta funcionalidad de la protección, por simular una falla interna, y que la protección eléctrica la clasifique como tal.

4.8.6 Falla Monofásica a Tierra Interna en el Devanado de 400 kV.

4.8.6.1 Corrientes Primarias.

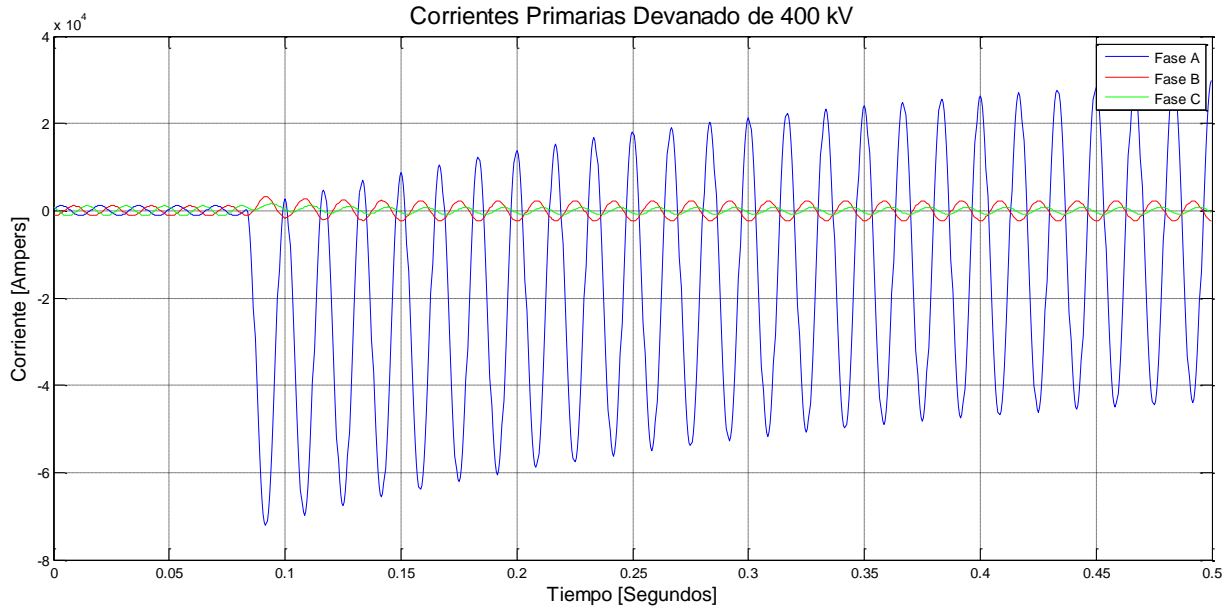


Figura 4.92. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla monofásica a tierra interna.

4.8.6.2 Corrientes Secundarias

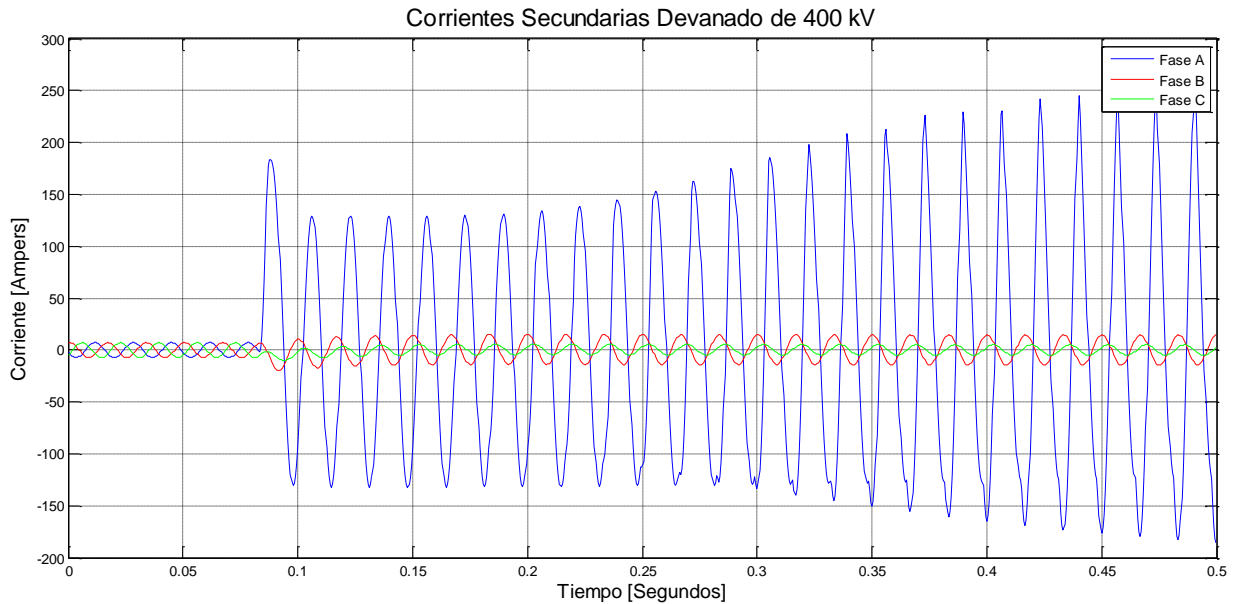


Figura 4.93. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla monofásica a tierra interna.

4.8.6.3 Corriente de Operación.

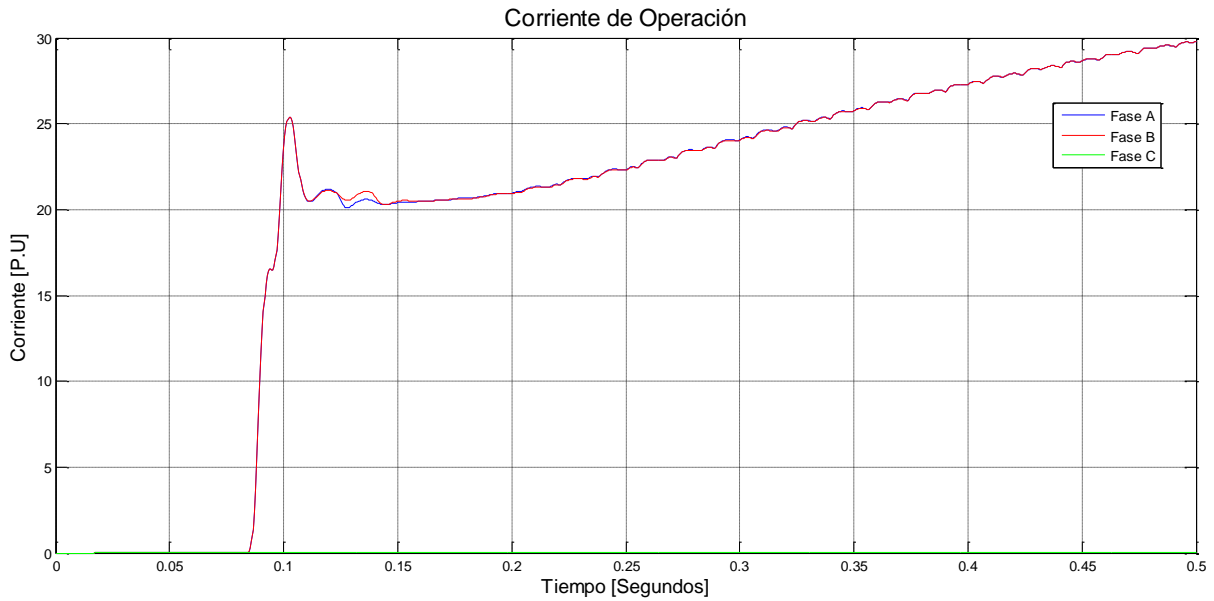


Figura 4.94. Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

4.8.6.4 Corriente de Restricción.

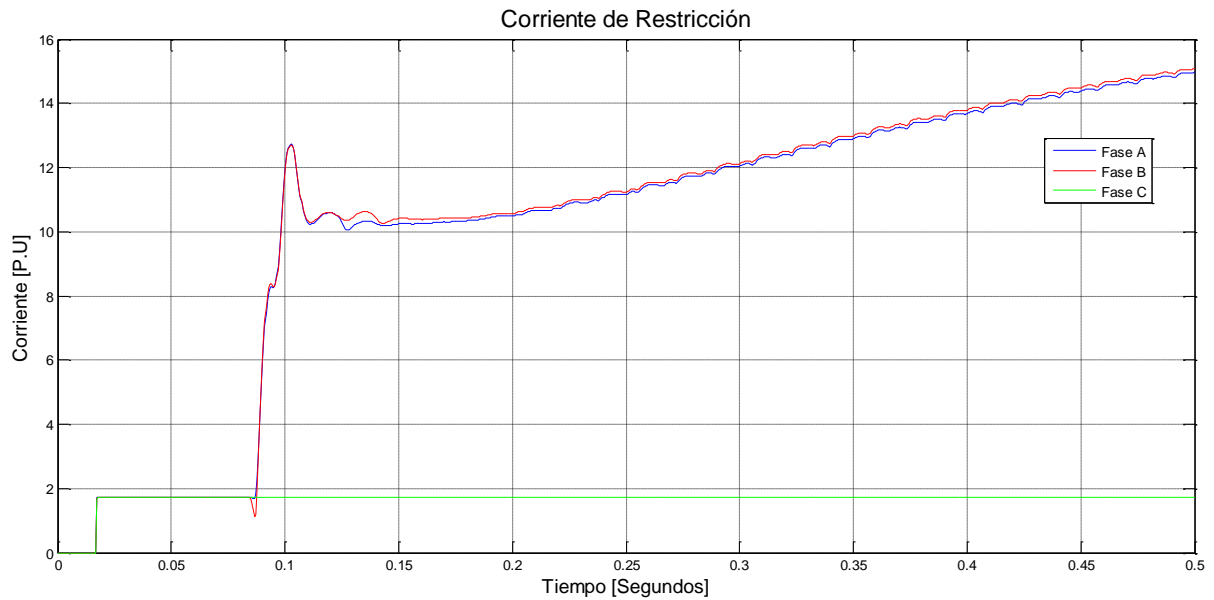


Figura 4.95. Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

4.8.6.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

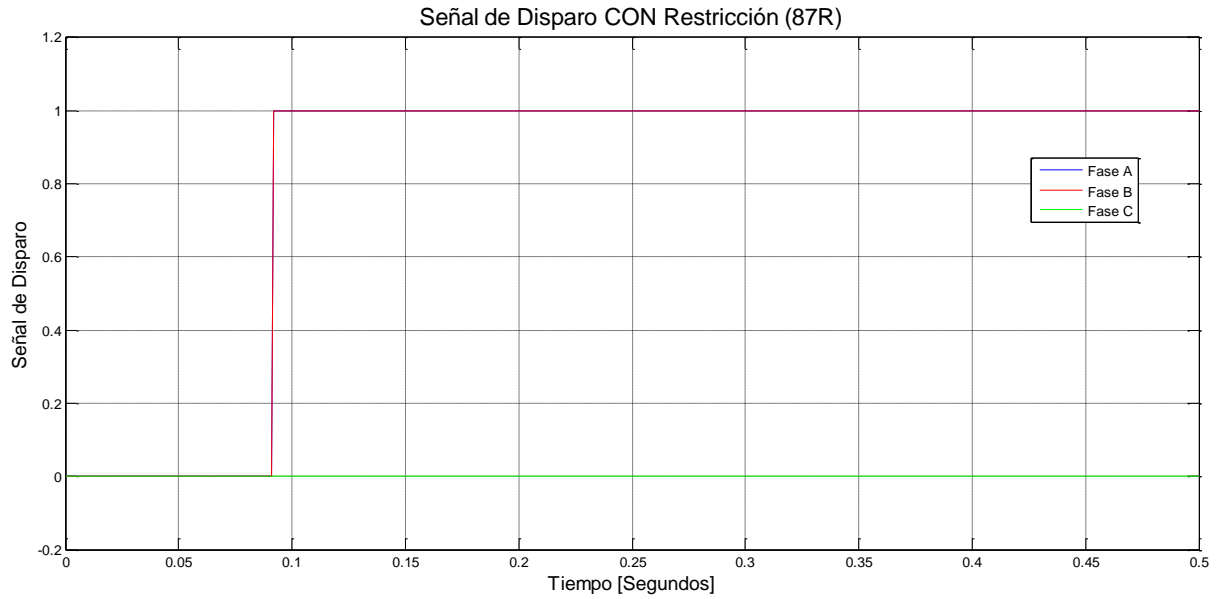


Figura 4.96. Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

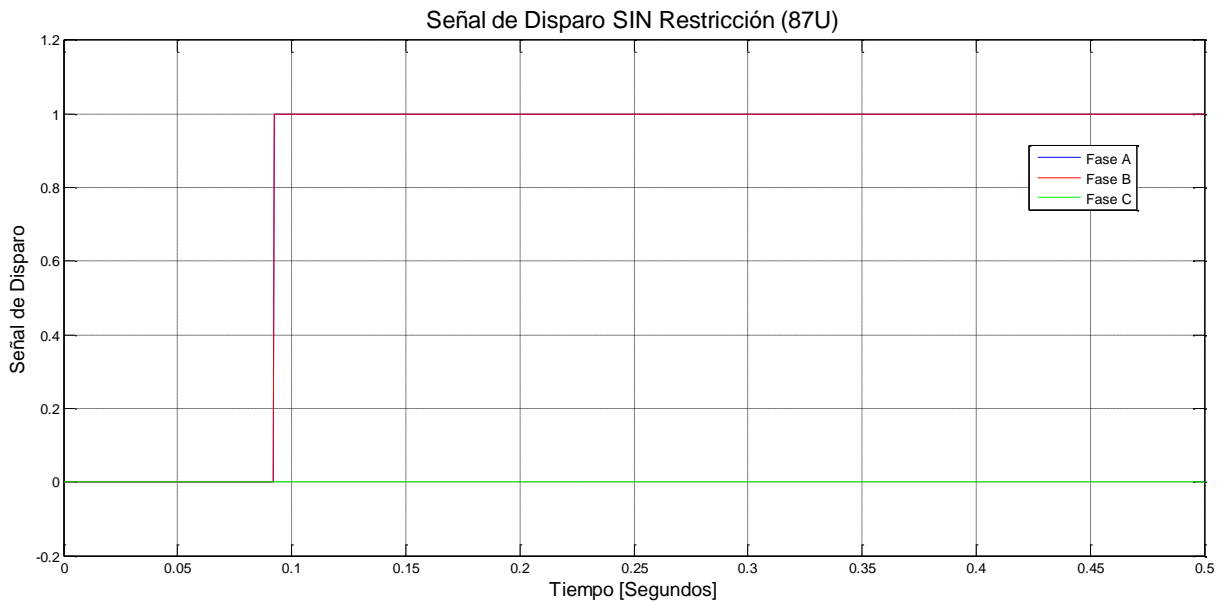


Figura 4.97. Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

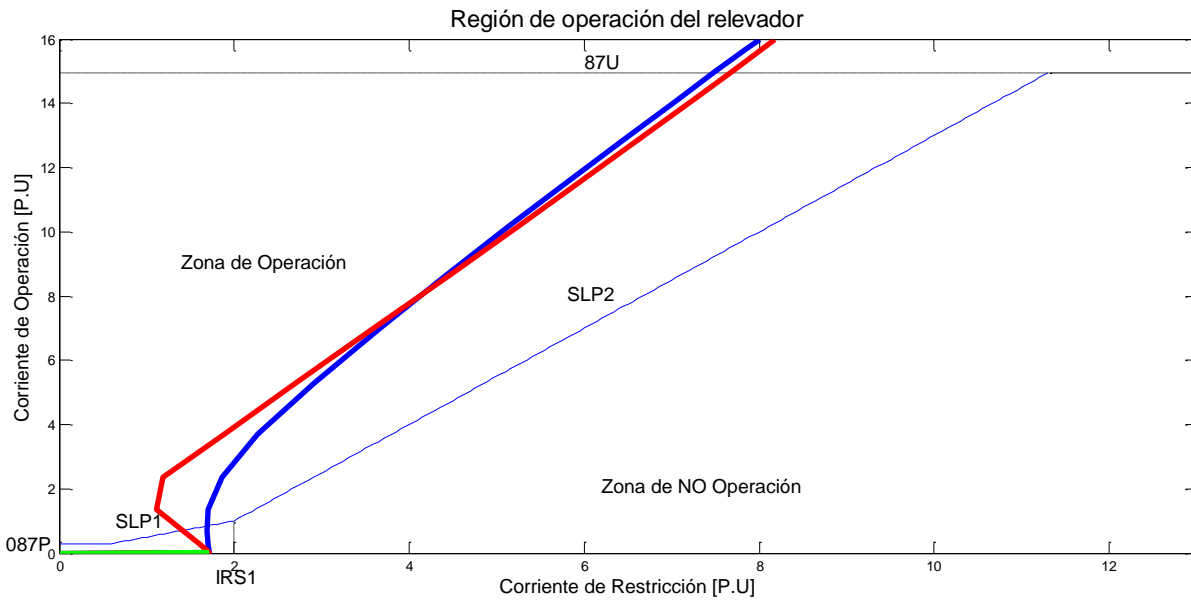


Figura 4.98. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

En la Figura 4.92, 4.93 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable.

En la Figura 4.94 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A se incremente hasta valores de 25.36 p.u , aunque la falla es en la fase A, tienden a incrementarse las corrientes de las fases A y B debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 4.95 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A se incremente hasta a 12.84 p.u, aunque la falla es en la fase A, tienden a incrementarse las corrientes de las fases A y B debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 4.96 se analiza la señal de disparo del elemento de con Restricción (87R), la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, la protección opera en la fase A y en la fase B.

En la Figura 4.97 se analiza la señal de disparo del elemento de sin Restricción (87U), la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, este elemento se utiliza para darle más confiabilidad y seguridad a la protección diferencial y mayor protección a los devanados del transformador ante fallas internas de alta corriente e Inrush.

En la Figura 4.98 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul) y la curva de la Fase B (Color Rojo) se encuentran dentro de la zona de operación, y la curva de la Fase C (Color Verde), se encuentran fuera de la zona de operación, por lo cual opera en la fase A y en la fase B. **En la falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial opera correctamente.

4.8.7 Falla Bifásica a Tierra Interna en el Devanado de 20 kV.

4.8.7.1 Corrientes Primarias

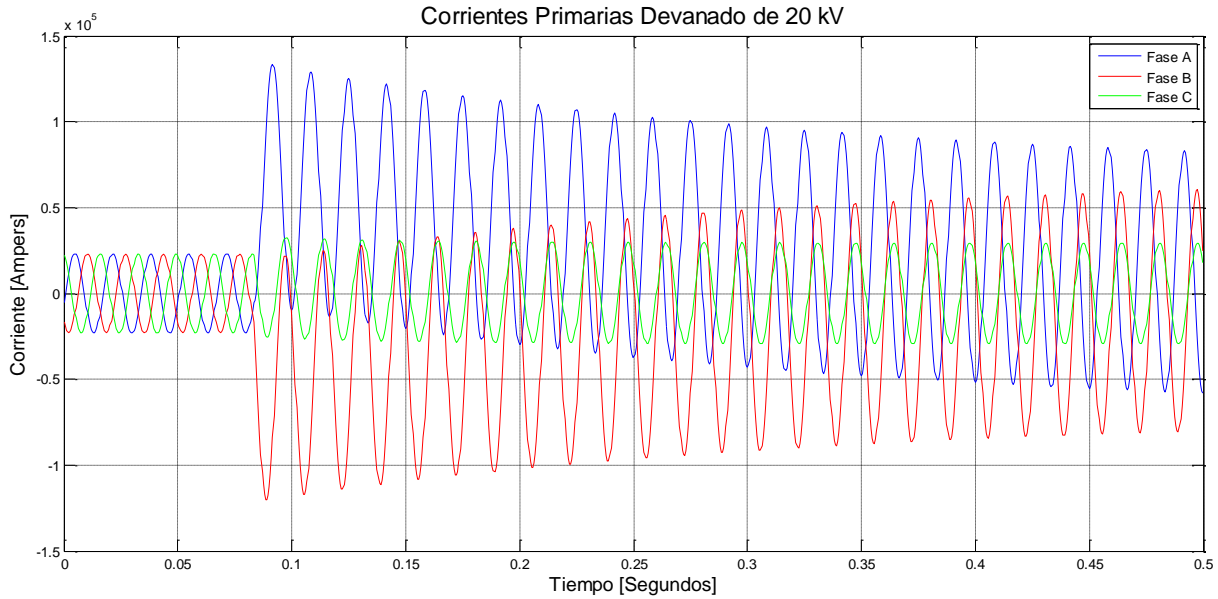


Figura 4.99. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla Bifásica a tierra interna.

4.8.7.2 Corrientes Secundarias

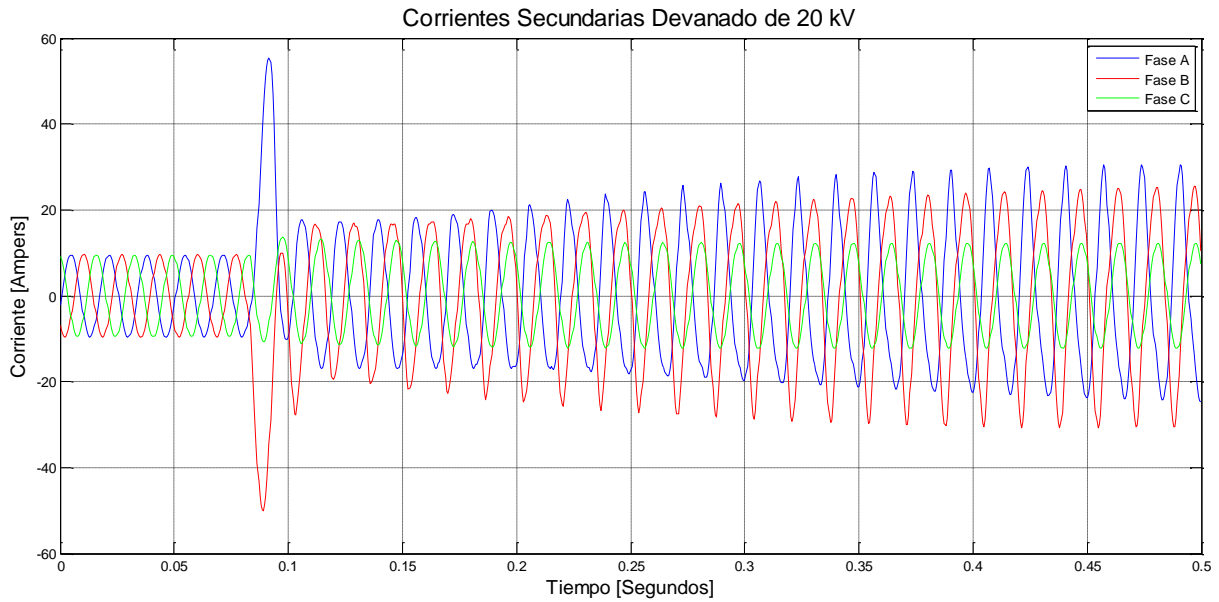


Figura 4.100. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla Bifásica a tierra interna.

4.8.7.3 Corriente de Operación.

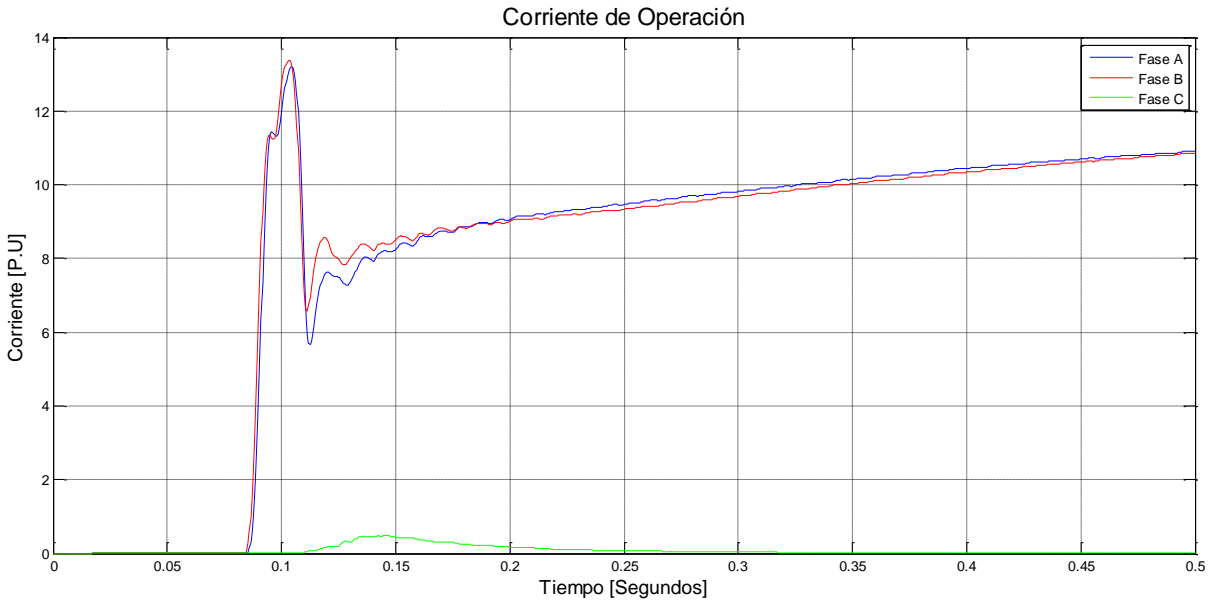


Figura 4.101. Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

4.8.7.4 Corriente de Restricción.



Figura 4.102. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

4.8.7.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

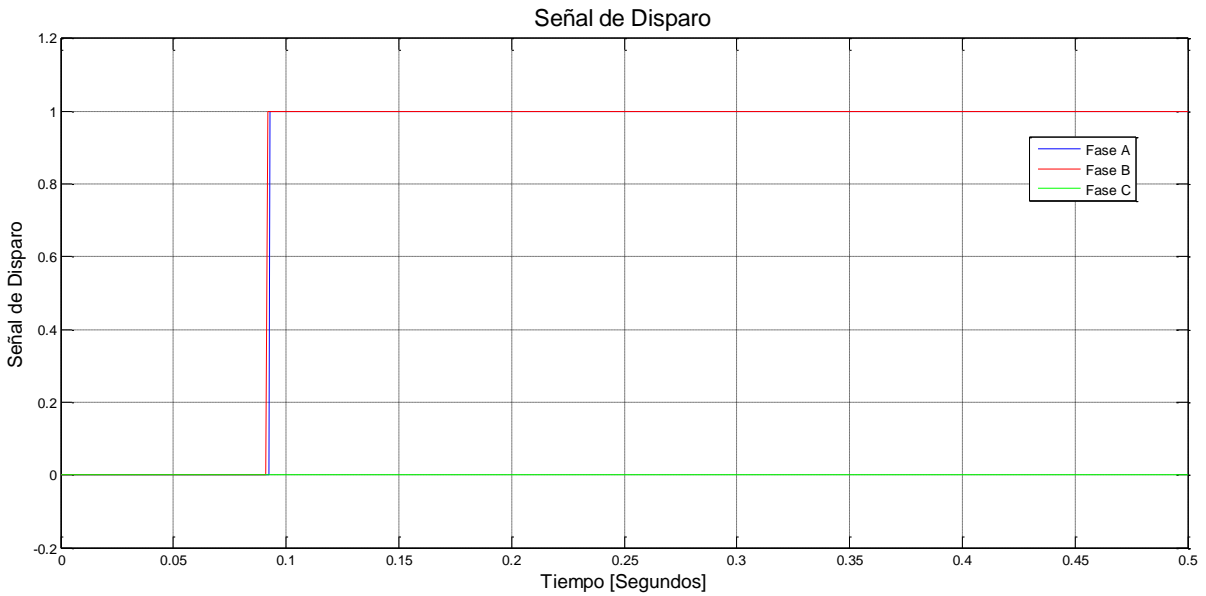


Figura 4.103. Señal de Disparo con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

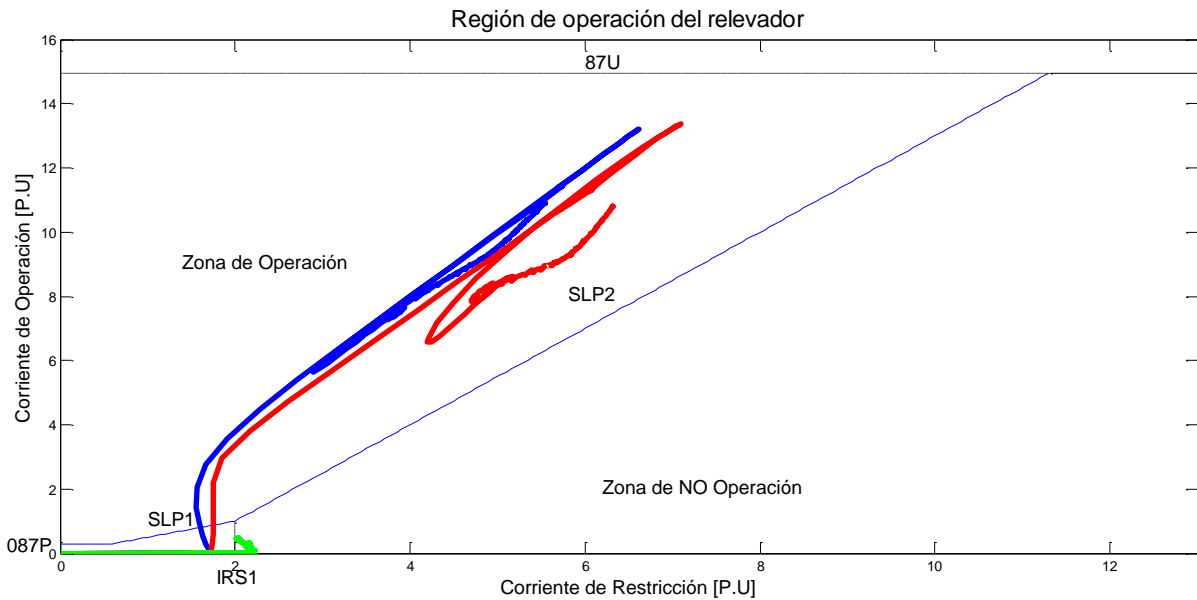


Figura 4.104. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

En la Figura 4.99, 4.100 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV**, la falla se presenta en el 5^o ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar un una componente de directa decreciente en la corriente en la fase A (Color Azul) y en la fase B (Color Rojo).

En la Figura 4.101 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A se incremente hasta valores de 5.3687 p.u, tendiendo a incrementarse las corrientes en las fases A y B.

En la Figura 4.102 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9871 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A y en la fase B se incrementen hasta a 3.0576 p.u.

En la Figura 4.103 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV**, la protección opera en la fase A y en la fase B debido a que se simula una falla bifásica del índole interna en el devanado de 20 kV.

En la Figura 4.104 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul) y la curva de la Fase B (Color Rojo) se encuentran dentro de la zona de operación, y la curva de la Fase C (Color Verde), se encuentran fuera de la zona de operación, por lo cual opera en la fase A y en la fase B.

4.8.8 Falla Bifásica a Tierra Interna en el Devanado de 400 kV.

4.8.8.1 Corrientes Primarias

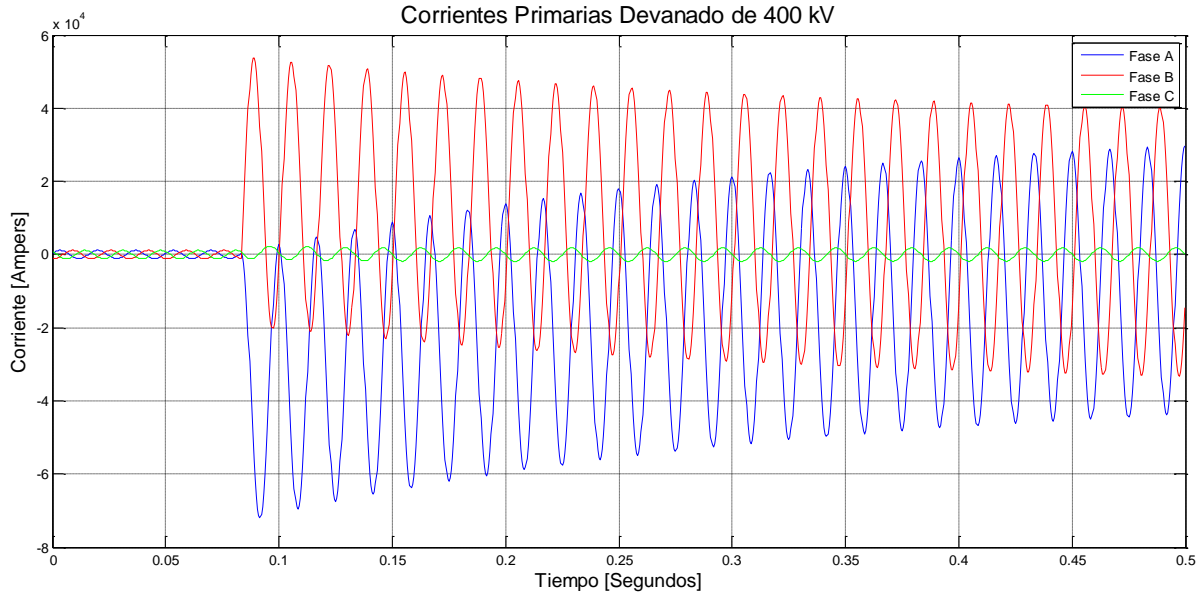


Figura 4.105. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla Bifásica a tierra interna.

4.8.8.2 Corrientes Secundarias

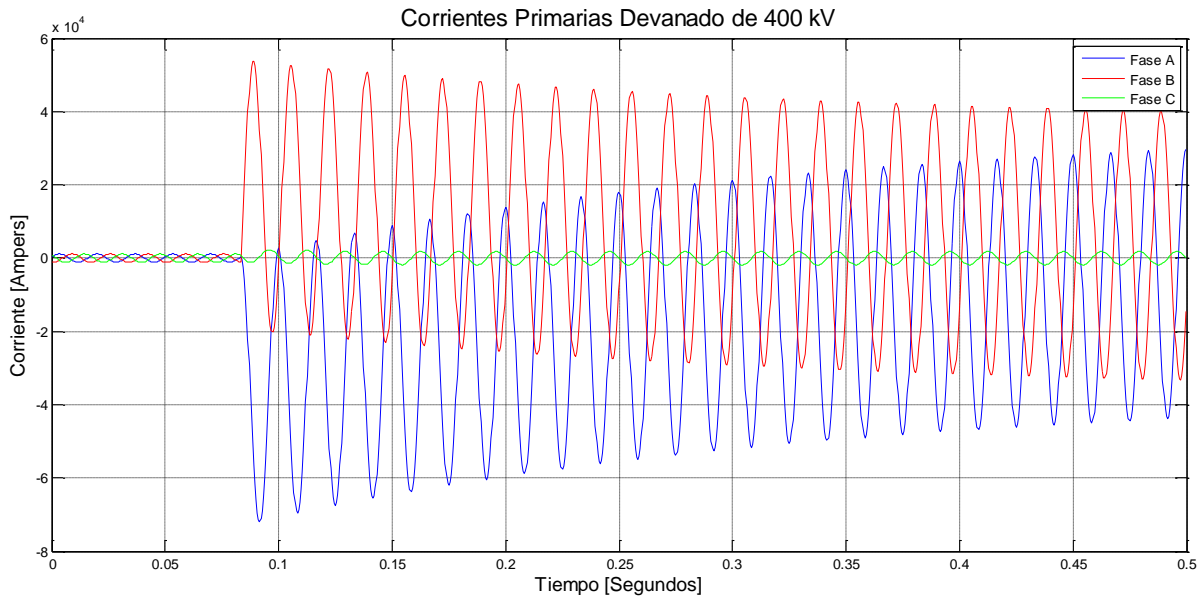


Figura 4.106. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla Bifásica a tierra interna.

4.8.8.3 Corriente de Operación.

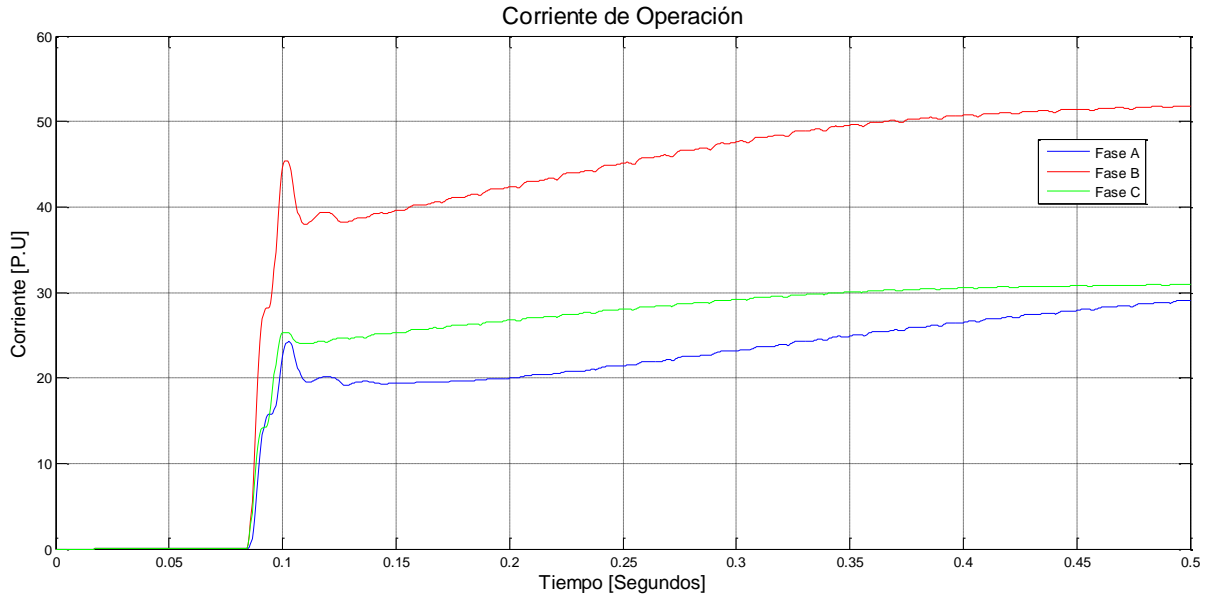


Figura 4.107. Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

4.8.8.4 Corriente de Restricción.

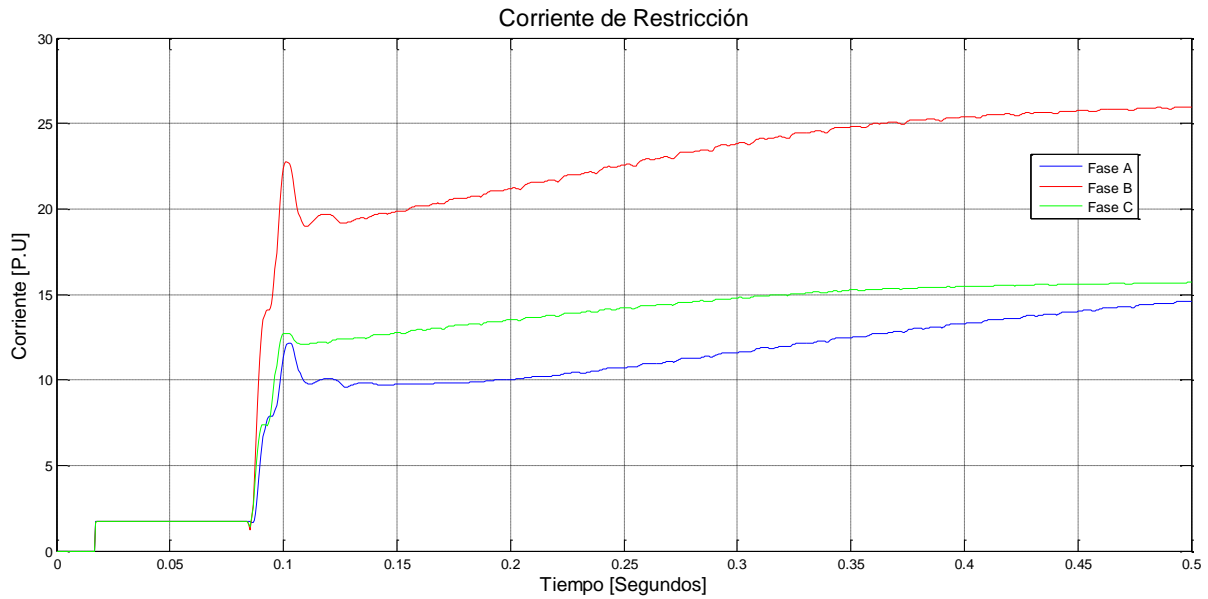


Figura 4.108. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

4.8.8.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

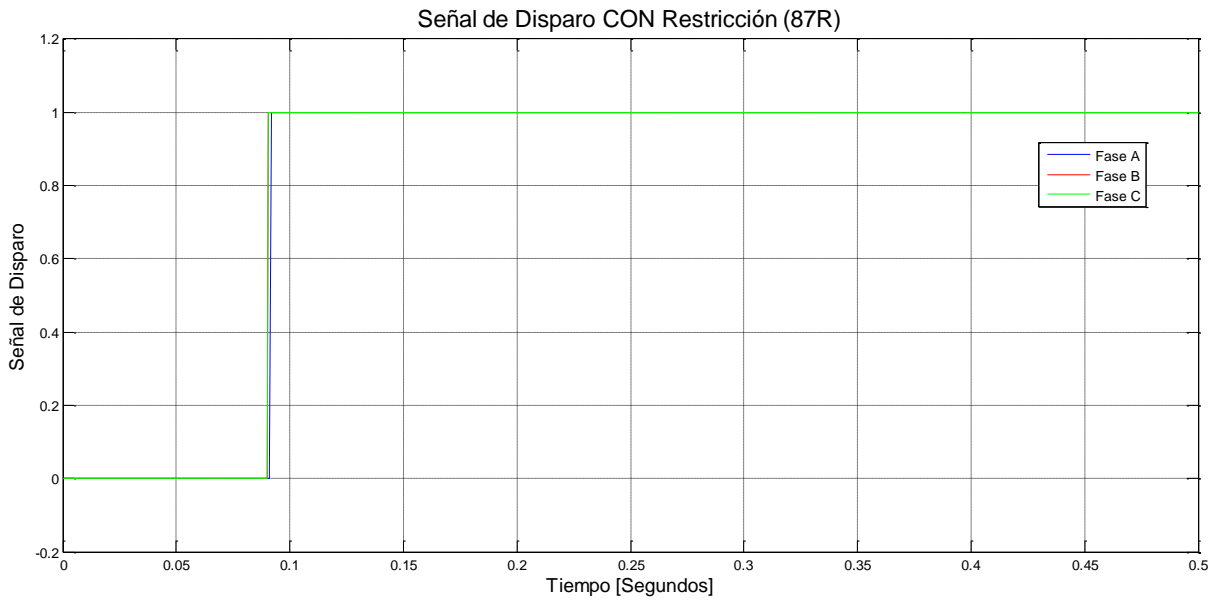


Figura 4.109. Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.



Figura 4.110. Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

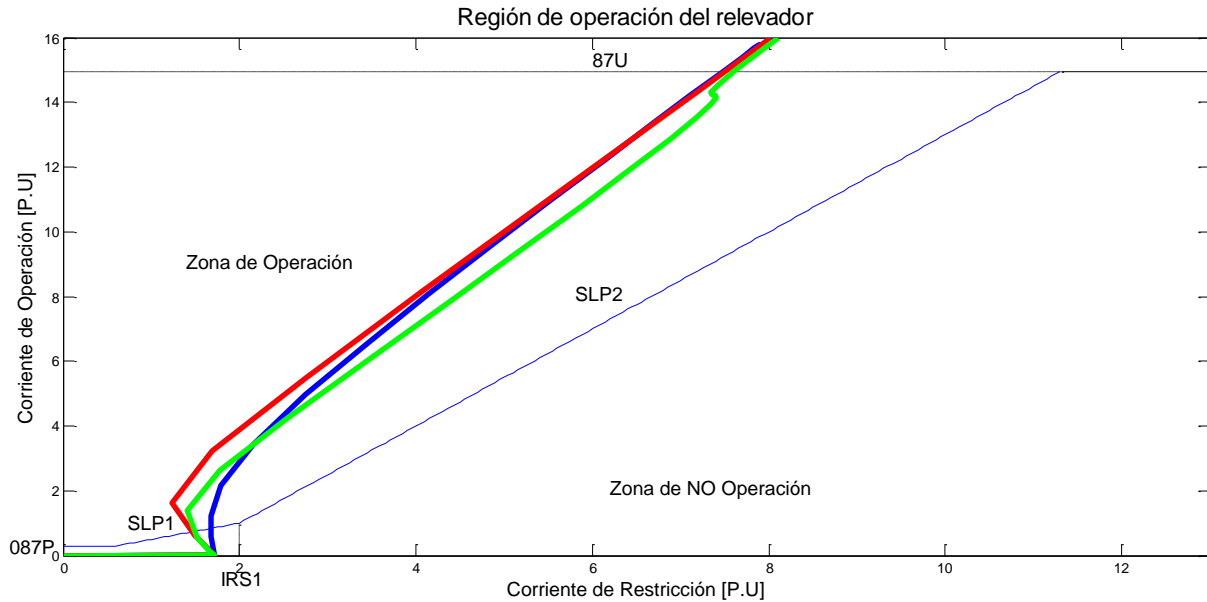


Figura 4.111. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

En la Figura 4.105, 4.106 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable.

En la Figura 4.107 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A se incremente hasta valores de 44.104 p.u , aunque la falla es en la fase A y en la fase B, tienden a incrementarse las corrientes de las fases A, B y C debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 4.108 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9871 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A se incremente hasta a 23.812 p.u, aunque la falla es en la fase A y en la fase B, tienden a incrementarse las corrientes de las fases A, B y C debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 4.109 se analiza la señal de disparo del elemento con restricción (87R), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, la protección opera en la fase A, fase B y en la fase C.

En la Figura 4.110 se analiza la señal de disparo del elemento sin restricción (87U), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, este elemento se utiliza para darle más confiabilidad y seguridad a la protección diferencial y mayor protección a los devanados del transformador ante fallas externas e Inrush.

En la Figura 4.111 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul) y la curva de la Fase B (Color Rojo) y la curva de la Fase C (Color Verde) se encuentran dentro de la zona de operación, por lo cual opera en la fase A, en la fase B y en la fase C. **En la falla Monofásica a tierra interna**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial opera correctamente.

4.8.9 Falla Trifásica a Tierra Interna en el Devanado de 20 kV.

4.8.9.1 Corrientes Primarias

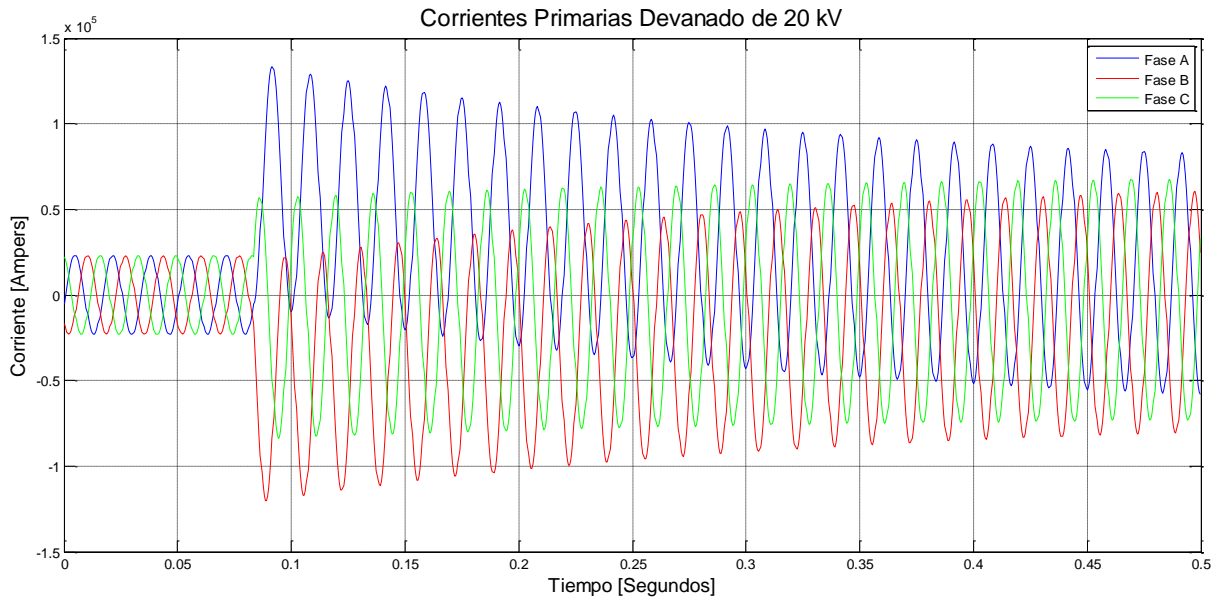


Figura 4.112. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 20 kV con falla Trifásica a tierra interna.

4.8.9.2 Corrientes Secundarias

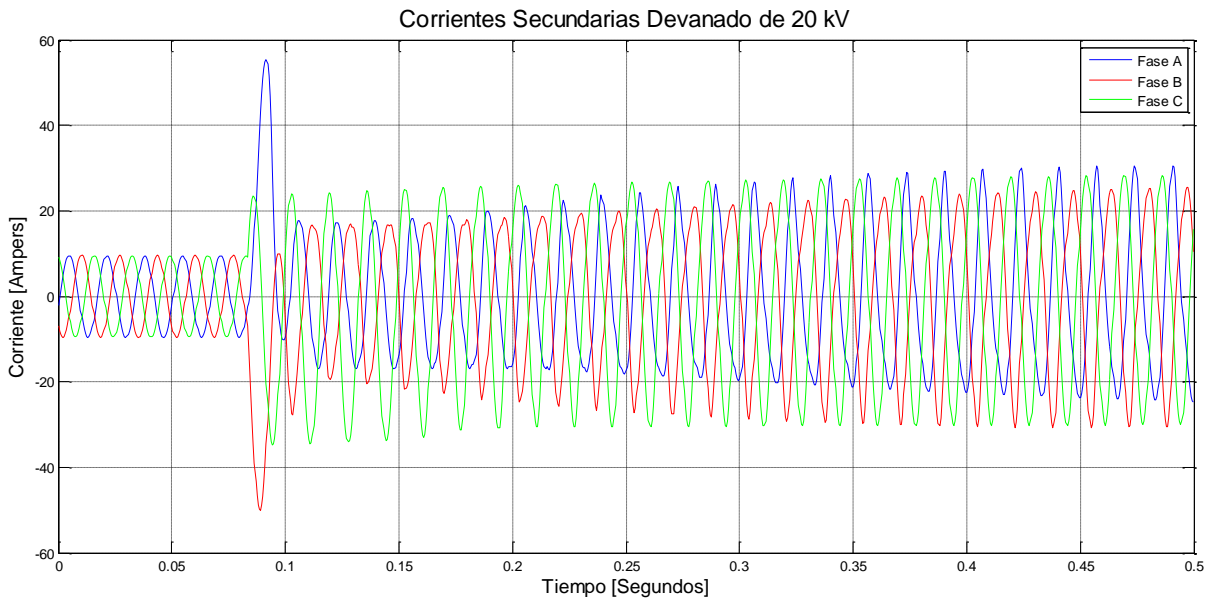


Figura 4.113. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 20 kV con falla Trifásica a tierra interna.

4.8.9.3 Corriente de Operación.

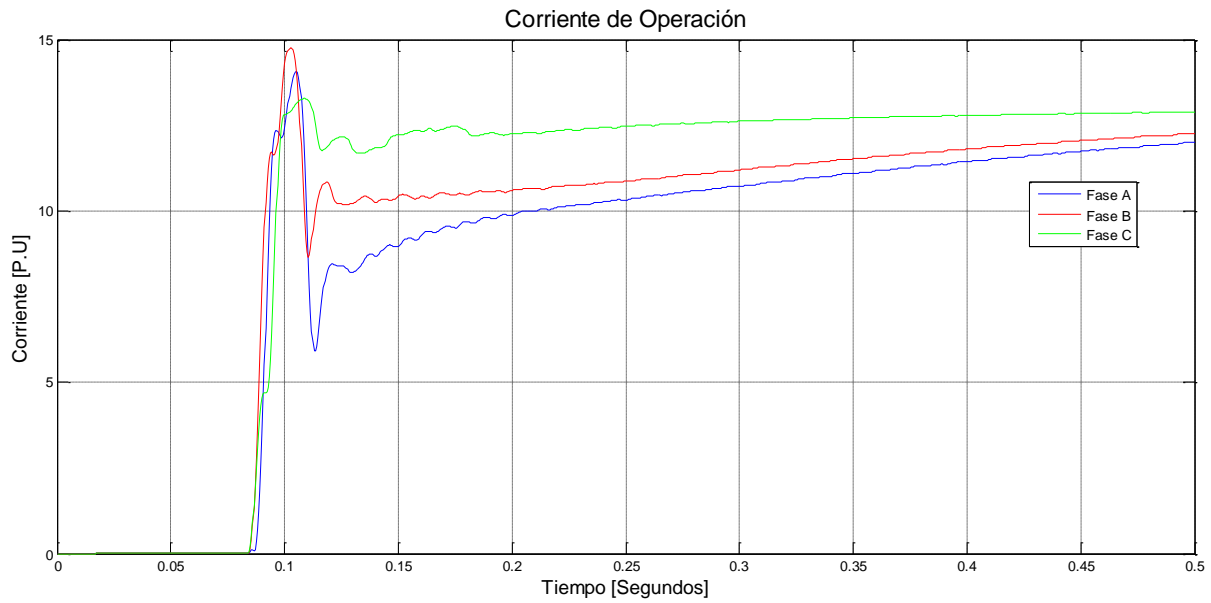


Figura 4.114. Oscilograma de la corriente de operación con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

4.8.9.4 Corriente de Restricción.



Figura 4.115. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

4.8.9.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

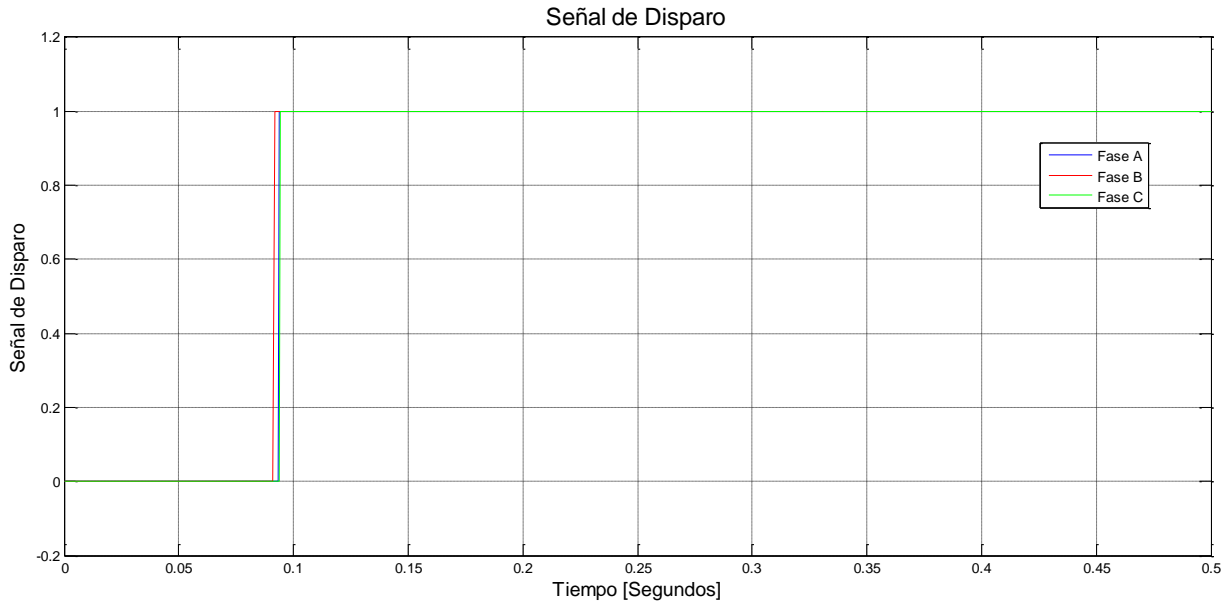


Figura 4.116. Señal de Disparo con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

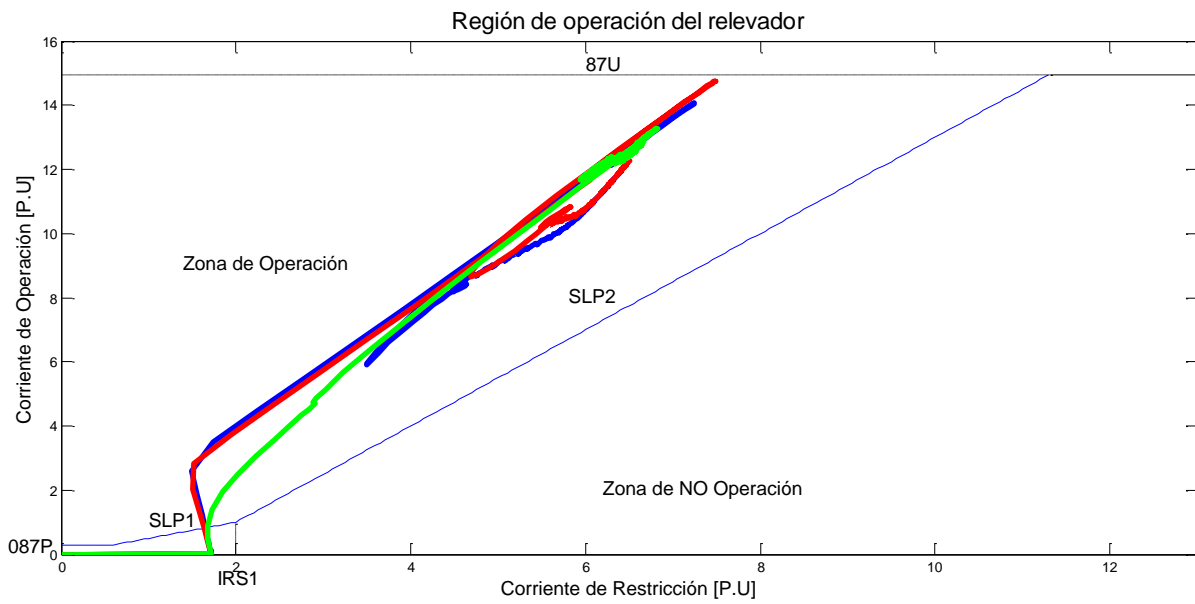


Figura 4.117. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV.

En la Figura 4.112, 4.113 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV**, la falla se presenta en el 5^o ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar un una componente de directa decreciente en la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde).

En la Figura 4.114 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A, en la fase B y en la fase C, se incrementen hasta valores de 14.921 p.u,

En la Figura 4.115 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A, en la fase B y en la fase C se incrementen hasta a 7.38 p.u.

En la Figura 4.116 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 20 kV**, la protección opera correctamente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), por simular una falla Trifásica del índole interna.

En la Figura 4.117 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar la curva de la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), se encuentra dentro de la zona de operación que el relé puede proteger, por lo cual se encuentra operada en dichas fases antes mencionadas.

4.8.10 Falla Trifásica a Tierra Interna en el Devanado de 400 kV.

4.8.10.1 Corrientes Primarias

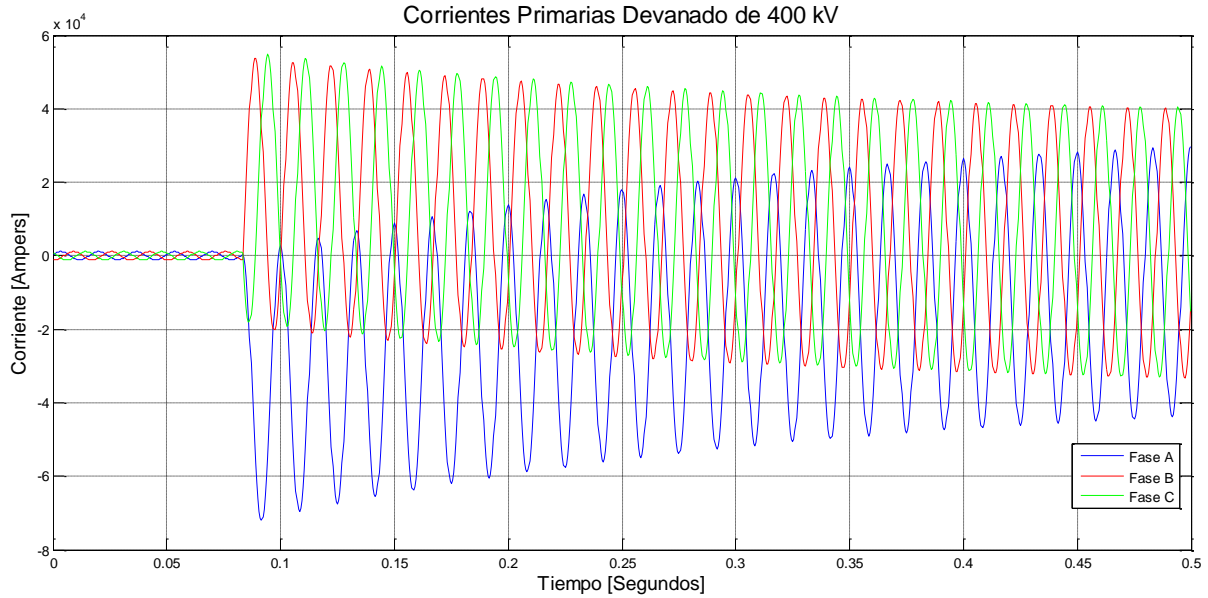


Figura 4.118. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 400 kV con falla Trifásica a tierra interna.

4.8.10.2 Corrientes Secundarias

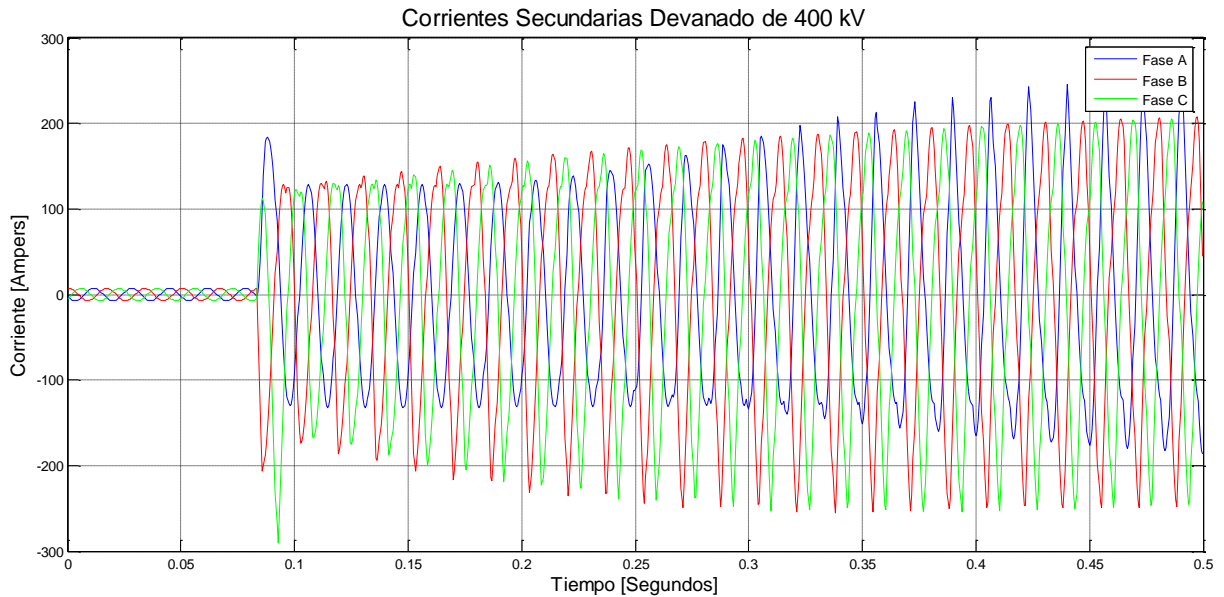


Figura 4.119. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 400 kV con falla Trifásica a tierra interna.

4.8.10.3 Corriente de Operación.

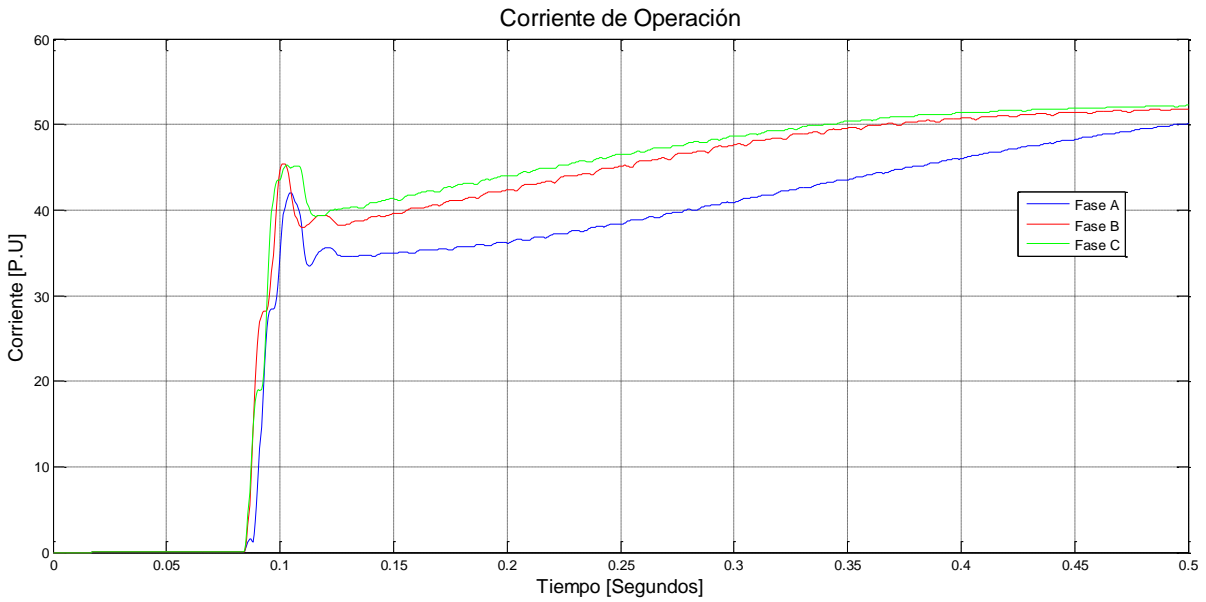


Figura 4.120. Oscilograma de la corriente de operación con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

4.8.10.4 Corriente de Restricción.

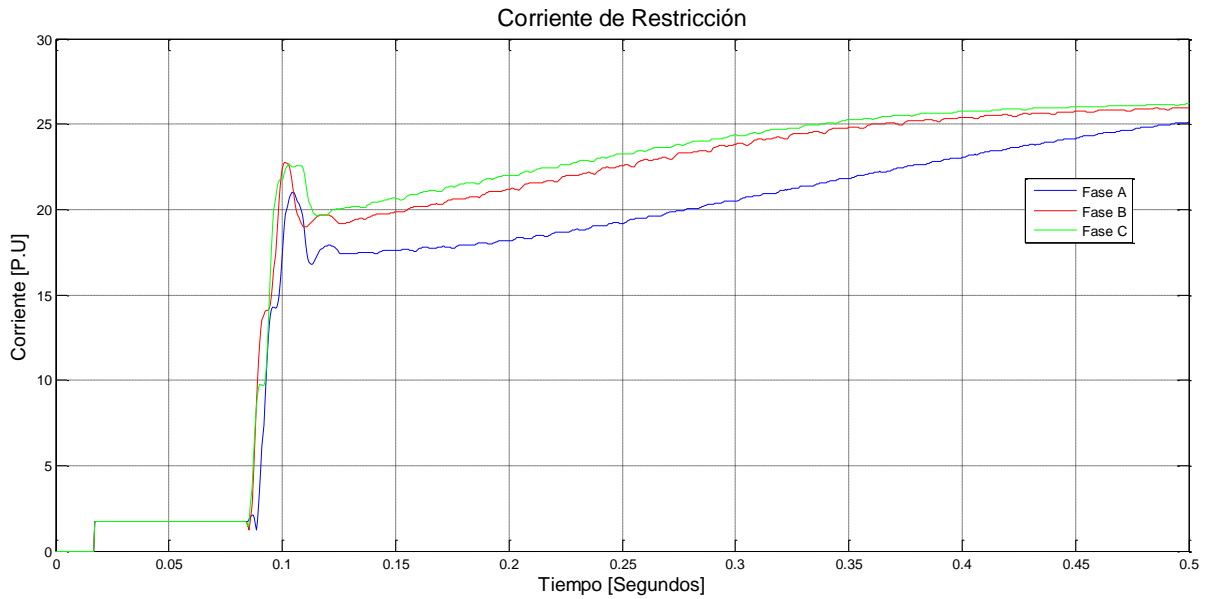


Figura 4.121. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

4.8.10.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

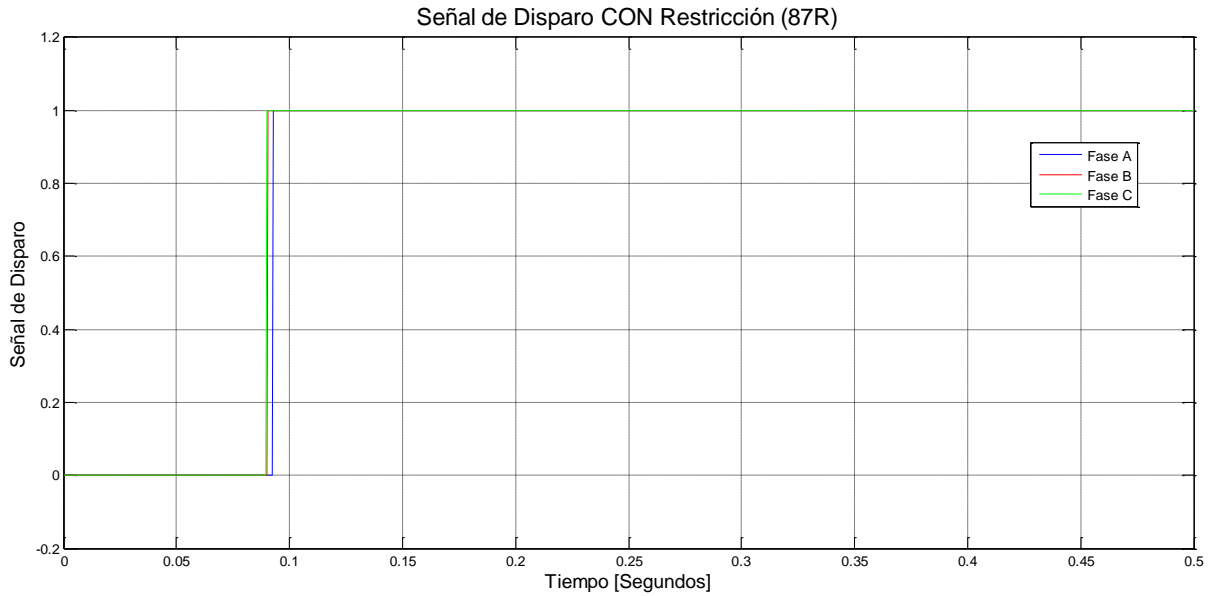


Figura 4.122. Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.



Figura 4.123. Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

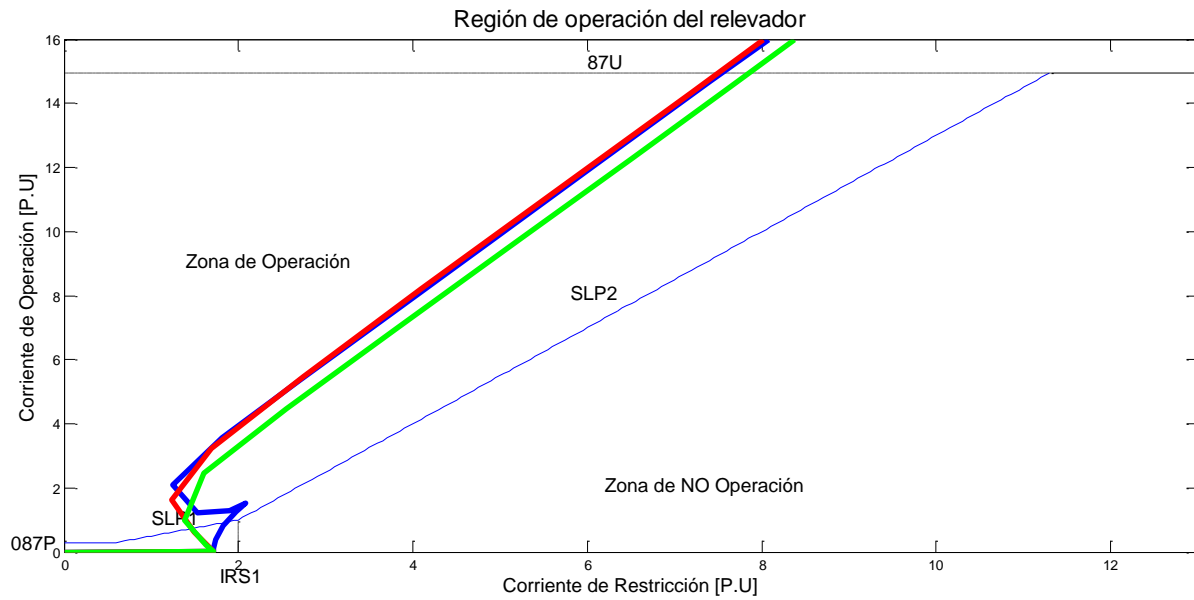


Figura 4.124. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV.

En la Figura 4.118, 4.119 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable.

En la Figura 4.120 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A, en la fase B y en la fase C, se incrementen hasta valores de 44.549 p.u,

En la Figura 4.121 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9871 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A, en la fase B y en la fase C se incrementen hasta a 25.84 p.u.

En la Figura 4.122 se analiza la señal de disparo del elemento con Restricción (87R), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, la protección opera correctamente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), por simular una falla Trifásica del índole interna.

En la Figura 4.123 se analiza la señal de disparo del elemento de sin restricción (87U), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada en este caso al simular una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, este elemento se utiliza para darle más confiabilidad y seguridad a la protección diferencial y mayor protección a los devanados del transformador ante fallas internas de alta corriente e Inrush.

En la Figura 4.124 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar la curva de la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), se encuentra dentro de la zona de operación que el relé puede proteger, por lo cual se encuentra operada en dichas fases antes mencionadas. **En la falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 400 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial opera correctamente, en las tres fases donde se suscitó la falla.

4.9 COMPARATIVO DE CORRIENTE TRIFÁSICA DE CORTO CIRCUITO PARA EL TRANSFORMADOR DE GENERACIÓN

4.9.1 Corriente trifásica de Corto Circuito para el Transformador de Generación del lado de 20 kV.

4.9.1.1 Corriente trifásica de Corto Circuito calculada.

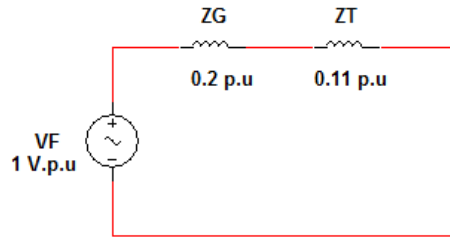


Figura 4.125. Diagrama General.

$$Z_{p.u} = Z_G + Z_T = 0.2 + 0.11 = 0.31 \text{ p.u}$$

Tomando 1 p.u como voltaje de referencia:

$$I_{p.u} = \frac{V}{Z} = \frac{1}{0.31} = 3.22 \text{ p.u}$$

$$I_{Base} = \frac{345 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 20^3} = 9,959.29 \text{ A}$$

$$I_{CC3\phi} = I_{Base} \times I_{p.u} = (9,959.29 \text{ A}) \times (3.22) = \boxed{32,069.9138 \text{ A}}$$

4.9.1.2 Corriente trifásica de Corto Circuito del lado de 20 kV en Simulink.

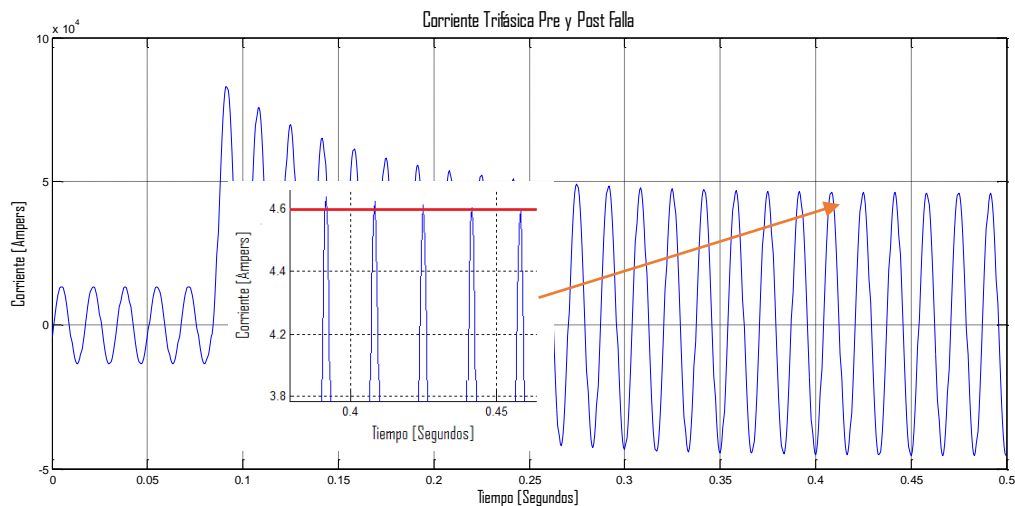


Figura 4.126. Corriente Trifásica Pre y Post Falla.

Corriente trifásica de corto circuito en Simulink:

$$I_{\text{Pico}} = 46,000 \text{ A}$$

$$I_{\text{CC}3\phi} = I_{\text{RMS}} = \frac{46,000 \text{ A}}{\sqrt{2}} = \boxed{32,526.91 \text{ A}}$$

4.9.1.3 Corriente trifásica de corto circuito en Aspen OneLiner V10.12.

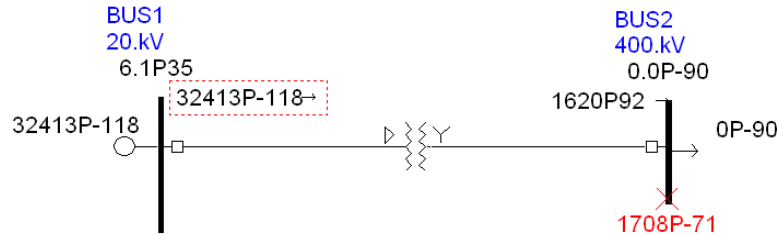


Figura 4.127. Diagrama Esquemático de Corriente Trifásica de Corto Circuito de lado de 20 kV Transformador de Generación.

Corriente trifásica de corto circuito en Aspen OneLiner V10.12:

$$I_{\text{CC}3\phi} = \boxed{32,417 \text{ A}}$$

4.9.1.4 Comparando las Corrientes trifásicas de corto circuito Obtenidas.

Cálculo:

$$I_{\text{CC}3\phi} = \underline{\underline{32,069.9138 \text{ A}}}$$

Simulink:

$$I_{\text{CC}3\phi} = \underline{\underline{32,526.91 \text{ A}}}$$

Aspen OneLiner:

$$I_{\text{CC}3\phi} = \underline{\underline{32,413 \text{ A}}}$$

Como se podrá observar son corrientes muy aproximadas en los diferentes casos analizados.

4.9.2 Corriente trifásica de Corto Circuito para el Transformador de Generación del lado de 400 kV.

4.9.2.1 Corriente trifásica de Corto Circuito.

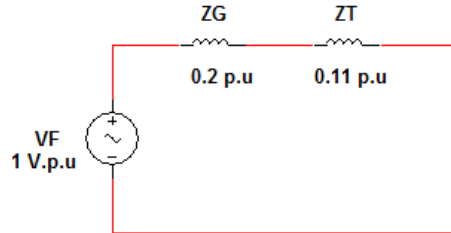


Figura 4.128. Diagrama General.

$$Z_{p.u} = Z_G + Z_T = 0.2 + 0.11 = 0.31 \text{ p.u}$$

Tomando 1 p.u como voltaje de referencia:

$$I_{p.u} = \frac{V}{Z} = \frac{1}{0.31} = 3.22 \text{ p.u}$$

$$I_{Base} = \frac{345 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 400^3} = 497.96 \text{ A}$$

$$I_{CC3\phi} = I_{Base} \times I_{p.u} = (497.96 \text{ A}) \times (3.22) = \mathbf{1,612.20 \text{ A}}$$

4.9.2.2 Corriente trifásica de Corto Circuito del lado de 400 kV en Simulink.

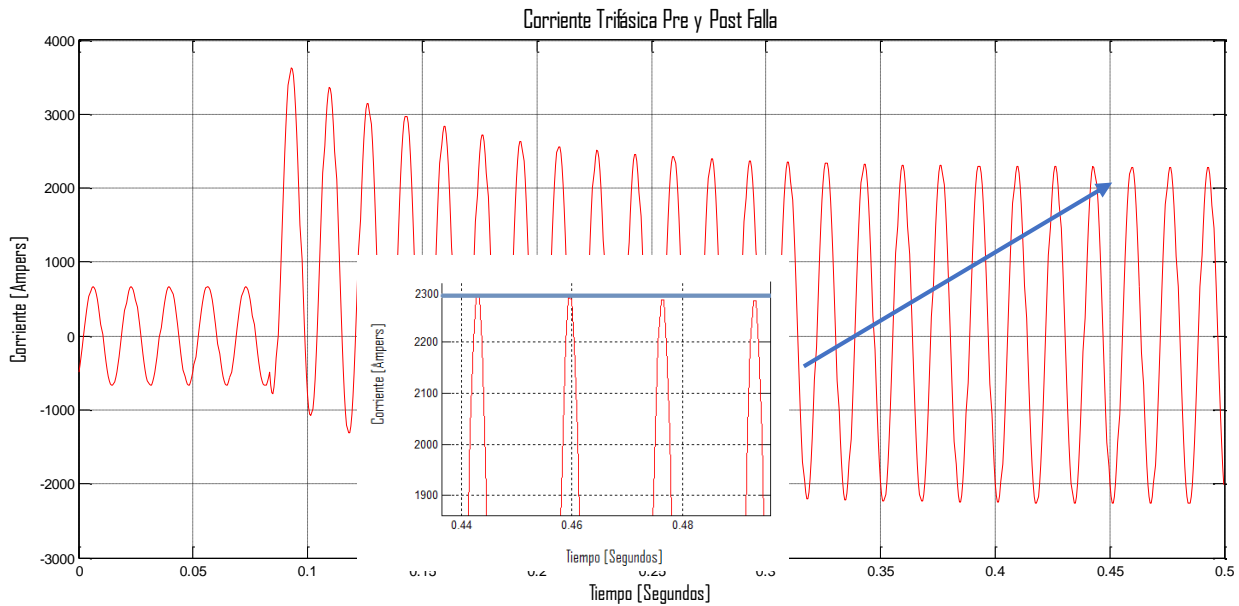


Figura 4.129. Corriente Trifásica Pre y Post Falla.

Corriente trifásica de corto circuito en Simulink:

$$I_{\text{Pico}} = 2,300 \text{ A}$$

$$I_{\text{CC}3\phi} = I_{\text{RMS}} = \frac{2,300 \text{ A}}{\sqrt{2}} = \boxed{1,626.34 \text{ A}}$$

4.9.2.3 Corriente trifásica de corto circuito en Aspen OneLiner V10.12..

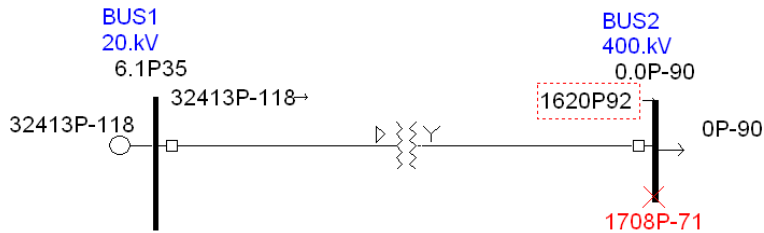


Figura 4.130. Diagrama Esquemático de Corriente Trifásica de Corto Circuito de lado de 400 kV Transformador de Generación.

Corriente trifásica de corto circuito en Aspen OneLiner V10.12:

$$I_{\text{CC}3\phi} = \boxed{1,621 \text{ A}}$$

4.9.2.4 Comparando las Corrientes trifásicas de corto circuito Obtenidas

Cálculo:

$$I_{\text{CC}3\phi} = \underline{1,612.20 \text{ A}}$$

Simulink:

$$I_{\text{CC}3\phi} = \underline{1,626.34 \text{ A}}$$

Aspen OneLiner:

$$I_{\text{CC}3\phi} = \underline{1,621 \text{ A}}$$

Como se podrá observar son corrientes muy aproximadas en los diferentes casos analizados.

4.10 RESTRICCIÓN DE SEGUNDA Y CUARTA ARMÓNICA.

El siguiente diagrama muestra las principales características para simular una energización de transformador de potencia (de generación), en el cual se configura el interruptor del lado de 20 kV abierto y el interruptor del lado de 400 kV que se encuentra abierto y después cierra en el 5^{to} ciclo (83.33 mseg aprox) y se mantiene en ese estado durante 60 ciclos (1 seg) que es el tiempo total de la simulación.

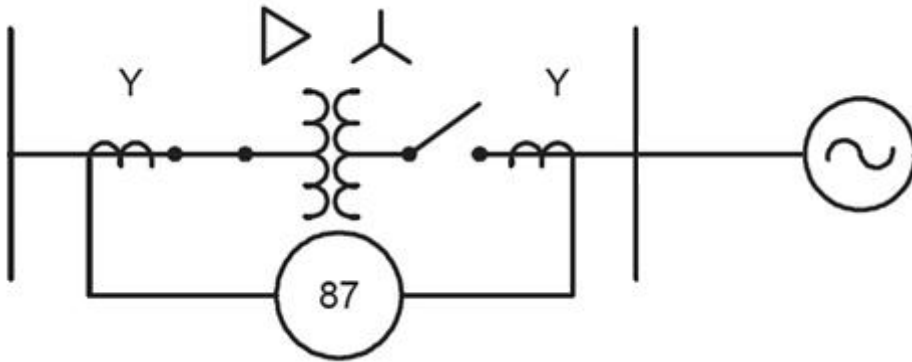


Figura 4.131 Diagrama energización de transformador de generación.

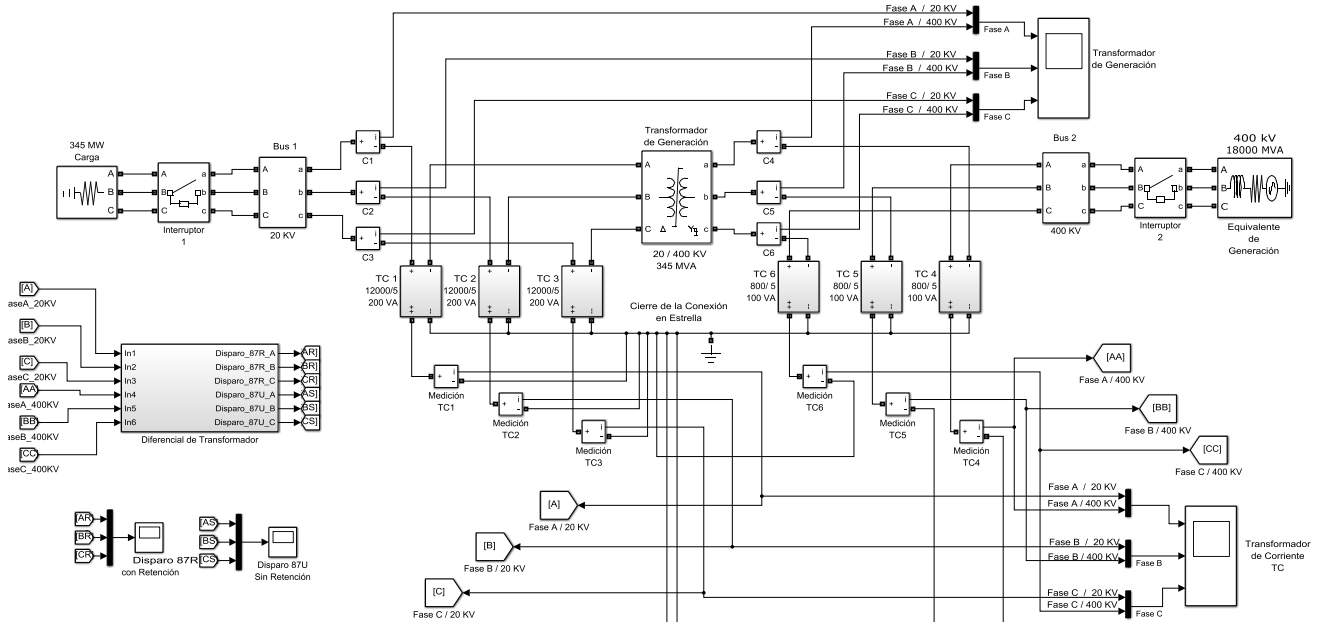


Figura 4.132. Diagrama de conexión para una energización del transformador de potencia.

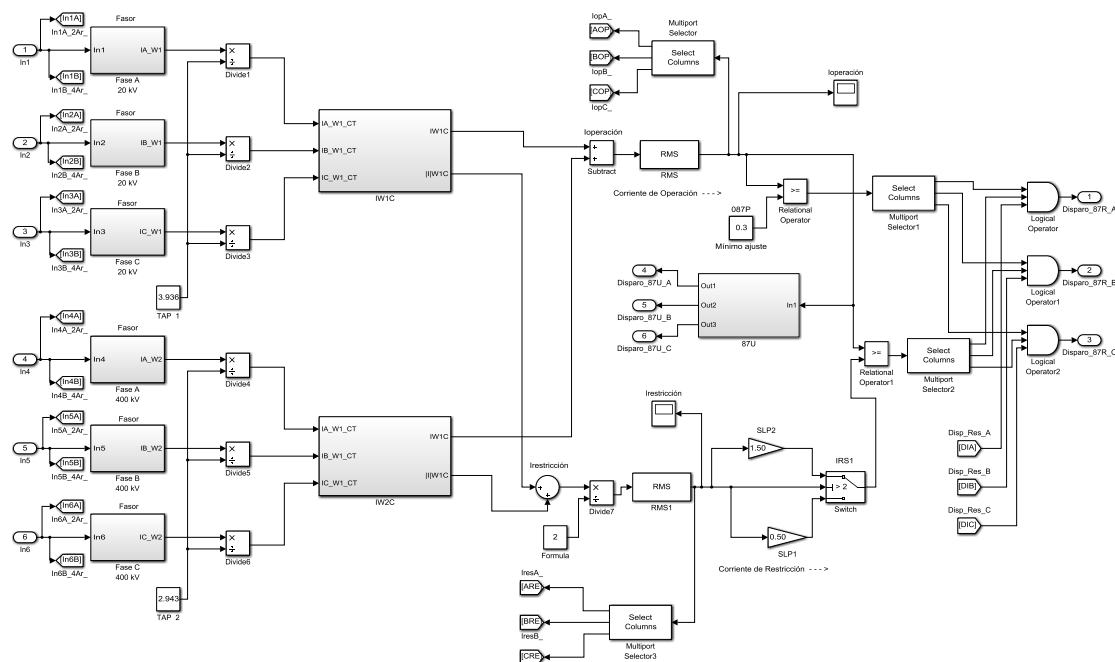


Figura 4.133. Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador para restricción de armónicas.

En la figura 4.127 se muestra el diagrama de la estructura interna del módulo de la diferencial de transformador considerando la restricción de 2^{da} y 4^{ta} armónica, donde se puede apreciar que se extrae la corriente de operación y de restricción de cada fase que después se empleara en la lógica de disparo de la restricción de armónicas.

El siguiente diagrama muestra el bloque de restricción de 2^{da} y 4^{ta} armónica y el bloque de la lógica de disparo.

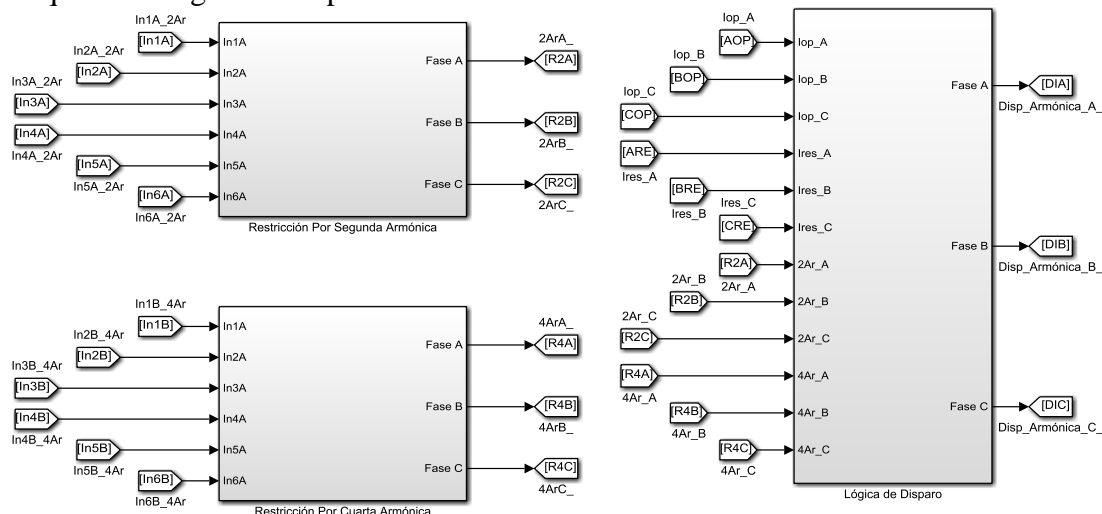


Figura 4.134. Bloque de restricción de segunda y cuarta armónica.

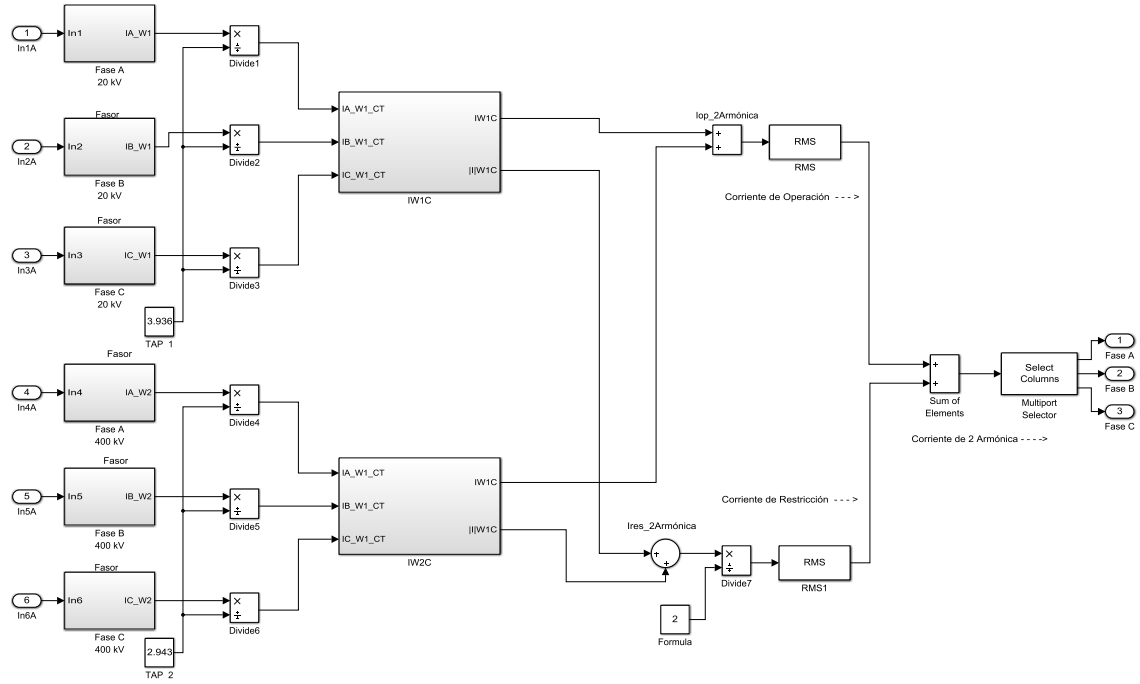


Figura 4.135. Estructura interna del módulo de restricción de segunda armónica.

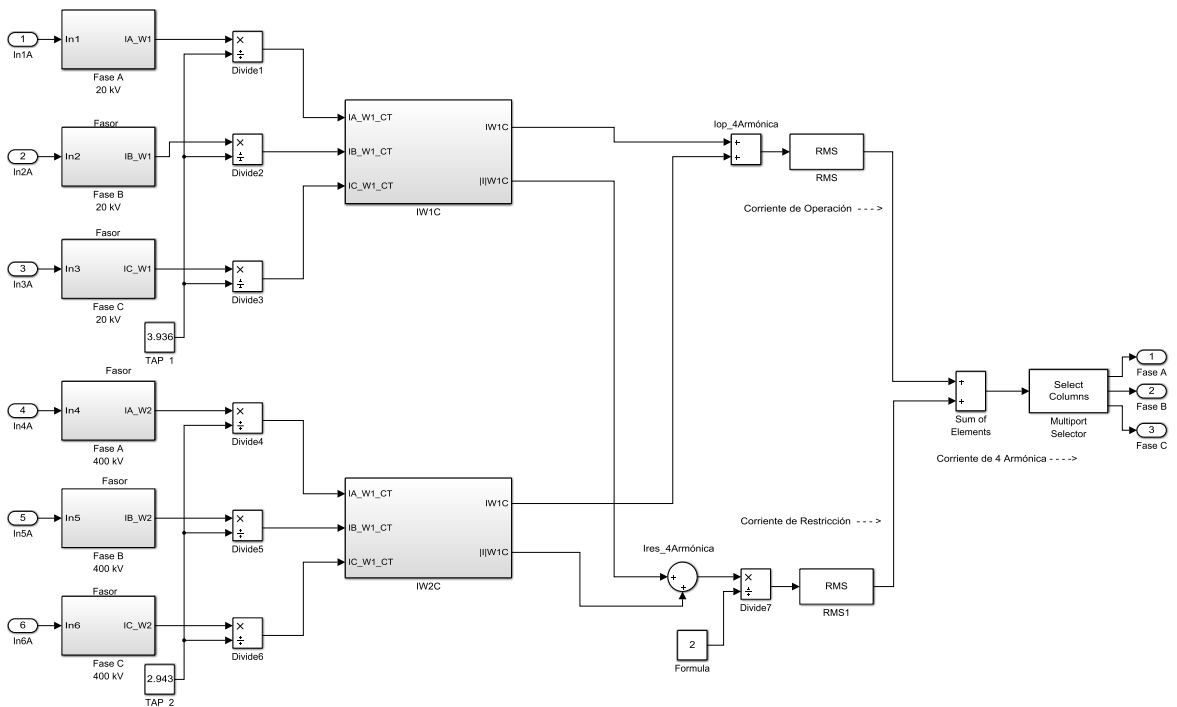


Figura 4.136. Estructura interna del módulo de restricción de cuarta armónica.

En la figura 4.129 y la figura 4.130 se muestran el bloque para restricción de 2^{da} y 4^{ta} armónica, respectivamente, el cual consta del módulo para calcular el fasor ya compensado y el módulo para extraer tanto la 2^{da} y 4^{ta} armónica.

La lógica de disparo por segunda y cuarta armónica consiste, una vez obtenidos los fasores compensados de las corrientes tanto de 2^{da} y 4^{ta} armónica, estas corrientes se dividen por un ajuste (Journal of Reliable Power, September 2011). El resultado de las corrientes se suman con su contra parte, es decir la fase A de segunda armónica se suma con la fase A de cuarta armónica, una vez realizado esa operación el resultado se suma con su contra parte de la corriente de restricción, para después compararse con su respetiva fase de la corriente de operación. La señal obtenida pasa por una compuerta lógica (NOT) para implementar la negación de la lógica, es decir, si en la entrada de la señal tenemos un “1” lógico a la salida habrá un “0” lógico e inversamente.

$$I_{OP} > SLP I_{RT} + K_2 I_2 + K_4 I_4$$

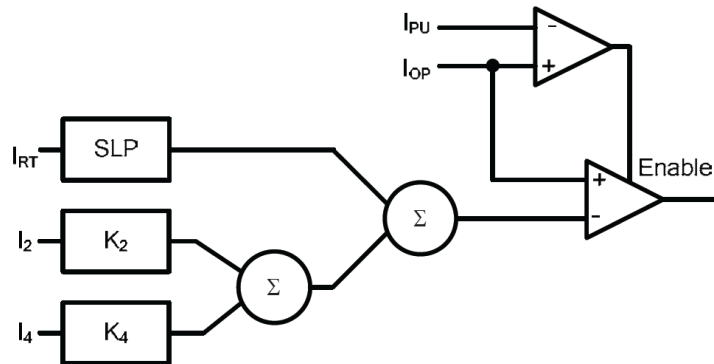


Figura 4.137. Lógica de elemento diferencial con restricción de armónica, *Journal of Reliable Power, September 2011.*

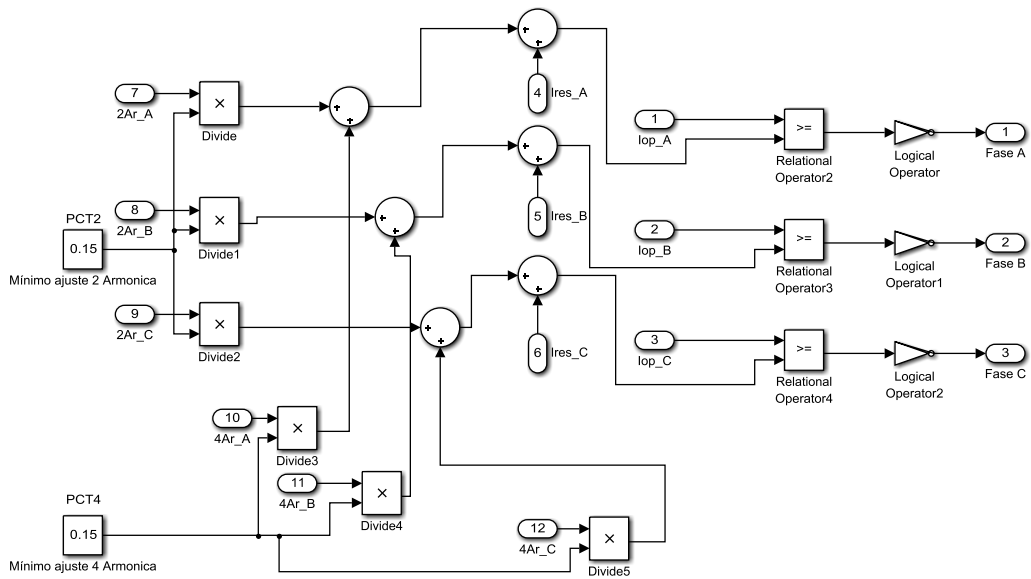


Figura 4.138. Estructura interna del bloque de Lógica de Disparo por Segunda y Cuarta Armónica

La Figura 4.139 muestra el cuadro de diálogo del interruptor de 20 kV:

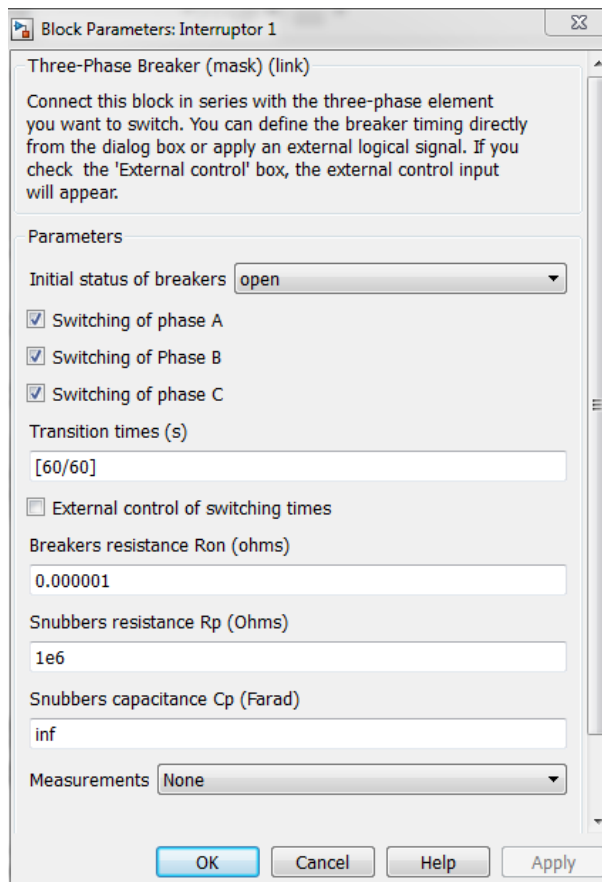


Figura 4.139. Cuadro de dialogo del interruptor de 20 kV.

La Figura 4.140 muestra el cuadro de dialogo del interruptor de 400 kV:

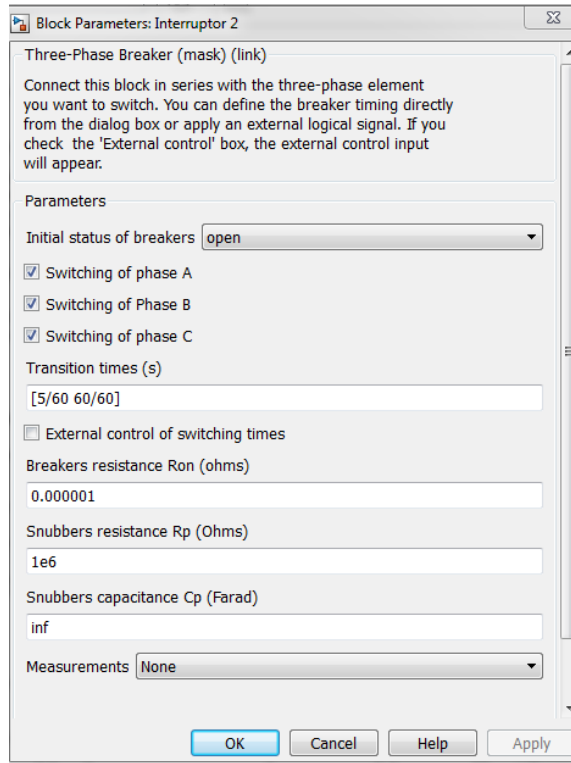


Figura 4.140. Cuadro de dialogo del interruptor de 400 kV.

En la figura 4.141 se observa la corriente de Inrush primaria trifásica.

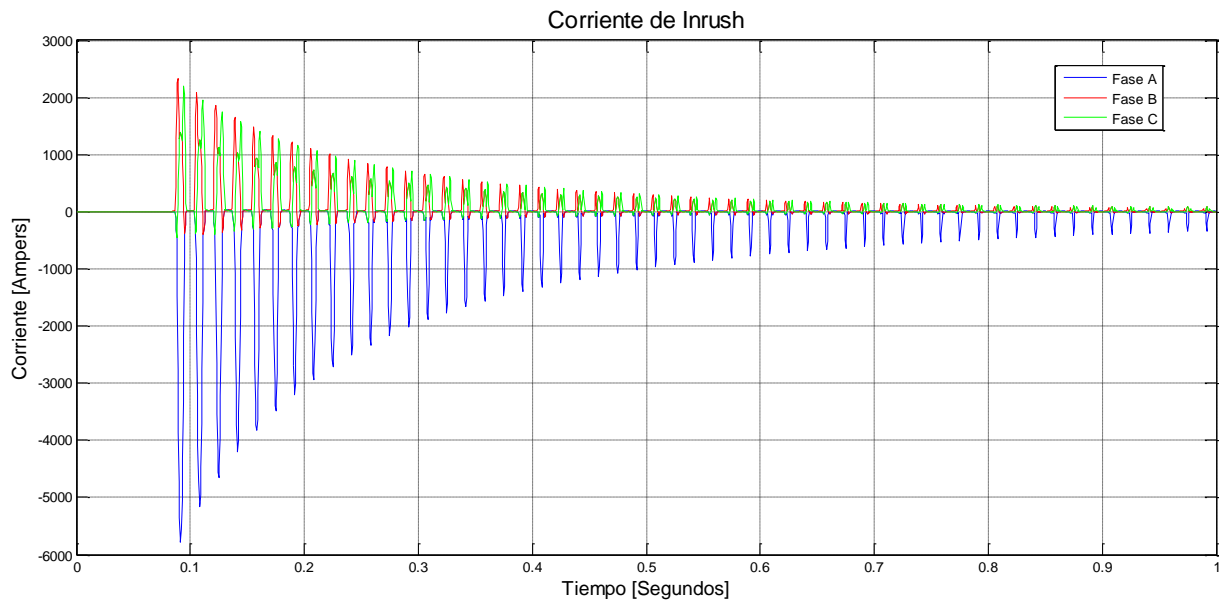


Figura 4.141. Corriente de Inrush primaria Trifásica.

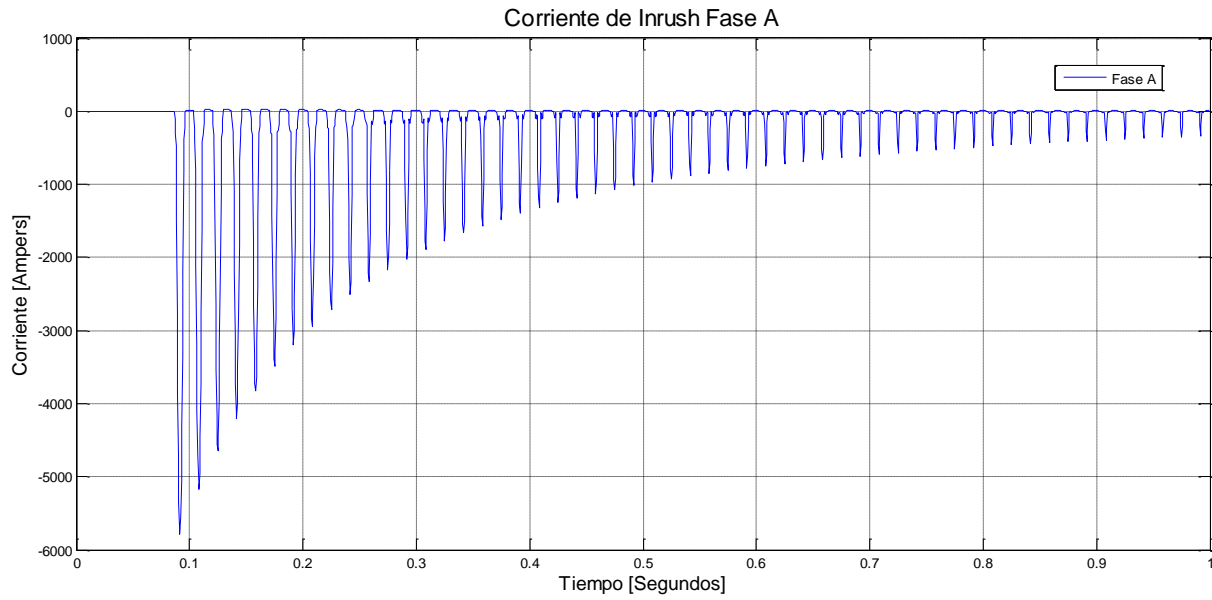


Figura 4.142. Corriente de Inrush primaria fase A.

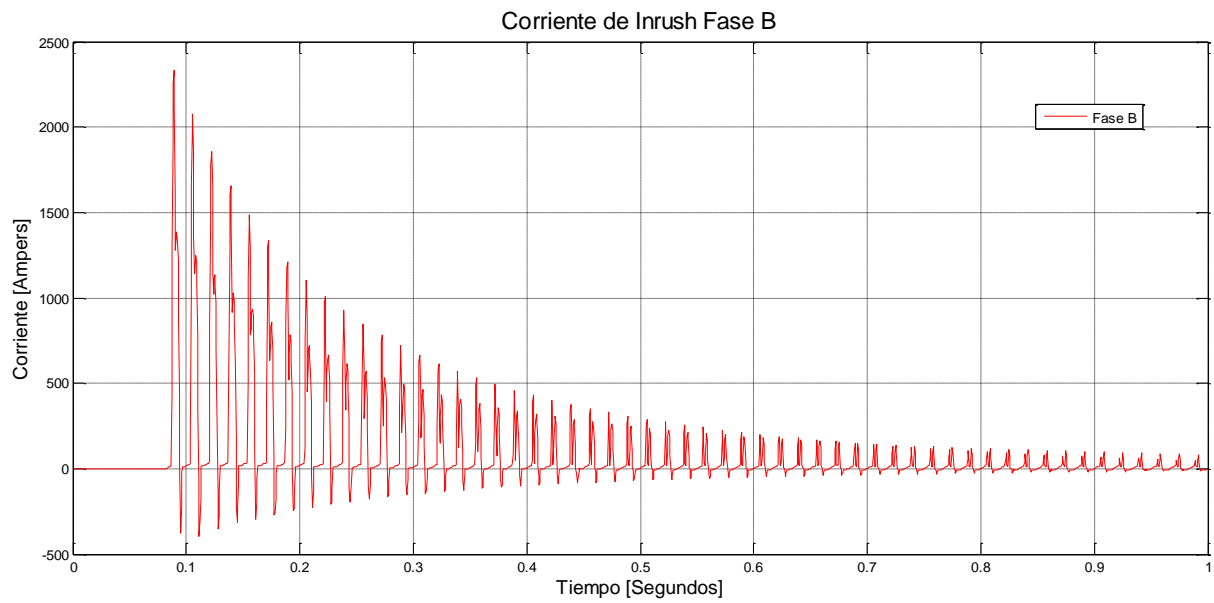


Figura 4.143. Corriente de Inrush primaria fase B.

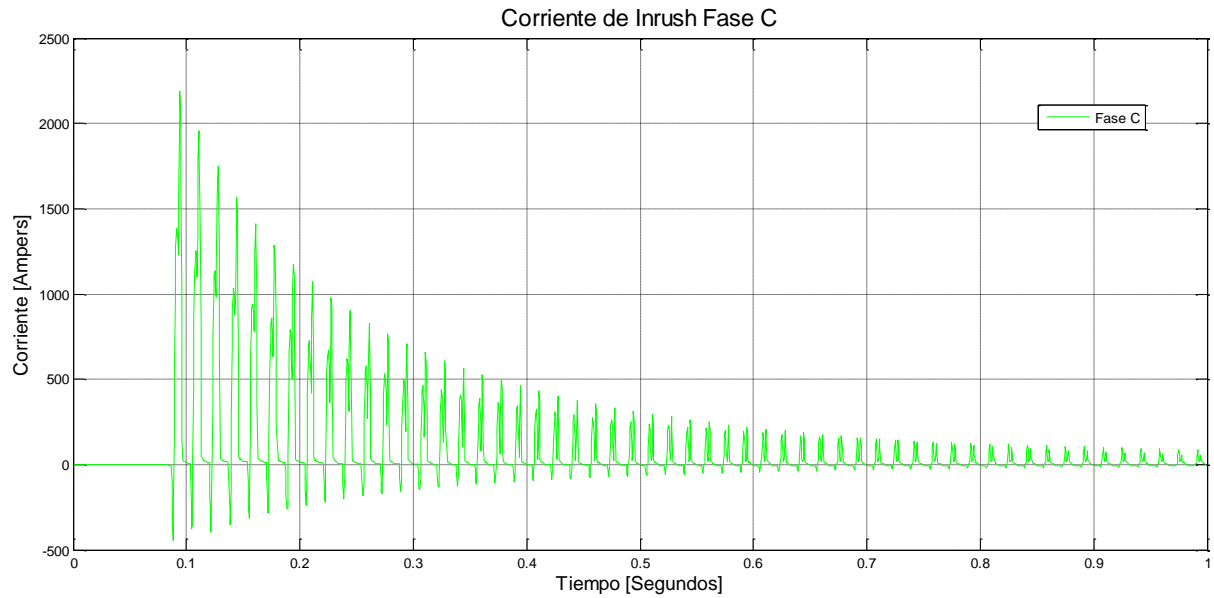


Figura 4.144. Corriente de Inrush primaria fase C.

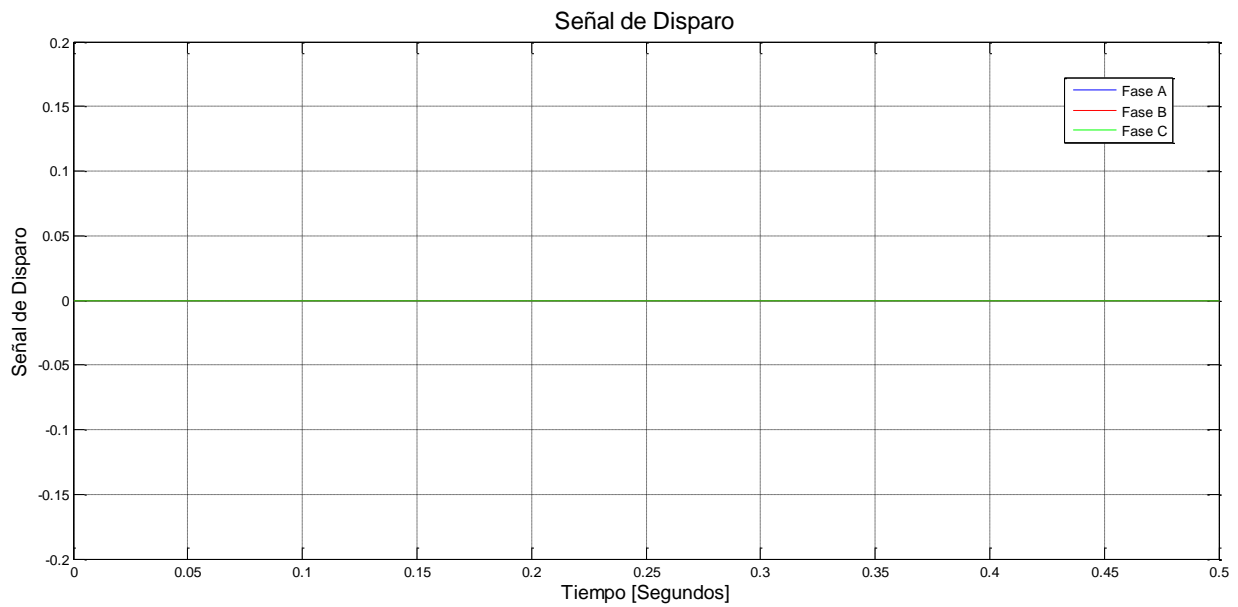


Figura 4.145. Señal de disparo considerando la restricción de segunda y cuarta armónica.

Capítulo

5

Modelado de la Diferencial con Transformador de Distribución

En este capítulo se presenta el desarrollo del modelo digital de la protección diferencial de transformador. Se simulará un transformador de Distribución Industrial.

5.1. BLOQUES IMPORTANTES DEL SIMPOWERSYSTEMS.

Para este capítulo se explicaran solo los bloques funcionales relevantes para dicho capitulo, los otros bloques funcionales que no se explicarán (Interruptor de Potencia, Bus, Medidor de Corriente, entre otros), se podrán consultar en el capítulo 4.

5.1.1 Equivalente de Generación (Three-Phase Source).

El bloque “Three-Phase Source” implementa un equivalente (una representación de varias máquinas conectadas generando a una tensión de 115 kV) de fuente de voltaje trifásica balanceada con una impedancia interna R-L. Se encuentra disponible en la librería “Electrical Sources”. Está compuesta por tres fuentes de voltaje conectadas en estrella con un neutro aterrizado internamente el cual también se puede hacer accesible. Puede ajustar directamente los valores de R y L o en forma indirecta ajustando el nivel de corto circuito y la razón X/R.

La Figura 5.1 muestra el icono que la representa: [8]

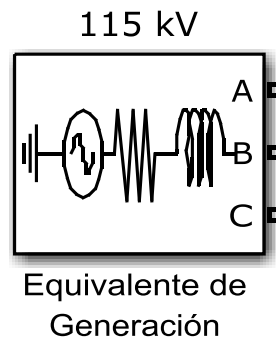


Figura 5.1. *Equivalente de Generación propuesta.*

La Figura 5.2 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

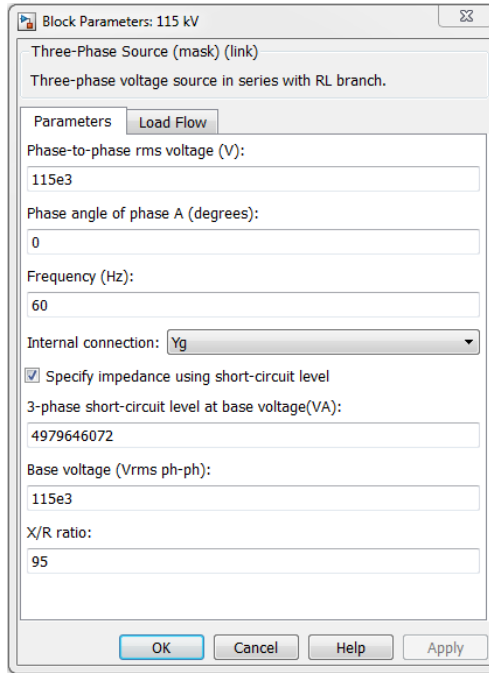


Figura 5.2. Cuadro de dialogo del equivalente de Generación propuesta.

Potencia de Corto-Circuito Trifásica:

$$MVA_{cc3\phi} = \sqrt{3} \times 115 \times 10^3 \times 25 \times 10^3 = \mathbf{4,979.6}$$

Es por ello que se consideró una potencia de Corto-circuito trifásica de ese Valor. (Ver Figura 5.2). Cabe resaltar que el modelo es un equivalente de generación, no una unidad de generación en sí, sino un número limitado de unidades conectadas en paralelo, aportando una cantidad de energía.

5.1.2 Transformador Trifásico de Dos Devanados (Three-Phase Transformer / Two Windings).

En la Figura 5.3 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

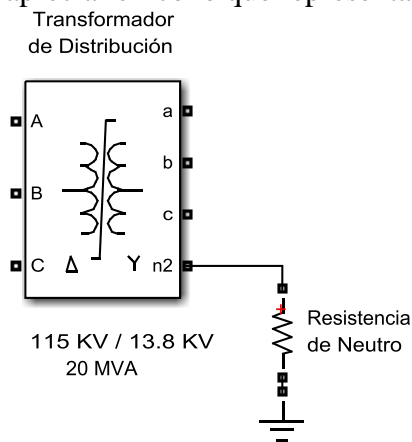


Figura 5.3. Transformador de Distribución propuesto.

La Figura 5.4 muestra el cuadro de dialogo, en la pestaña de “Parameters” de este elemento:

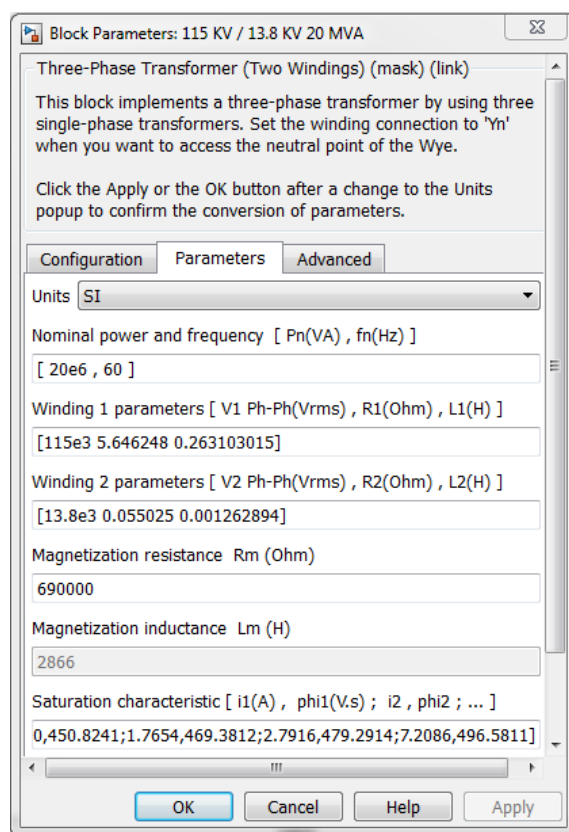


Figura 5.4. Cuadro de dialogo del Transformador de Distribución, pestaña de “Parameters”.

5.1.3 Transformador Saturable (Saturable Transformer)

En la Figura 5.5 se puede apreciar el icono que representa al elemento:

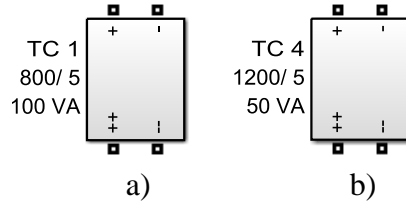


Figura 5.5. Transformador de Corriente (TC'S) propuestos,

a) Devanado de 115 kV, b) Devanado de 13.8 kV.

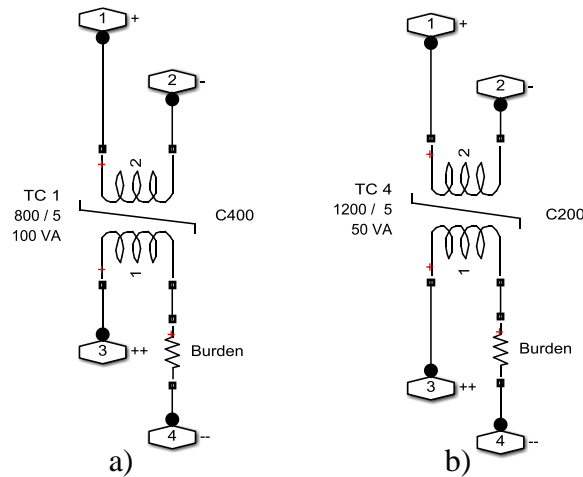


Figura 5.6. Conexión Interna del Transformador de Corriente (TC'S) propuestos,

a) Devanado de 115 kV, b) Devanado de 13.8 kV.

La Figura 5.7 muestra el cuadro de dialogo, en la pestaña de “Parameters” de este elemento:

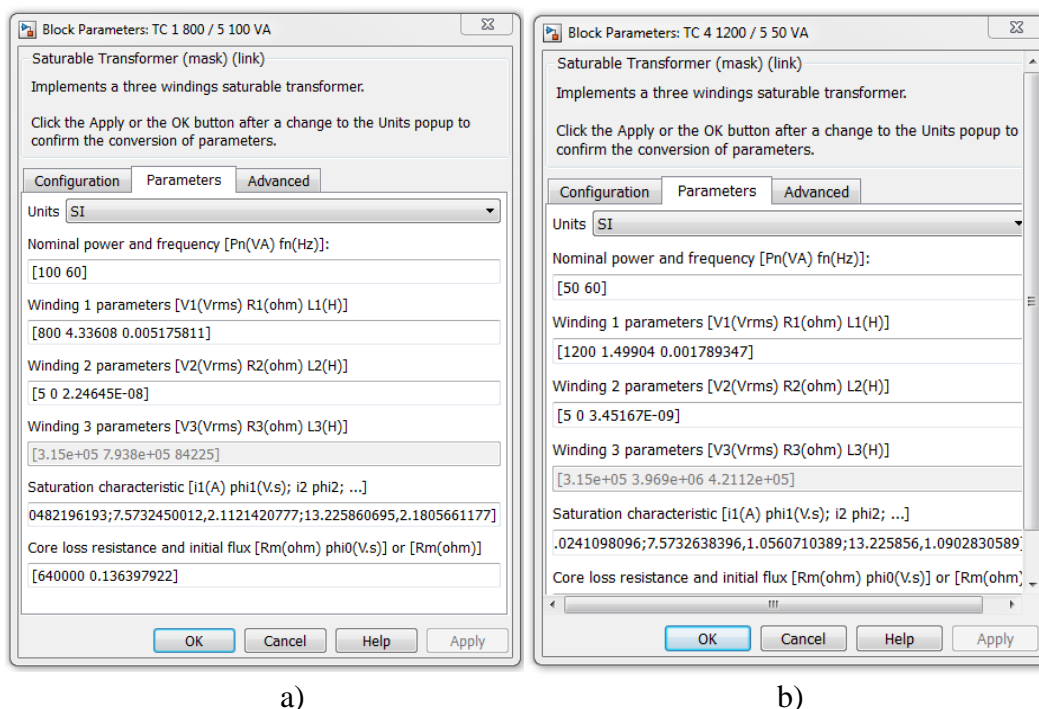


Figura 5.7. Cuadro de dialogo de los Transformadores de Corriente del a) Devanado de 115 kV y del b) Devanado de 13.8 kV, pestaña de “Parameters”.

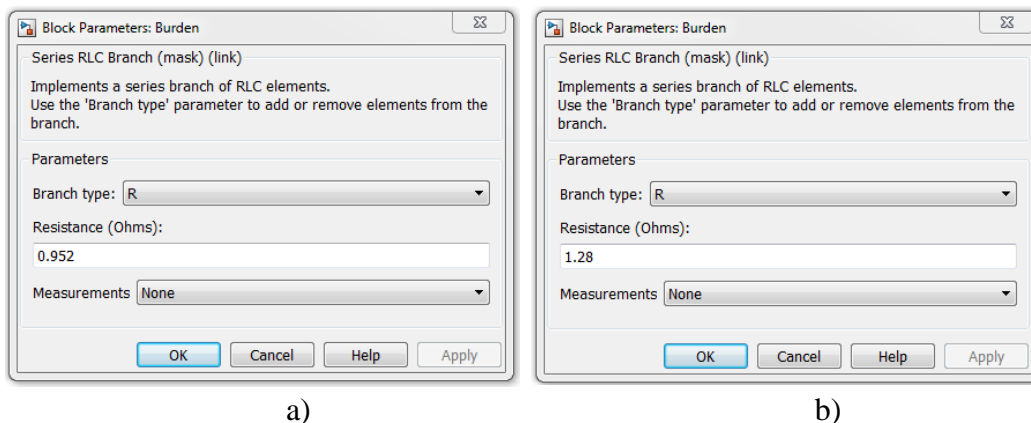


Figura 5.8. Cuadro de dialogo de Burden asociado a los Transformadores de Corriente del a) Devanado de 115 kV y del b) Devanado de 13.8 kV.

Carga total en el Secundario devanado de 115 kV:

Para el TC de 800/5, $Z_{TC} = 0.41 \Omega$ a pleno devanado (IEEE C57.13)

Para el cable de 80m del #10 AWG; $Z_{Cable} = 0.512 \Omega$

Para el relevador digital; $Z_{\text{Relé}} = 0.03 \Omega$

$$Z_{\text{carga total}} = \text{Burden} = (0.41 \Omega + 0.512 \Omega + 0.03 \Omega) = 0.952 \Omega$$

Clase de Protección del TC del devanado de 115 kV:

Tomando en cuenta una corriente de cortocircuito trifásica de 25 kA

$$I_{\text{nom sec}} = \frac{25 \times 10^3}{160} = 156.25 \text{ A}$$

$$V_{\text{Sec}} = Z_{\text{Carga}} \times I_{\text{nom sec}}$$

$$V_{\text{Sec}} = 0.952 \Omega \times 156.25 \text{ A}$$

$$V_{\text{Sec}} = 148.75 \text{ V}$$

Por lo que se considerara un TC, de clase C400, de 100 VA

Considerando un margen, por si se desea ampliar la subestación, en un futuro (Se quisiera agregar carga, no considerada al momento de realizar el proyecto).

Carga total en el Secundario devanado de 13.8 kV:

Para el TC de 1200/5, $Z_{\text{TC}} = 0.61 \Omega$ a pleno devanado (IEEE C57.13)

Para el cable de 100m del #10 AWG; $Z_{\text{Cable}} = 0.64 \Omega$

Para el relevador digital; $Z_{\text{Relé}} = 0.03 \Omega$

$$Z_{\text{carga total}} = \text{Burden} = (0.61 \Omega + 0.64 \Omega + 0.03 \Omega) = 1.28 \Omega$$

Clase de Protección del TC del devanado de 13.8 kV:

Tomando en cuenta una corriente de cortocircuito trifásica de 11.840 kA

$$I_{\text{nom sec}} = \frac{11.840 \times 10^3}{240} = 49.33 \text{ A}$$

$$V_{\text{Sec}} = Z_{\text{Carga}} \times I_{\text{nom sec}}$$

$$V_{\text{Sec}} = 1.28 \Omega \times 49.33 \text{ A}$$

$$V_{\text{Sec}} = 63.14 \text{ V}$$

Por lo que se considerara un TC, de clase C200, de 50 VA

Considerando un margen, por si se desea ampliar la subestación, en un futuro (Se quisiera agregar carga, no considerada al momento de realizar el proyecto).

5.1.4 Carga Trifásica RLC paralela (Three-Phase Parallel RLC Load).

El bloque “Three-Phase Parallel RLC Load” implementa una carga trifásica balanceada como la combinación de elementos RLC en serie. A la frecuencia especificada la carga presenta una impedancia constante. Se encuentra disponible en la librería “Elements”.

En la Figura 5.9 se puede apreciar el icono que representa al elemento: [8]

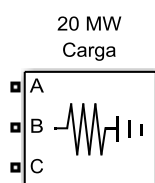


Figura 5.9. Carga propuesta.

La potencia activa y reactiva consumida es proporcional al cuadrado del voltaje aplicado. Solo son mostrados los elementos RLC que tienen un valor distinto de cero, de acuerdo a esto, el icono se actualiza en forma automática. [8]

La Figura 5.10 muestra el cuadro de dialogo de este elemento:

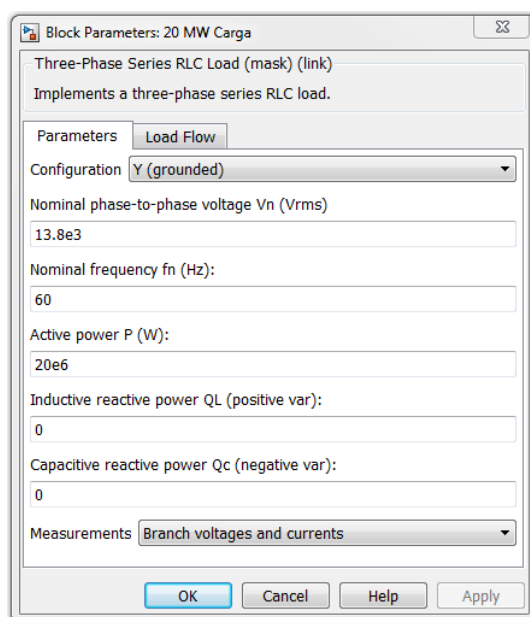


Figura 5.10 Cuadro de dialogo de la carga propuesta, pestaña de “Parameters”.

5.2 PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN SIMULINK.

En el presente capítulo se modela de la protección diferencial de fases a través del software de Simulink de Matlab como principal elemento el transformador de Distribución.

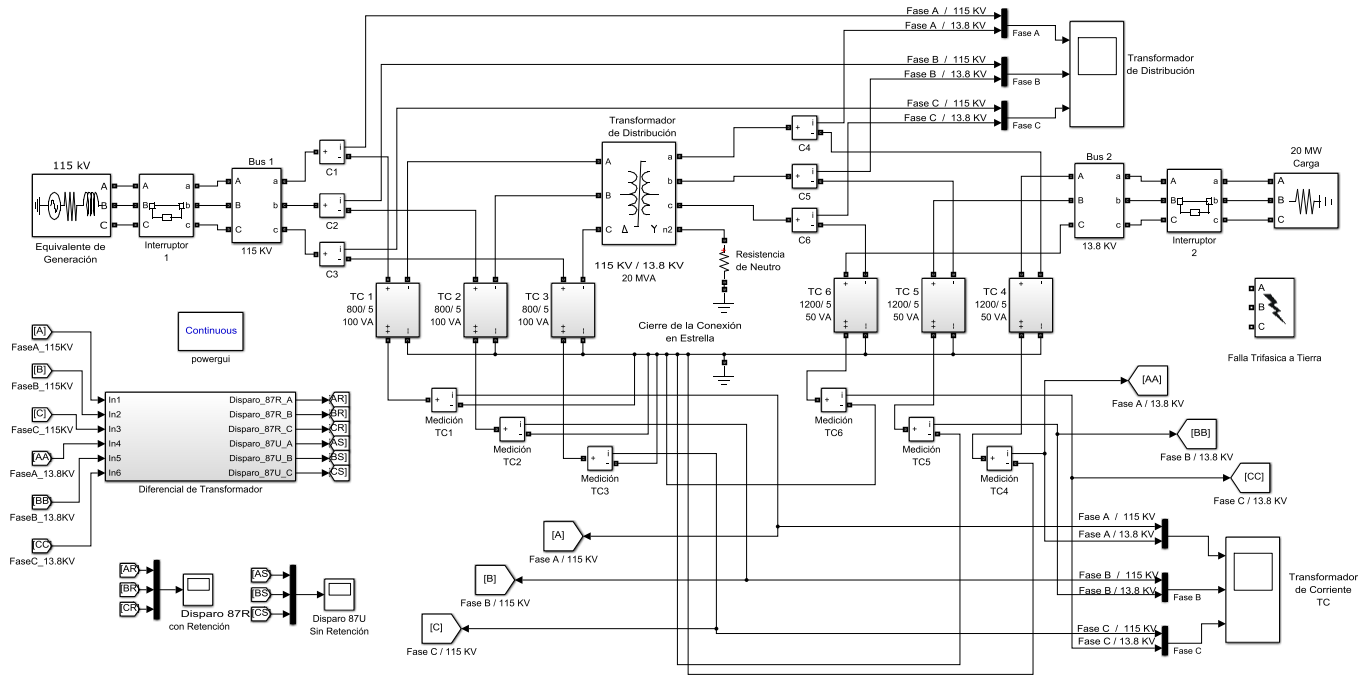


Figura 5.11. Simulación del Sistema Eléctrico de Potencia propuesto con transformador de Distribución.

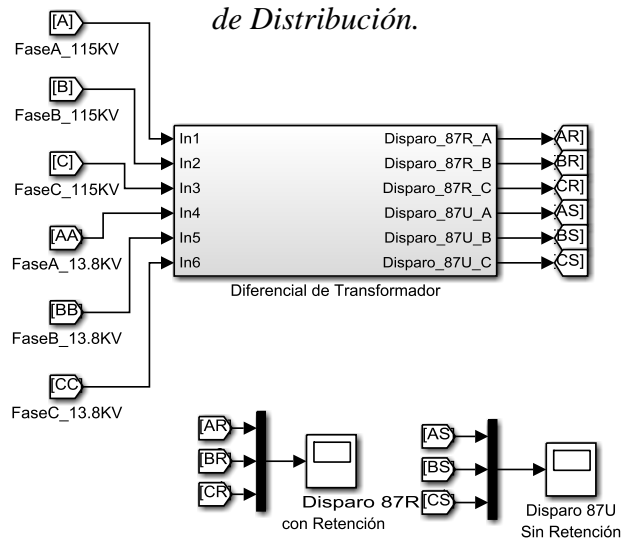


Figura 5.12. Simulación del Módulo de la Diferencial de Transformador.

El sistema eléctrico de potencia consta de un equivalente de generación a 115 kV, dos interruptores de potencia (Devanado de 115 kV y Devanado de 13.8 kV), un transformador de distribución de 20 MVA de 115 kV a 13.8 kV y sus respectivos transformadores de corriente del Lado Alta (115 kV) y del Lado Baja (13.8 kV) con RTC 800/5 y 1200/5 respectivamente (Ver Figura 5.11).

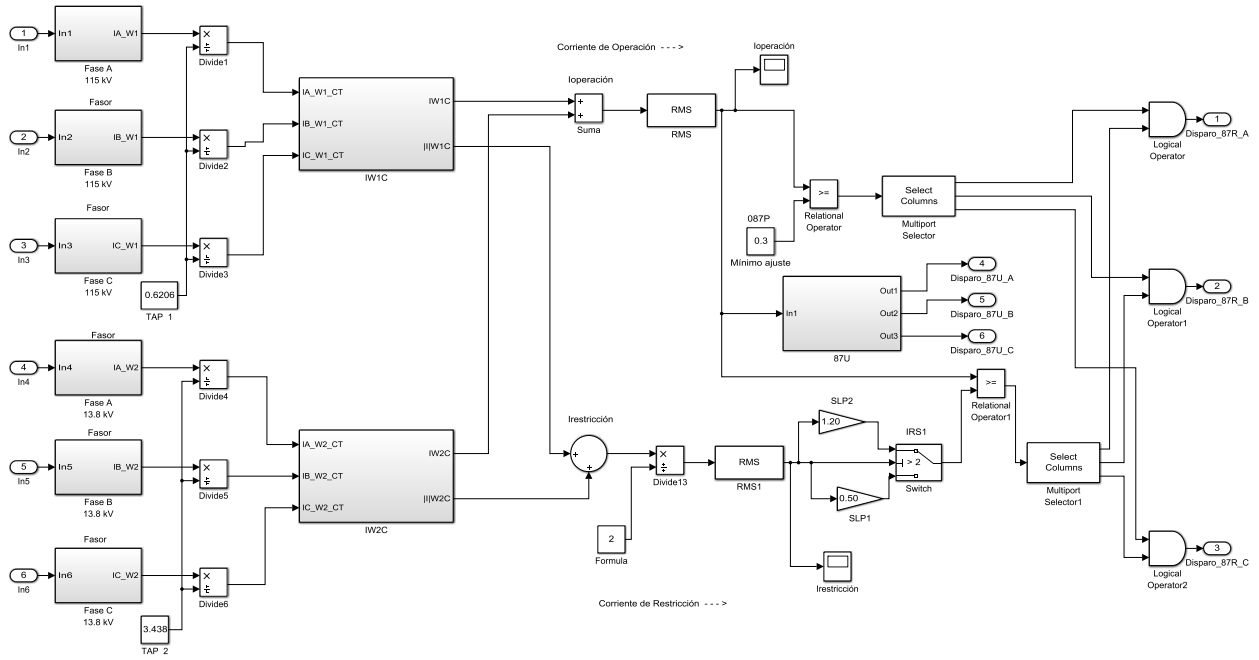


Figura 5.13. Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador.

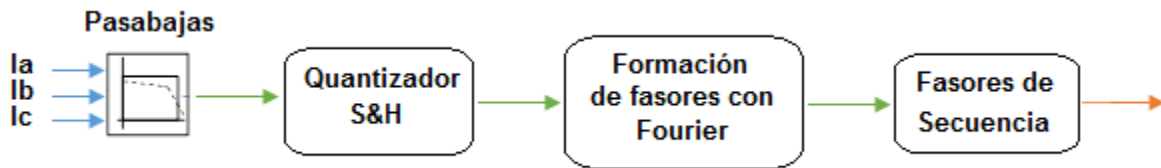


Figura 5.14. Modelo del relevador microprocesado.

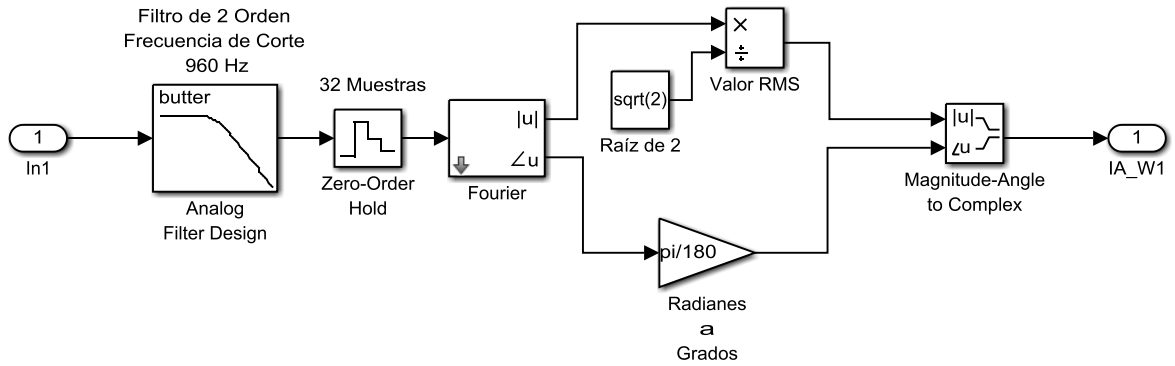


Figura 5.15. Estructura interna del módulo para el cálculo de fasores.

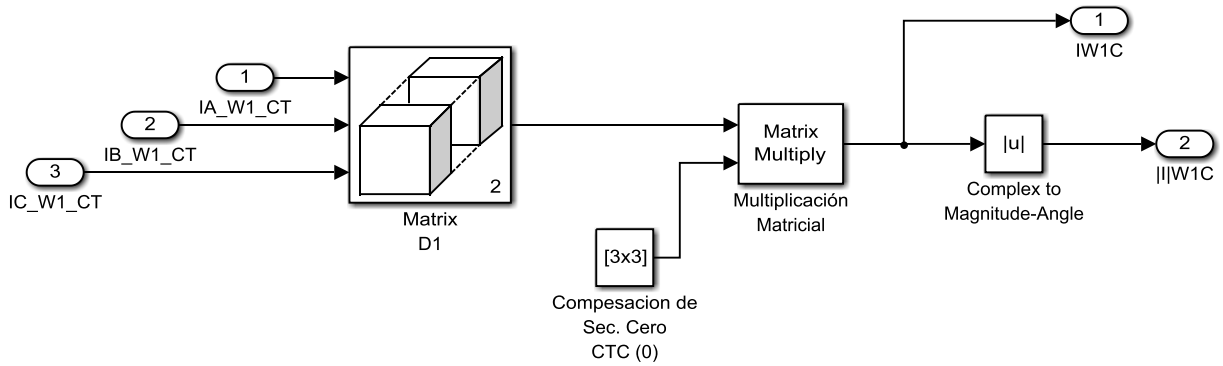


Figura 5.16. Estructura interna del módulo de compensación de Secuencia Cero de Corrientes del Devanado de 115 kV (Conexión en Delta).

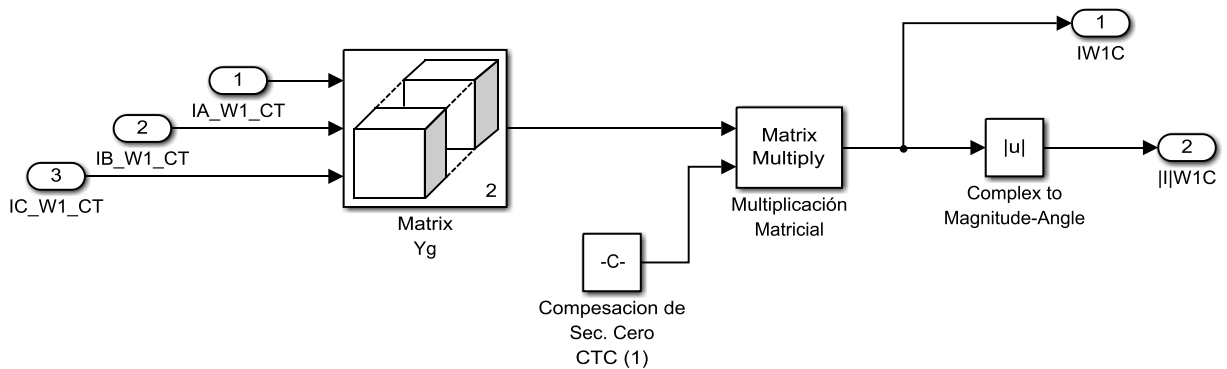


Figura 5.17. Estructura interna del módulo de compensación de Secuencia Cero de Corrientes del Devanado de 13.8 kV (Conexión en Estrella).

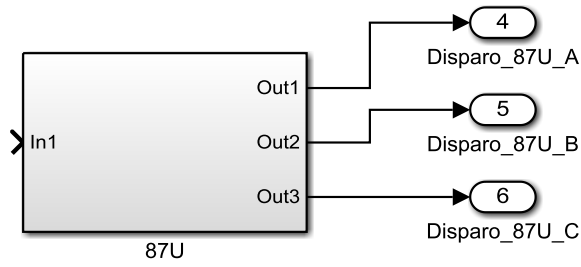


Figura 5.18. Módulo del Elemento SIN restricción (87U).

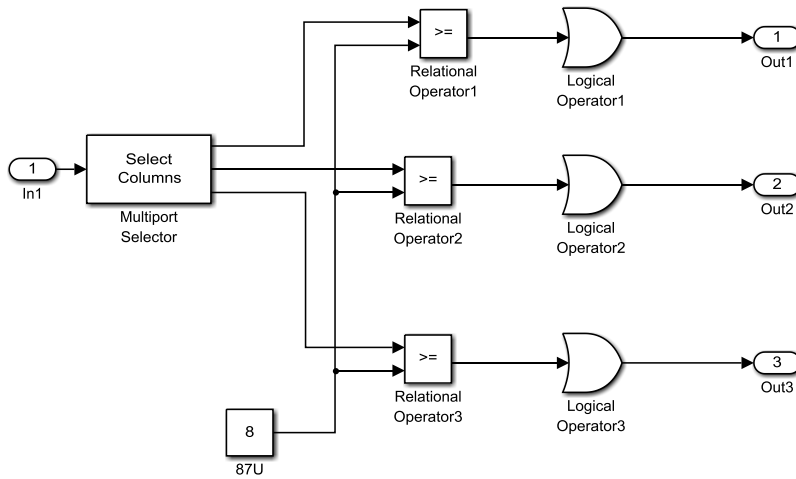


Figura 5.19. Estructura interna del módulo del Elemento SIN restricción (87U).

El módulo de la diferencial de Transformador, consta de un módulo para el cálculo de los fasores de las corrientes, tomando en cuenta el orden de los bloques para un modelo de relevador microprocesado, el cual consta de filtro pasabajos butterworth de segundo orden con una frecuencia de corte de 960 Hz, esta frecuencia se estableció a partir de la mitad de las 32 muestras tomadas por la frecuencia del sistema que es de 60 Hz. ($0.5 \times 32 \times 60 = 960\text{Hz}$). Después esta señal es discretizada (convertida de una señal analógica a una señal digital) por el bloque llamado *Zero-Order Hold* que es circuito de muestro y retención, se especifica un tiempo de muestreo $5.208333\text{e-}4$ seg., debido a que se toman 32 muestras a una frecuencia de 60 Hz [$1/(32 \times 60) = 5.208333\text{e-}4$]. Una vez convertido la señal de analógica a una señal digital, se extrae la señal fundamental a través del bloque de *Fourier*, como Simulink maneja los valores en radianes (en el caso del ángulo) se realiza una conversión de Radianes a Grados. Teniendo los valores de magnitud y ángulo, para finalmente agruparse en un fasor.

Dichos fasores de corriente son multiplicados por una matriz de compensación que elimina la componente de secuencia cero y compensa angularmente las corrientes dependiendo del grupo vectorial del transformador de potencia (Ver Figura 5.24 y Figura 5.25). Una vez compensadas estas corrientes, se procede al cálculo de la corriente Diferencial y la Corriente de Restricción.

La corriente diferencial es comparada con un ajuste mínimo de operación, mientras que la corriente de restricción es multiplicada por una pendiente (SLP1) o (SLP2) que depende del ajuste del punto de quiebre de cambio de pendiente (IRS1). Por último la Corriente Diferencial y la Corriente de Restricción son comparadas mediante comparadores que definen las zonas de operación y restricción por cada una de las fases.

Se cuenta con un elemento sin restricción (87U), para darle más seguridad y confiabilidad a la protección diferencial contra Inrush y condiciones de fallas externas, el cual operara si se exceden 10 p.u, protegiendo así las terminales de los devanados del transformador (Ver Figura 5.18 y Figura 5.19).

5.3 CÁLCULO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC).

Para el bus de 115 kV:

Como se está considerando una corriente de falla de 25 kA en el Bus de 115 kV se tiene que:

$$I_{\text{secundaria}} = \frac{25 \times 10^3 \text{ A}}{160} = 156.25 \text{ A}$$

Es el valor de corriente secundaria que se recomienda, por lo que:

Se seleccionarán unos TC'S con una relación
de 800/5

Para el bus de 13.8 kV:

$$I_{\text{prim HIGH}} = \frac{20 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \times 10^3 \text{ V}} = 836.7395 \text{ A}$$

Por el 125% (Por Norma):

$$836.7395 \times 1.25 = 1045.9244 \text{ A}$$

Por lo tanto:

Se seleccionarán unos TC'S con una relación
de 1200/5

5.4 COMPENSACIÓN DE MAGNITUD (TAP)

5.4.1 Ideal

Tap₁ :

$$RTC_1 = \frac{800}{5} = 160$$

$$KV_{LL1} = 115$$

$$Tap_1 = \frac{MVA \times 1\,000 \times C}{\sqrt{3} \times KV_{LL1} \times RCT\ 1} = \frac{20 \times 1\,000 \times 1}{\sqrt{3} \times 115 \times 160} = 0.62755464$$

Tap₂ :

$$RTC_1 = \frac{1200}{5} = 240$$

$$KV_{LL2} = 13.8$$

$$Tap_2 = \frac{MVA \times 1\,000 \times C}{\sqrt{3} \times KV_{LL2} \times RCT\ 2} = \frac{20 \times 1\,000 \times 1}{\sqrt{3} \times 13.8 \times 240} = 3.486414669$$

Donde:

C = 1 para TC's conectado en Estrella

C= $\sqrt{3}$ para TC's conectados en Delta

El tap es un ajuste en el relé diferencial que especifica la corriente nominal a plena carga.

El factor C se usa para corregir la relación efectiva del TC para su circuito. Si los TCs están conectados en Delta, la relación efectiva del TC se divide por $\sqrt{3}$. Si los TCS están conectados en estrella no se necesita compensación; C es 1.

Así, el tap define la corriente en 1 por unidad de la base en MVA del transformador para cada terminal del elemento diferencial.

Si por ejemplo, el tap es 5 para el Bobinado 1, el elemento diferencial verá una corriente medida de 2,5 amperes asociada al Bobinado 1 a 0,5 veces el tap.

5.4.2 Valores Propuestos

Debido a la caída de tensión que se presenta en el sistema, y los valores no son ideales, en cuanto al voltaje de generación (Equivalente de Generación) de 115 kV y el voltaje de Distribución de 13.8 kV. Se realizan los siguientes cálculos.

Tap₁ :

$$RTC_1 = \frac{800}{5} = 160$$

$$KV_{LL1} = 115$$

$$I_{SEC_115} = 0.6206 \text{ A}$$

$$MVA = I_{SEC_115} \times RTC_1 \times \sqrt{3} \times KV_{LL1} = 0.6206 \text{ A} \times 160 \times \sqrt{3} \times 115 \times 10^3 = 19,778,357.45$$

$$Tap_1 = \frac{MVA \times 1000 \times C}{\sqrt{3} \times KV_{LL1} \times RCT \ 1} = \frac{19,778,357.45 \times 1000 \times 1}{\sqrt{3} \times 115 \times 160} = \boxed{0.6206}$$

Tap₂ :

$$RTC_2 = \frac{1200}{5} = 240$$

$$KV_{LL2} = 13.8$$

$$I_{SEC_400} = 3.438 \text{ A}$$

$$MVA = I_{SEC_13.8} \times RTC_2 \times \sqrt{3} \times KV_{LL2} = 3.438 \text{ A} \times 240 \times \sqrt{3} \times 13.8 \times 10^3 = 19,722,266.72$$

$$Tap_1 = \frac{MVA \times 1000 \times C}{\sqrt{3} \times KV_{LL1} \times RCT \ 1} = \frac{19,722,266.72 \times 1000 \times 1}{\sqrt{3} \times 13.8 \times 240} = \boxed{3.438}$$

Por lo cual para el devanado de 115 kV se tomara el tap = 0.6206 y para el devanado de 13.8 kV se tomara el tap= 3.438.

5.5 COMPENSACIÓN ANGULAR.

5.5.1 Lista de matrices de compensación empleadas ($m = 0$ y $m = 1$)

Matriz empleada para el Devanado de 115 kV del Transformador de Distribución:

$$[CTC(0)] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Matriz empleada para el Devanado de 13.8 kV del Transformador de Distribución:

$$[CTC(1)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Debido a la conexión del transformador de potencia se genera un desfase entre las corrientes involucradas, este desfase puede ser compensado mediante la conexión adecuada de los transformadores de corriente empleados. Normalmente, para los relés electromecánicos tradicionales, esta compensación se realiza conectando en Delta a los Tc's del lado estrella del transformador de potencia y viceversa.

En los relevadores digitales (microprocesados) esta compensación angular la realiza el relé automáticamente, basándose en una de las 12 matrices de compensación disponibles, el único requerimiento solicitado por parte del relevador es que, los transformadores de corriente estén conectados en estrella en ambos devanados, para que de esta forma el relé pueda realizar la compensación angular adecuadamente.

5.6 AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RELEVADOR DIFERENCIAL.

Tabla 5.1. *Ajustes propuestos.*

SLP1 =	50%	087P =	0.3 p.u	PCT2 =	15%	87U=	8 p.u
SLP2 =	120%	ISR1 =	2 p.u	PCT4 =	15%		

SLP1 = Initial Slope = Pendiente 1.

SLP2 = Second Slope = Pendiente 2.

087P = Minimum IOP Level necessary for operation = Nivel mínimo de Corriente de Operación necesario para la operación.

IRS1= Rest SLP1 Limit = Limite de la pendiente 1.

PCT2 = 2ND HARM BLOCK = Porcentaje de bloqueo por segunda armónica.

PCT4 = 4ND HARM BLOCK = Porcentaje de bloqueo por cuarta armónica.

87U = UNRESTRAINT DIFFERENTIAL ELEMENT = Elementos sin restricción.

El relevador diferencial de Transformador tiene una característica de restricción de doble pendiente. La característica está determinada por cuatro ajustes de protección:

087P.- Es el ajuste de corriente diferencial básico que determina el mínimo nivel de operación del relevador.

Ajuste el pickup de la corriente de Operación a un valor mínimo tal que incremente la sensibilidad, pero suficientemente alto como para evitar la operación debido al error de régimen permanente de los TC's y a la corriente de excitación del transformador. (Manual Sel-387E)

Rango: 0.10–1.00 • TAP

Nota: $TAP_{MIN} \cdot O87P \geq 0.1 I_n$

SLP1.- Es el porcentaje menor de ajuste de operación usado cuando la corriente de operación es menor a **IRS1**. Esto asegura una buena sensibilidad para fallas resistivas bajo condiciones de alta corriente de carga.

SLP2.- Es el porcentaje de operación alto usado para mejorar la estabilidad del relevador en condiciones de saturación de los TC's y otros efectos de distorsión bajo condiciones de alta corriente de falla.

Use el ajuste de porcentaje de slope de restricción para discriminar entre fallas internas y externas. Ajuste SLP1 ó SLP2 para acomodar las diferencias de corriente debido al cambiador de taps del transformador, la saturación de TC's, los errores de TC's y los errores del relé. (Manual Sel-387E)

Rango: SLP1: 5–100%, en pasos de 1%;
SLP2: OFF, 25–200%

IRS1.- Es el ajuste del límite de la corriente de operación a partir del cual se emplea el porcentaje de operación mayor (SLP2).

Una aplicación de dos pendientes o porcentaje diferencial de variable, mejora la sensibilidad en la región en que los errores de los TC's son menores e incrementa la seguridad en la zona en que son mayores. Nosotros debemos definir ambas pendientes, así como el límite de la pendiente 1 o punto IRS1, donde SLP1 y SLP2 se intersectan. (Manual Sel-387E)

Rango: 1.0–20.0, en pasos de 0.1 pasos • TAP

Nota: 1 A: $TAP_{MAX} \cdot IRS1 \leq 31.0$

5 A: $TAP_{MAX} \cdot IRS1 \leq 155.0$

Las cuatro variables son ajustables por el usuario y permiten adaptar la característica para cualquier sensibilidad en particular y según los requerimientos de los TC's

Para cada elemento con restricción (87R-1, 87R-2, 87R-3), los valores son sumados fasorialmente y su valor se convierte en la magnitud de Operación (IOPn). Para condiciones de corriente de carga externa, IOPn debe estar en torno a $1 + (-1) = 0$, a carga nominal. Los cálculos del valor de restricción (IRTn) se desarrollan sobre la base de una sumatoria

de todas las magnitudes decorriente, divididas por dos. Para condiciones de corriente de carga externa, este valor es cercano a $(|I| + |-I|) / 2 = 2 / 2 = 1$, a corriente nominal.

Los elementos sin restricción (87U1, 87U2 y 87U3) comparan la cantidad IOP con el valor de ajuste (U87P), típicamente en torno de 10 veces TAP, y disparan si ese nivel es excedido. Los elementos 87U1, 87U2 y 87U3 son combinados para formar el elemento 87U. En los elementos sin restricción no se desarrolla bloqueo armónico. Use estos elementos para proteger los bushings y los terminales de los enrollados de su transformador, manteniendo la seguridad contra inrush y condiciones de falla externa. Los elementos de corriente de operación 87On (87O1, 87O2, 87O3) se proveen para fines de prueba.

Los elementos con restricción (87R1, 87R2 y 87R3) determinan si el valor de operación IOP es mayor que el valor de restricción, usando la característica diferencial. Ajuste HRSTR=Y (restricción de armónica) para modificar esta característica en función del contenido de segunda y cuarta armónica de las corrientes de entrada. (Manual Sel-387E)

Elementos sin Restricción.- El objetivo de los elementos instantáneos de corriente sin restricción es reaccionar rápidamente para niveles de corriente muy altos, que indiquen claramente una falla interna. Ajuste el nivel de pickup (U87P) cerca de 10 veces tap. Los elementos sin restricción sólo responden a la componente de frecuencia fundamental de la corriente de operación diferencial. Esta no es afectada por los ajustes SLP1, SLP2, IRS1, PCT2, PCT5 ó IHBL. En consecuencia, el ajuste debe ser suficientemente alto como para no reaccionar con grandes corrientes de inrush. (Manual Sel-387E)

Rango: 1.0–20.0, en pasos de 0.1 pasos • TAP

PCT2 .- La energización de un transformador causa un gran flujo temporal de corriente de inrush de magnetización en un terminal del transformador, sin que esta corriente sea vista en los otros terminales. De este modo, aparece como una corriente diferencial y podría causar una operación incorrecta del relé. Las corrientes de inrush de magnetización contienen mayor cantidad de corriente de segunda armónica que las corrientes de falla.

Esta corriente de segunda armónica puede ser usada para identificar el fenómeno de inrush y evitar una operación errónea del relé. El relé SEL-387E mide la cantidad de corriente de segunda armónica que fluye por el transformador.

El usuario puede ajustar el relé para bloquear el elemento diferencial de porcentaje con restricción, si la razón de corriente de segunda armónica a corriente fundamental ($IF2/IF1$) es mayor que el ajuste PCT2. (Manual Sel-387E)

Rango: OFF, 5–100%, en pasos de 1%

PCT4 .- *La energización de un transformador causa un gran flujo temporal de corriente de inrush de magnetización en un terminal del transformador, sin que esta corriente sea vista en los otros terminales. De este modo, aparece como una corriente diferencial y podría causar una operación incorrecta del relé. Las corrientes de inrush de magnetización contienen mayor cantidad de corriente de armónicas pares que las corrientes de falla. Estas armónicas pares pueden ser usadas para identificar el fenómeno de inrush y evitar una operación errónea del relé. El Relé SEL-387E mide la cantidad de corriente de cuarta armónica que fluye por el transformador. El usuario puede ajustar el relé para bloquear el elemento diferencial de porcentaje con restricción, si la razón de corriente de cuarta armónica a corriente fundamental ($IF4/IF1$) es mayor que el ajuste PCT4. (Manual Sel-387E)*

Rango: OFF, 5–100%, en pasos de 1%

5.7 FASORES DE CORRIENTES DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

5.7.1 Fasores de corrientes del transformador de Distribución.

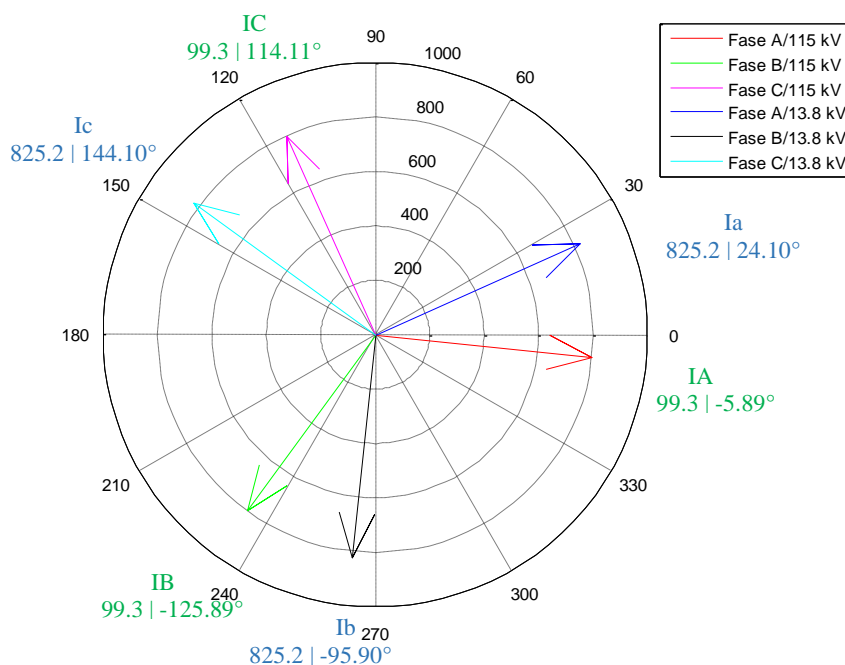


Figura 5.20. Fasores de corrientes primarias en transformador de Distribución del devanado de 115 kV y del devanado de 13.8 kV.

** Para su mejor visualización, en el diagrama fasorial de las corrientes del devanado de 115 kV no corresponden en magnitud. Es decir, en lugar de graficar las corrientes (del devanado 115 kV) con la magnitud que le corresponde (99.3 A) se graficaron con un valor de 800 A. Pero conservando el ángulo que le corresponde.

En la figura 5.20. se puede observar que las corrientes primarias del transformador de potencia (distribución) tanto de alta, como de baja se encuentran desfasadas por 30° , la corriente de baja adelanta por 30° a la corriente de alta (Dy11), como está indicado en la norma ANSI/IEEE, esto debido a la conexión del transformador de potencia, por lo que para compensar ésta diferencia de ángulo se utilizan las matrices de compensación angular y de eliminación de la componente de secuencia cero.

5.7.2 Diagrama fasorial de corrientes en los Transformadores de Corriente (TC's).

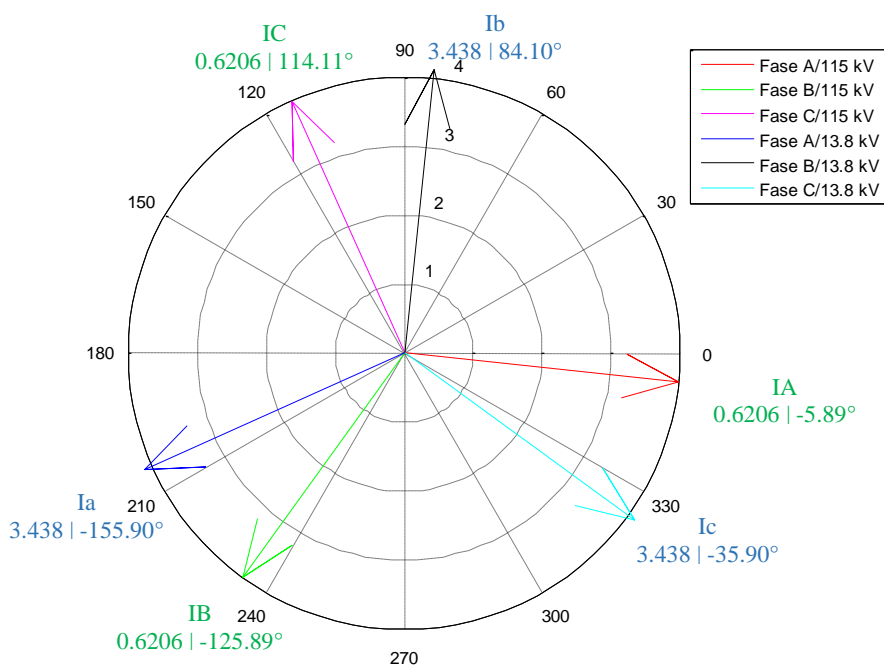


Figura 5.21. Diagrama fasorial de corrientes secundarias en los Tc's del devanado de 115 kV y del devanado de 13.8 kV del transformador de Distribución.

** Para su mejor visualización, en el diagrama fasorial de las corrientes del devanado de 115 kV no corresponden en magnitud. Es decir, en lugar de graficar las corrientes (del devanado 115 kV) con la magnitud que le corresponde (0.6206 A) se graficaron con un valor de 3 A. Pero conservando el ángulo que le corresponde.

En la figura 5.21. se puede observar que las corrientes primarias de los Tc's tanto de alta, como de baja se encuentran desfasadas por 150°, la corriente de alta adelanta por 150° a la corriente de baja esto debido a la conexión de la polaridad los transformadores de corriente. Esta diferencia de ángulo se compensa con las matrices de compensación angular.

Otro caso externo que afecta a este desfasamiento de las corrientes, es el modo con el que se coloquen los Tc's, es decir si el polarizado está viendo hacia el transformador de potencia, o si está viendo hacia la planta. Por lo general los TC's se encuentran viendo hacia la planta, pero el cierre de la estrella se realiza hacia el transformador de potencia.

5.7.3 Corrientes primarias y secundaria en el transformador de Distribución en Simulink.

MEASUREMENTS:

1:	'I Medición TC6	' =	3.438 Arms	-35.90°
2:	'I C1	' =	99.3 Arms	-5.89°
3:	'I C2	' =	99.3 Arms	-125.89°
4:	'I C3	' =	99.3 Arms	114.11°
5:	'I C4	' =	825.2 Arms	24.10°
6:	'I C5	' =	825.2 Arms	-95.90°
7:	'I C6	' =	825.2 Arms	144.10°
8:	'I C7	' =	3.782e-11 Arms	158.82°
9:	'I Medición TC1	' =	0.6206 Arms	-5.89°
10:	'I Medición TC2	' =	0.6206 Arms	-125.89°
11:	'I Medición TC3	' =	0.6206 Arms	114.11°
12:	'I Medición TC4	' =	3.438 Arms	-155.90°
13:	'I Medición TC5	' =	3.438 Arms	84.10°

Figura 5.22. Medición de corrientes primarias y secundarias en el transformador de Distribución en Simulink.

Corrientes Primarias en el Transformador de Distribución:

Corrientes secundarias en Tc's

C1 = Fase A (115 kV)

Medición TC1 = Fase A (115 kV) RTC = 800 / 5

C2 = Fase B (115 kV)

Medición TC2 = Fase B (115 kV) RTC = 800 / 5

C3 = Fase C (115 kV)

Medición TC3 = Fase C (115 kV) RTC = 800 / 5

C4 = Fase A (13.8 kV)

Medición TC4 = Fase A (13.8 kV) RTC = 1200 / 5

C5 = Fase B (13.8 kV)

Medición TC5 = Fase B (13.8 kV) RTC = 1200 / 5

C6 = Fase C (13.8 kV)

Medición TC6 = Fase C (13.8 kV) RTC = 1200 / 5

5.8 ANÁLISIS DE FALLAS SIMULADAS AL SISTEMA MODELADO.

5.8.1 Operación Normal del sistema con carga nominal.

5.8.1.1 Corrientes Primarias

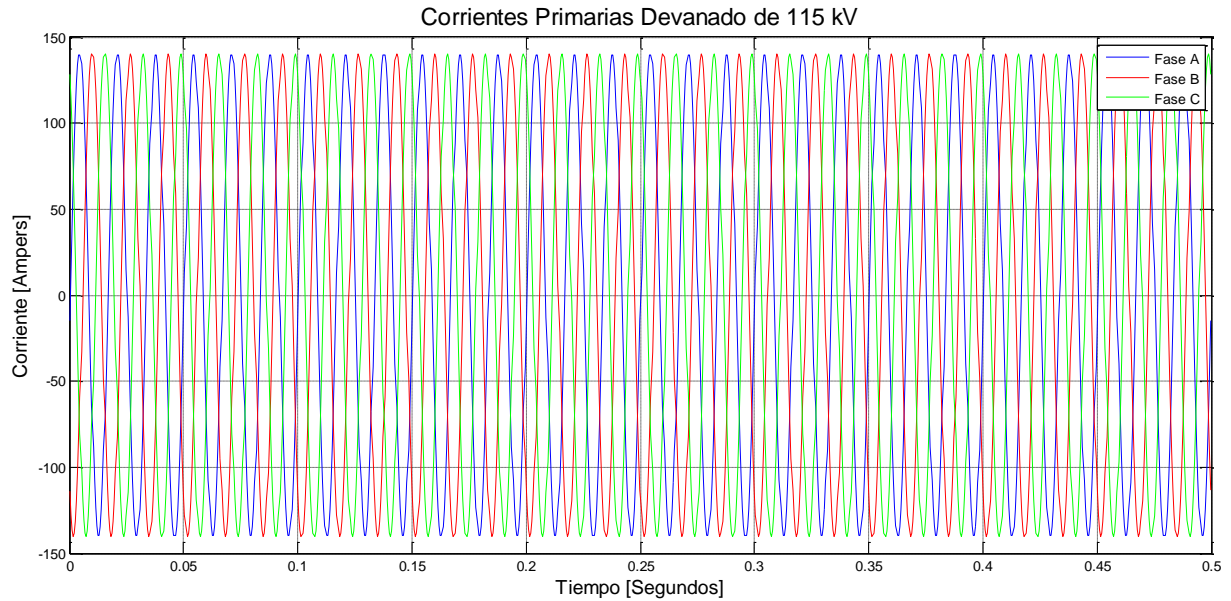


Figura 5.23. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con carga nominal.

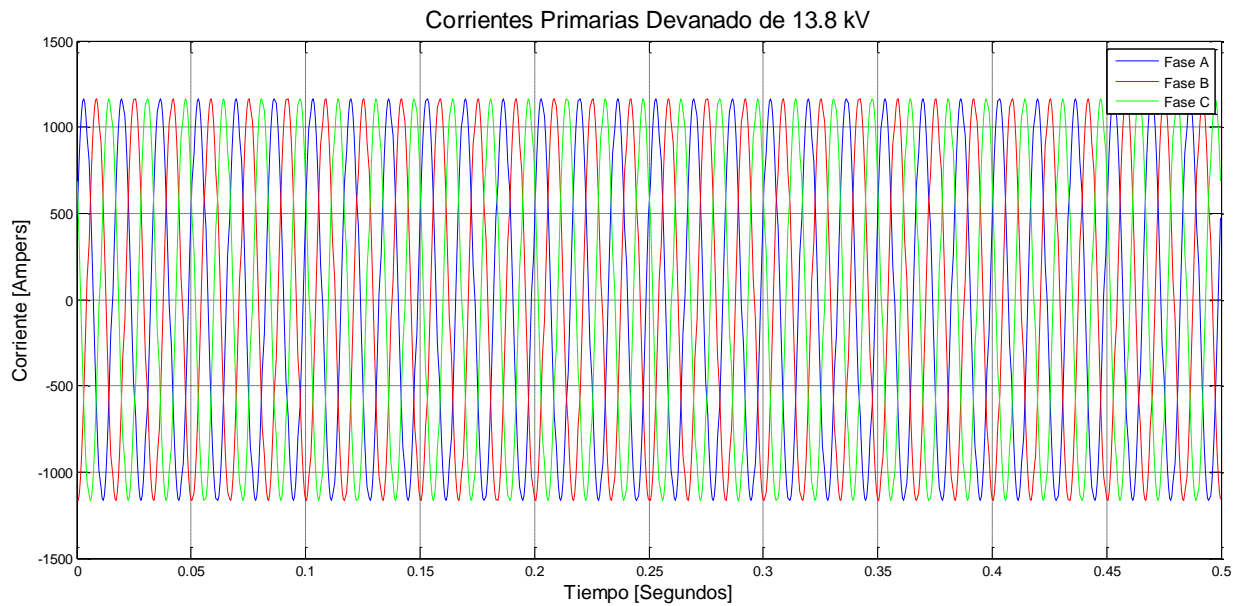


Figura 5.24. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con carga nominal.

5.8.1.2 Corrientes Secundarias

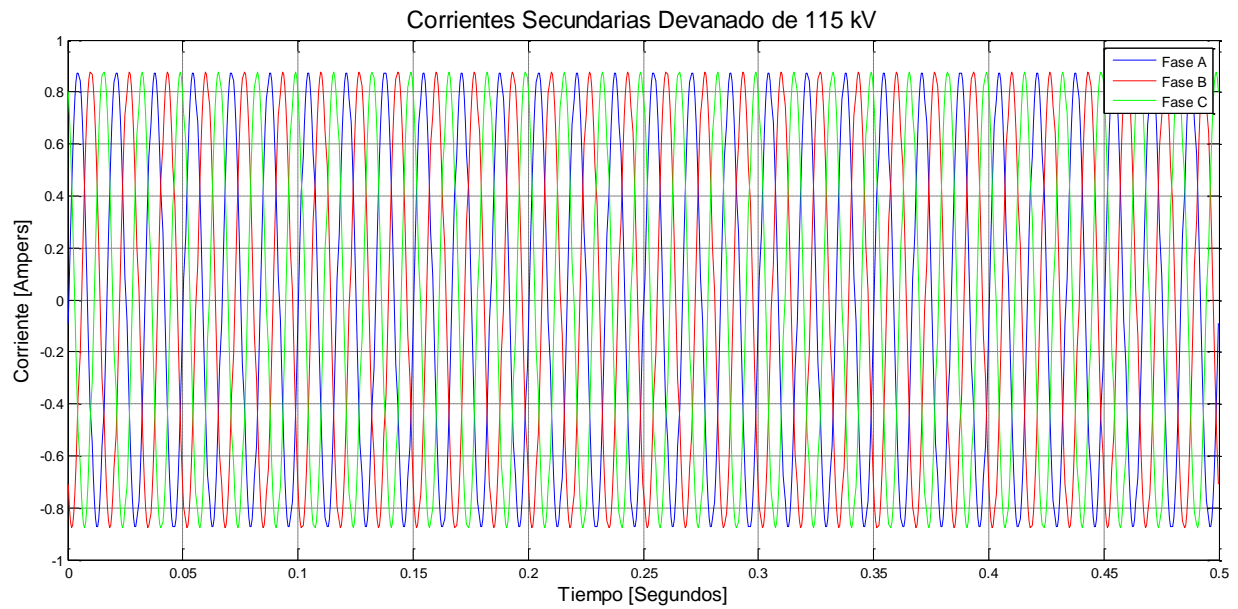


Figura 5.25. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con carga nominal.

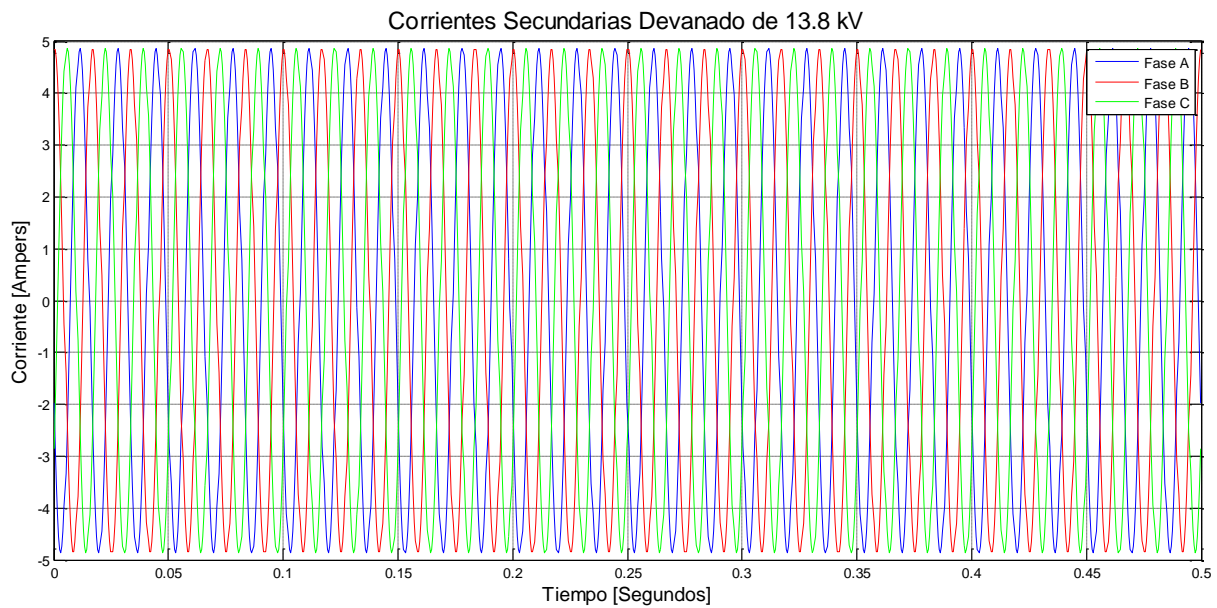


Figura 5.26. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con carga nominal.

En la figura 5.23, se muestra la corriente primaria del devanado de 115 kV, con el sistema estable a carga nominal (sin ninguna falla simulada). El valor pico de la corriente es 140.43 A, por lo tanto la corriente primaria es igual a $\frac{140.43 A}{\sqrt{2}} = 99.3 A$

En la figura 5.24, se muestra la corriente primaria del devanado de 13.8 kV, con el sistema estable a carga nominal (sin ninguna falla simulada). El valor pico de la corriente es 1167.009 A, por lo tanto la corriente primaria es igual a $\frac{1167.009 A}{\sqrt{2}} = 825.2 A$

En la figura 5.25, se muestra la corriente secundaria del devanado de 115 kV, con el sistema estable a carga nominal (sin ninguna falla simulada). El valor pico de la corriente es 0.8776 A, por lo tanto la corriente secundaria es igual a $\frac{0.8776 A}{\sqrt{2}} = 0.6206 A$

En la figura 5.26, se muestra la corriente secundaria del devanado de 13.8 kV, con el sistema estable a carga nominal (sin ninguna falla simulada). El valor pico de la corriente es 4.8620 A, por lo tanto la corriente secundaria es igual a $\frac{4.8620 A}{\sqrt{2}} = 3.438 A$

Para mayor exactitud, se tomaron como referencia las corrientes mostradas por Simulink (Ver Figura 5.30).

En las Figuras 5.23, 5.24, 5.25, 5.26 se analizan la corriente trifásica en **operación normal del sistema con carga nominal**, el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), como se podrá apreciar la corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), Fase C (Color Verde) se encuentran desfasadas 120° entre sí con una magnitud constante durante todo el tiempo simulado.

5.8.1.3 Corriente de Operación.

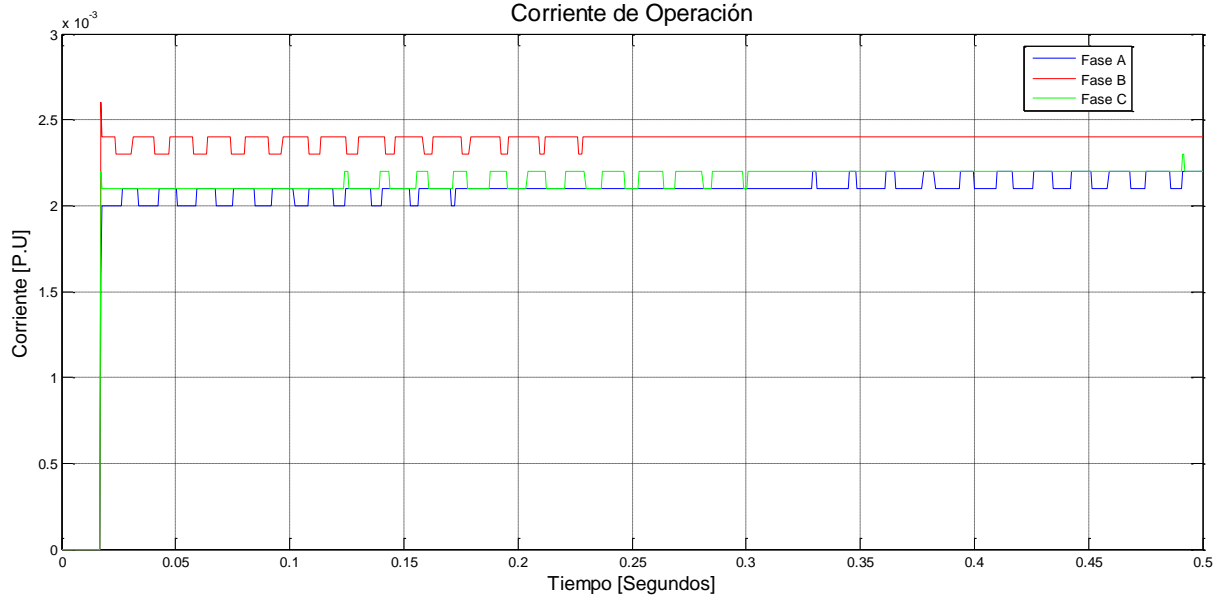


Figura 5.27. Oscilograma de la corriente de operación sin falla en el sistema con carga nominal.

Según el *Journal of Reliable Power Volume 2 Number 3, September, 2011, Pag 20.*, la corriente de operación es igual a la suma fasorial de las corrientes compensadas tanto en magnitud como en ángulo de los devanados involucrados del transformador de potencia.

$$I_{OP} = \left| \overline{I_{W1}} + \overline{I_{W2}} \right|$$

Idealmente la corriente de operación = $1 \mid 0^\circ + 1 \mid 180 = 0$

En Simulink se tiene que:

$$IW1 = 0.9811 - 0.1913i \text{ p.u}$$

$$IW2 = -0.9814 + 0.1892i \text{ p.u}$$

$$I_{operación} = 0.0212 \mid -98.13 \text{ p.u}$$

5.8.1.4 Corriente de Restricción.

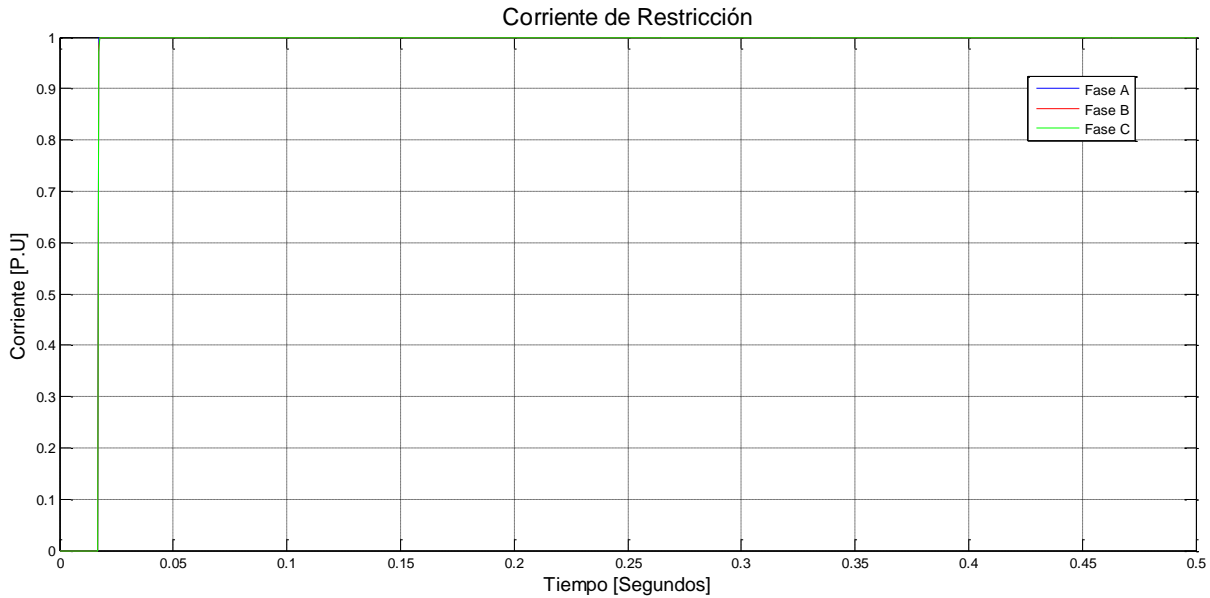


Figura 5.28. Oscilograma de la corriente de restricción sin falla en el sistema con carga nominal.

Según el *Journal of Reliable Power Volume 2 Number 3, September, 2011, Pag 20.*, la corriente de restricción es igual a la suma de los módulos de las corrientes compensadas tanto en magnitud como en ángulo de los devanados involucrados del transformador de potencia por una constante usualmente igual a 1 o 0.5.

$$I_{RT} = k \left(\left| \overline{I_{W1}} \right| + \left| \overline{I_{W2}} \right| \right)$$

Idealmente la corriente de restricción = $\frac{1+1}{2} = 1 \text{ p.u.}$

En Simulink se tiene que:

$I_{W1} = 0.9996 \text{ p.u}$

$I_{W2} = 0.9994 \text{ p.u}$

Irestricción = 0.9995 p.u

Debido a al error generador por las señales tomadas de los TC's de los devanados, la corriente de restricción no da el valor de 1 p.u, pero arroja valores muy cercanos.

5.8.1.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

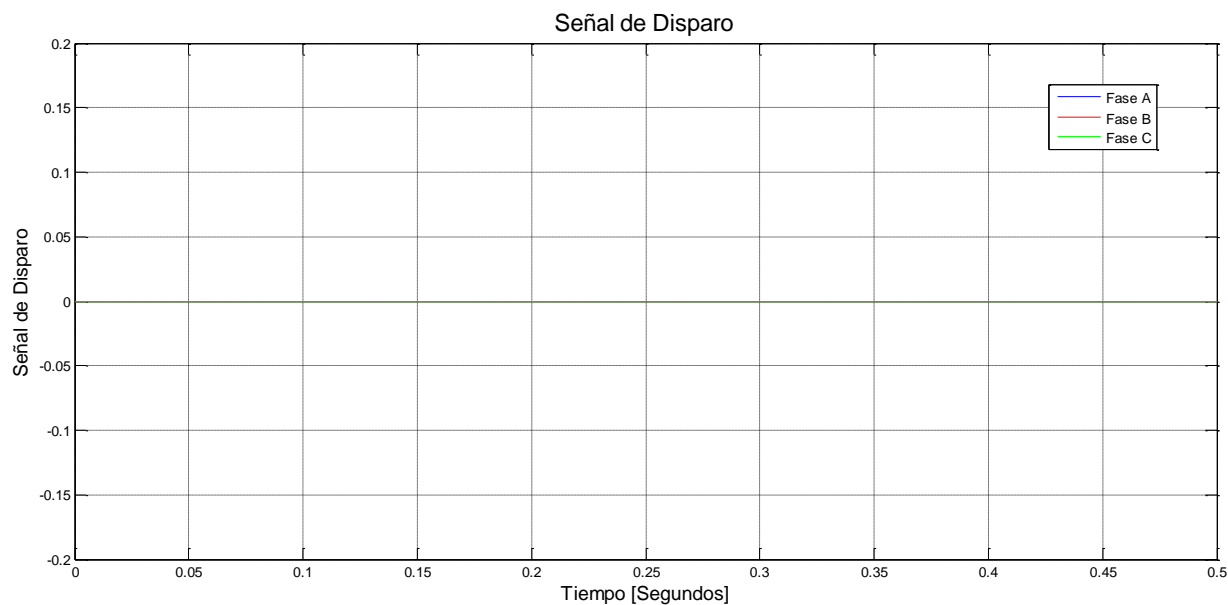


Figura 5.29. Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.

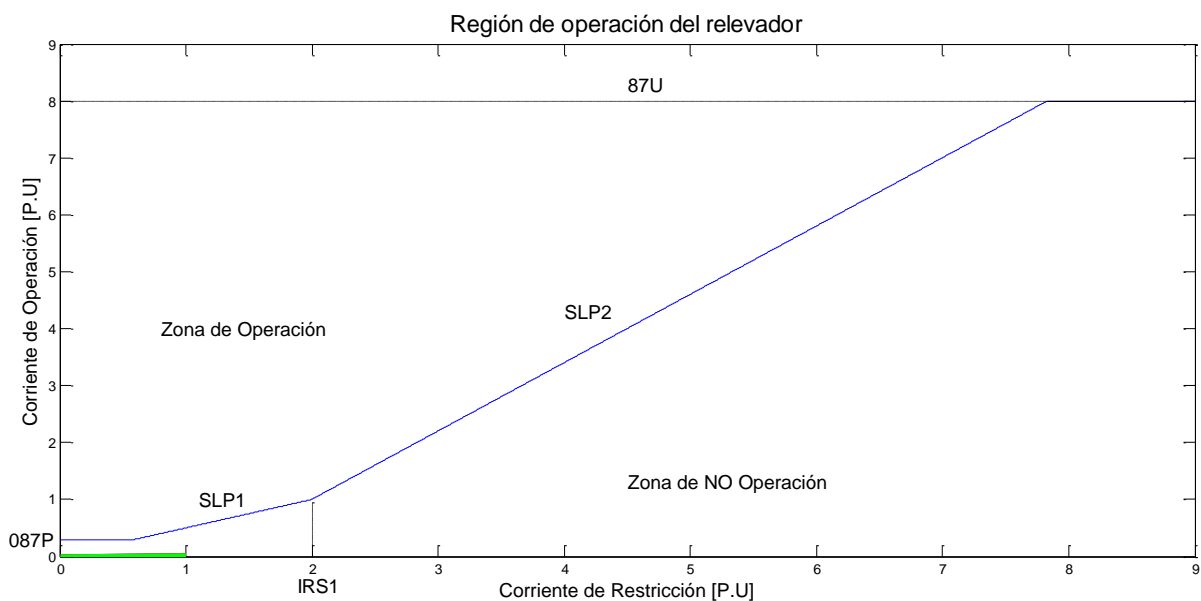


Figura 5.30. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición sin falla en el sistema con carga nominal.

En la Figura 5.29 se analiza la señal de disparo, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **operación normal del sistema con carga nominal**, la protección no opera en ninguna fase debido a que el sistema se encuentra en estado convencional de operación con carga nominal.

En la Figura 5.30 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), en la Fase C (Color Verde) se encuentran fuera de la zona de, por lo cual no opera en ninguna de las fases antes mencionadas.

En la **operación normal del sistema con carga nominal**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial no opera, en ninguna de sus fases.

5.8.2 Falla Monofásica a Tierra Externa (Fase A) Bus de 13.8 kV.

5.8.2.1 Corrientes Primarias

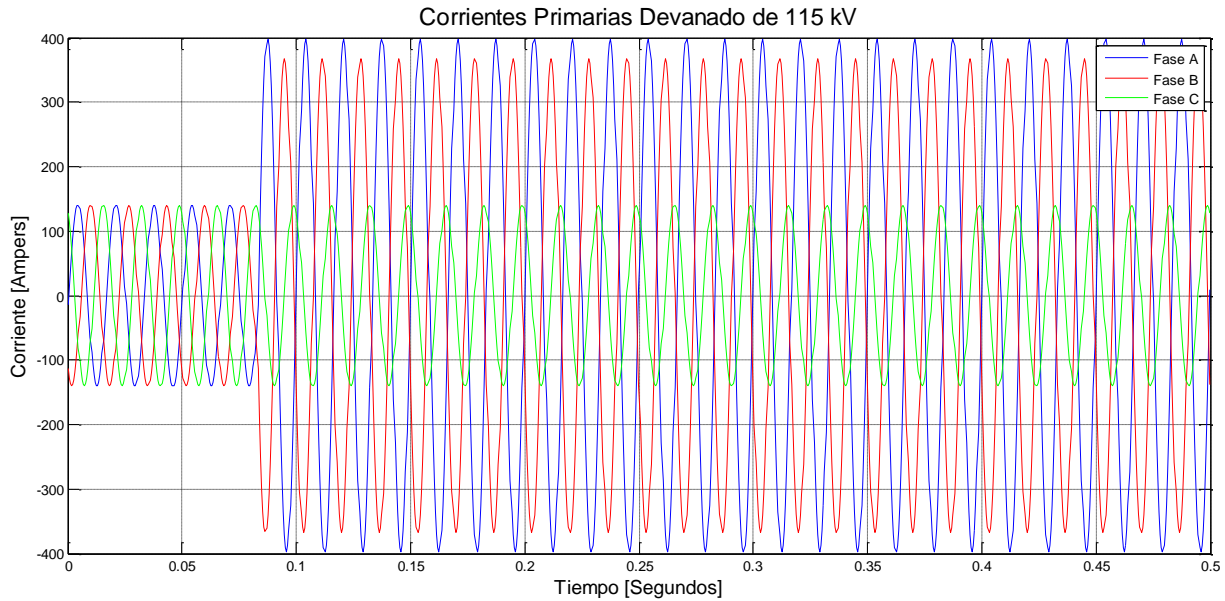


Figura 5.31. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.

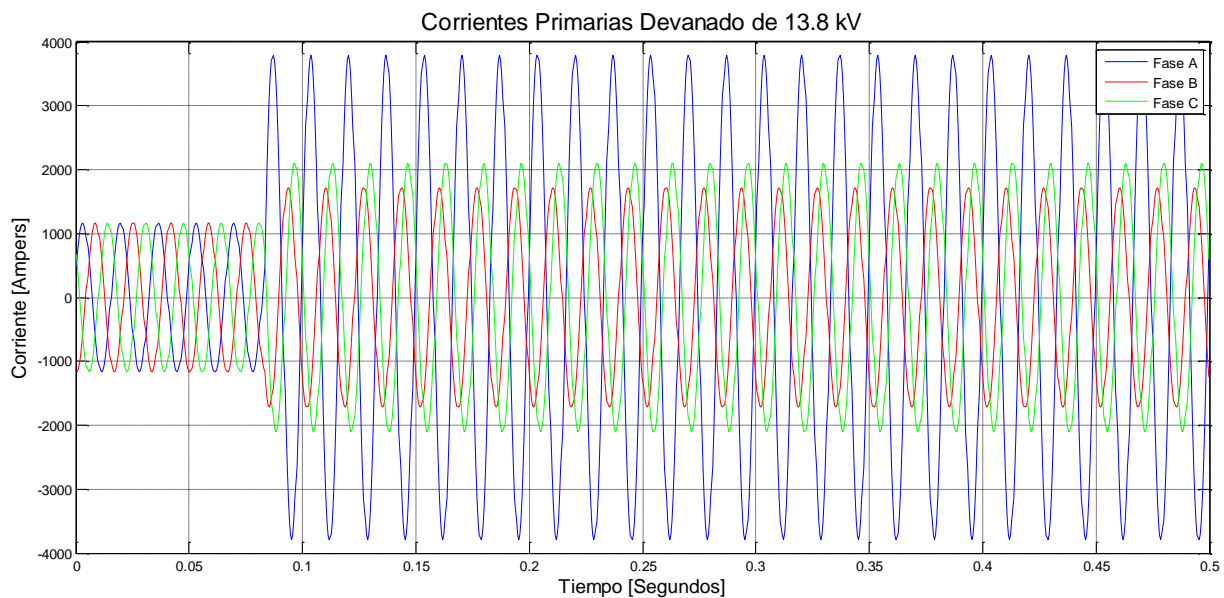


Figura 5.32. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.2.2 Corrientes Secundarias

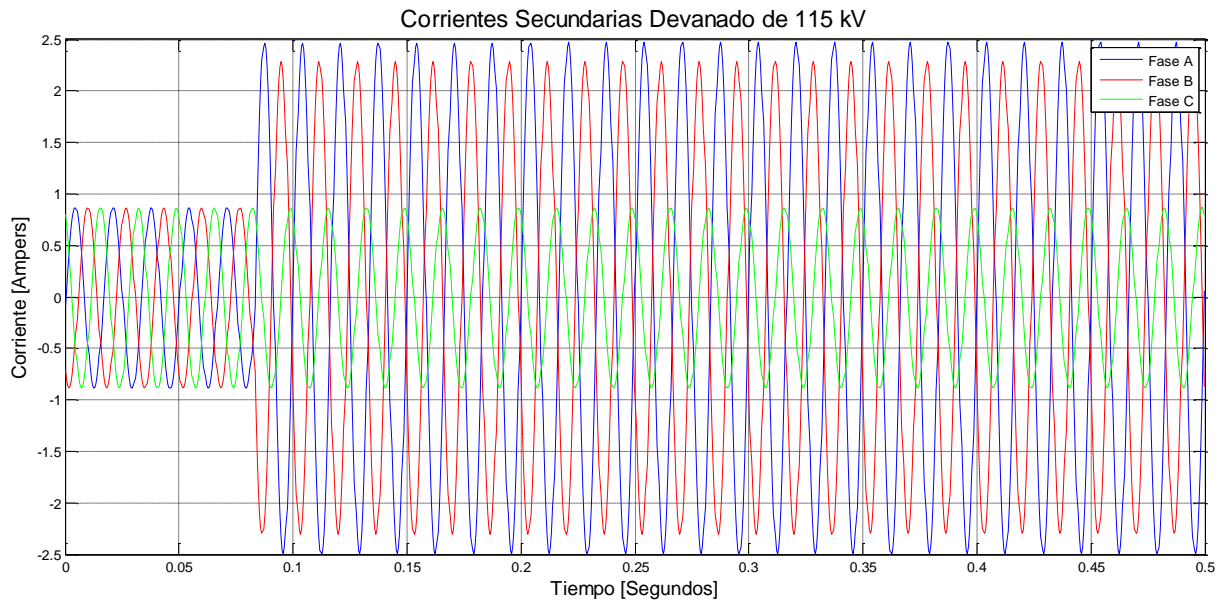


Figura 5.33. Oscilograma de la corriente secundaria del devanado de 115 kV con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.

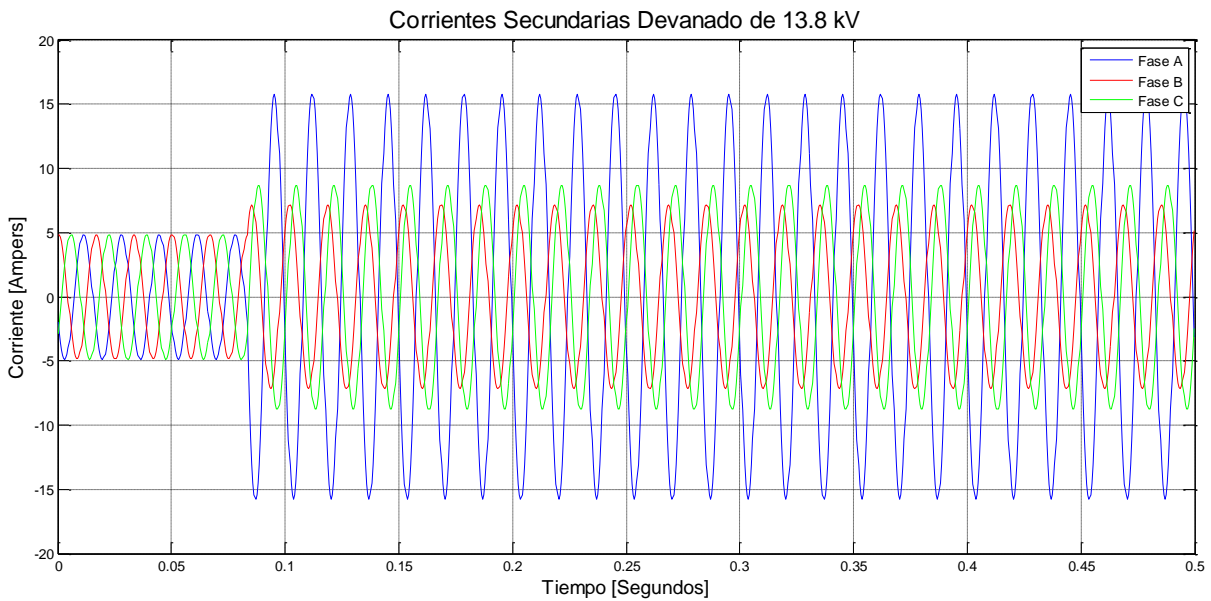


Figura 5.34. Oscilograma de la corriente secundaria del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.2.3 Corriente de Operación.

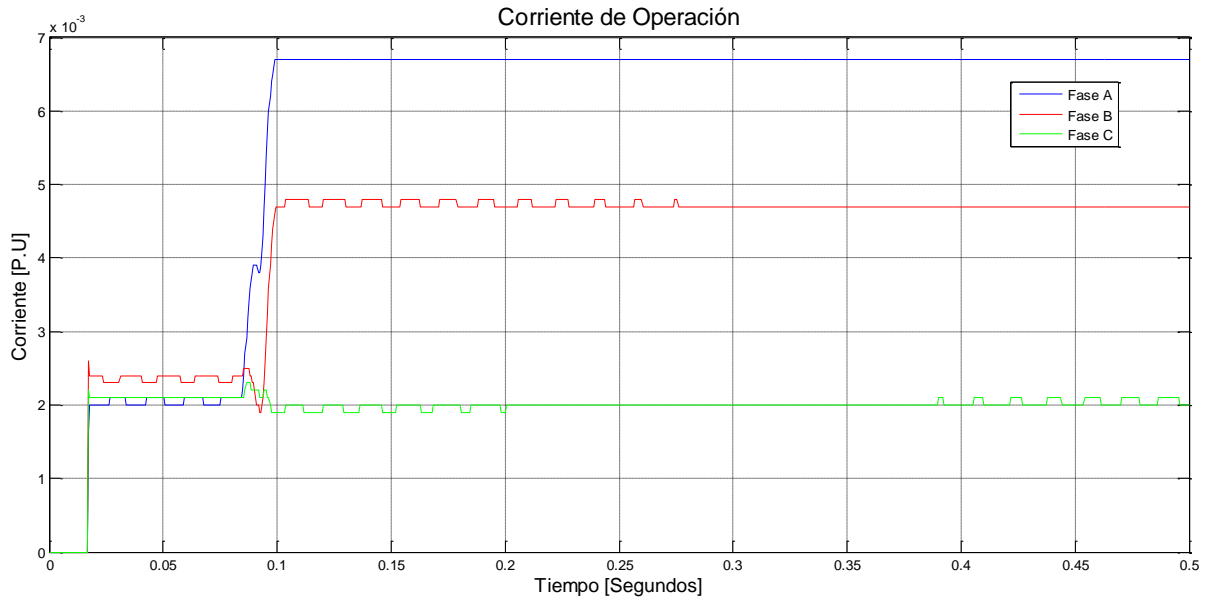


Figura 5.35. Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.2.4 Corriente de Restricción.



Figura 5.36. Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.2.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

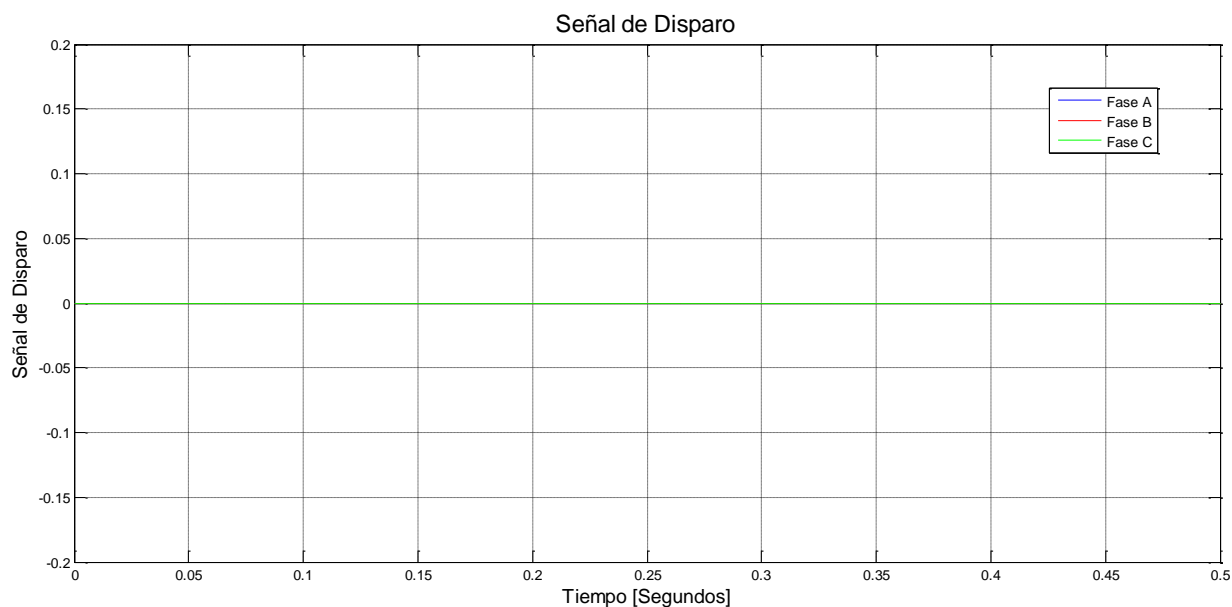


Figura 5.37. Señal de Disparo con falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.

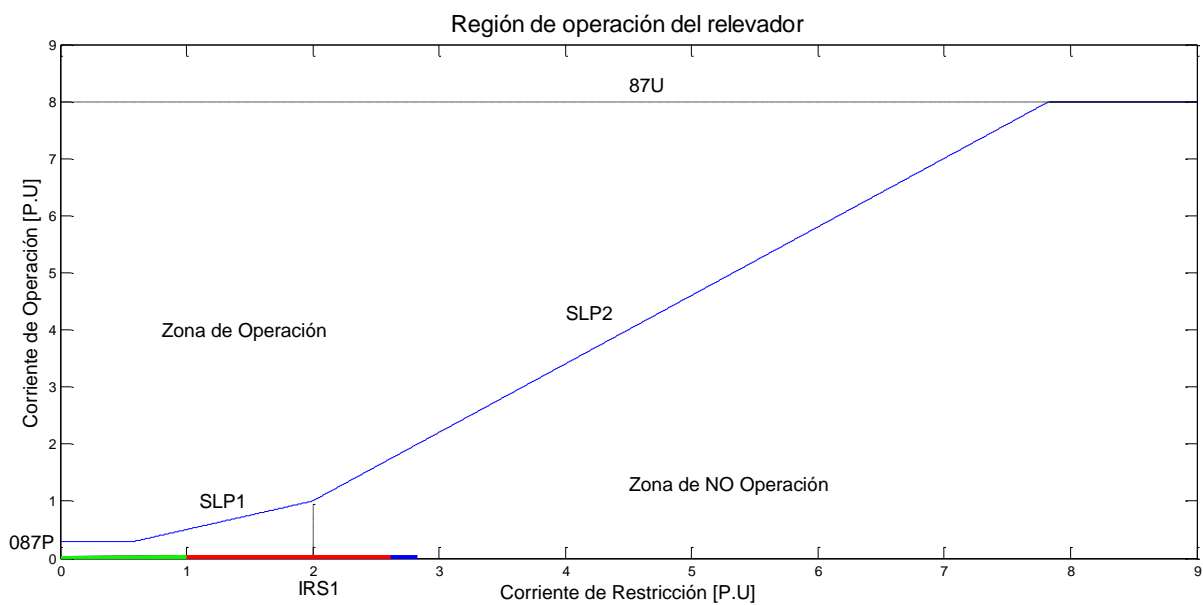


Figura 5.38. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla monofásica a tierra externa en 13.8 kV.

En la Figura 5.31, 5.32, 5.33, 5.34 se analiza la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Monofásica a Tierra externa en 13.8 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar una componente de directa decreciente de la corriente en la fase A (Color Azul).

En la Figura 5.35 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.0025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación se incremente hasta valores de 0.0068 p.u.

En la Figura 5.36 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega hasta 0.9996 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A y en la Fase B se incremente, aunque la falla es en la fase A, tienden a incrementarse las corrientes de las fases A y B debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 5.37 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Monofásica a Tierra externa en 13.8 kV**, la protección no opera en ninguna fase debido a que se simula una falla del índole externa.

En la Figura 5.38 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), en la Fase C (Color Verde) observándose que aunque la falla es en la fase A, tienden a operar las fases A y C debido a la conexión del transformador delta/estrella . Con los ajustes propuestos se observa que entran en la zona de operación las funciones diferenciales de las fases A y C.

5.8.3 Falla Bifásica a Tierra Externa (Fase A – B - G) Bus de 13.8 kV.

5.8.3.1 Corrientes Primarias

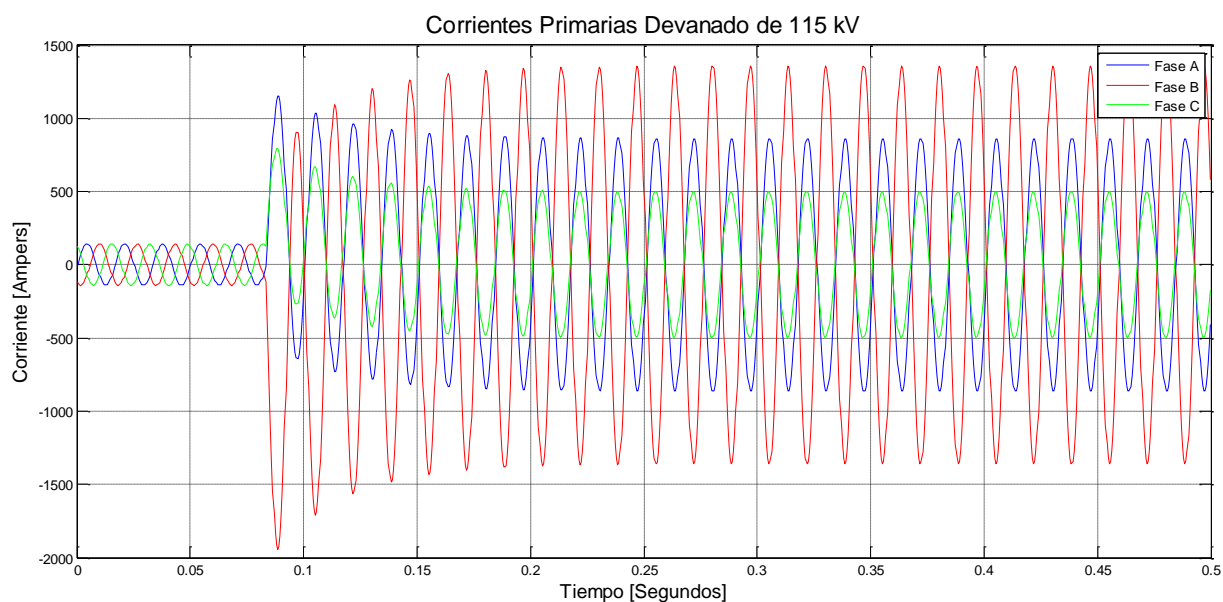


Figura 5.39. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.

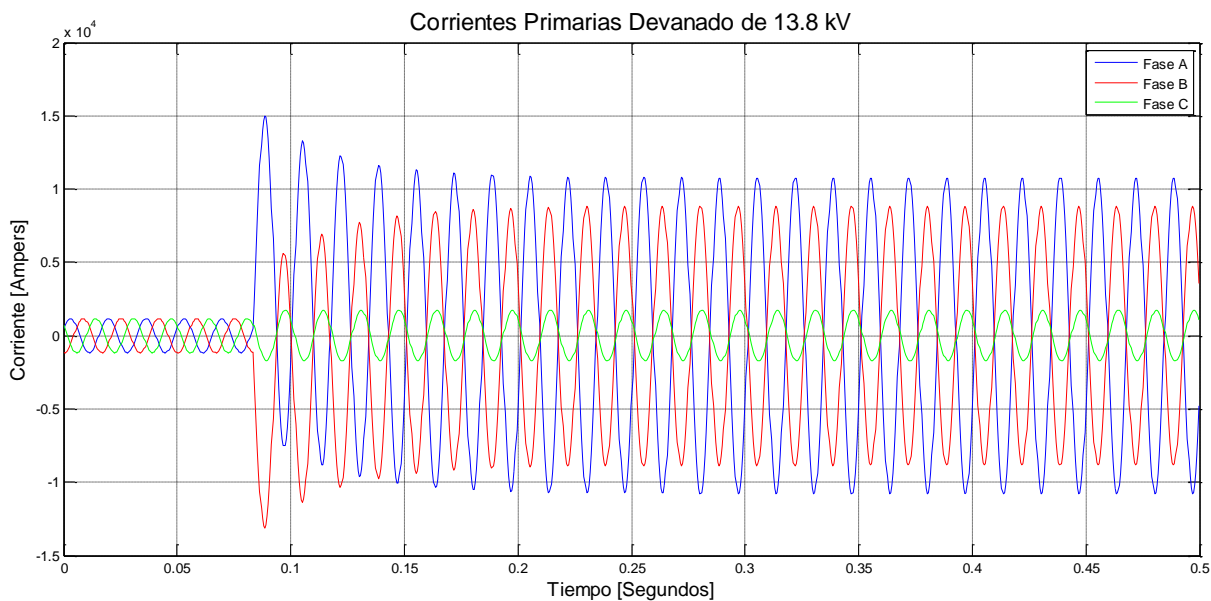


Figura 5.40. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.3.2 Corrientes Secundarias

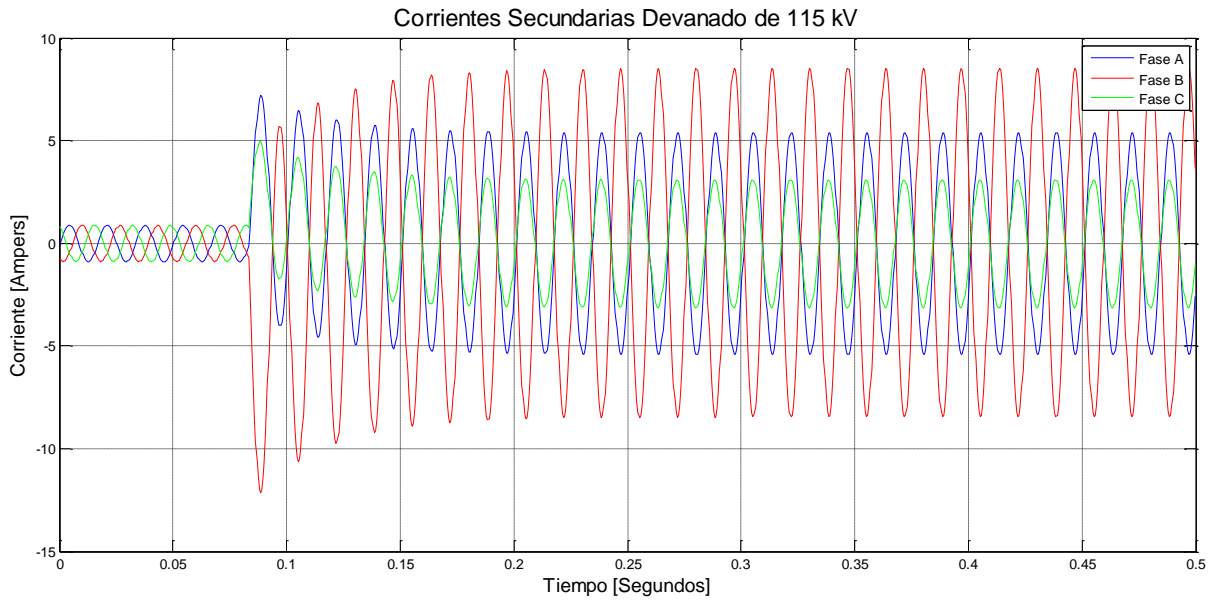


Figura 5.41. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.

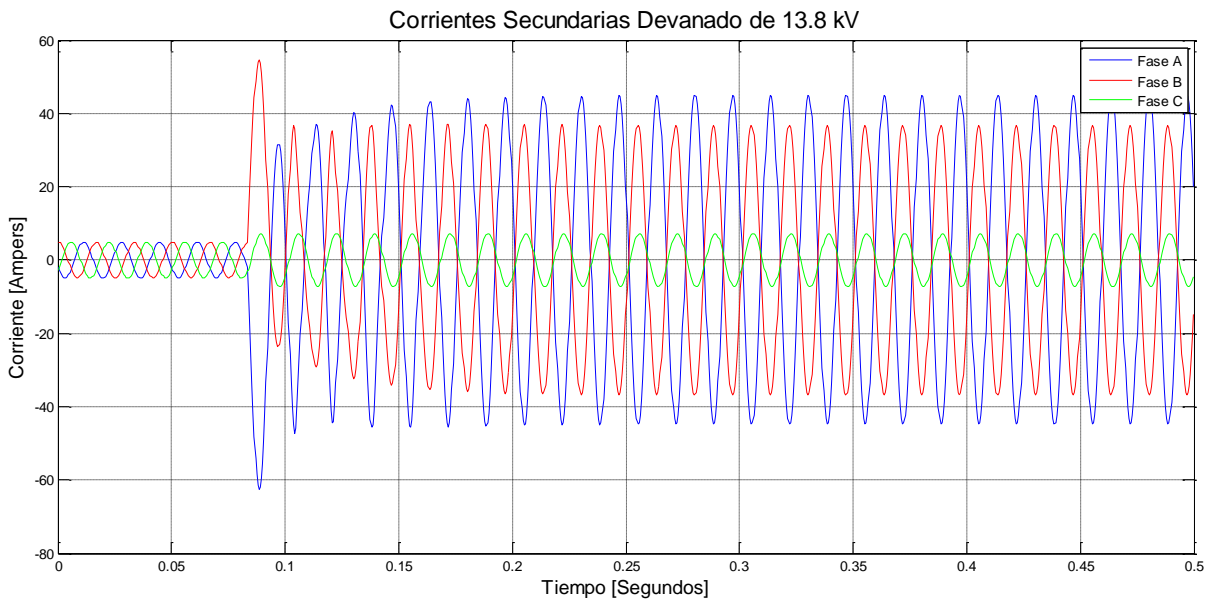


Figura 5.42. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.3.3 Corriente de Operación.

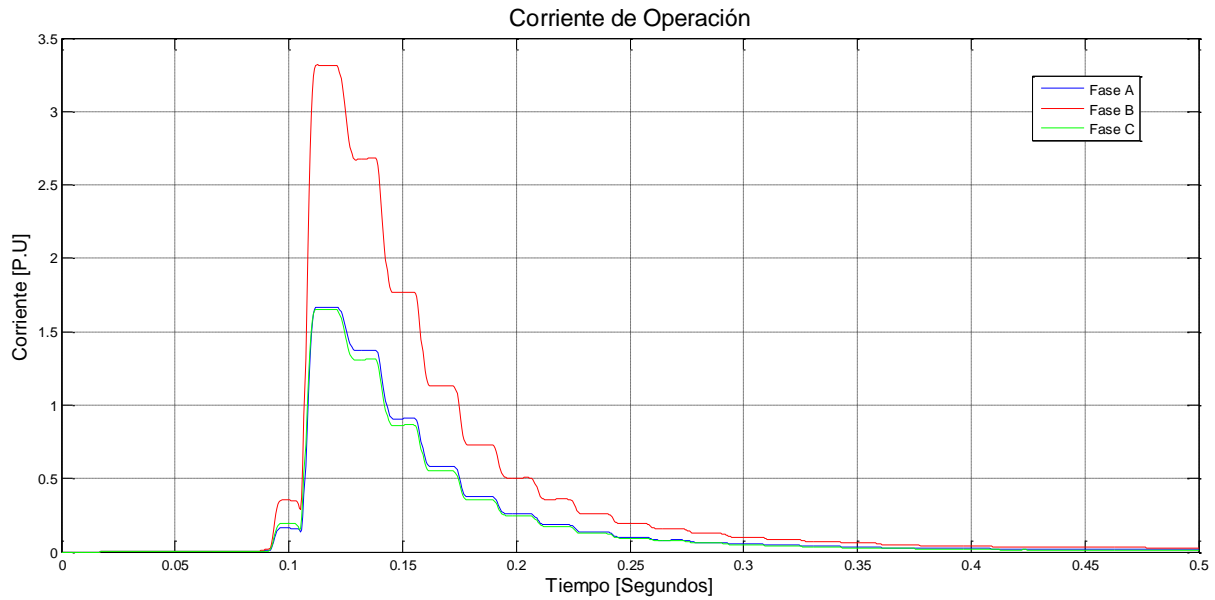


Figura 5.43. Oscilograma de la corriente con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.3.4 Corriente de Restricción.

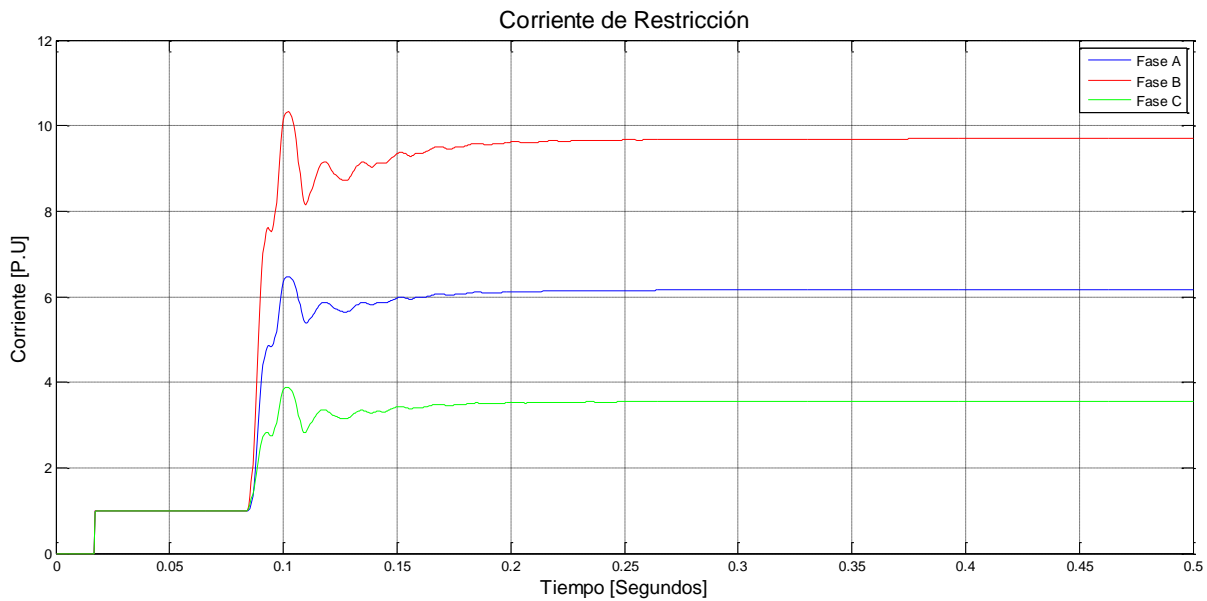


Figura 5.44. Oscilograma de la corriente de restricción con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.3.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

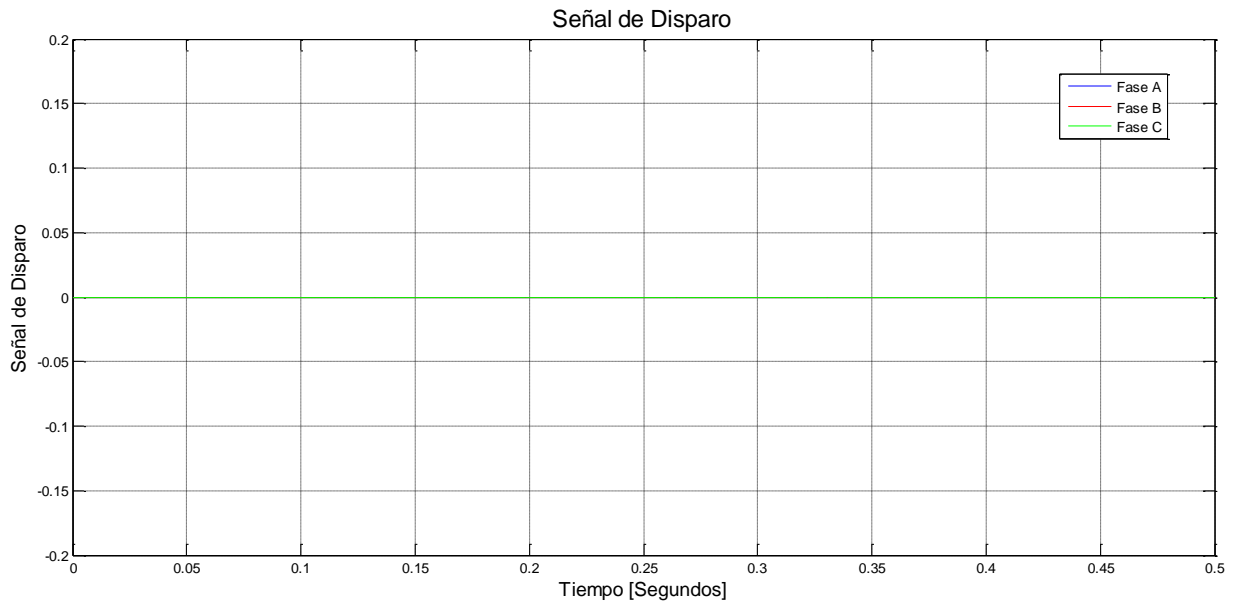


Figura 5.45. Señal de Disparo con falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.

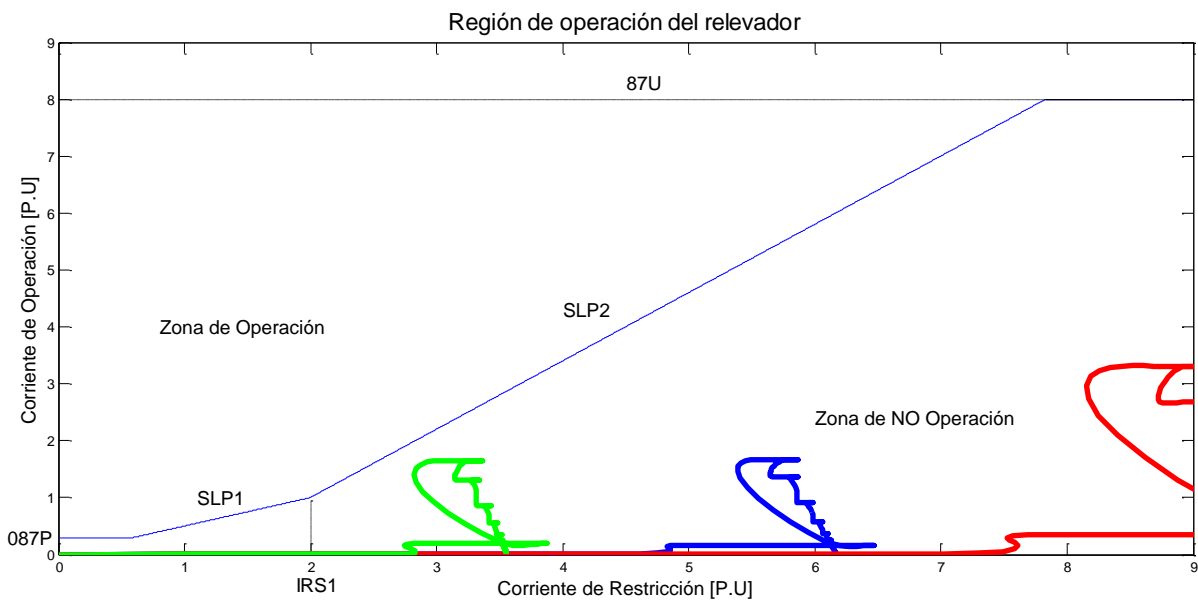


Figura 5.46. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla bifásica a tierra externa en 13.8 kV.

En la Figura 5.39, 5.40, 5.41, 5.42 se analiza la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Bifásica a Tierra externa (A-B-G) en 13.8 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar una distorsión de la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), con una componente de Directa.

En la Figura 5.43 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega hasta 0.002 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase B se incremente, y se mantengan casi a la misma magnitud la corriente de operación en la fase A y en la fase C.

En la Figura 5.44 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega hasta 1 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase B y A, así como la fase C.

En la Figura 5.45 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Trifásica a Tierra externa en 13.8 kV**, la protección no opera en ninguna fase debido a que se simula una falla del índole externa.

En la Figura 5.46 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), en la Fase C (Color Verde) se encuentran fuera de la zona de operación, por lo cual no opera en ninguna de las fases antes mencionadas. **En la falla Trifásica a Tierra externa en 13.8 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial no opera, en ninguna de sus fases.

5.8.4 Falla Trifásica a Tierra Externa Bus de 14.8 kV.

5.8.4.1 Corrientes Primarias

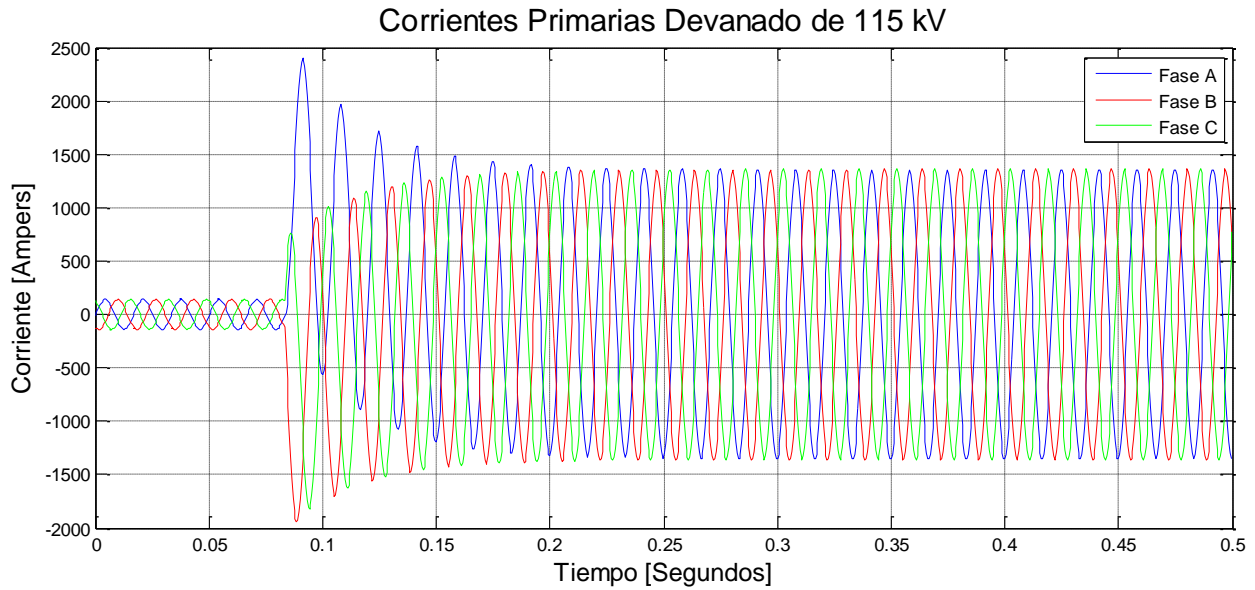


Figura 5.47. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.

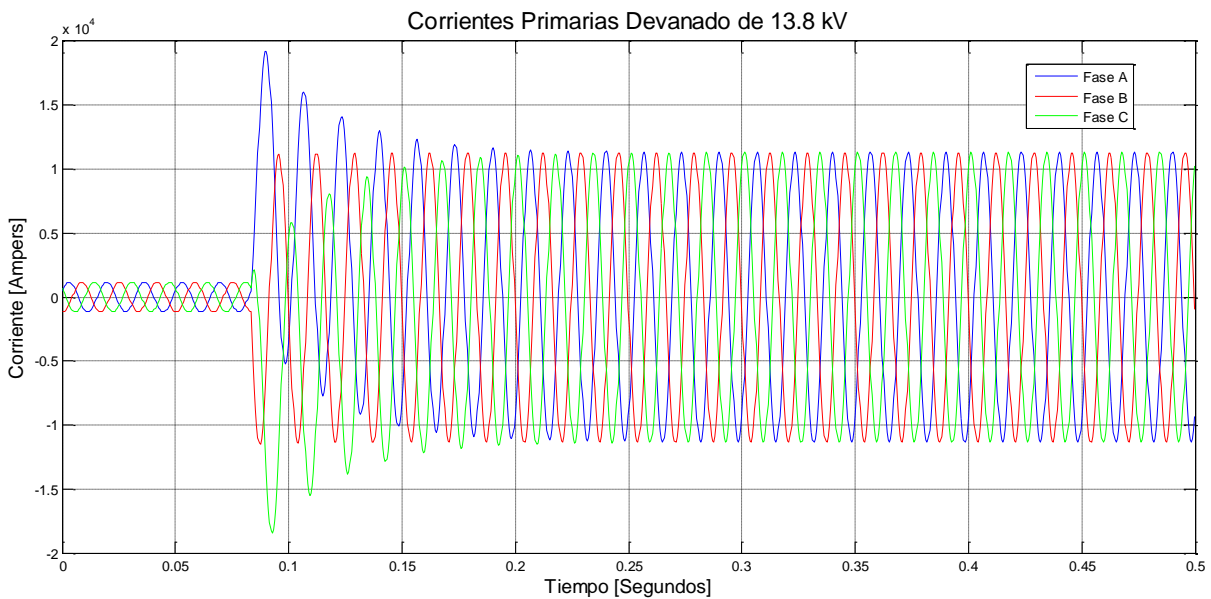


Figura 5.48. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.4.2 Corrientes Secundarias

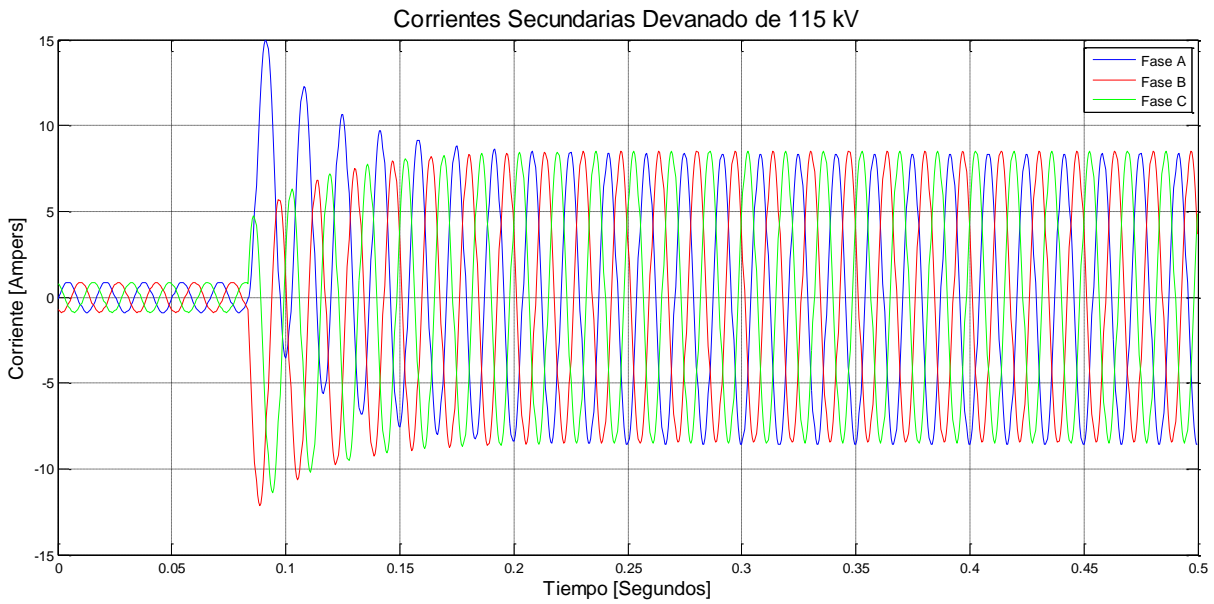


Figura 5.49. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.

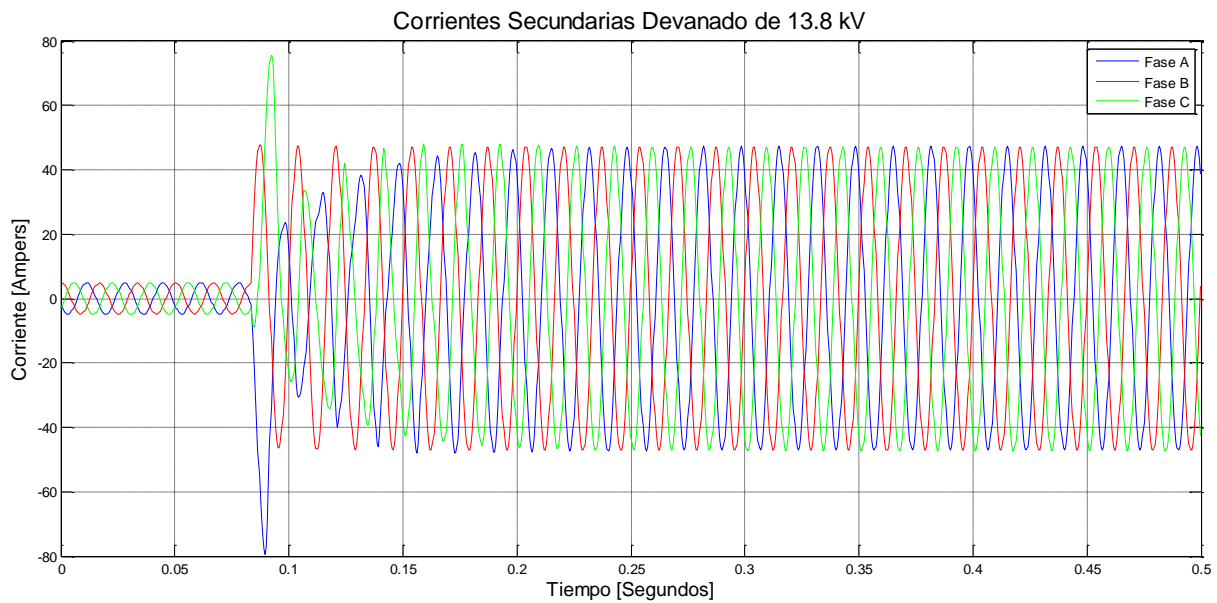


Figura 5.50. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.4.3 Corriente de Operación.

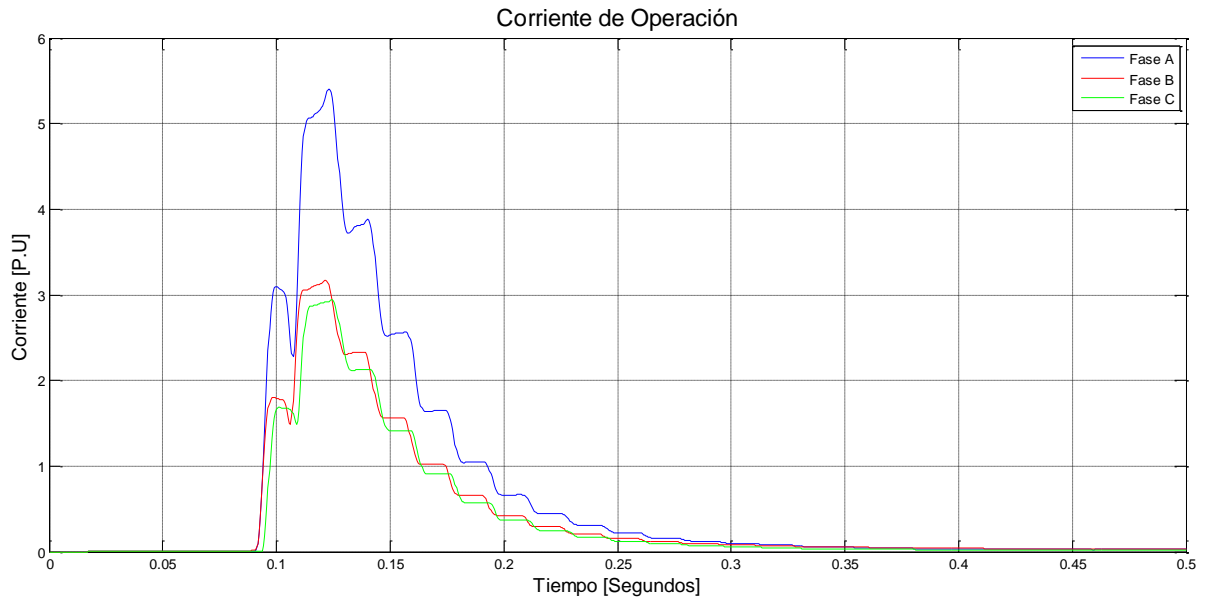


Figura 5.51. Oscilograma de la corriente de operación con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.4.4 Corriente de Restricción.

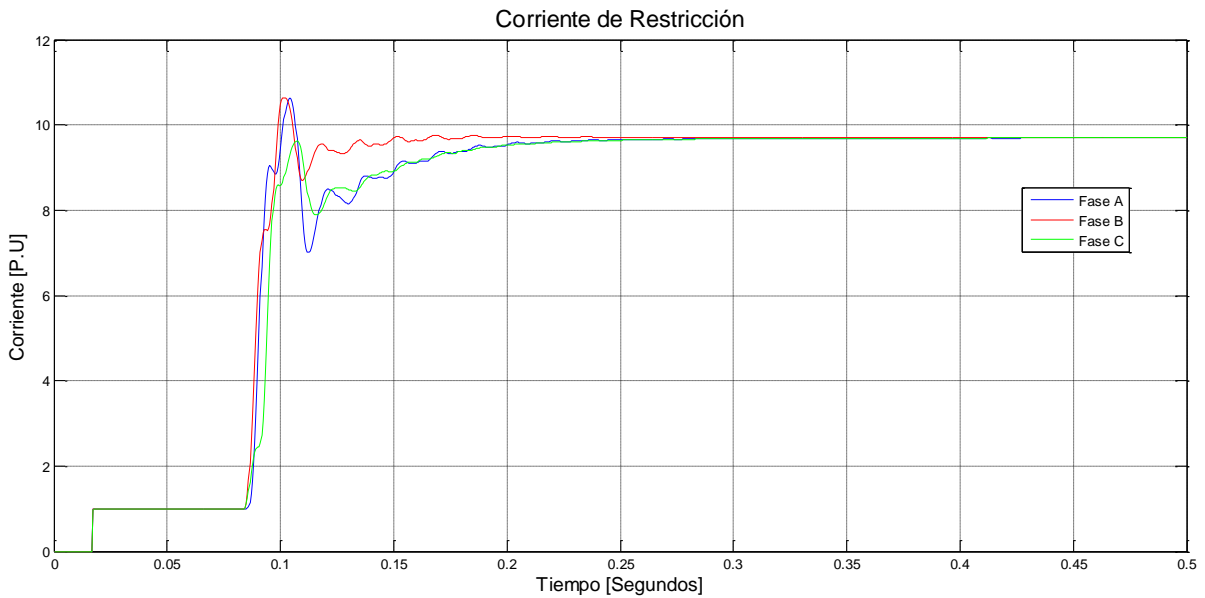


Figura 5.52. Oscilograma de la corriente de restricción con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.

5.8.4.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

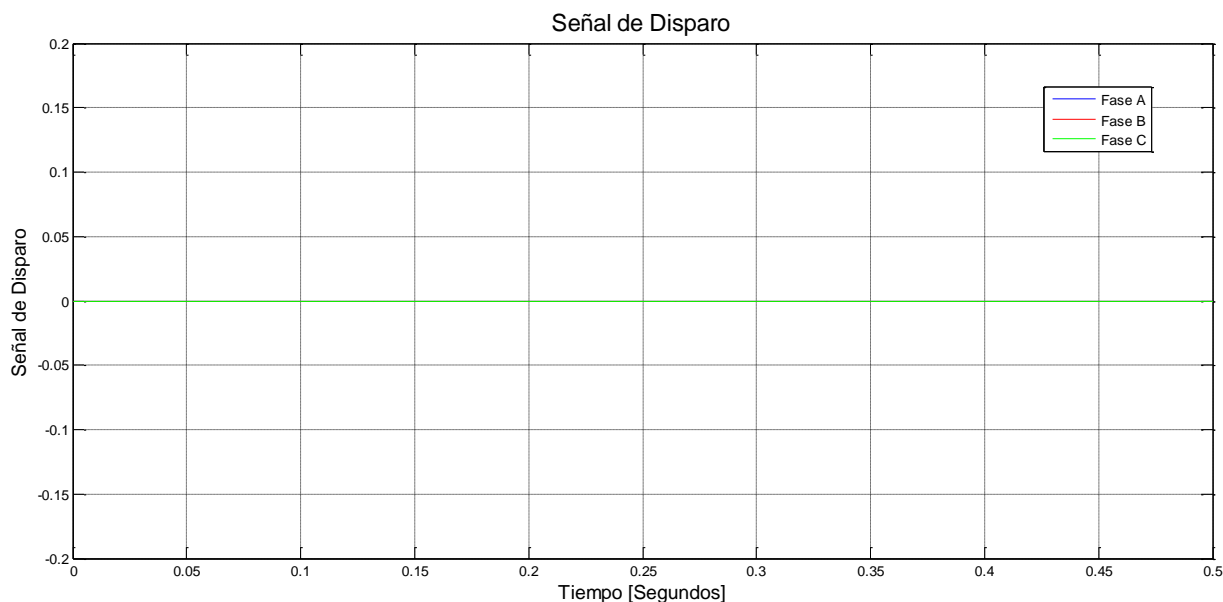


Figura 5.53. Señal de Disparo con falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.

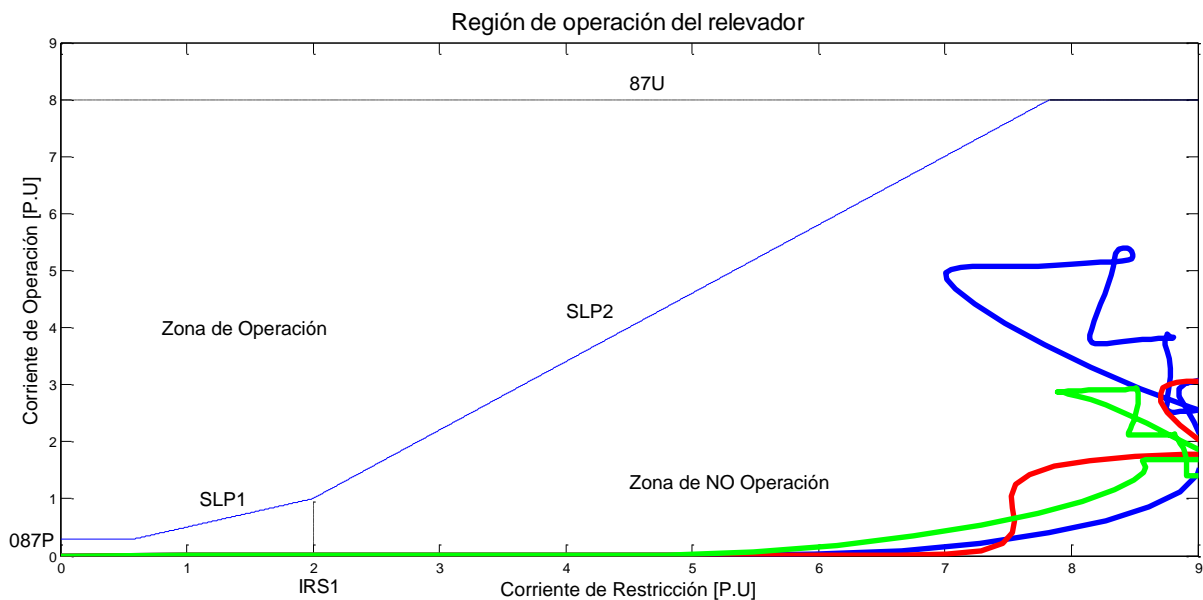


Figura 5.54. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla trifásica a tierra externa en 13.8 kV.

En la Figura 5.47, 5.48, 5.49, 5.50, se analiza la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Trifásica a Tierra externa en 13.8 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar una distorsión de la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), con una componente de Directa.

En la Figura 5.51 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega hasta 0.002 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A se incremente, y se mantengan casi a la misma magnitud la corriente de operación en la fase B y en la fase C.

En la Figura 5.52 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega hasta 1 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción se incremente, manteniéndose en 9.8 p.u.

En la Figura 5.53 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Trifásica a Tierra externa en 13.8 kV**, la protección no opera en ninguna fase debido a que se simula una falla del índole externa.

En la Figura 5.54 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul), en la Fase B (Color Rojo), en la Fase C (Color Verde) se encuentran dentro de la zona de operación que el relé puede proteger, por lo cual no opera en ninguna de las fases antes mencionadas. **En la falla Trifásica a Tierra externa en 13.8 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial no opera, en ninguna de sus fases.

5.8.5 Falla Monofásica a Tierra Interna en el Devanado de 115 kV.

5.8.5.1 Corrientes Primarias

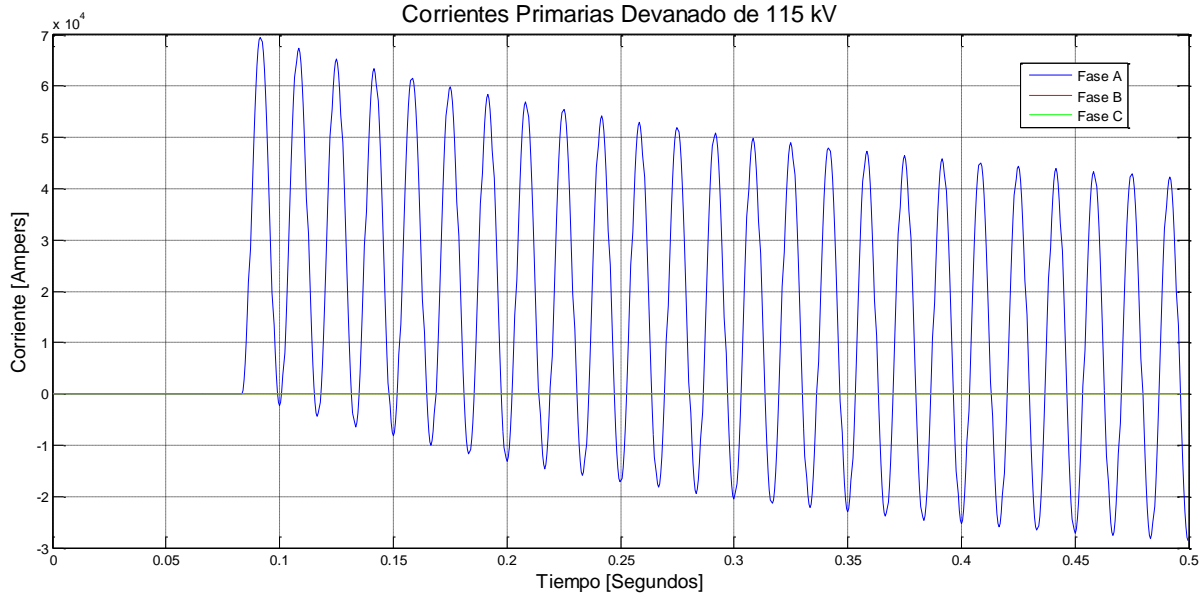


Figura 5.55. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla monofásica a tierra interna.

5.8.5.2 Corrientes Secundarias

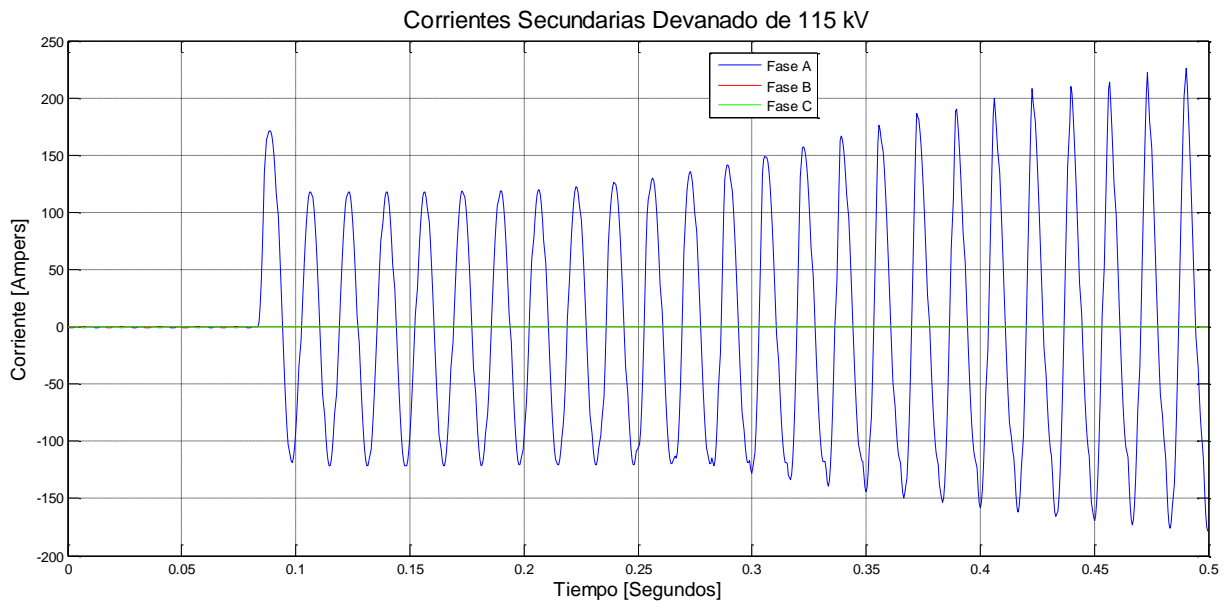


Figura 5.56. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla monofásica a tierra interna.

5.8.5.3 Corriente de Operación.

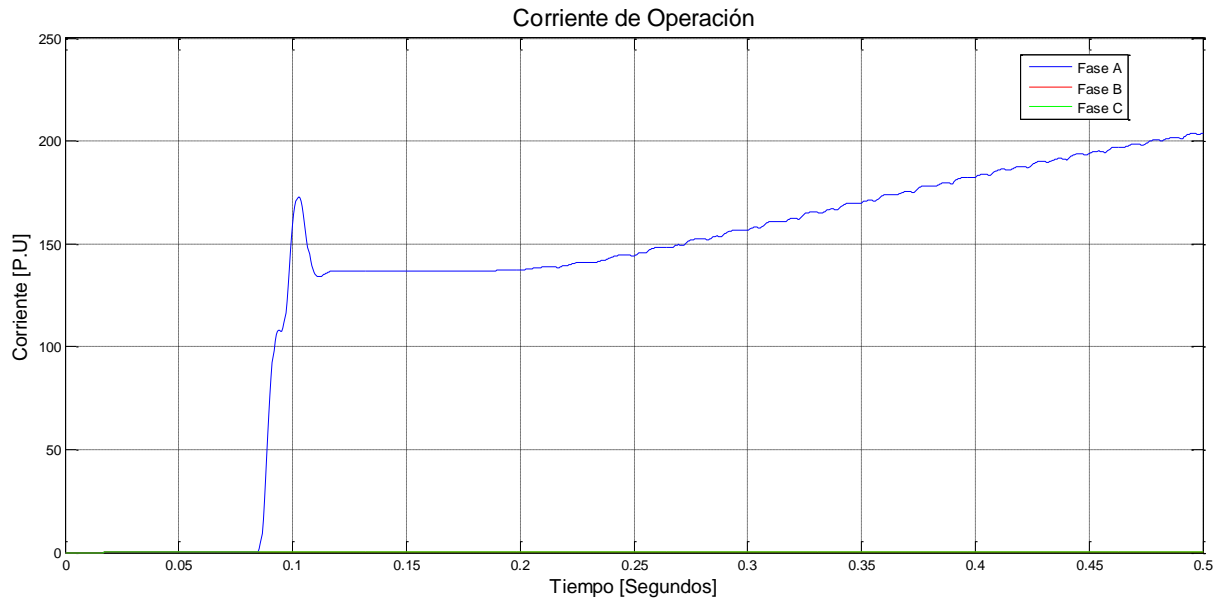


Figura 5.57. Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

5.8.5.4 Corriente de Restricción.

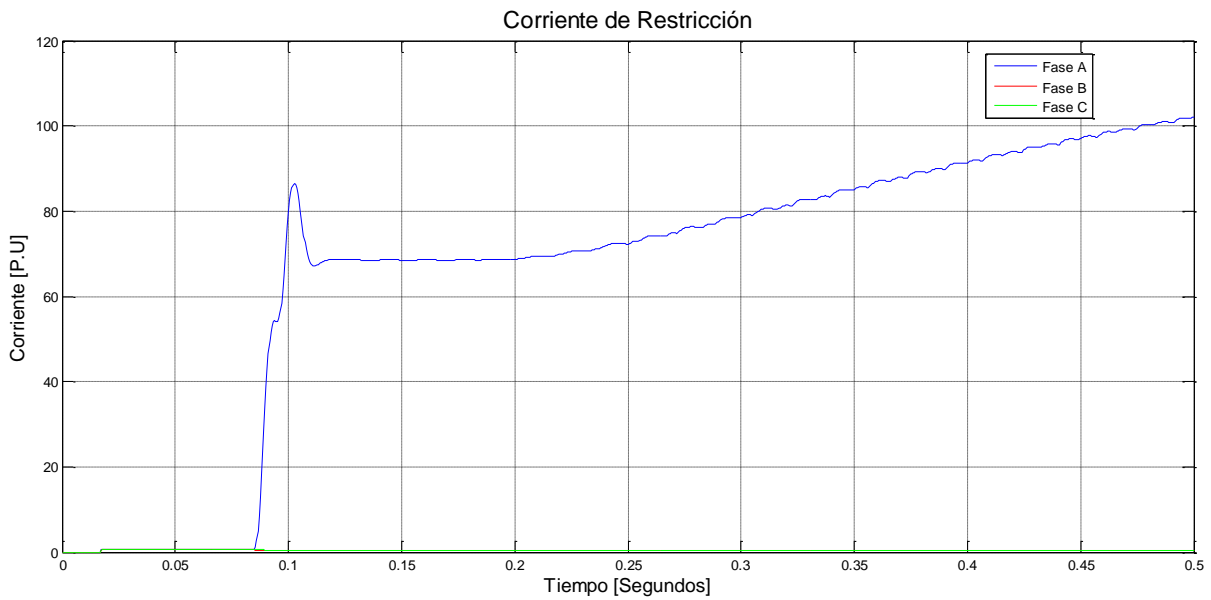


Figura 5.58. Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

5.8.5.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

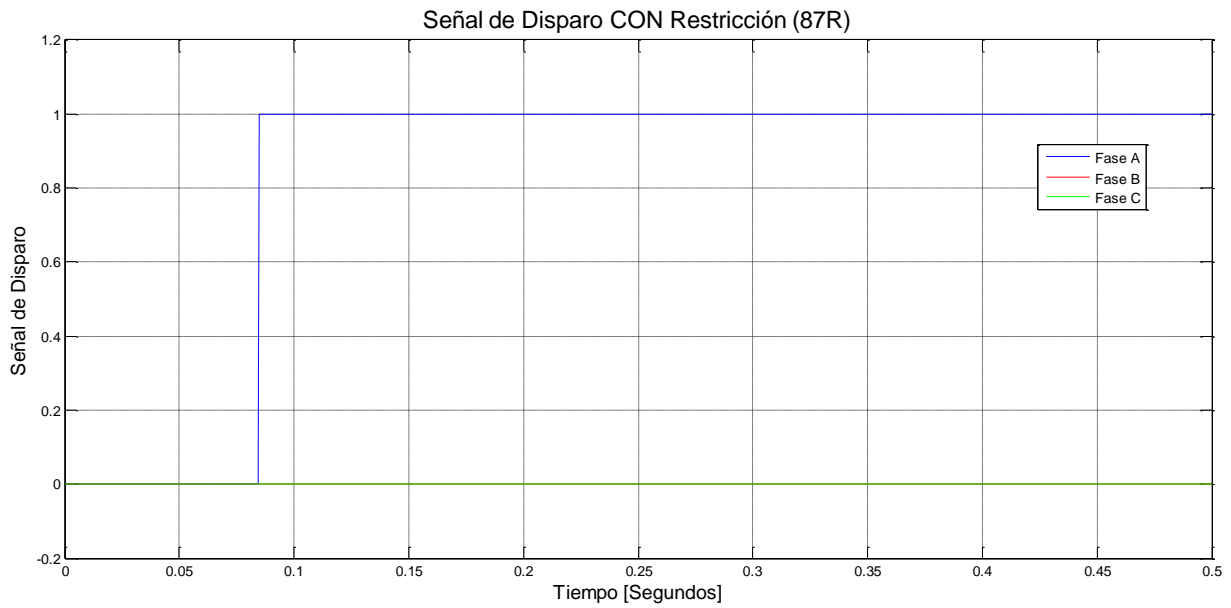


Figura 5.59. Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

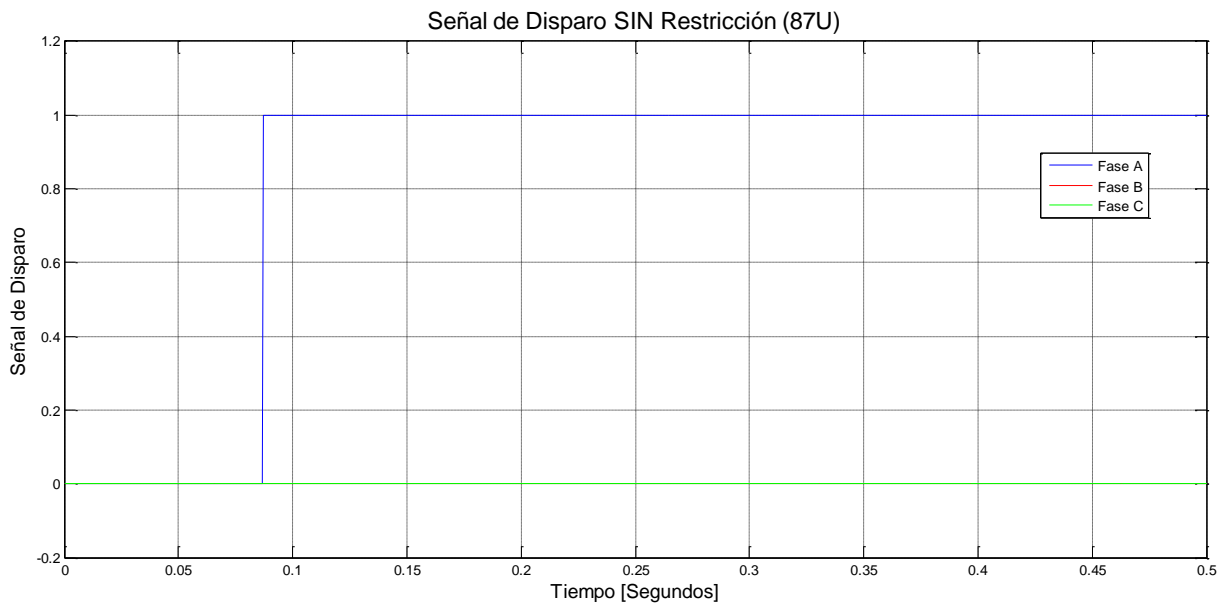


Figura 5.60. Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

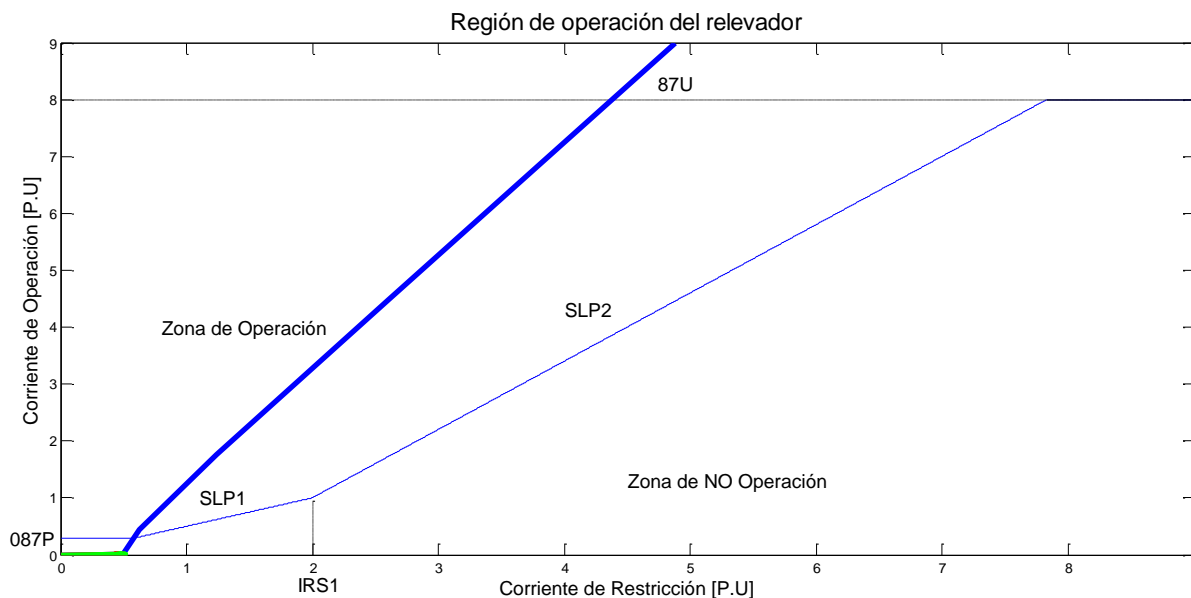


Figura 5.61. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

En la Figura 5.55, 5.56 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar un una componente de directa decreciente en la corriente en la fase A (Color Azul).

En la Figura 5.57 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.02 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A se incremente hasta valores de 200 p.u .

En la Figura 5.58 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 1.6 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A se incremente hasta a 100 p.u.

En la Figura 5.59 se analiza la señal de disparo CON el elemento de Restricción (87R), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, la protección opera en la fase A.

En la Figura 5.60 se analiza la señal de disparo SIN el elemento de Restricción (87U), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada en este caso al simular una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, este elemento se utiliza para darle más confiabilidad y seguridad a la protección diferencial y mayor protección a los devanados del transformador ante fallas externas e Inrush.

En la Figura 5.61 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul) dentro de la zona de operación, y la curva de la Fase B (Color Rojo), y la Fase C (Color Verde), se encuentran fuera de la zona de operación, por lo cual opera en la fase A. **En la falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial opera correctamente en la fase A. Comprobando así la correcta funcionalidad de la protección, por simular una falla interna, y que la protección eléctrica la clasifique como tal.

5.8.6 Falla Monofásica a Tierra Interna en el Devanado de 13.8 kV.

5.8.6.1 Corrientes Primarias.

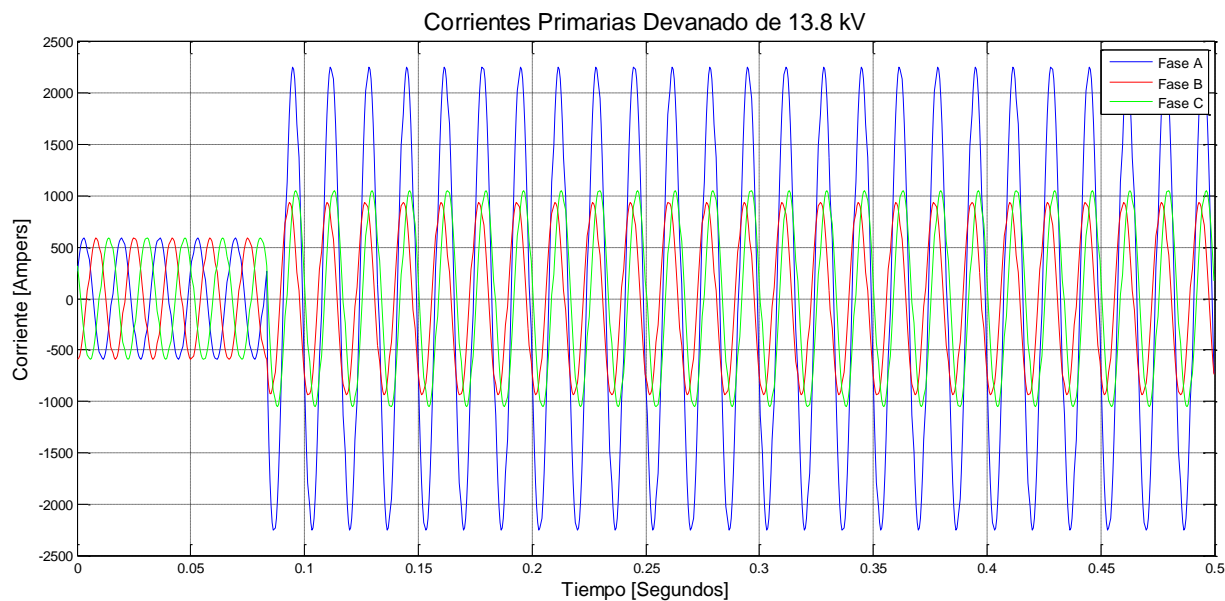


Figura 5.62. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra interna.

5.8.6.2 Corrientes Secundarias

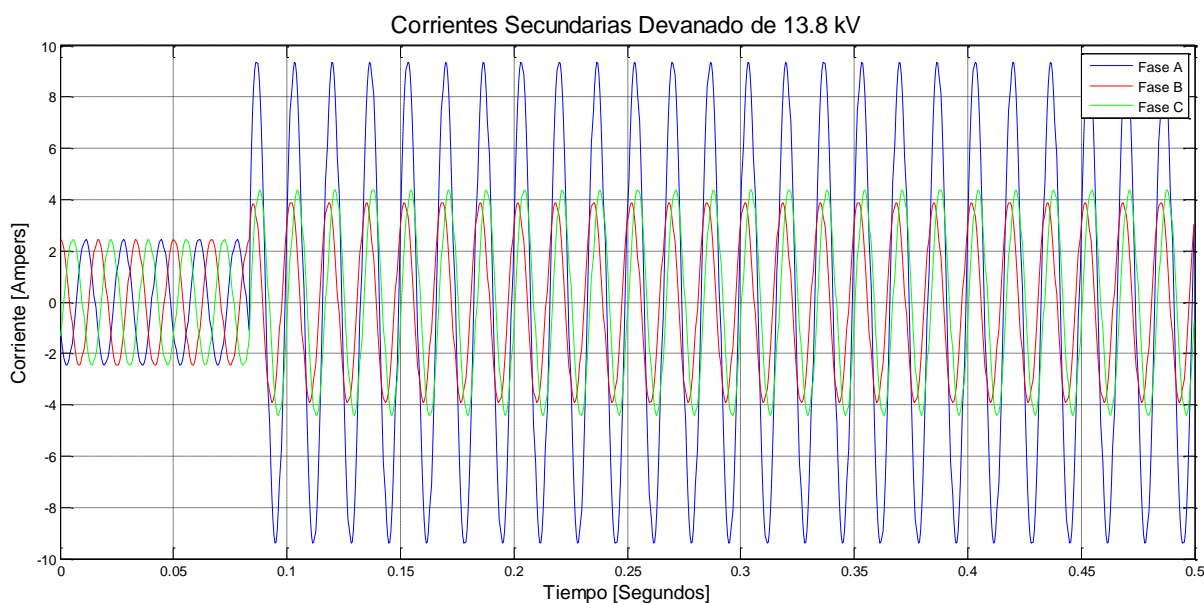


Figura 5.63. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra interna.

5.8.6.3 Corriente de Operación.

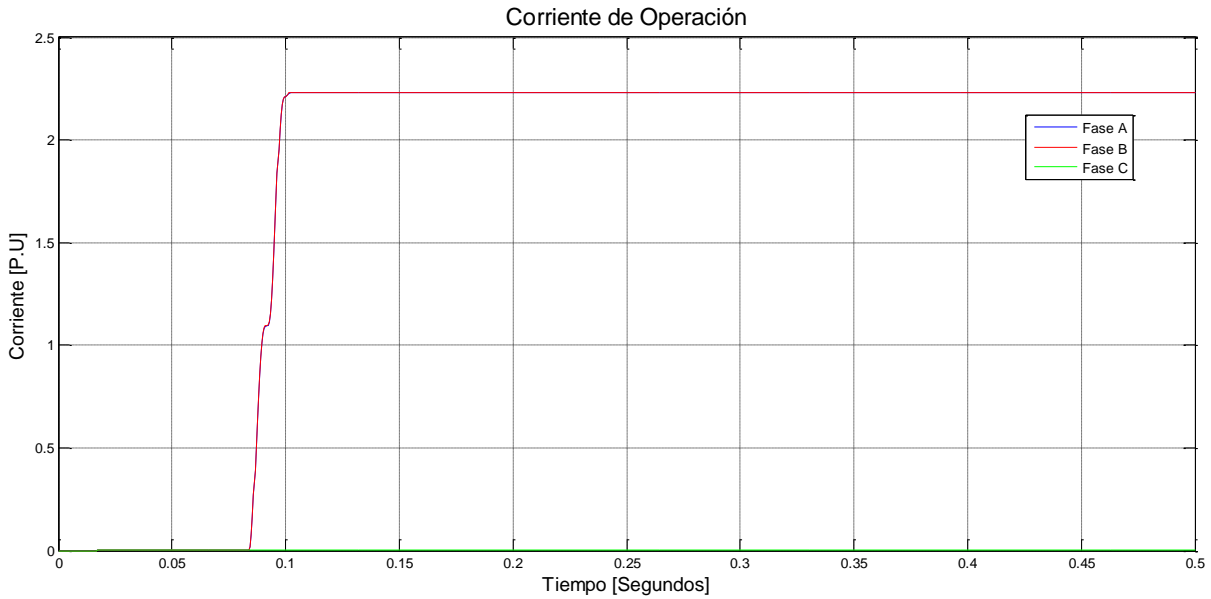


Figura 5.64. Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

5.8.6.4 Corriente de Restricción.

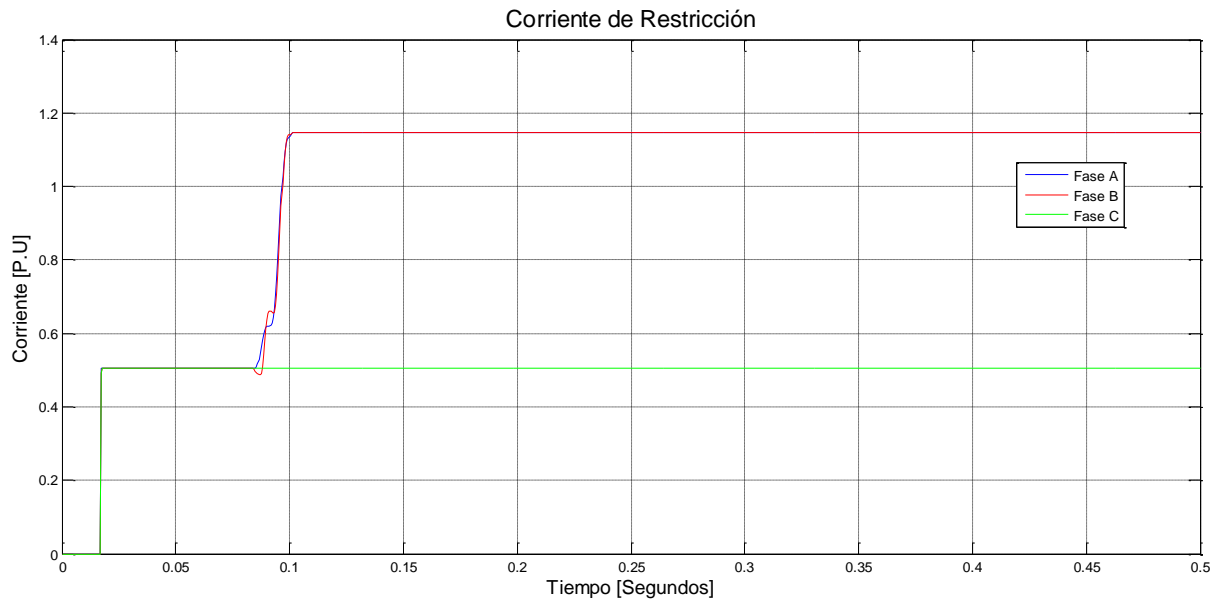


Figura 5.65. Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

5.8.6.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

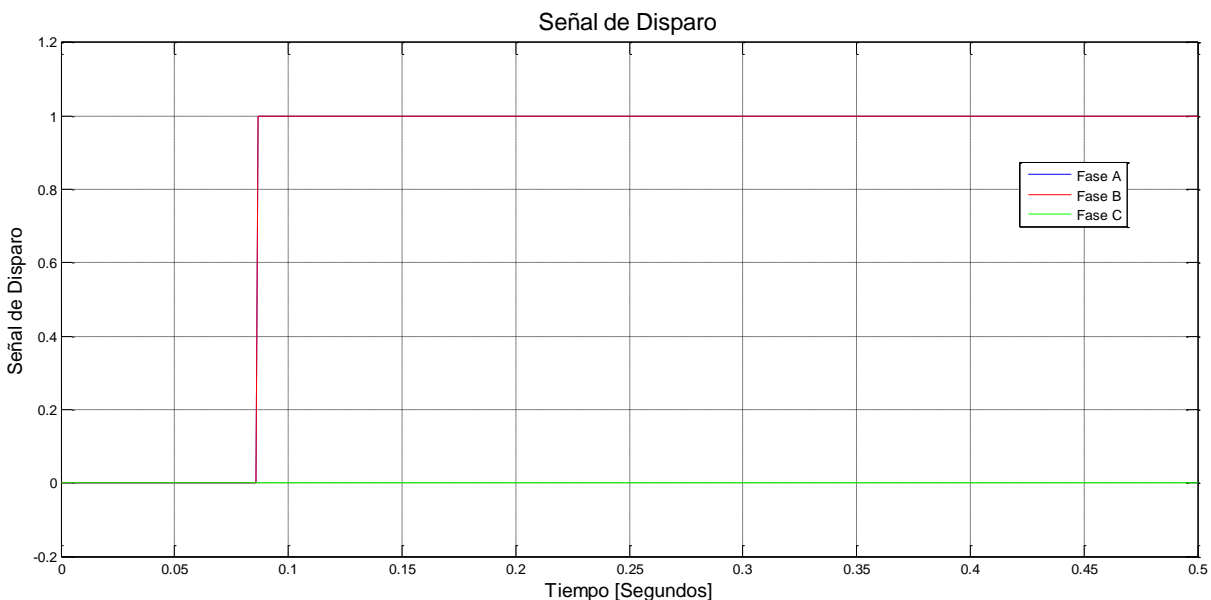


Figura 5.66. Señal de Disparo con falla monofásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

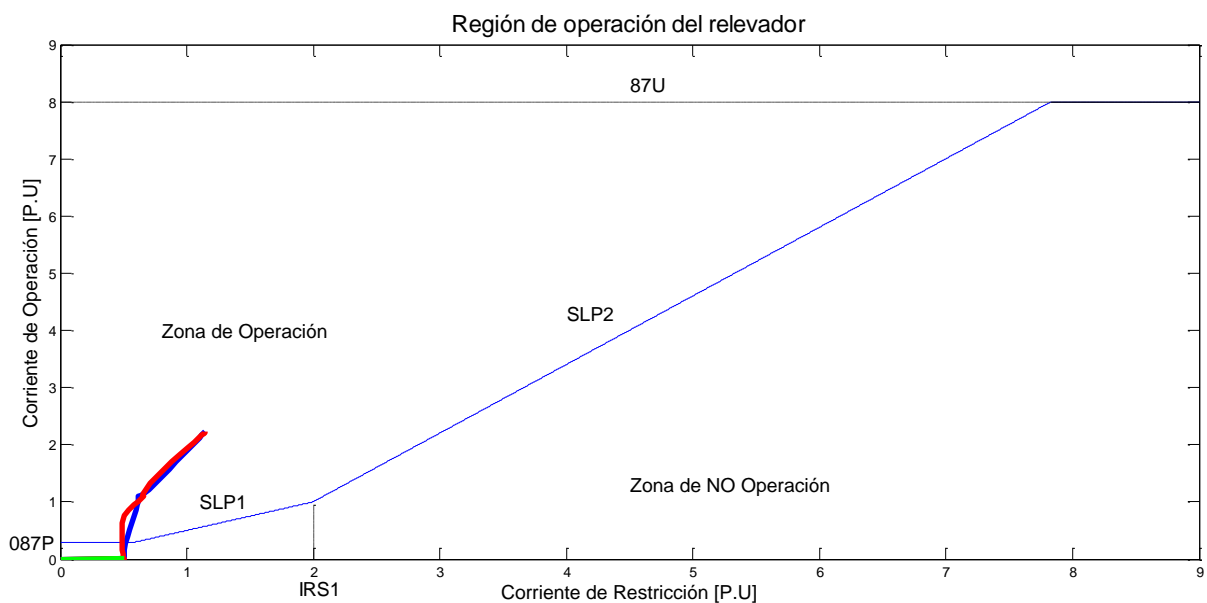


Figura 5.67. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla monofásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

En la Figura 5.62, 5.63 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable.

En la Figura 5.64 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.02 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A se incremente hasta valores de 2.3 p.u , aunque la falla es en la fase A, tienden a incrementarse las corrientes de las fases A y B debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 5.65 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.5 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A se incremente hasta a 1.8 p.u, aunque la falla es en la fase A, tienden a incrementarse las corrientes de las fases A y B debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 5.66 se analiza la señal de disparo, la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Monofásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV**, la protección opera en la fase A y en la fase B.

En la Figura 5.67 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul) y la curva de la Fase B (Color Rojo) se encuentran dentro de la zona de operación, y la curva de la Fase C (Color Verde), se encuentran fuera de la zona de operación, por lo cual opera en la fase A y en la fase B.

5.8.7 Falla Bifásica a Tierra Interna en el Devanado de 115 kV.

5.8.7.1 Corrientes Primarias

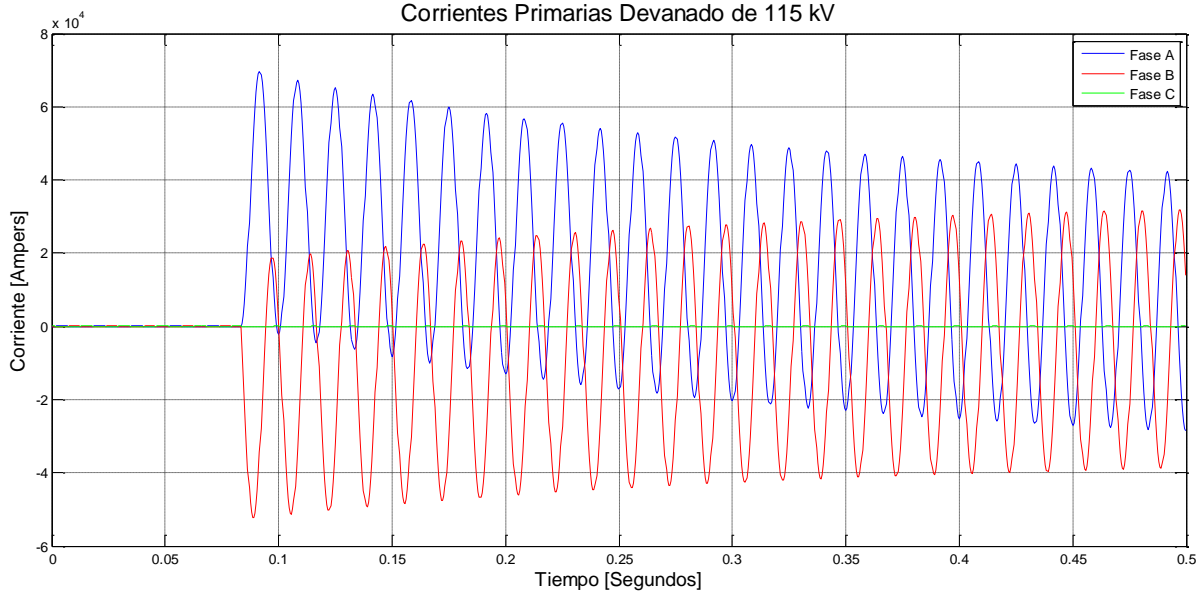


Figura 5.68. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla Bifásica a tierra interna.

5.8.7.2 Corrientes Secundarias

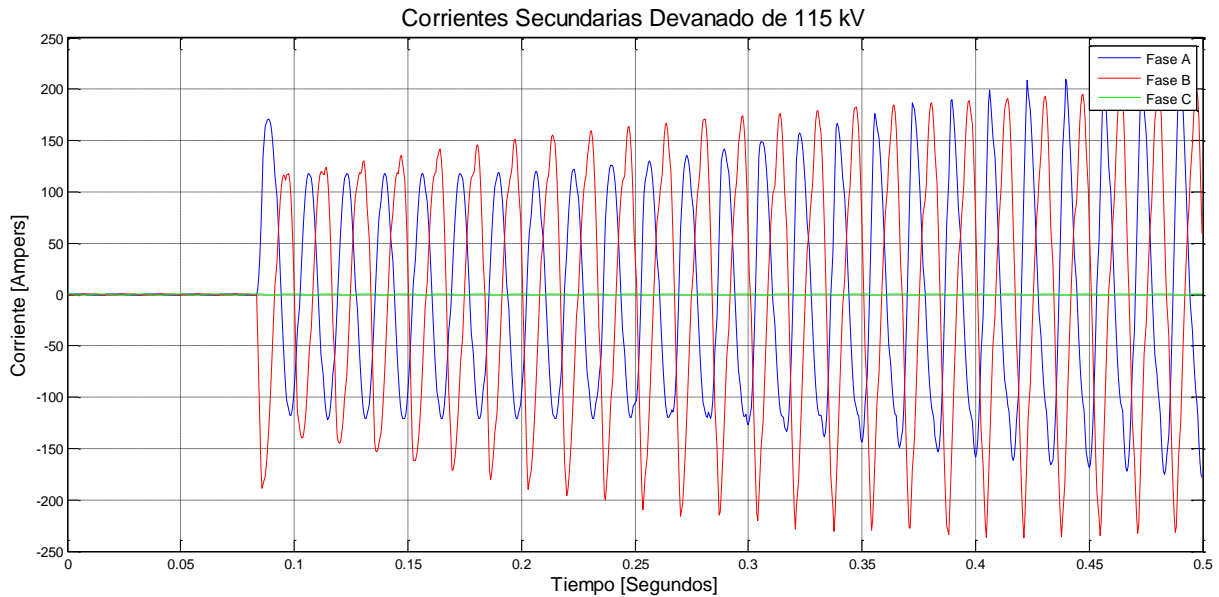


Figura 5.69. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla Bifásica a tierra interna.

5.8.7.3 Corriente de Operación.

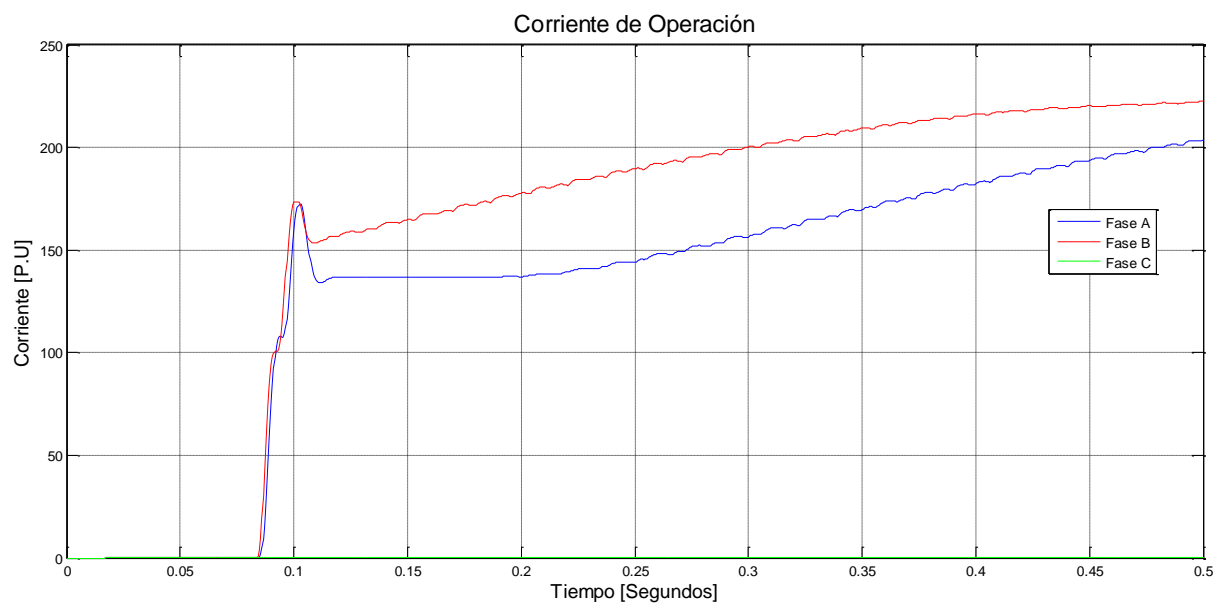


Figura 5.70. Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

5.8.7.4 Corriente de Restricción.

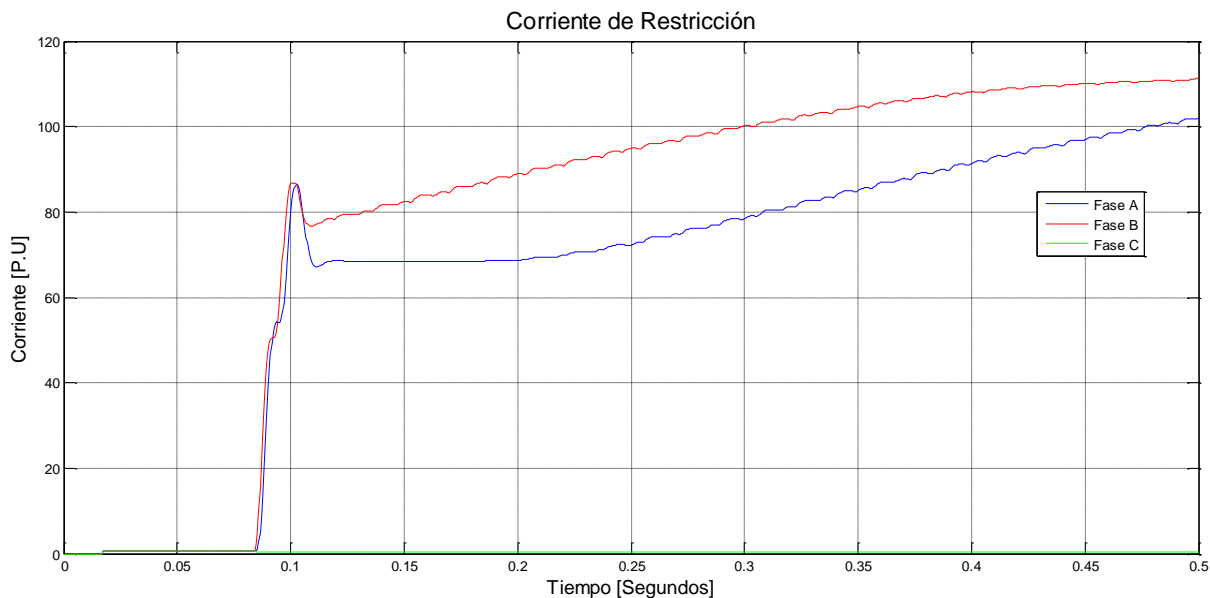


Figura 5.71. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

5.8.7.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

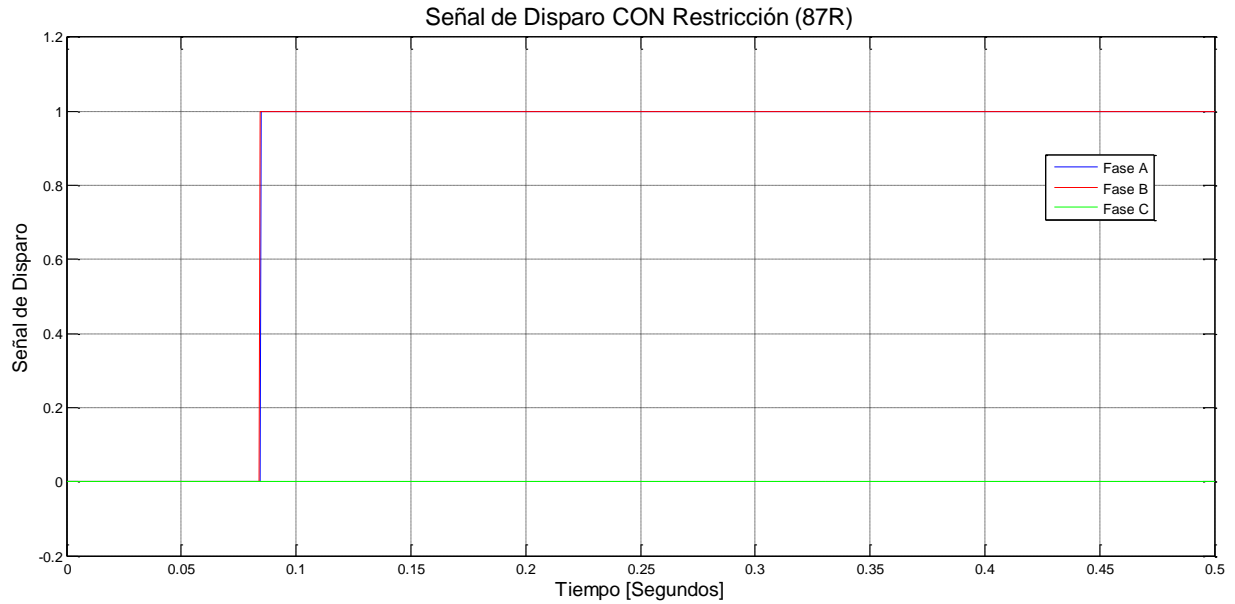


Figura 5.72. Señal de Disparo CON Restricción (87R) y con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.



Figura 5.73. Señal de Disparo SIN Restricción (87U) y con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

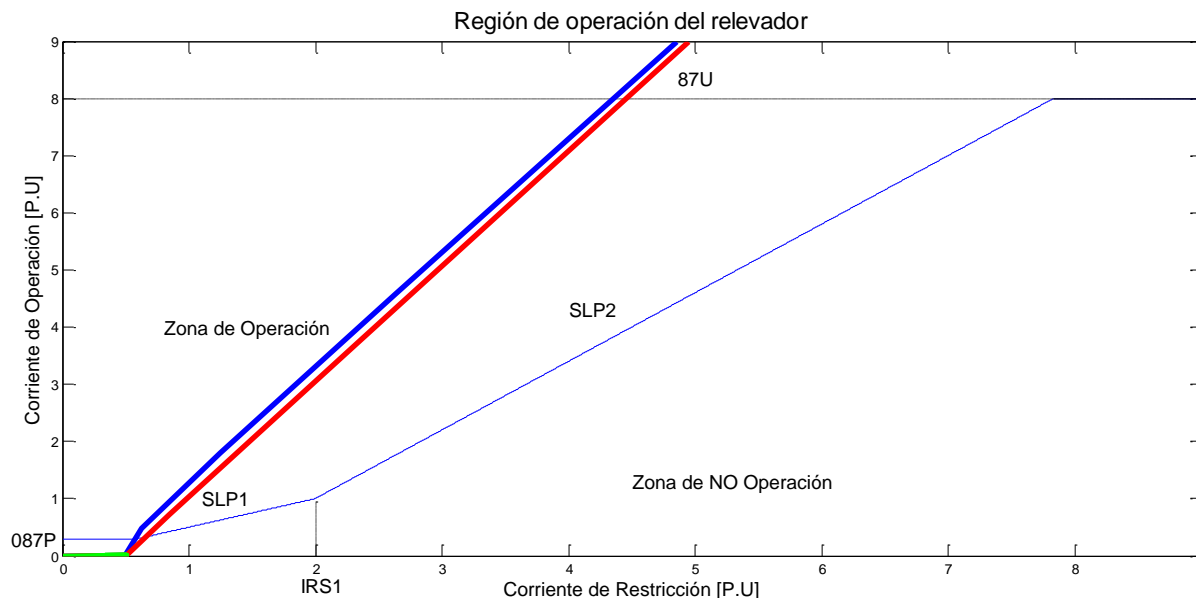


Figura 5.74. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

En la Figura 5.68, 5.69 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar un una componente de directa decreciente en la corriente en la fase A (Color Azul) y en la fase B (Color Rojo).

En la Figura 5.70 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.02 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A se incremente hasta valores de 228 p.u, tendiendo a incrementarse las corrientes en las fases A y B.

En la Figura 5.71 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 1.1 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A y en la fase B se incrementen hasta a 111 p.u.

En la Figura 5.72 se analiza la señal de disparo CON el elemento de Restricción (87R), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, la protección opera en la fase A y en la fase B debido a que se simula una falla bifásica del índole interna en el devanado de 20 kV.

En la Figura 5.73 se analiza la señal de disparo SIN el elemento de Restricción (87U), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada en este caso al simular una **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, este elemento se utiliza para darle más confiabilidad y seguridad a la protección diferencial y mayor protección a los devanados del transformador ante fallas externas e Inrush.

En la Figura 5.74 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul) y la curva de la Fase B (Color Rojo) se encuentran dentro de la zona de operación, y la curva de la Fase C (Color Verde), se encuentran fuera de la zona de operación, por lo cual opera en la fase A y en la fase B. **En la falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial opera correctamente.

5.8.8 Falla Bifásica a Tierra Interna en el Devanado de 13.8 kV.

5.8.8.1 Corrientes Primarias

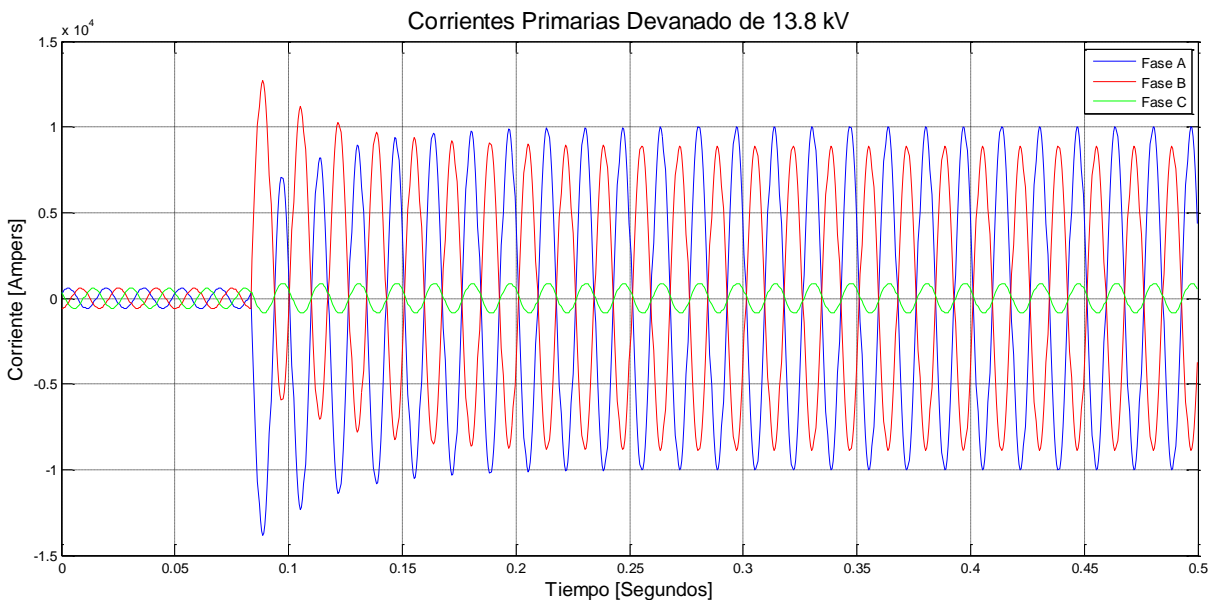


Figura 5.75. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla Bifásica a tierra interna.

5.8.8.2 Corrientes Secundarias

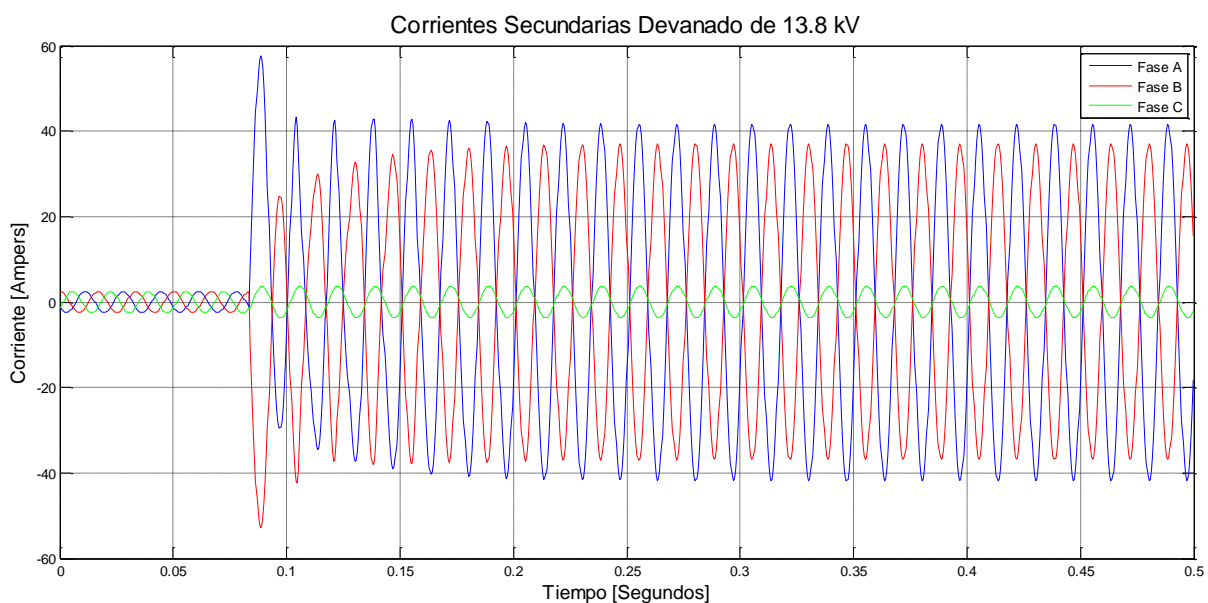


Figura 5.76. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla Bifásica a tierra interna.

5.8.8.3 Corriente de Operación.

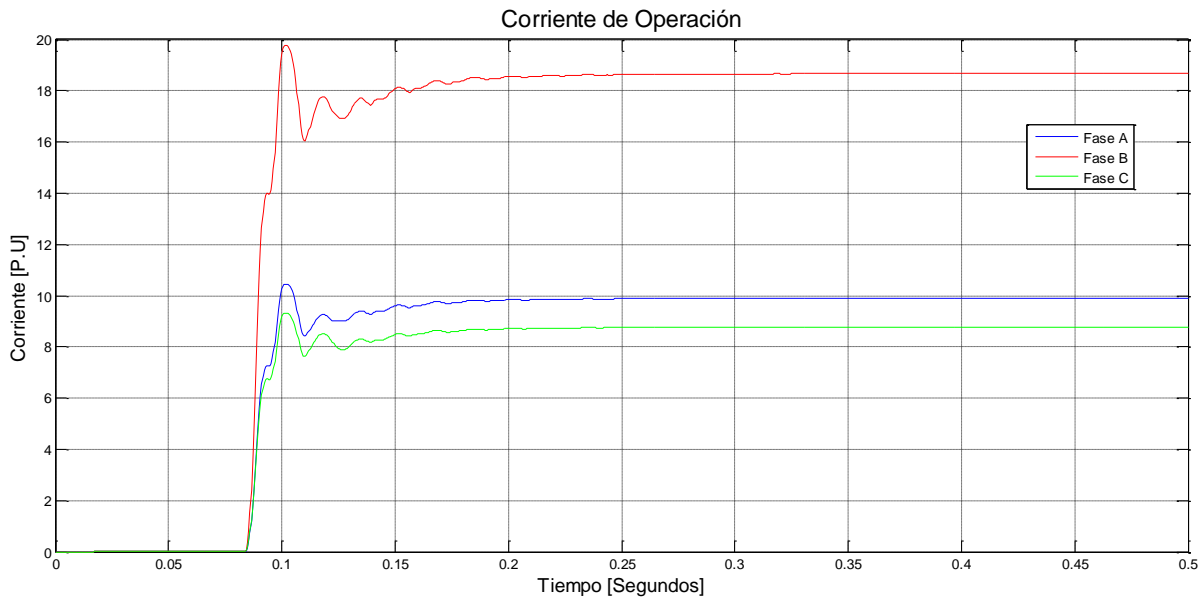


Figura 5.77. Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

5.8.8.4 Corriente de Restricción.

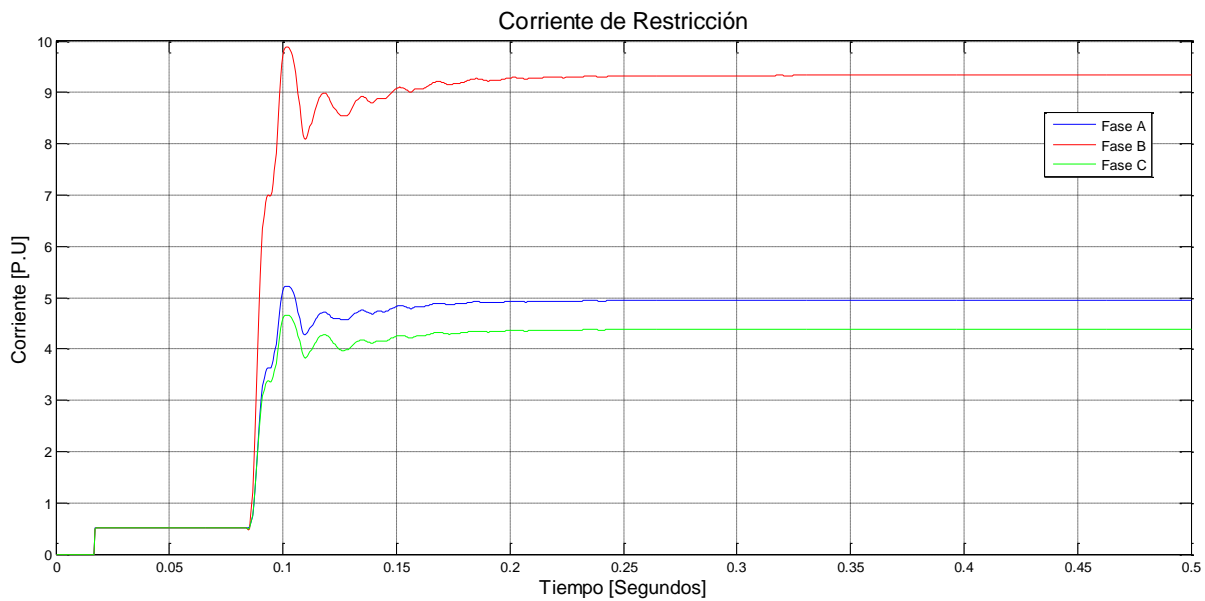


Figura 5.78. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

5.8.8.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

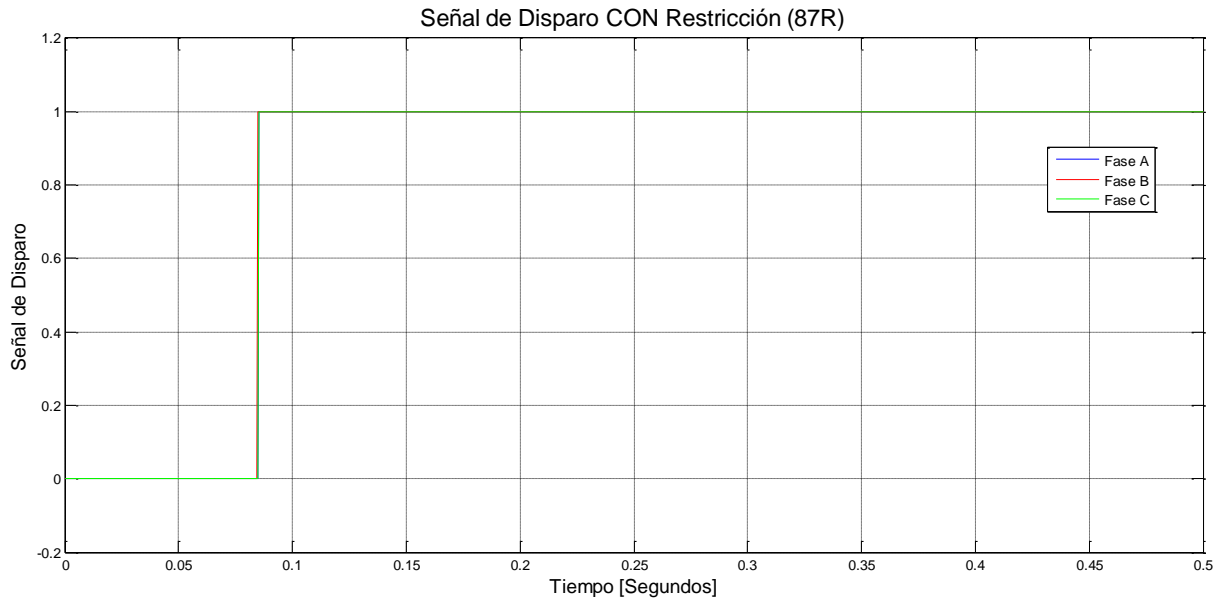


Figura 5.79. Señal de Disparo CON Restricción (87R) con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.



Figura 5.80. Señal de Disparo SIN Restricción (87U) con falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

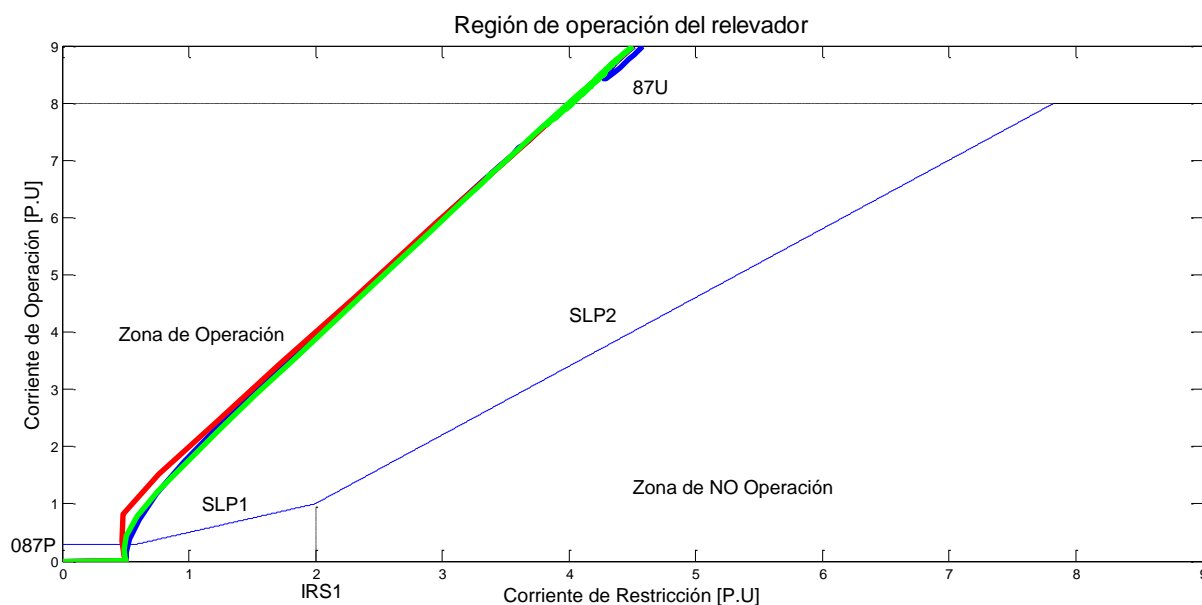


Figura 5.81. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

En la Figura 5.75, 5.76 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable.

En la Figura 5.77 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.02 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase B se incremente hasta valores de 19.1 p.u , aunque la falla es en la fase A y en la fase B, tiende a incrementarse la corriente de las fase B, más notoriamente debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 5.78 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.7 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase B se incremente hasta a 9.8 p.u, aunque la falla es en la fase A y en la fase B, tiende a incrementarse la corriente de las fase B, más notoriamente debido a la conexión del transformador delta/estrella.

En la Figura 5.79 se analiza la señal de disparo CON el elemento de Restricción (87R), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV**, la protección opera en la fase A, fase B y en la fase C.

En la Figura 5.80 se analiza la señal de disparo SIN el elemento de Restricción (87U), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, **falla Bifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV**, este elemento se utiliza para darle más confiabilidad y seguridad a la protección diferencial y mayor protección a los devanados del transformador ante fallas externas e Inrush.

En la Figura 5.81 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar el ajuste 087P (Color Cian), así como el ajuste IRS1 (Color Negro), se aprecia la curva de corriente en la fase A (Color Azul) y la curva de la Fase B (Color Rojo) y la curva de la Fase C (Color Verde) se encuentran dentro de la zona de operación, por lo cual opera en la fase A, en la fase B y en la fase C. **En la falla Monofásica a tierra interna**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial opera correctamente.

5.8.9 Falla Trifásica a Tierra Interna en el Devanado de 115 kV.

5.8.9.1 Corrientes Primarias

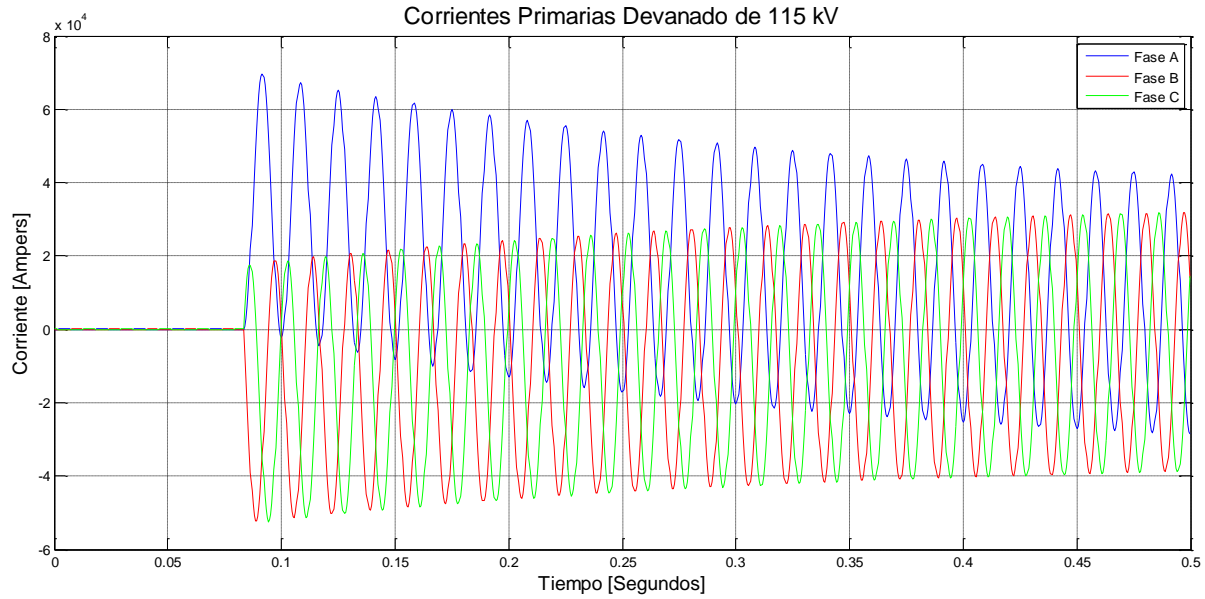


Figura 5.82. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 115 kV con falla Trifásica a tierra interna.

5.8.9.2 Corrientes Secundarias

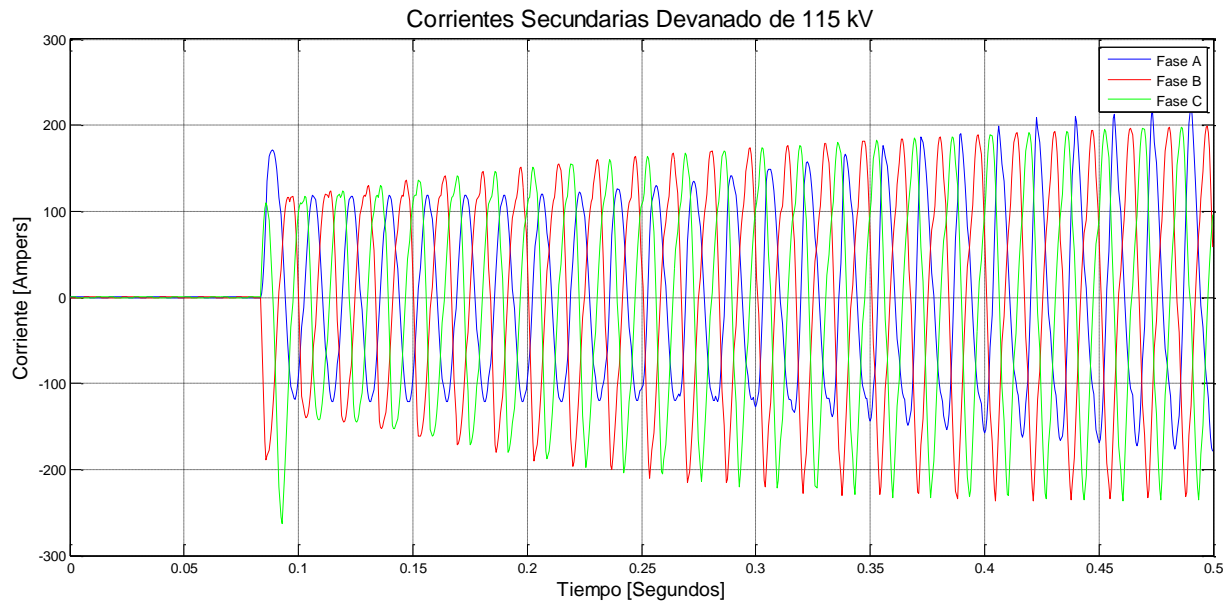


Figura 5.83. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 115 kV con falla Trifásica a tierra interna.

5.8.9.3 Corriente de Operación.

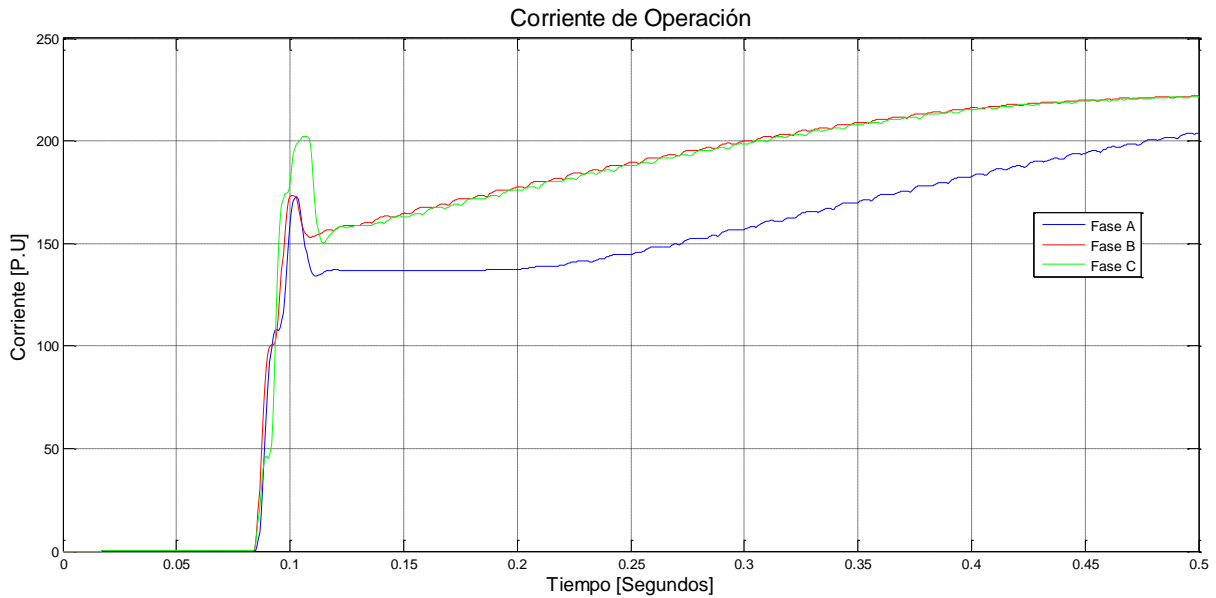


Figura 5.84. Oscilograma de la corriente de operación con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

5.8.9.4 Corriente de Restricción.

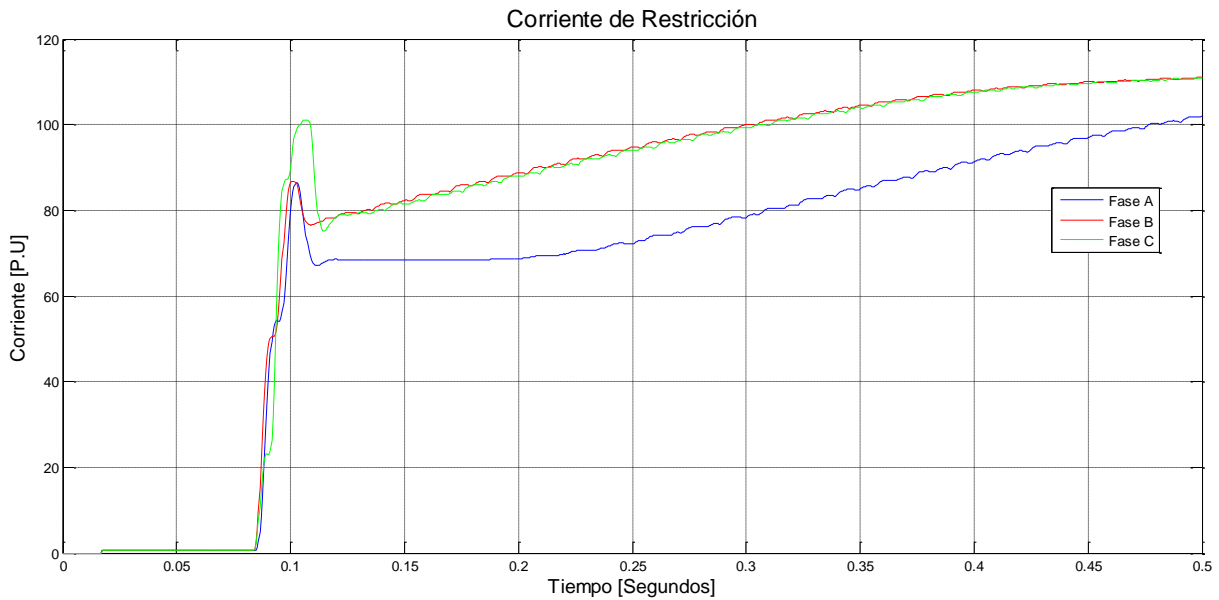


Figura 5.85. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

5.8.9.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

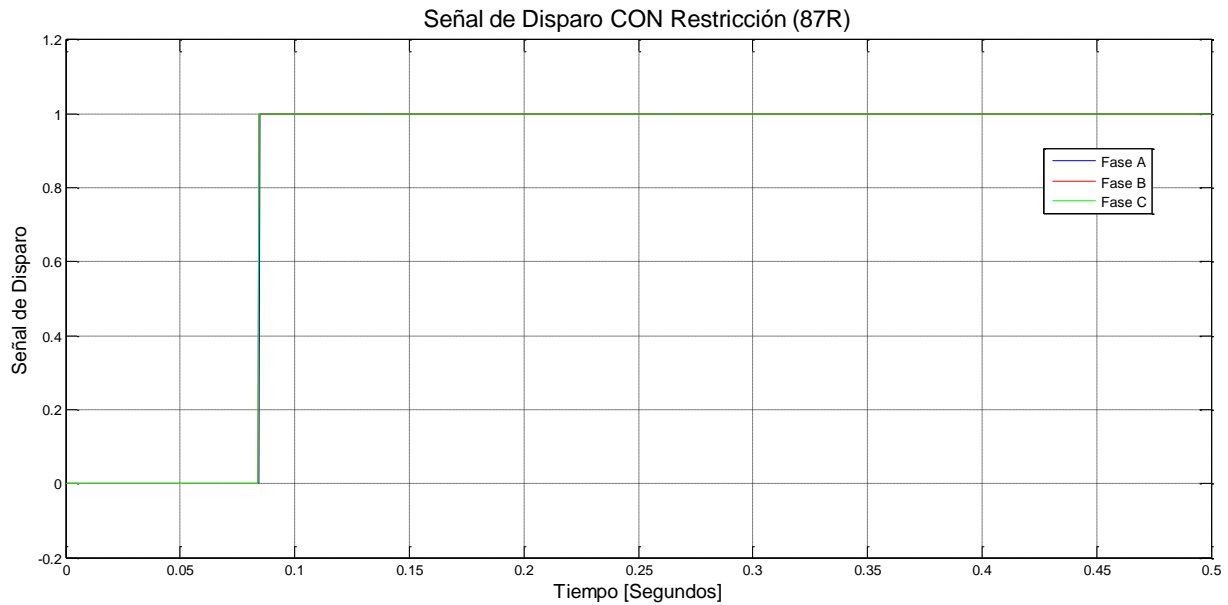


Figura 5.86. Señal de Disparo CON Restricción (87R) con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

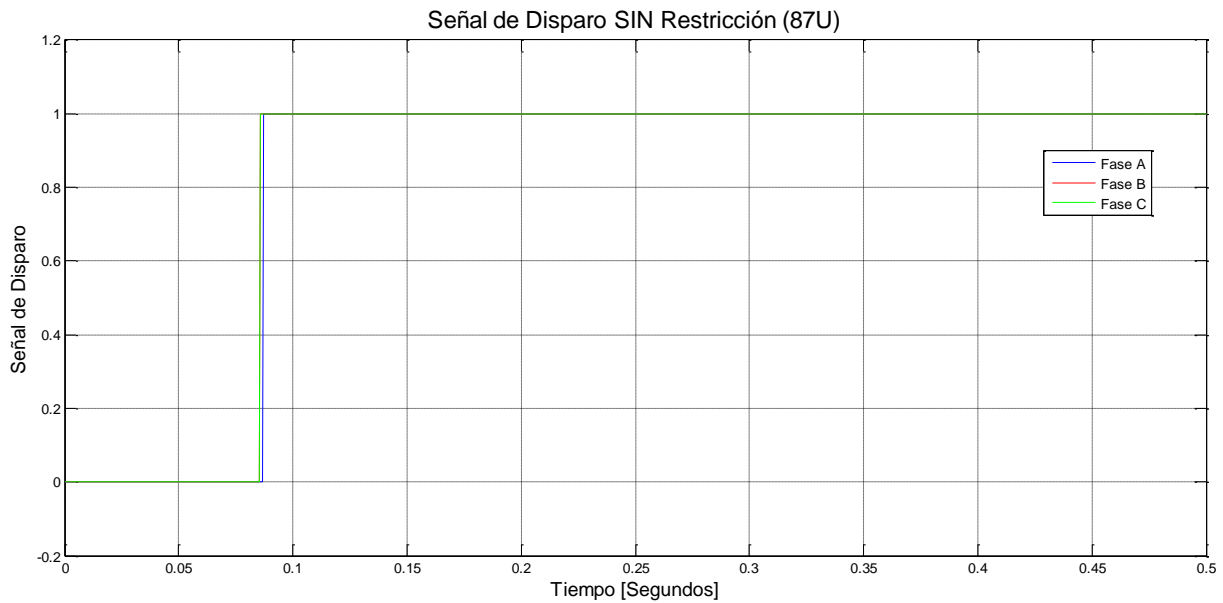


Figura 5.87. Señal de Disparo SIN Restricción (87U) con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

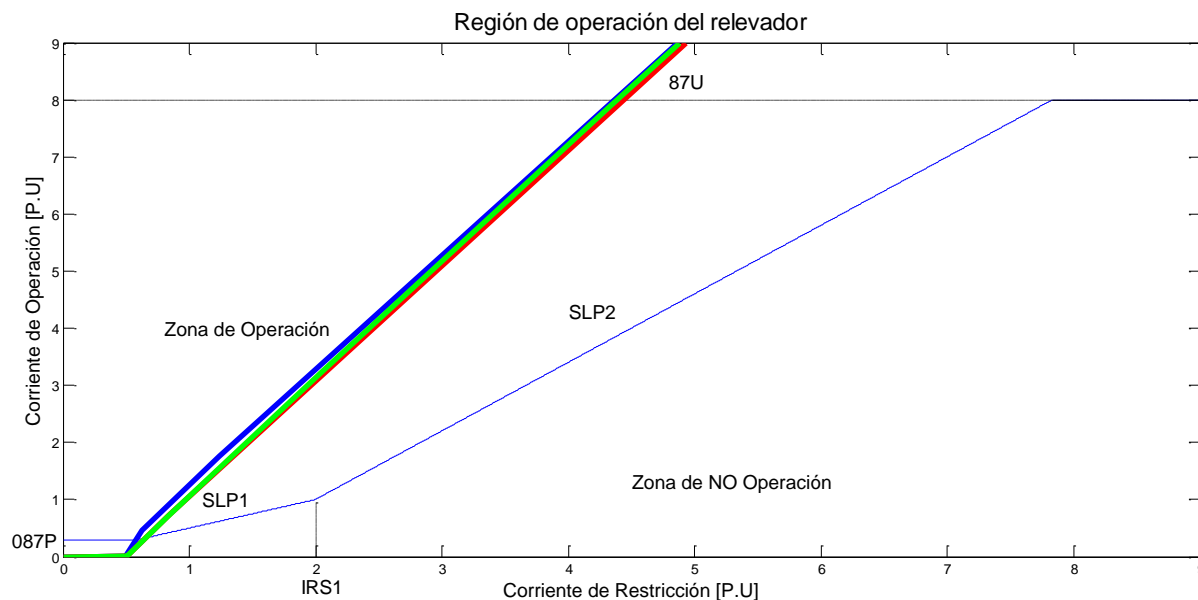


Figura 5.88. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV.

En la Figura 5.92, 5.83 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable, al momento de la falla se podrá apreciar un una componente de directa decreciente en la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde).

En la Figura 5.84 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.02 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A, en la fase B y en la fase C, se incrementen hasta valores de 222.6 p.u,

En la Figura 5.85 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 1.8 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A, en la fase B y en la fase C se incrementen hasta a 115 p.u.

En la Figura 5.86 se analiza la señal de disparo CON el elemento de Restricción (87R), la protección emite dar 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, la protección opera correctamente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), por simular una falla Trifásica del índole interna.

En la Figura 5.87 se analiza la señal de disparo SIN el elemento de Restricción (87U), la protección emite dar 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, , en este caso al simular una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, este elemento se utiliza para darle más confiabilidad y seguridad a la protección diferencial y mayor protección a los devanados del transformador ante fallas externas e Inrush.

En la Figura 5.88 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar la curva de la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), se encuentra dentro de la zona de operación que el relé puede proteger, por lo cual se encuentra operada en dichas fases antes mencionadas. **En la falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 115 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial opera correctamente, en las tres fases donde se suscitó la falla.

5.8.10 Falla Trifásica a Tierra Interna en el Devanado de 13.8 kV.

5.8.10.1 Corrientes Primarias

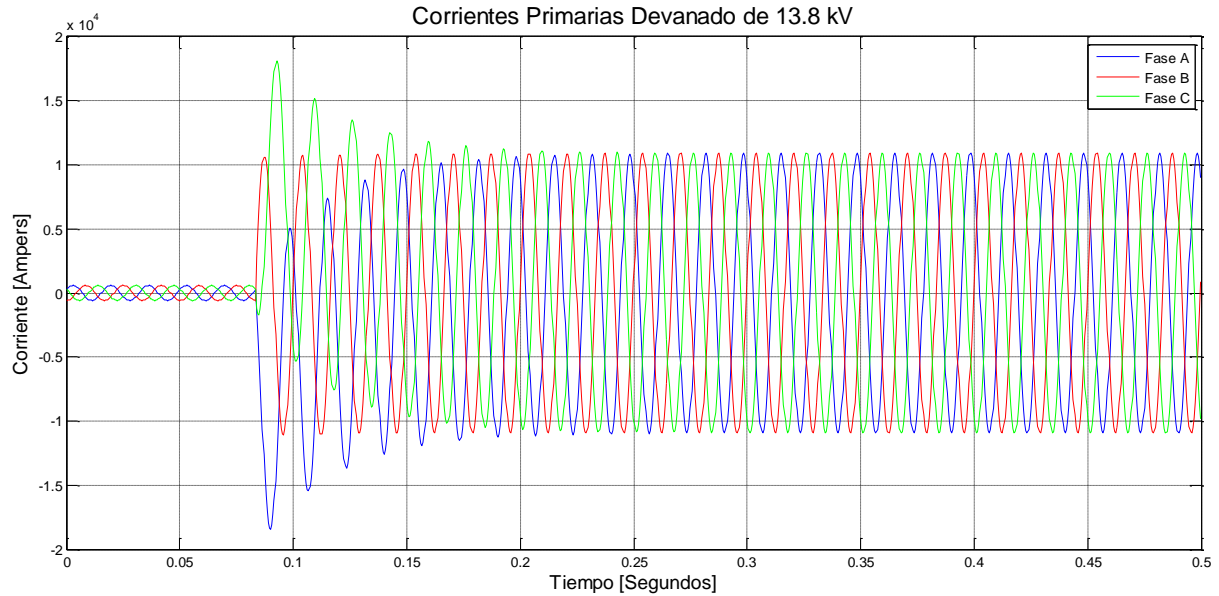


Figura 5.89. Oscilograma de las corrientes primarias del devanado de 13.8 kV con falla Trifásica a tierra interna.

5.8.10.2 Corrientes Secundarias

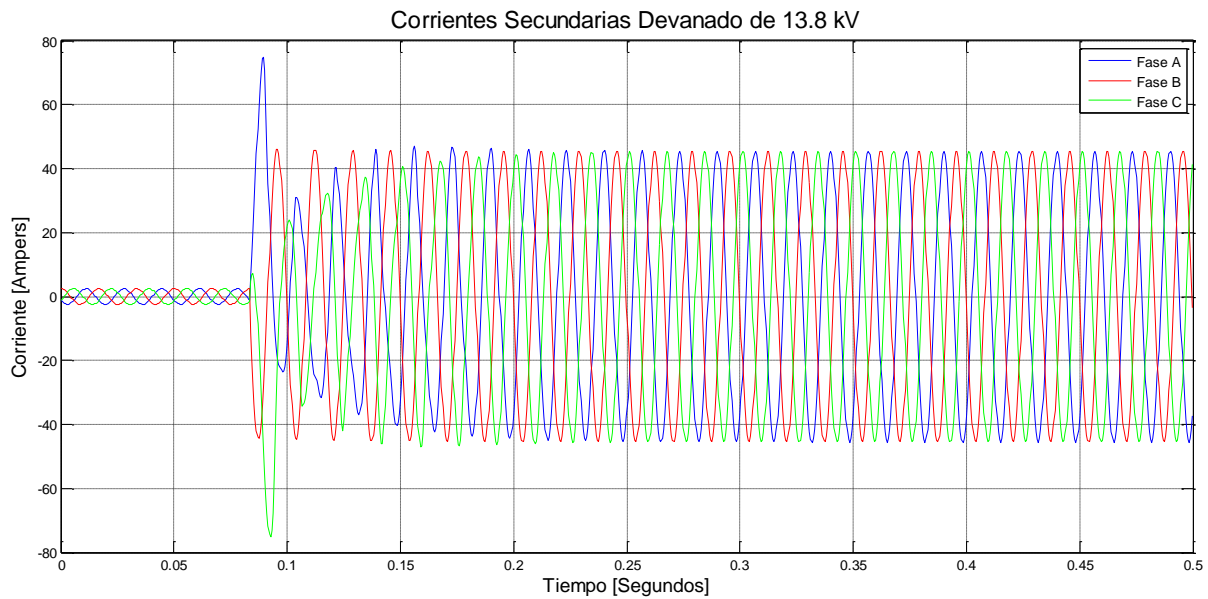


Figura 5.90. Oscilograma de las corrientes secundarias del devanado de 13.8 kV con falla Trifásica a tierra interna.

5.8.10.3 Corriente de Operación.

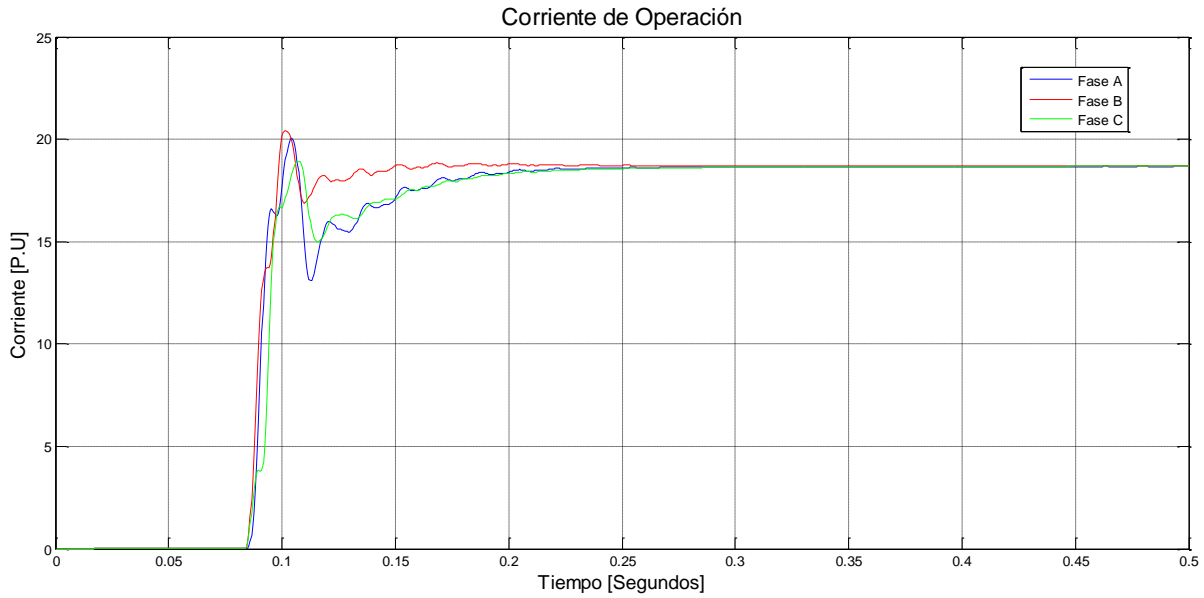


Figura 5.91. Oscilograma de la corriente de operación con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

5.8.10.4 Corriente de Restricción.

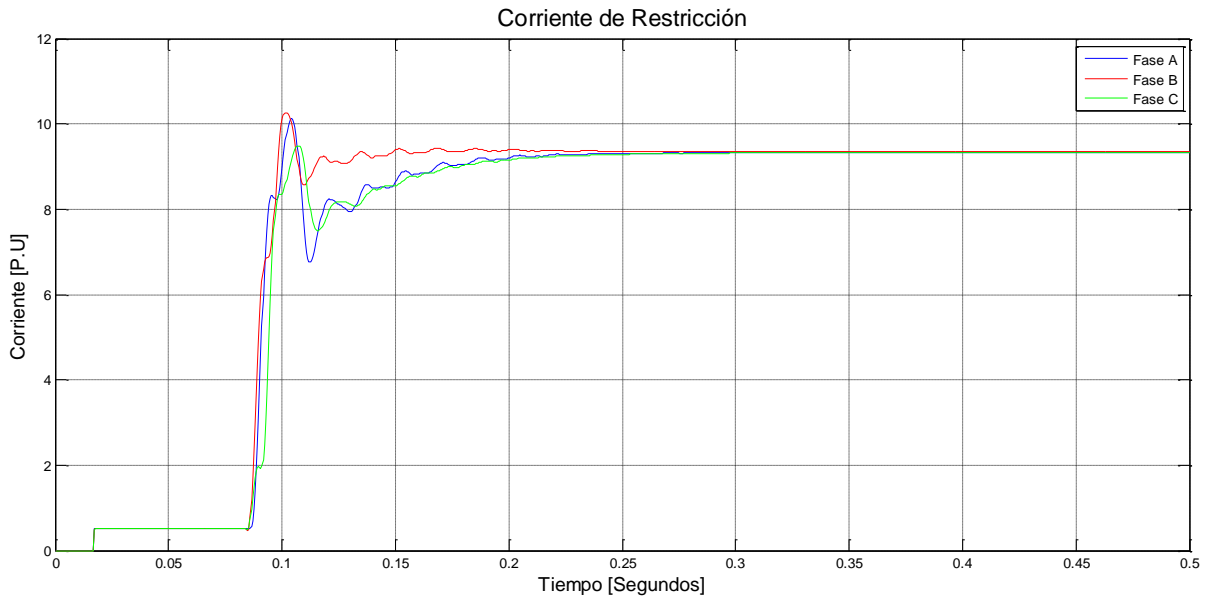


Figura 5.92. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

5.8.10.5 Señal de Disparo y Región de Operación del Relevador.

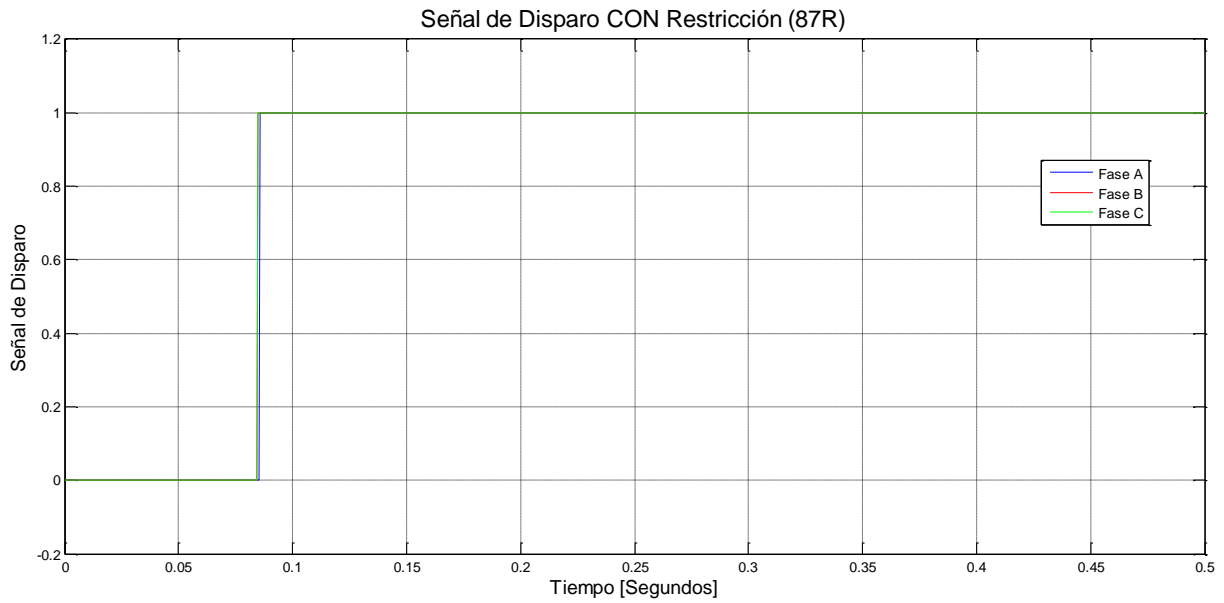


Figura 5.93. Señal de Disparo CON Restricción (87R) con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

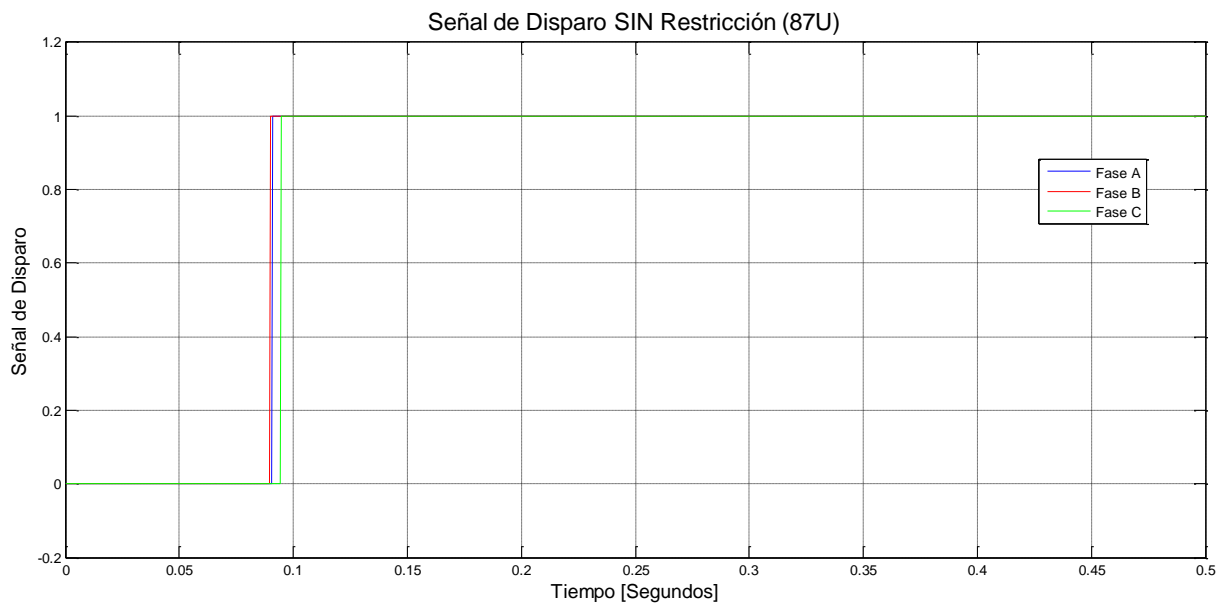


Figura 5.94. Señal de Disparo SIN Restricción (87U) con falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV

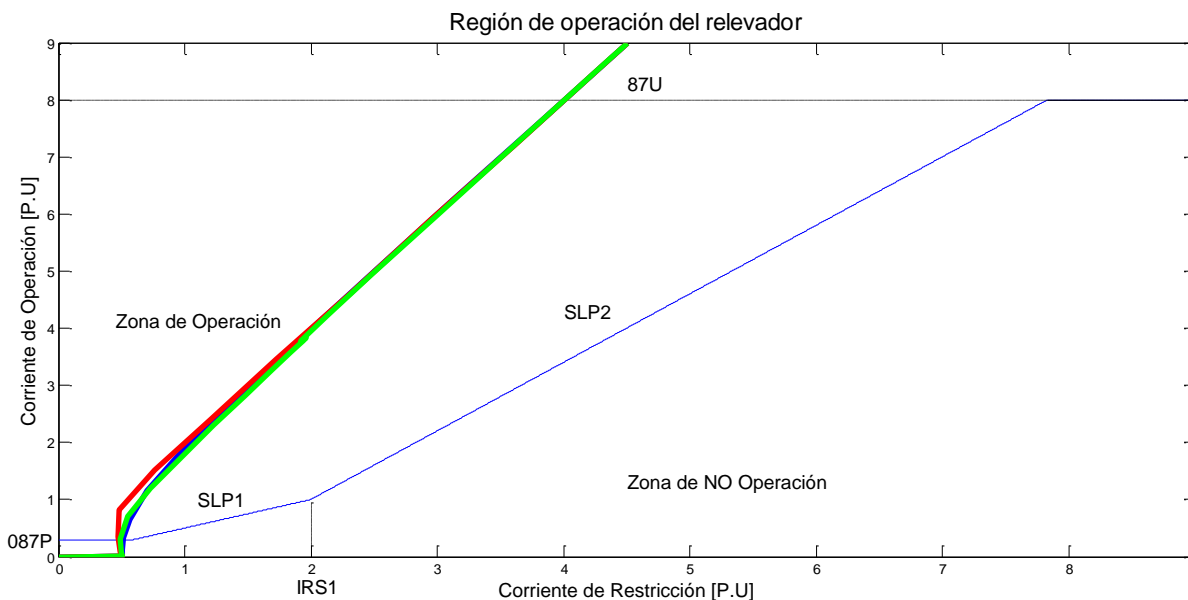


Figura 5.95. Comportamiento de las corrientes diferencial y de restricción para la condición de falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV.

En la Figura 5.89, 5.90 se analizan la corriente trifásica antes y después de la falla, se simula una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms), antes del tiempo de la falla la corriente se considera en modo estable.

En la Figura 5.91 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación en la fase A, en la fase B y en la fase C, se incrementen hasta valores de 21.3 p.u,

En la Figura 5.92 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.8 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción en la fase A, en la fase B y en la fase C se incrementen hasta a 11.3 p.u.

En la Figura 5.93 se analiza la señal de disparo CON el elemento de Restricción (87R), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada, en este caso al simular una **falla Trifásica a tierra interna en**

el devanado de 13.8 kV, la protección opera correctamente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), por simular una falla Trifásica del índole interna.

En la Figura 5.94 se analiza la señal de disparo SIN el elemento de Restricción (87U), la protección emite dará un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada en este caso al simular una **falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV**, este elemento se utiliza para darle más confiabilidad y seguridad a la protección diferencial y mayor protección a los devanados del transformador ante fallas externas e Inrush.

En la Figura 5.95 se analiza el alcance en el ajuste de la protección diferencial, la cual está ajustada con dos pendientes de operación (SLP1, de Color Amarilla) y (SLP2, de Color Magenta), la cual se ajustó de esa manera para darle más confiabilidad y seguridad a la protección eléctrica, además se podrá apreciar la curva de la corriente en la fase A (Color Azul), en la fase B (Color Rojo), en la fase C (Color Verde), se encuentra dentro de la zona de operación que el relé puede proteger, por lo cual se encuentra operada en dichas fases antes mencionadas. **En la falla Trifásica a tierra interna en el devanado de 13.8 kV**, como se podrá apreciar en los oscilogramas anteriores, se podrá concluir que la protección diferencial opera correctamente, en las tres fases donde se suscitó la falla.

5.9 COMPARATIVO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO PARA EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

5.9.1 Corriente de Cortocircuito trifásico para el Transformador de Distribución del lado de 115 kV.

5.9.1.1 Corriente de Cortocircuito trifásico calculada.

$$MVA_{CC3\phi} = 4,979,646,072$$

$$V_{LL} = 115 \text{ kV}$$

$$I_{CC3\phi} = \frac{4,979,646,072 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 115 \times 10^3} = \mathbf{25,000 \text{ Amp}}$$

5.9.1.2 Corriente de Cortocircuito trifásico del lado de 115 kV en Simulink (Fase A).

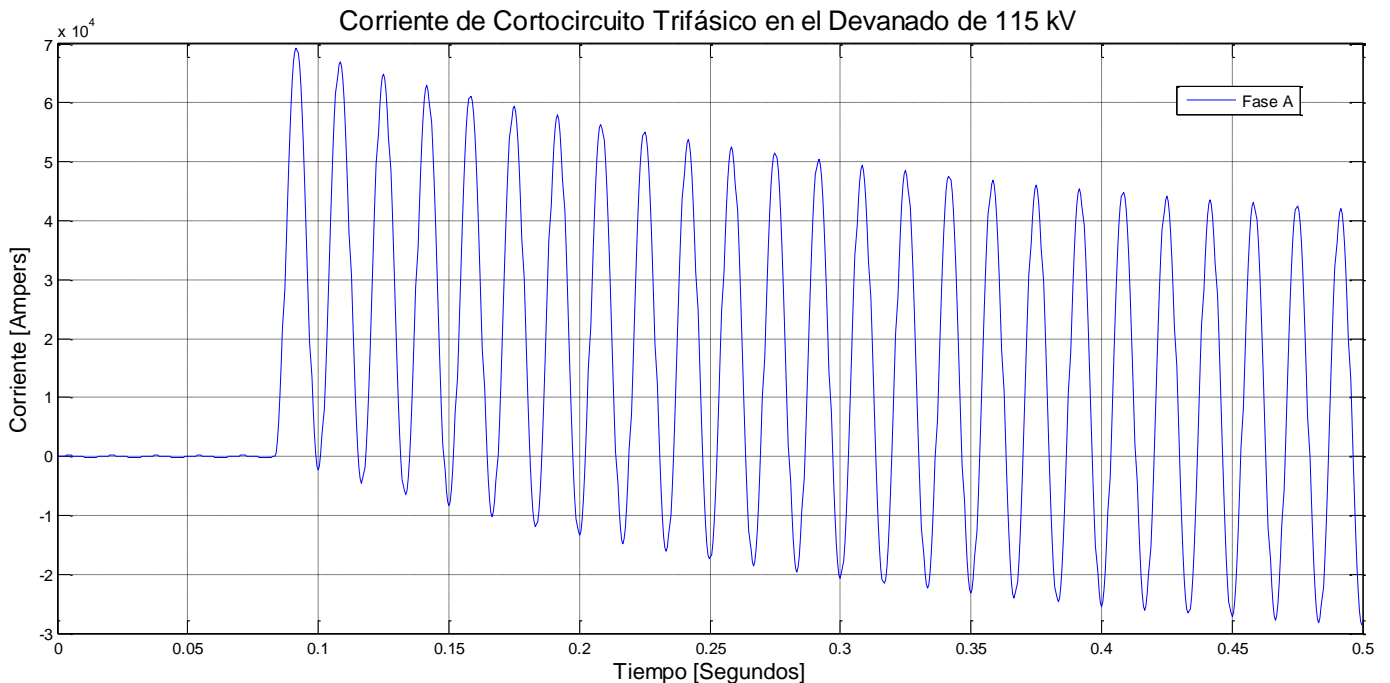


Figura 5.96. Corriente de Cortocircuito Trifásico en el devanado de 115 kV.

Para mayor precisión se calculó el fasor, a través del bloque de Fourier:

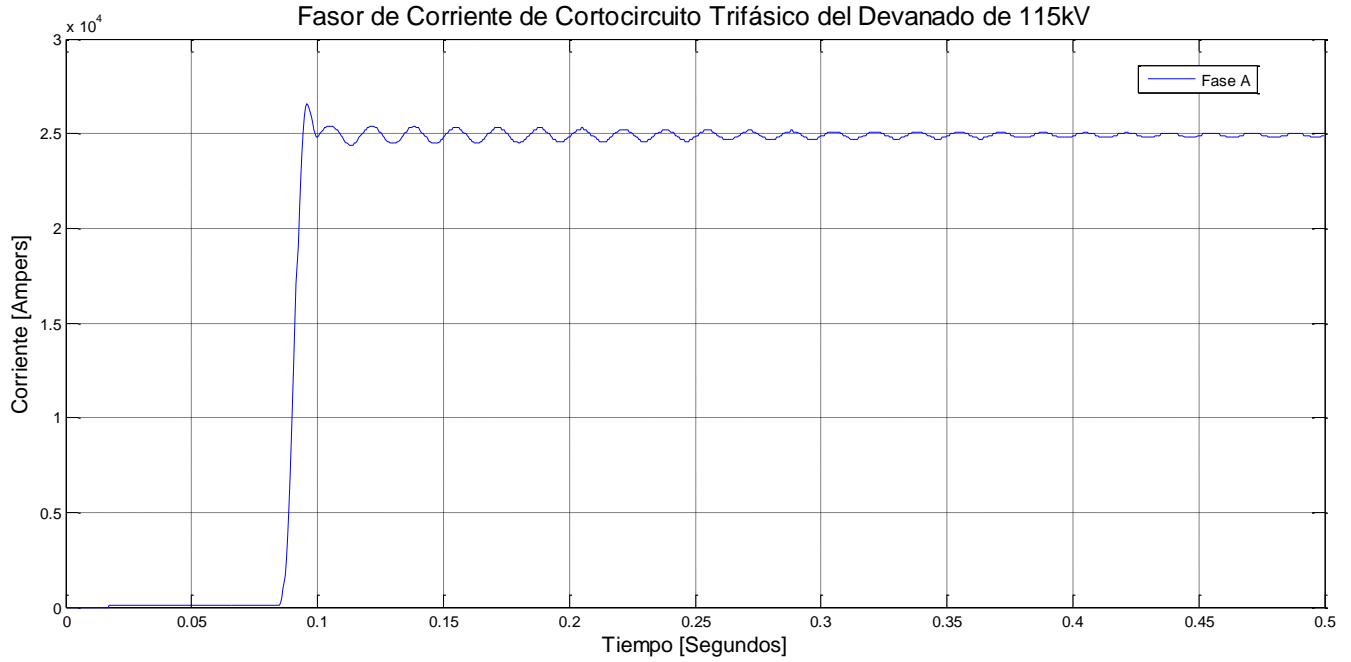


Figura 5.97. Fasor de Corriente de Cortocircuito Trifásico.

Corriente trifásica de corto circuito en Simulink:

$$I_{cc3\phi} = \boxed{25,000 \text{ A}}$$

5.9.1.3 Corriente de cortocircuito Trifásico en Aspen OneLiner V10.12.

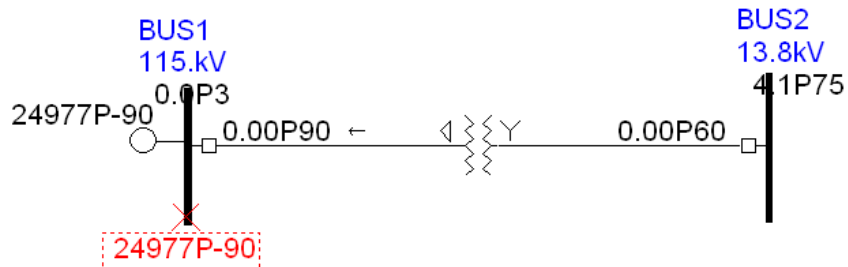


Figura 5.98. Diagrama Esquemático de Corriente de Cortocircuito Trifásico de lado de 115 kV Transformador de Distribución.

Corriente de cortocircuito trifásico en Aspen OneLiner V10.12:

$$I_{CC3\phi} = 24,977 \text{ A}$$

5.9.1.4 Comparando las Corrientes de cortocircuito trifásicos Obtenidas

Cálculo:

$$I_{CC3\phi} = \underline{25,000 \text{ A}}$$

Simulink:

$$I_{CC3\phi} = \underline{25,000 \text{ A}}$$

Aspen OneLiner:

$$I_{CC3\phi} = \underline{24,977 \text{ A}}$$

Como se podrá observar son corrientes muy aproximadas en los diferentes casos analizados.

5.9.2 Corriente de Cortocircuito Monofásico del Transformador de Distribución del lado de 13.8 kV.

5.9.2.1 Corriente de Cortocircuito monofásico calculada.

$$I_{CC1\phi} = \frac{V_{LN}}{Z} = \frac{\frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}}{Z} = \frac{13.8 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20 \Omega} = \boxed{398.3716 \text{ A}}$$

5.9.2.2 Corriente de Cortocircuito monofásico del lado de 13.8 kV en Simulink.

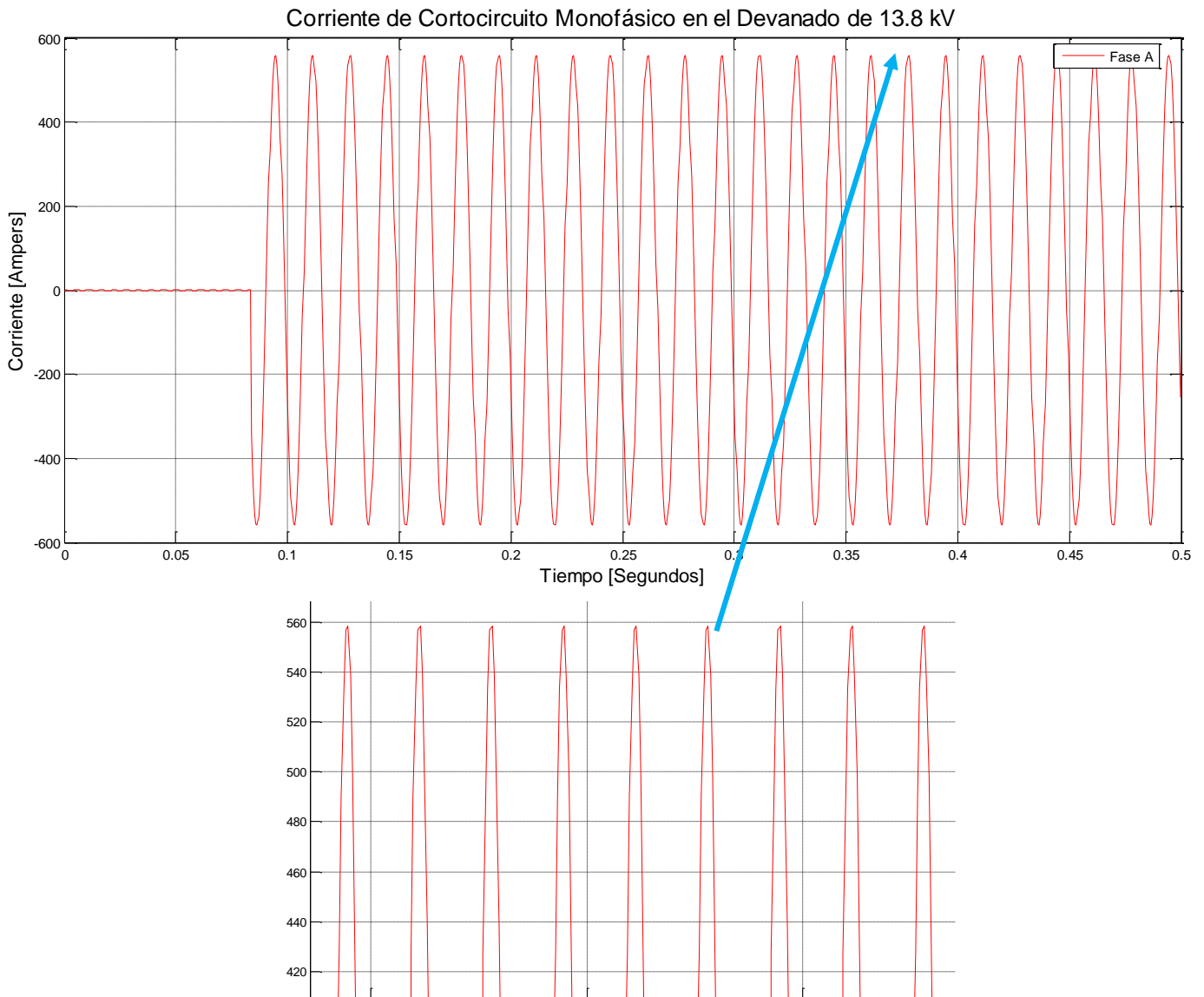


Figura 5.99. Corriente de Cortocircuito Monofásico en el devanado de 13.8 kV.

Corriente de cortocircuito monofásico en Simulink:

$$I_{\text{Pico}} = 560 \text{ A}$$

$$I_{\text{CC1}\phi} = I_{\text{RMS}} = \frac{560 \text{ A}}{\sqrt{2}} = \boxed{395.97 \text{ A}}$$

5.9.2.3 Corriente de cortocircuito monofásico en Aspen OneLiner V10.12.

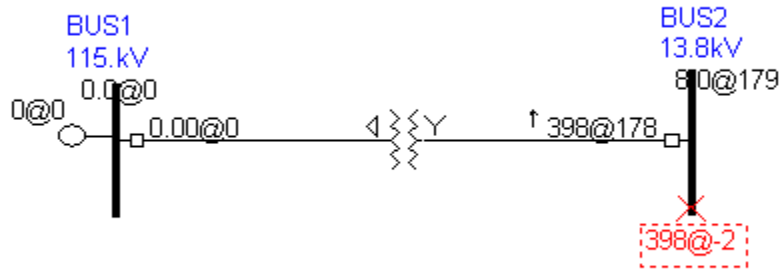


Figura 5.100. Diagrama Esquemático de Corriente de Cortocircuito Monofásico de lado de 13.8 kV Transformador de Distribución.

Corriente de cortocircuito monofásico en Aspen OneLiner V10.12:

$$I_{\text{CC1}\phi} = \boxed{398 \text{ A}}$$

5.9.2.4 Comparando las Corrientes de cortocircuito monofásicos Obtenidas

Cálculo:

$$I_{\text{CC1}\phi} = \underline{398.3716 \text{ A}}$$

Simulink:

$$I_{\text{CC1}\phi} = \underline{395.97 \text{ A}}$$

Aspen OneLiner:

$$I_{\text{CC1}\phi} = \underline{398 \text{ A}}$$

Como se podrá observar son corrientes muy aproximadas en los diferentes casos analizados.

5.10 RESTRICCIÓN DE SEGUNDA Y CUARTA ARMÓNICA.

El siguiente diagrama muestra las principales características para simular una energización de transformador de potencia (de distribución), en el cual se configura el interruptor del lado de 13.8 kV abierto y el interruptor del lado de 115 kV que se encuentra abierto y después cierra en el 5^{to} ciclo (83.33 mseg aprox) y se mantiene en ese estado durante 60 ciclos (1 seg) que es el tiempo total de la simulación.

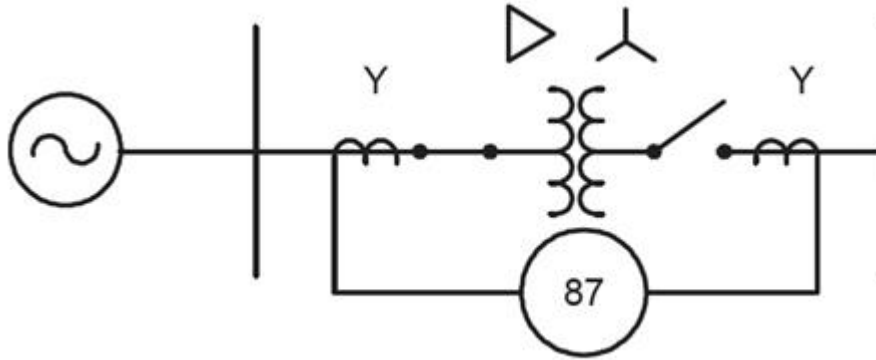


Figura 5.101 Diagrama energización de transformador de generación.

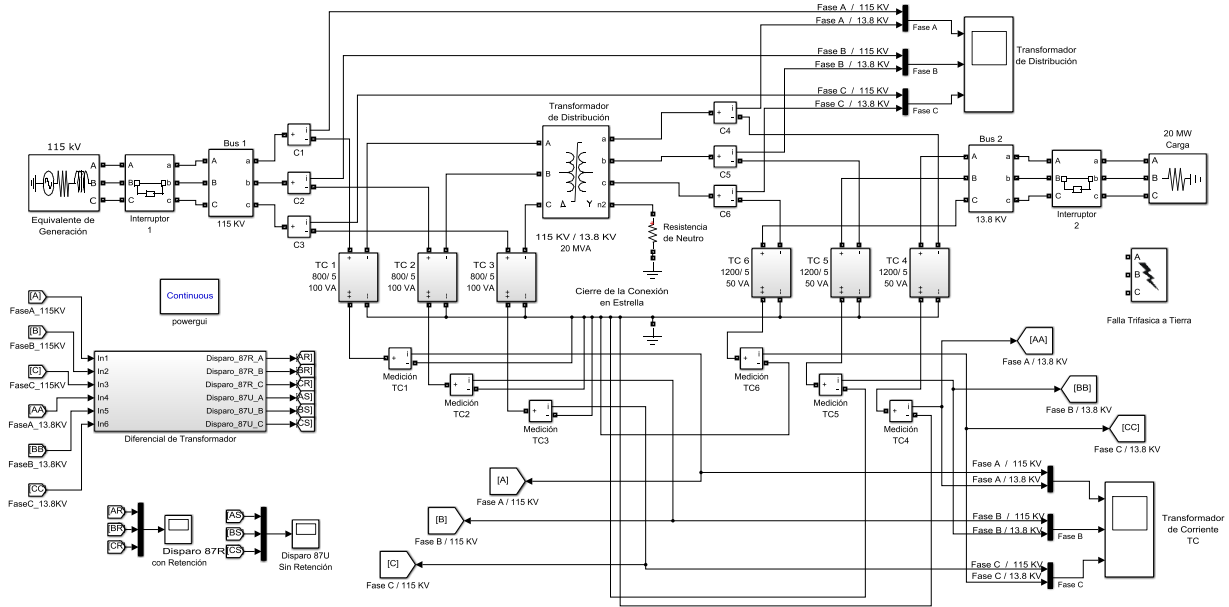


Figura 5.102. Diagrama de conexión para una energización del transformador de potencia.

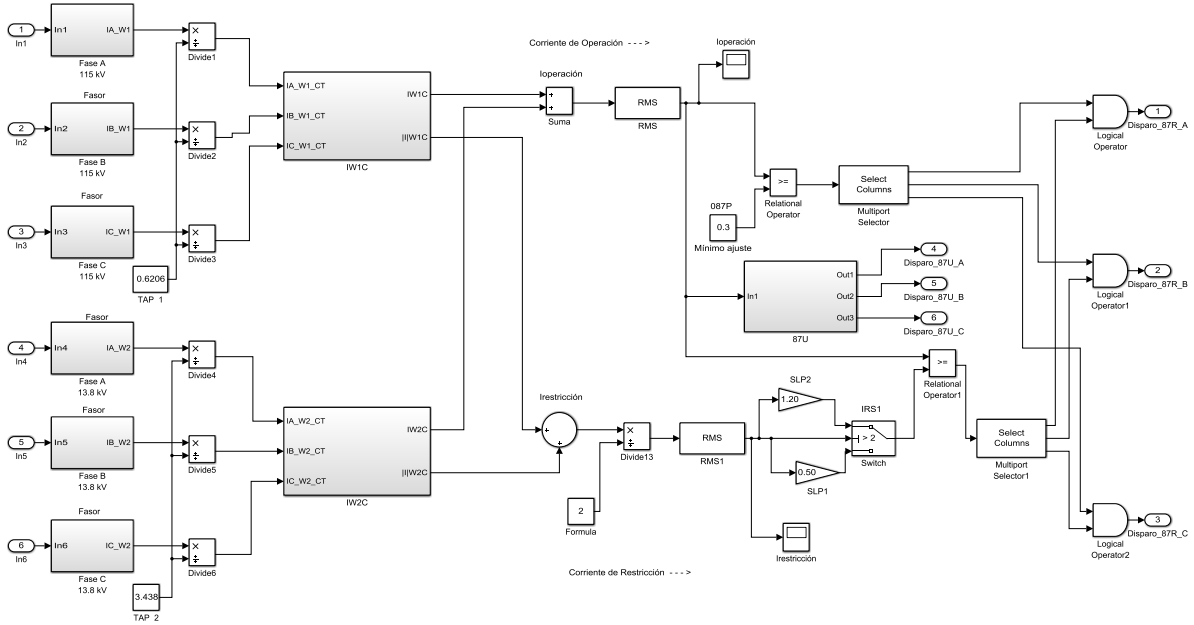


Figura 5.103. Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador para restricción de armónicas.

En la figura 5.103 se muestra el diagrama de la estructura interna del módulo de la diferencial de transformador considerando la restricción de 2^{da} y 4^{ta} armónica, donde se puede apreciar que se extrae la corriente de operación y de restricción de cada fase que después se empleara en la lógica de disparo de la restricción de armónicas.

El siguiente diagrama muestra el bloque de restricción de 2^{da} y 4^{ta} armónica y el bloque de la lógica de disparo.

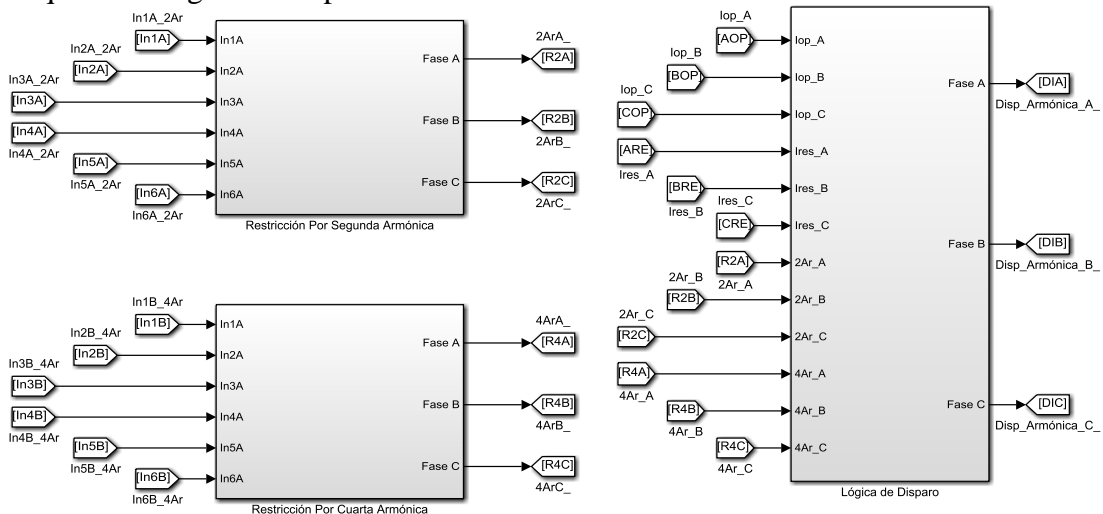


Figura 5.104. Bloque de restricción de segunda y cuarta armónica.

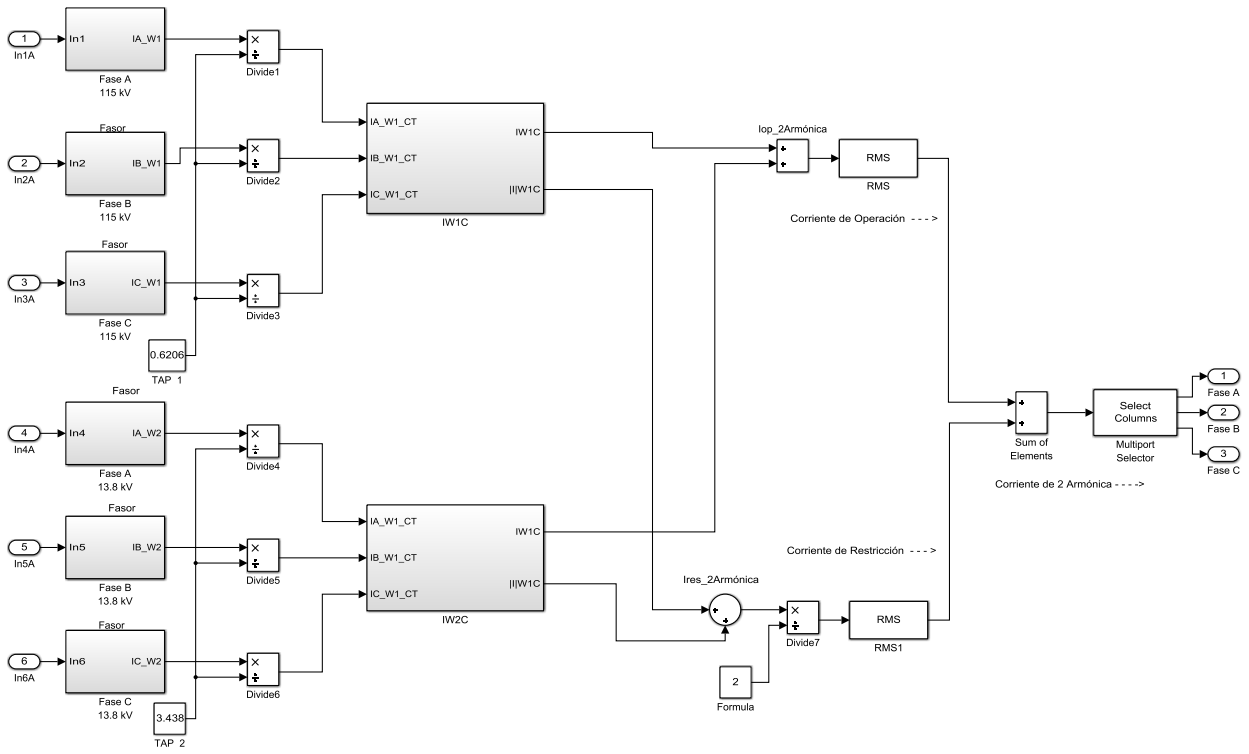


Figura 5.105. Estructura interna del módulo de restricción de segunda armónica.

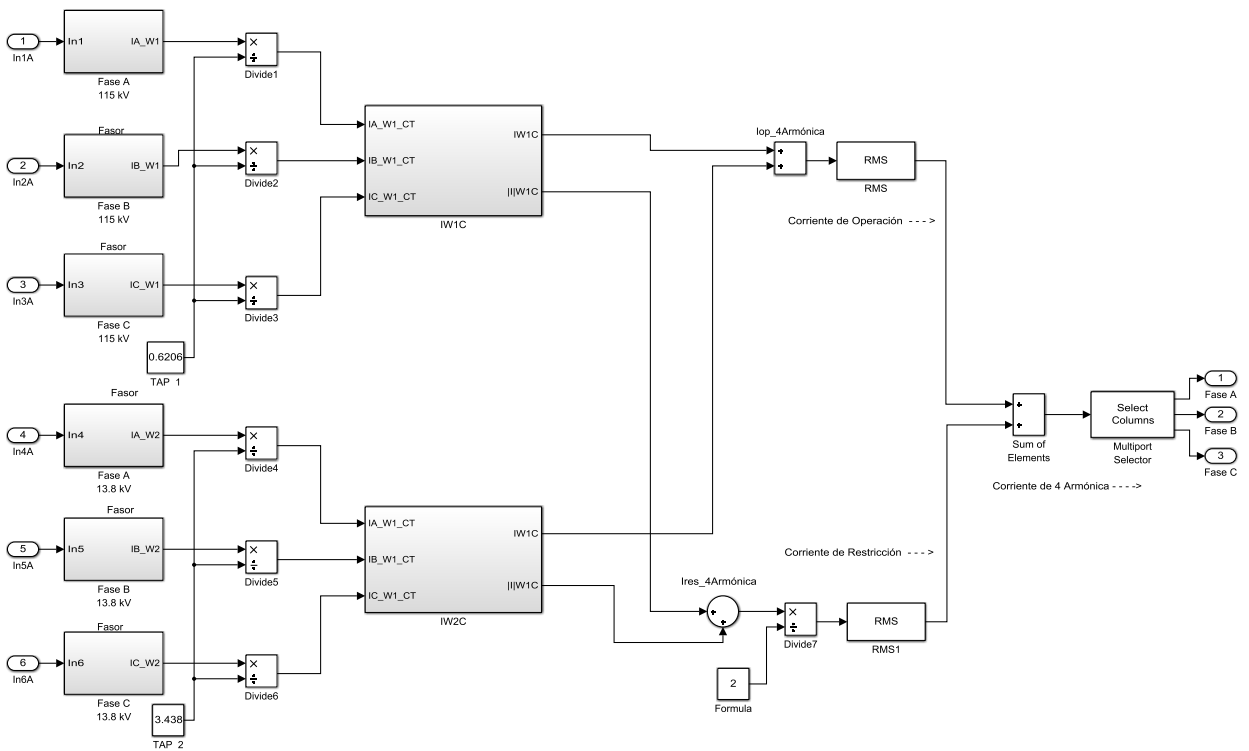


Figura 5.106. Estructura interna del módulo de restricción de cuarta armónica.

En la figura 5.105 y la figura 5.106 se muestran el bloque para restricción de 2^{da} y 4^{ta} armónica, respectivamente, el cual consta del módulo para calcular el fasor ya compensado y el módulo para extraer tanto la 2^{da} y 4^{ta} armónica.

La lógica de disparo por segunda y cuarta armónica consiste, una vez obtenidos los fasores compensados de las corrientes tanto de 2^{da} y 4^{ta} armónica, estas corrientes se dividen por un ajuste (Journal of Reliable Power, September 2011). El resultado de las corrientes se suman con su contra parte, es decir la fase A de segunda armónica se suma con la fase A de cuarta armónica, una vez realizado esa operación el resultado se suma con su contra parte de la corriente de restricción, para después compararse con su respectiva fase de la corriente de operación. La señal obtenida pasa por una compuerta lógica (NOT) para implementar la negación de la lógica, es decir, si en la entrada de la señal tenemos un “1” lógico a la salida habrá un “0” lógico e inversamente.

$$I_{OP} > SLP I_{RT} + K_2 I_2 + K_4 I_4$$

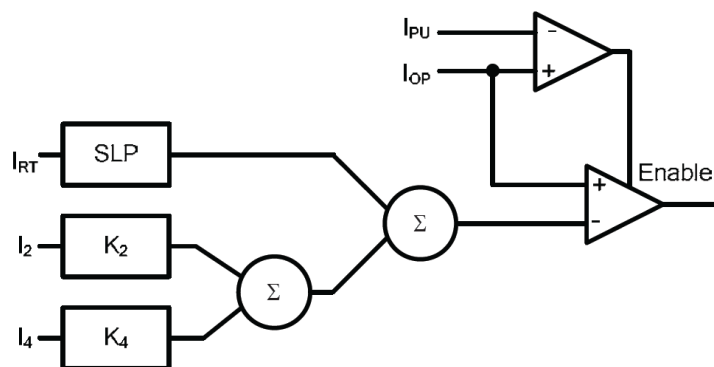


Figura 5.107. Lógica de elemento diferencial con restricción de armónica, *Journal of Reliable Power, September 2011.*

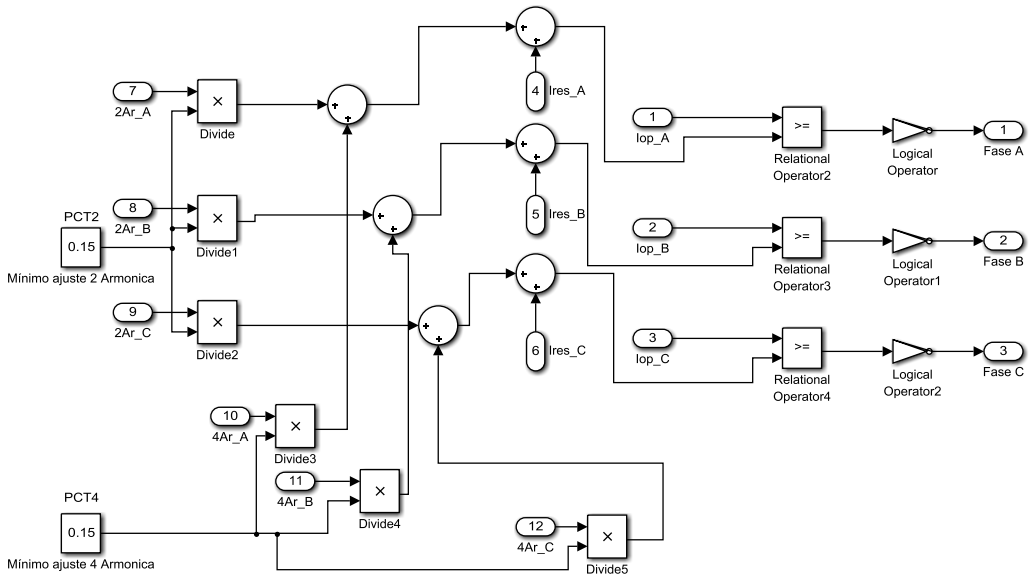


Figura 5.108. Estructura interna del bloque de Lógica de Disparo por Segunda y Cuarta Armónica.

La Figura 5.109 muestra el cuadro de diálogo del interruptor de 115 kV:

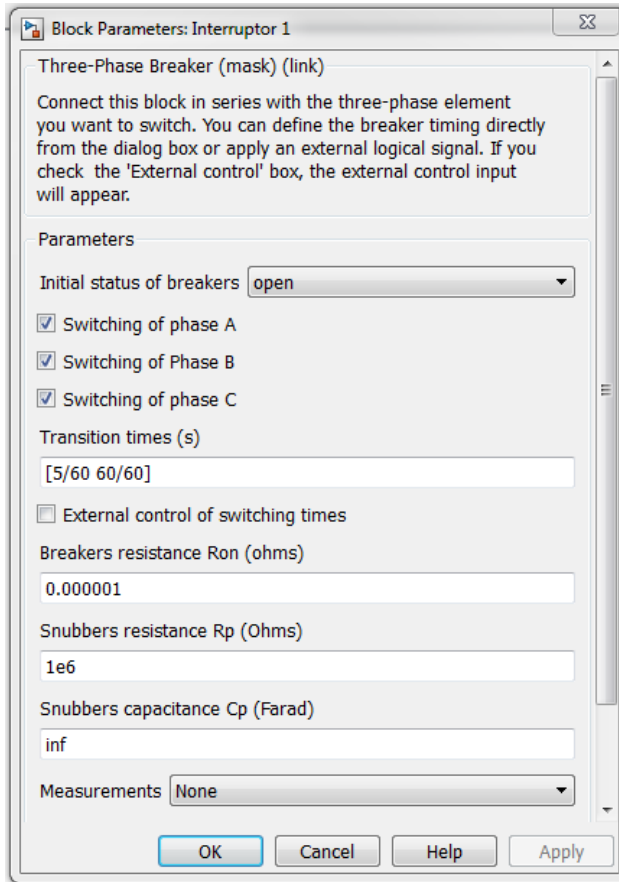


Figura 5.109. Cuadro de dialogo del interruptor de 115 kV.

La Figura 5.110 muestra el cuadro de dialogo del interruptor de 13.8 kV:

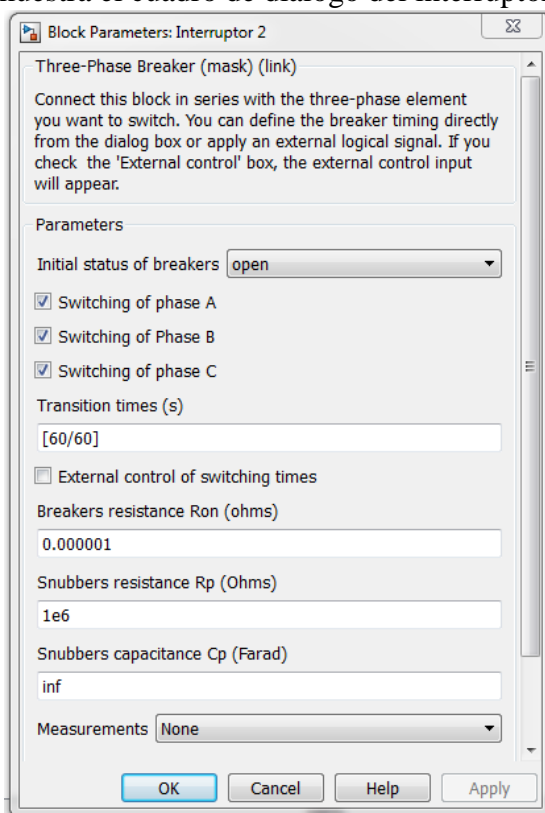


Figura 5.110. Cuadro de dialogo del interruptor de 13.8 kV.

En la figura 5.111 se observa la corriente de Inrush primaria trifásica.

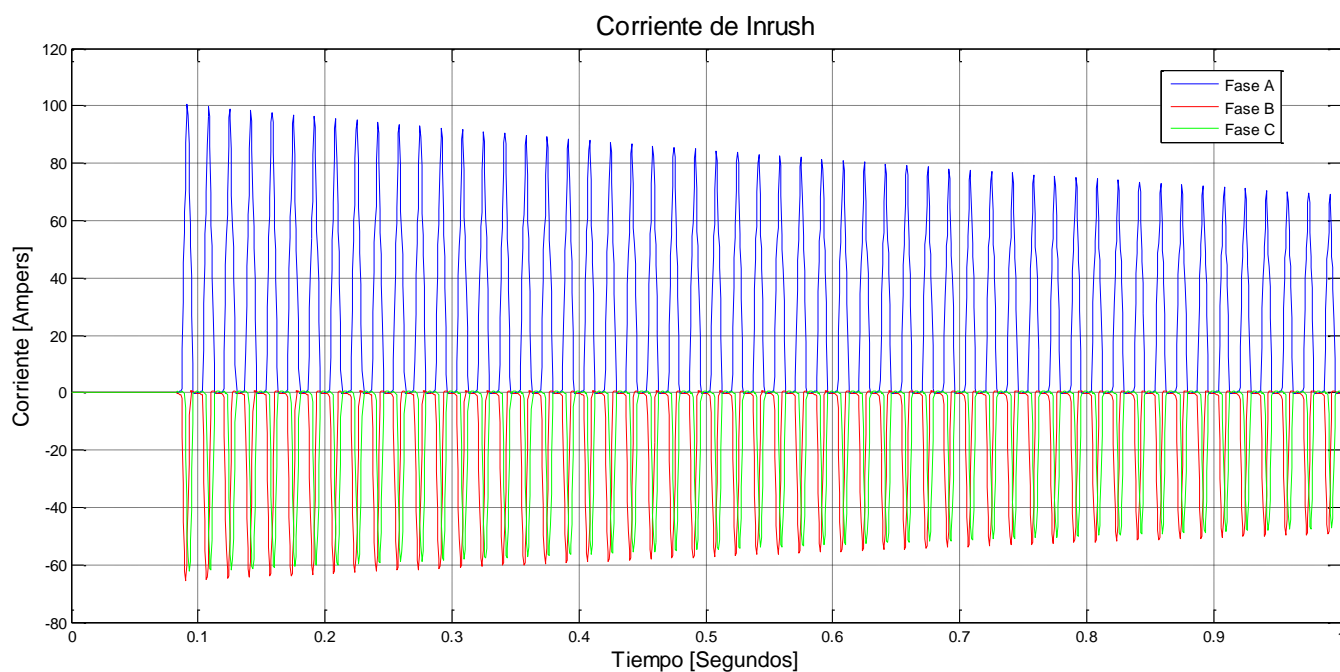


Figura 5.111. Corriente de Inrush primaria Trifásica.

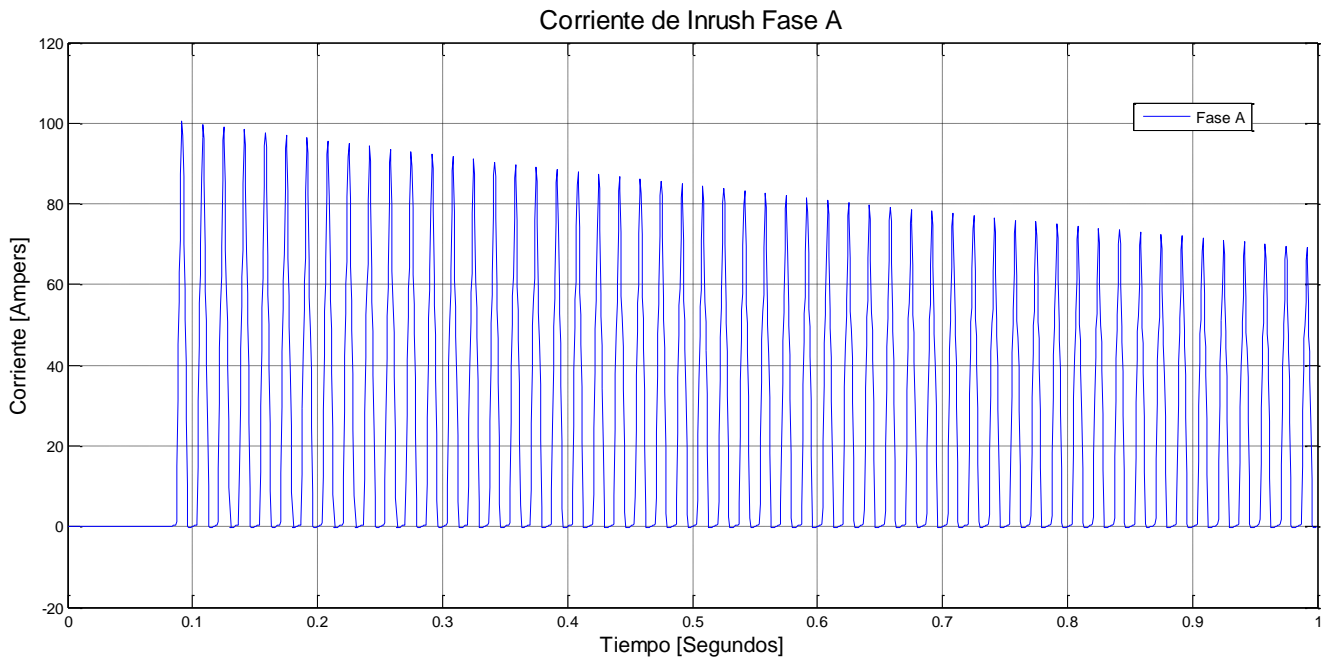


Figura 5.112. *Corriente de Inrush primaria fase A.*

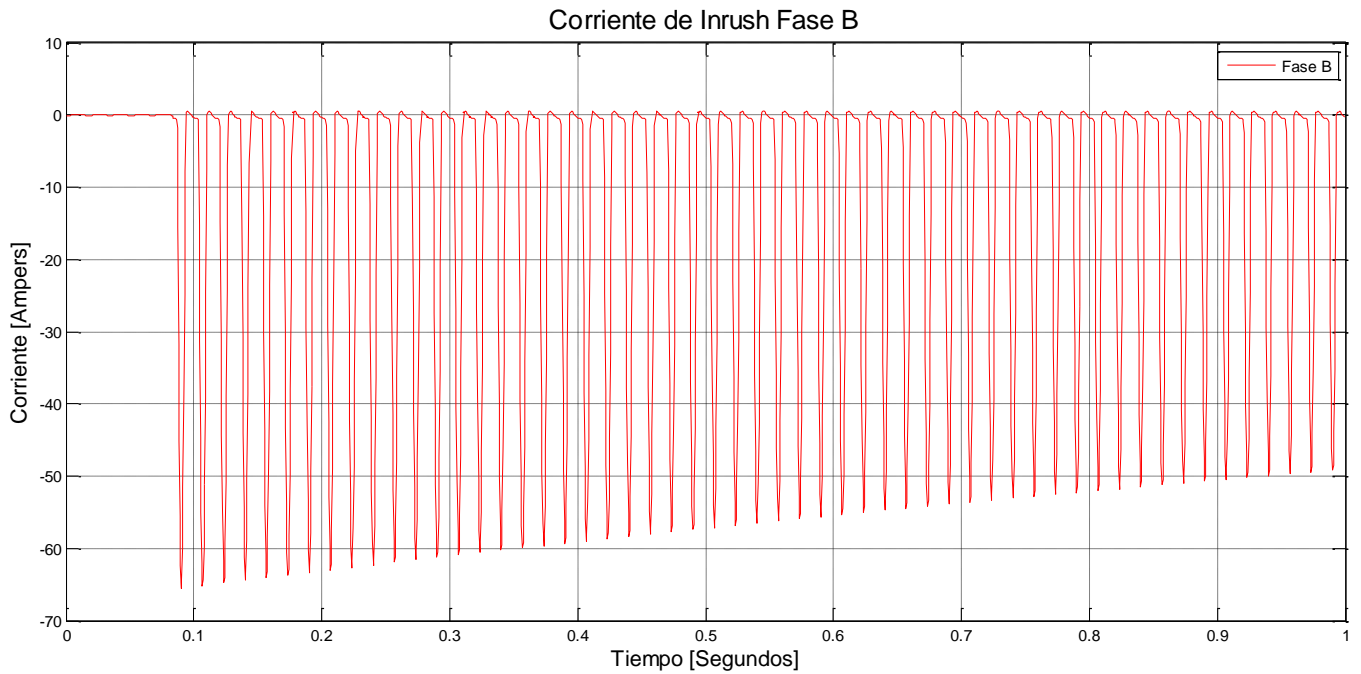


Figura 5.113. *Corriente de Inrush primaria fase B.*

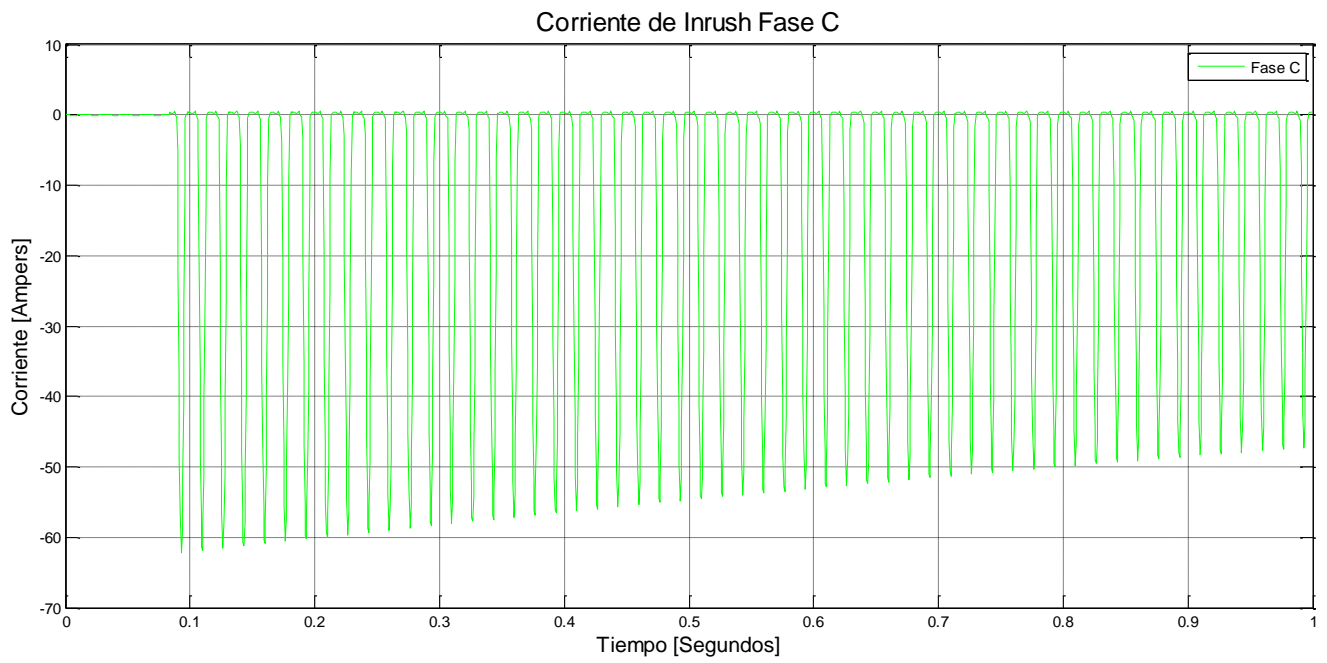


Figura 5.114. Corriente de Inrush primaria fase C.

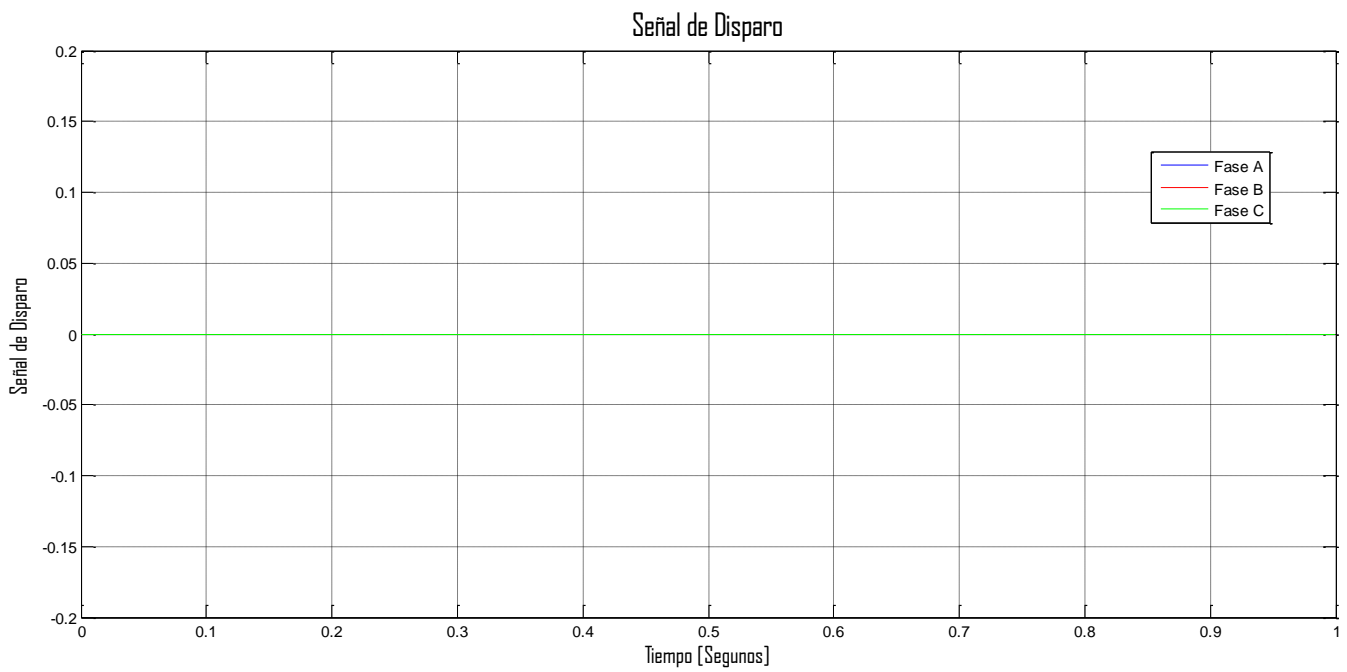


Figura 5.115. Señal de disparo considerando la restricción de segunda y cuarta armónica.

Restricción de Falla a Tierra (REF)

En este capítulo se presenta el desarrollo del modelo digital de la protección diferencial de transformador. Como elemento adicional, se considera la protección de restricción de falla a tierra (REF) por sus siglas en inglés *Restricted Earth Fault*.

Este elemento se utiliza principalmente para proteger al transformador de potencia ante fallas en los devanados del transformador de potencia conectados en estrella. El elemento se considera “restringido” debido a que la protección está restringida a las fallas a tierra que ocurren dentro de la zona definida por la ubicación del TC del neutro y los TC’s de Línea.

6.1. BLOQUES IMPORTANTES DEL SIMPOWERSYSTEMS.

Para este capítulo se explica el funcionamiento de la protección REF (protección contra fallas a tierra por sus siglas en inglés Restricted Earth Fault) y todos los elementos involucrados para la elaboración de la protección o el panorama donde se puede aplicar dicha protección, una vez elaborada la protección (de acuerdo a la lógica aplicada por el Sel- 387E) se evaluará su operación ante diversas fallas eléctricas.

Como se mencionó anteriormente la protección REF es una protección adicional a la protección Diferencial, la cual nos brinda seguridad al transformador de potencia, ante fallas internas en los devanados del transformador, y fallas cercanas al neutro, y que la protección diferencial no logra brindar dicha seguridad. Para que la protección REF pueda funcionar se necesita, que está este tomando valores del neutro del transformador, y requiere además de la corriente de secuencia cero (originada en la estrella del transformador ya que en la conexión en delta esta corriente es eliminada o compensada).

6.1.1 Transformador de Distribución.

El modelo del transformador de distribución es el siguiente:

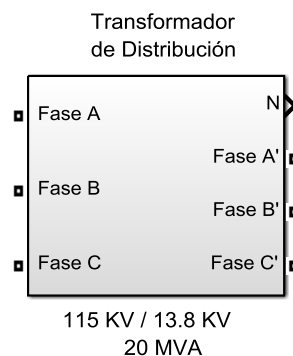


Figura 6.1. Modelo del Transformador de Distribución en segmentos.

La Figura 6.1 muestra al modelo del Transformador Distribución modelado con bloques funcionales de Simulink, la Figura 6.2, muestra la estructura interna del bloque del modelo del Transformador de Distribución:

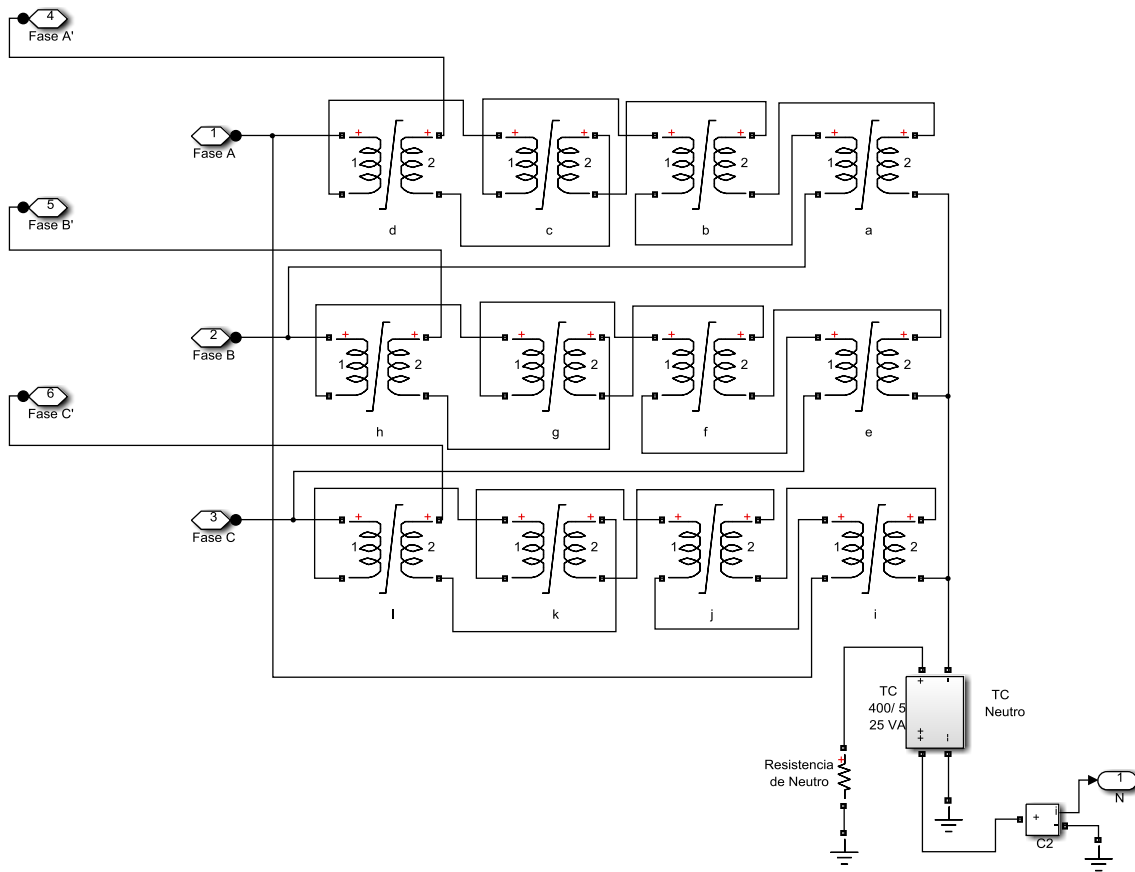


Figura 6.2. Estructura interna del módulo del Transformador de Distribución.

En la Figura 6.2 se podrá apreciar que el transformador se encuentra dividido en porciones iguales de (4 partes 25%) simulando la partición de los devanados que constituyen al transformador de distribución, se podrá observar detenidamente la conexión eléctrica (Δ - Y) del transformador de distribución, se espera simular fallas al 25%, al 50% y al 75% del devanado. Los valores con que se manejan cada partición de los devanados del transformador se podrán apreciar en la Figura 6.3:

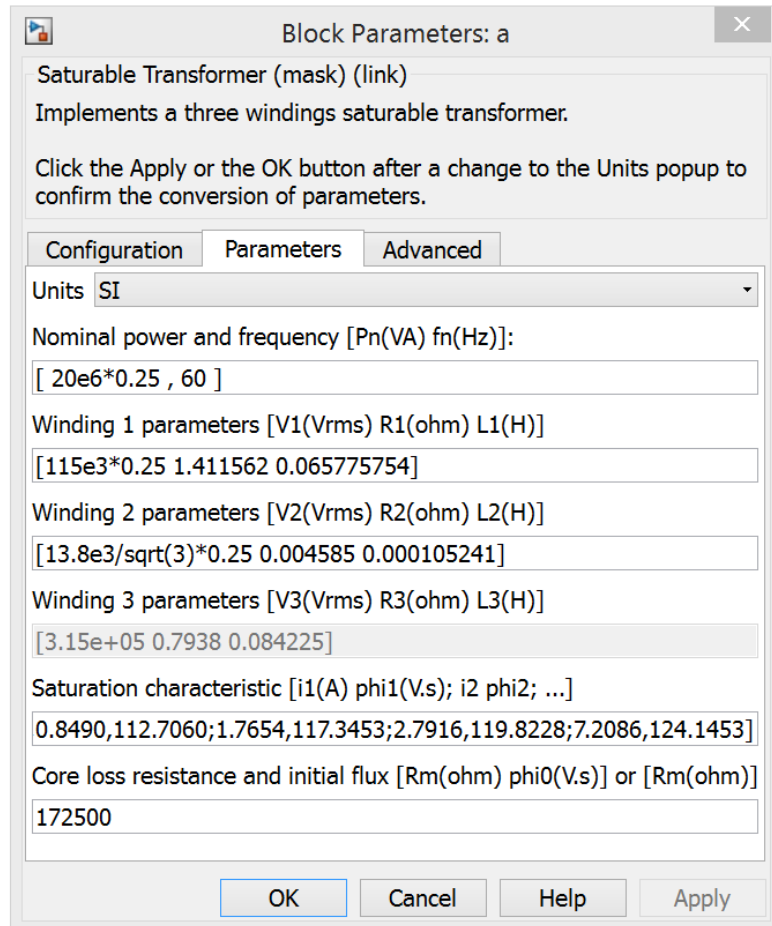


Figura 6.3. Cuadro de dialogo del Transformador de Distribucion al 25 % del Devanado, pestaña de “Parameters”.

6.1.2 Transformador de Corriente del Neutro del Transformador de Distribución

El modelo del Transformador de Corriente del Neutro del Transformador de Distribución es el siguiente:

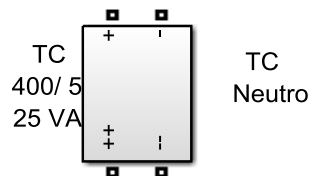


Figura 6.4. Transformador de Corriente (TC'S) del Neutro del Transformador de Distribución propuesto.

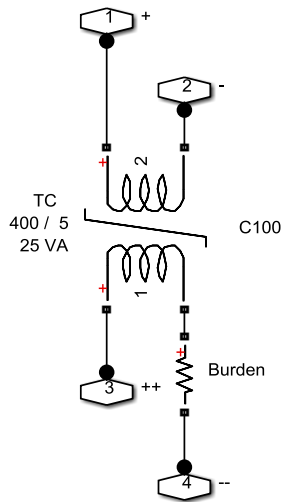


Figura 6.5. *Conexión Interna del Transformador de Corriente (TC'S) del Neutro del Transformador de Potencia propuesto.*

En la Figura 6.5, se aprecia tanto el modulo del transformador de corriente del neutro del transformador de distribución, como su estructura interna, a continuación en la Figura 6.6, se muestra los parámetros de dicho bloque.

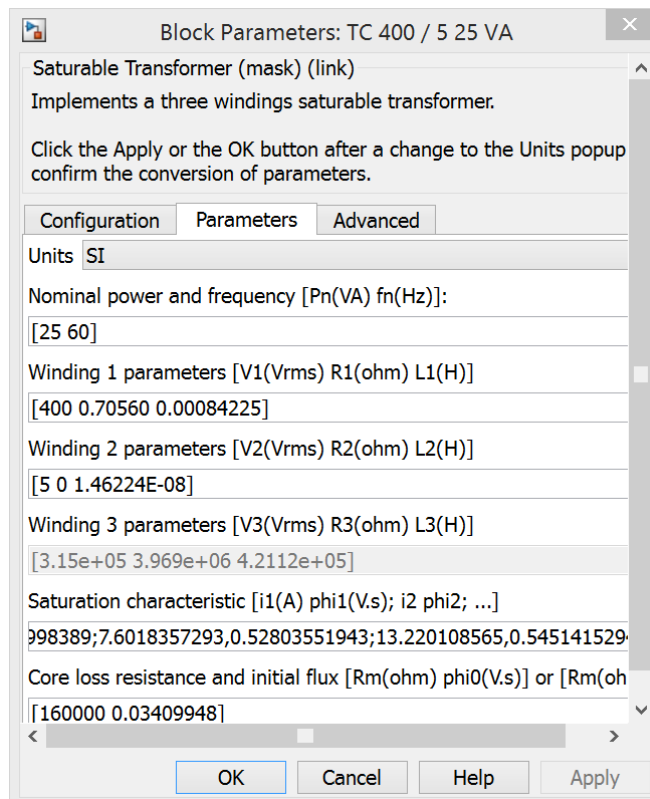


Figura 6.6. *Cuadro de diálogo de los Transformador de Corriente (TC'S) del Neutro del Transformador de Distribución, pestaña de "Parameters".*

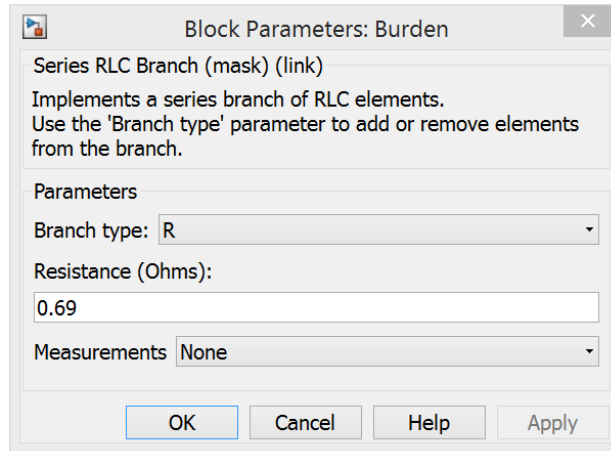


Figura 6.7. Cuadro de dialogo de Burden asociado al transformador de Corriente del neutro del transformador de distribución, pestaña de "Parameters".

6.2 PROTECCIÓN REF EN SIMULINK.

En el presente capítulo se modela la protección REF de fases a través del software de Simulink de Matlab como principal elemento el transformador de Distribución en segmentos.

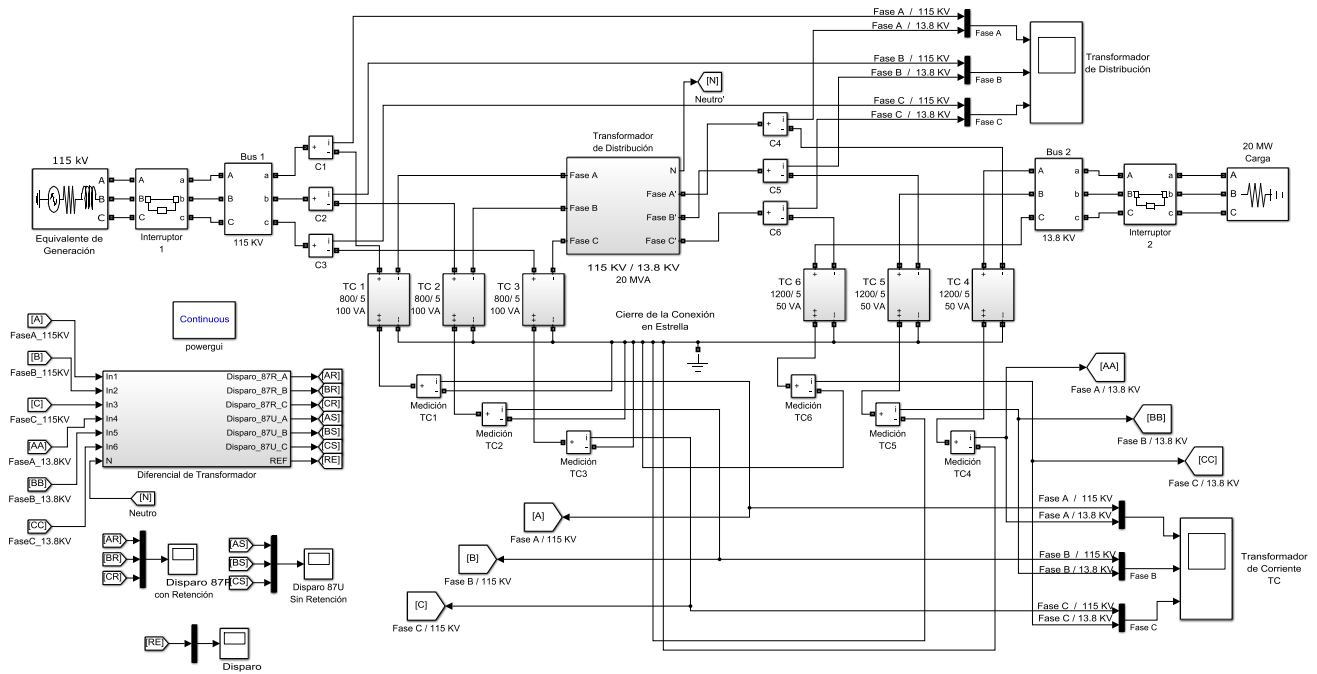


Figura 6.8. Simulación del Sistema Eléctrico de Potencia propuesto con transformador de Distribución.

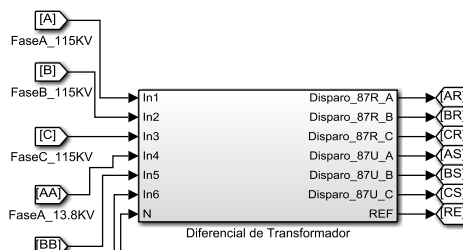


Figura 6.9. Simulación del Módulo de la Diferencial de Transformador incluyendo la protección REF.

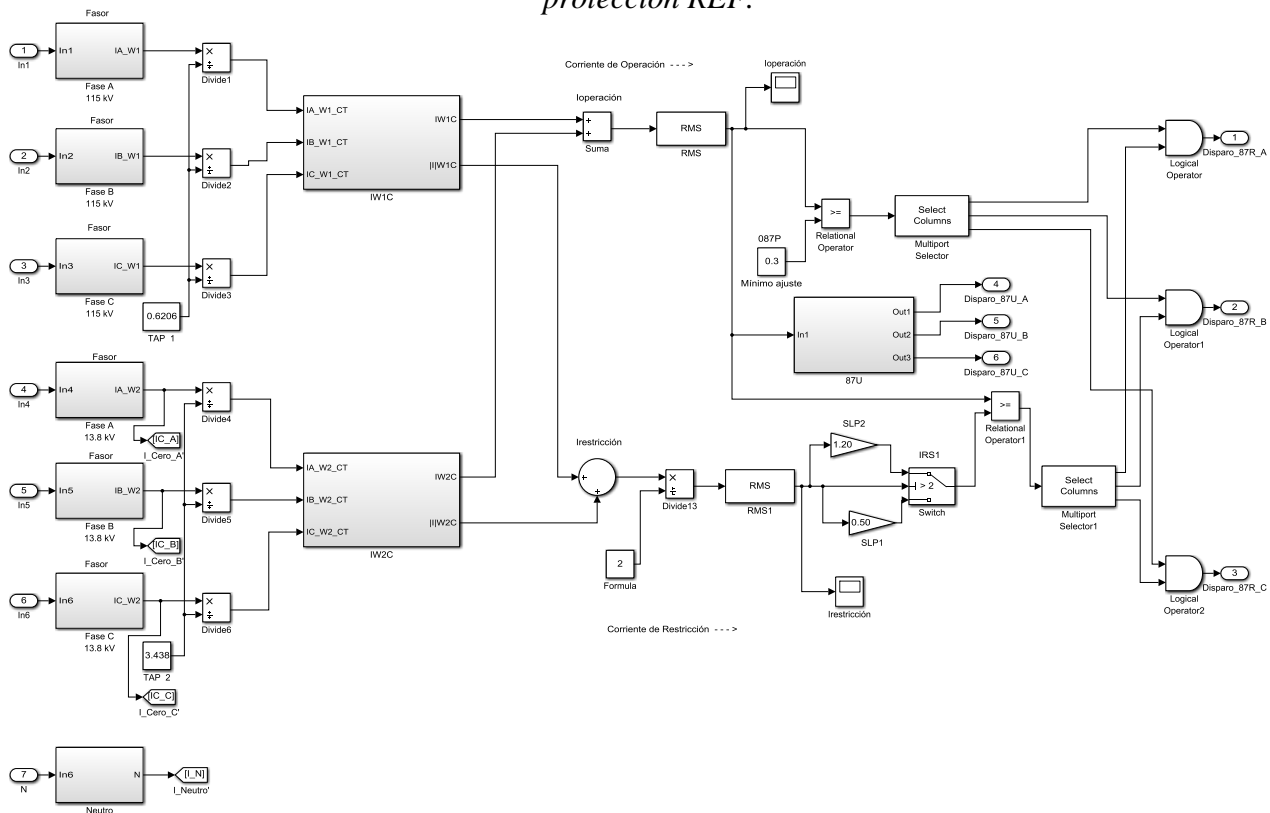


Figura 6.10. Estructura interna del módulo de la Diferencial de Transformador incluyendo la protección REF.

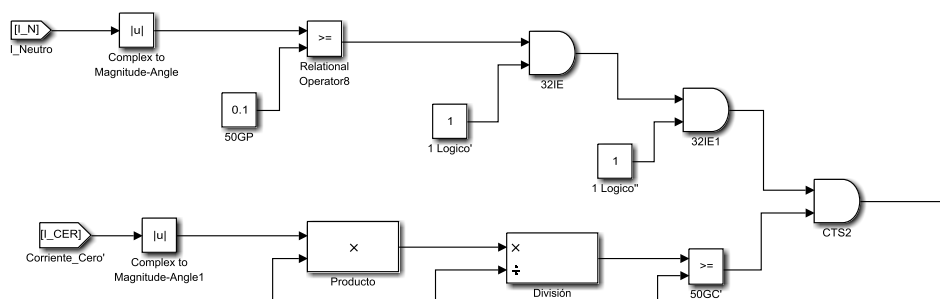


Figura 6.11. *Algoritmo empleado para la protección REF.*

En la Figura 6.8 se modela el mismo sistema que en el capítulo 5, solo que el transformador de potencia se modela por secciones, de manera que en la Figura 6.9 se incluye el disparo por REF.

En la figura 6.10 se incluye un módulo de cálculo de fasores, proveniente del neutro del transformador de distribución, para lo cual se toma la señal

En la figura 6.11 se puede apreciar el algoritmo empleado para fallas cercanas al neutro, en el cual se calcula la corriente de secuencia cero, y es evaluada acorde a la corriente del neutro del transformador, acorde a unos ajustes, de acuerdo al paper titulado: “*Analysis od an Autotransformer Restricted Earth Fault Application*”, Norman Fischer, SEL

6.3 AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RELEVADOR DIFERENCIAL.

Tabla 6.1. Ajustes propuestos.

SLP1 =	50%	087P =	0.3 p.u	87U=	8 p.u
SLP2 =	120%	ISR1 =	2 p.u		

SLP1 = Initial Slope = Pendiente 1.

SLP2 = Second Slope = Pendiente 2.

087P = Minimum IOP Level necessary for operation = Nivel mínimo de Corriente de Operación necesario para la operación.

ISR1= Rest SLP1 Limit = Limite de la pendiente 1.

6.4 ANÁLISIS DE FALLAS SIMULADAS AL SISTEMA MODELADO.

6.4.1 Falla Monofásica al 25% del Devanado.

6.4.1.1 Corriente del Neutro del Transformador.

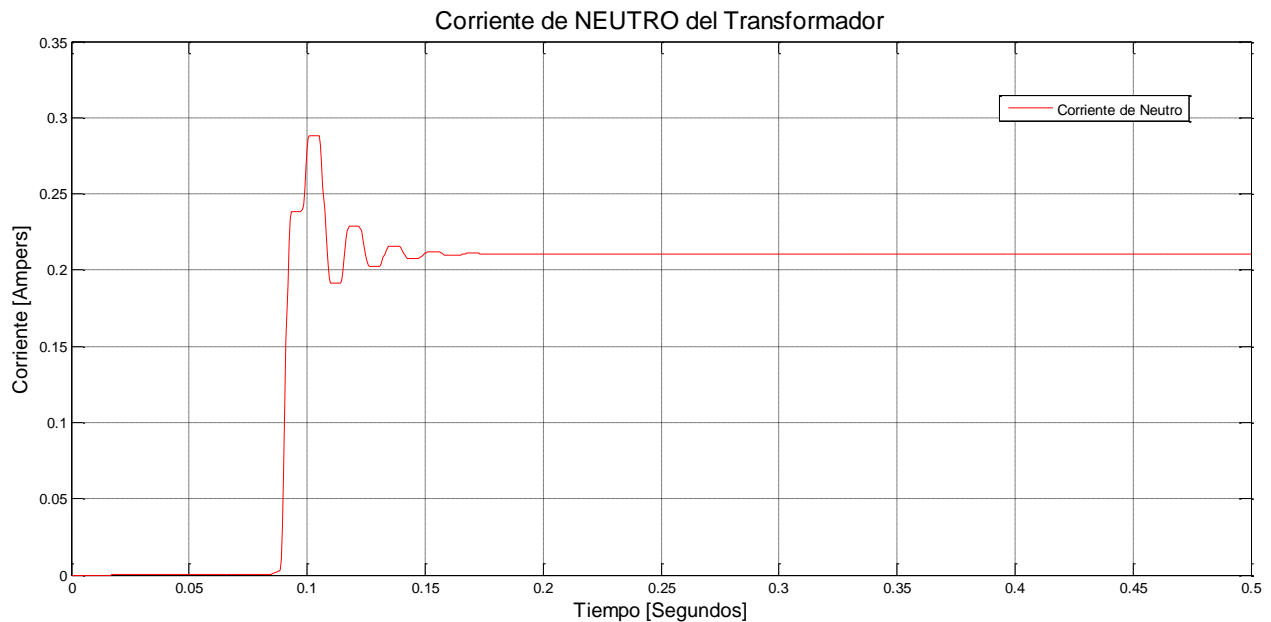


Figura 6.12. Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.

6.4.1.2 Corriente de Secuencia Cero.

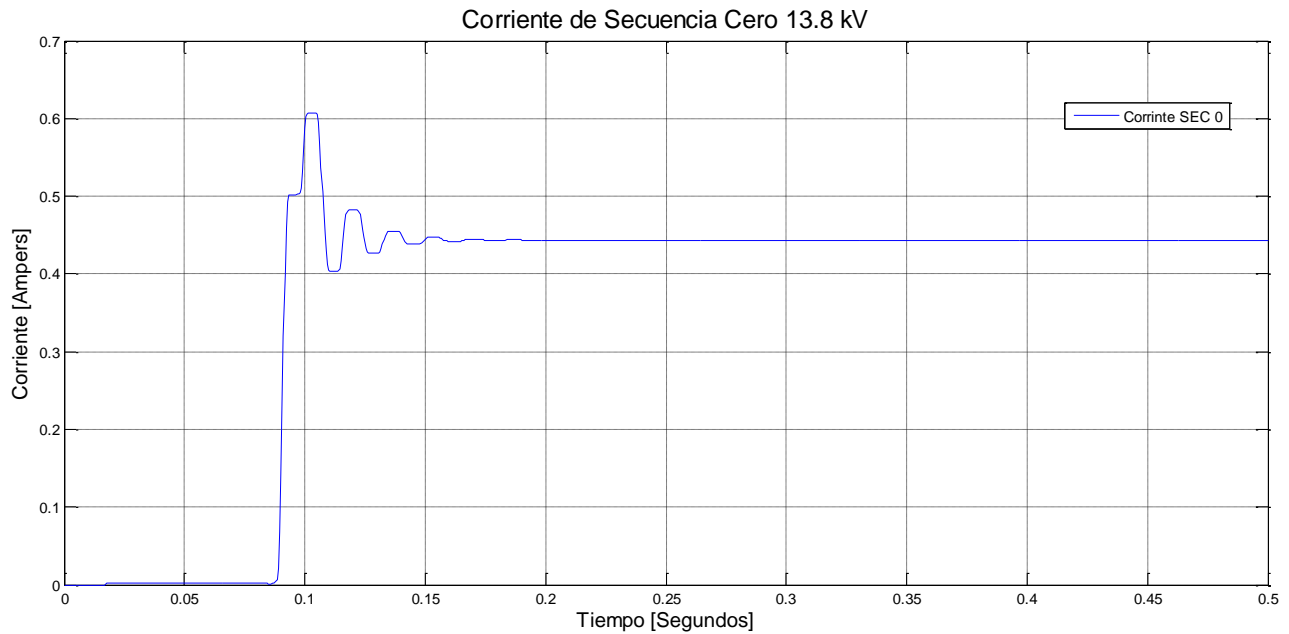


Figura 6.13. Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.

6.4.1.3 Corriente de Operación.

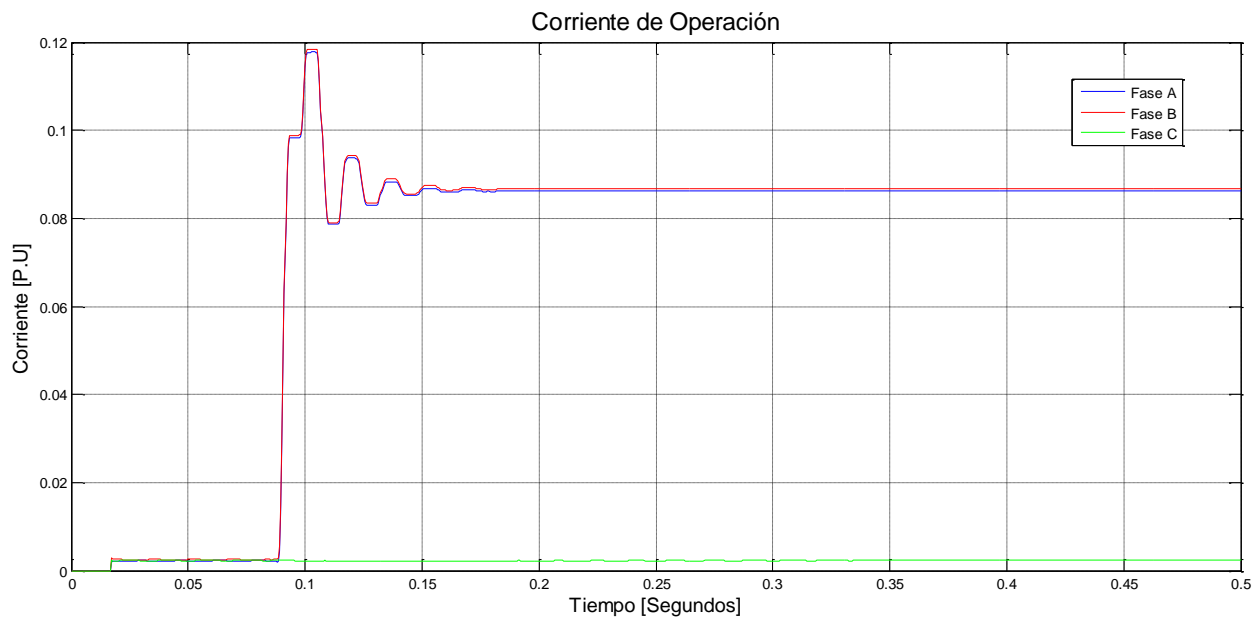


Figura 6.14. Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.

6.4.1.4 Corriente de Restricción.

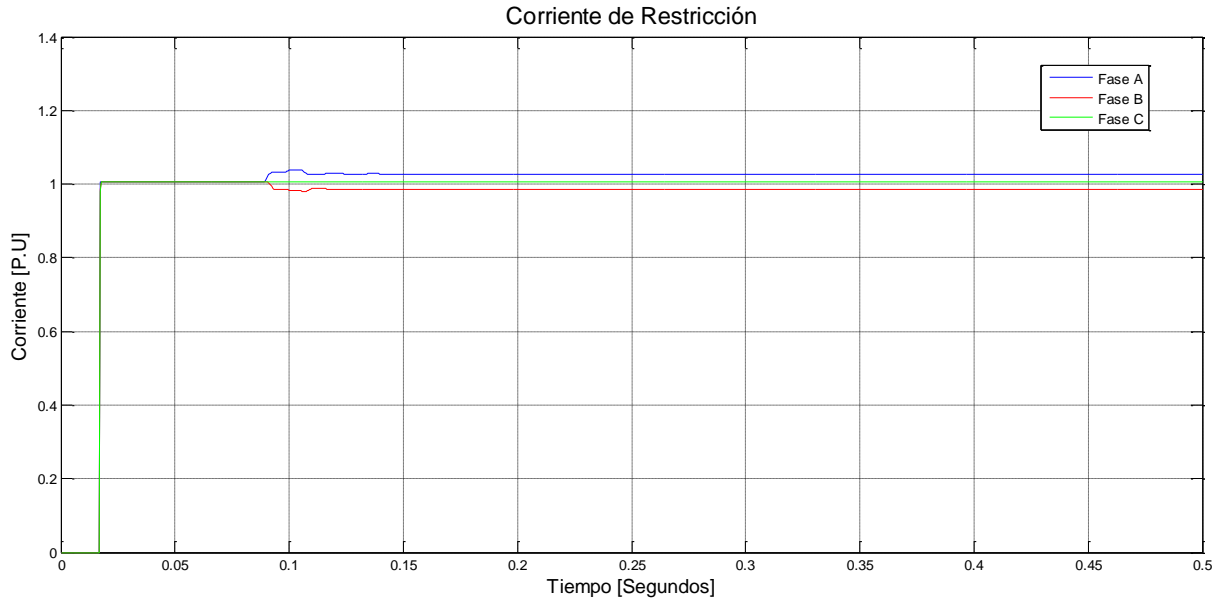


Figura 6.15. Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.

6.4.1.5 Señal de Disparo.

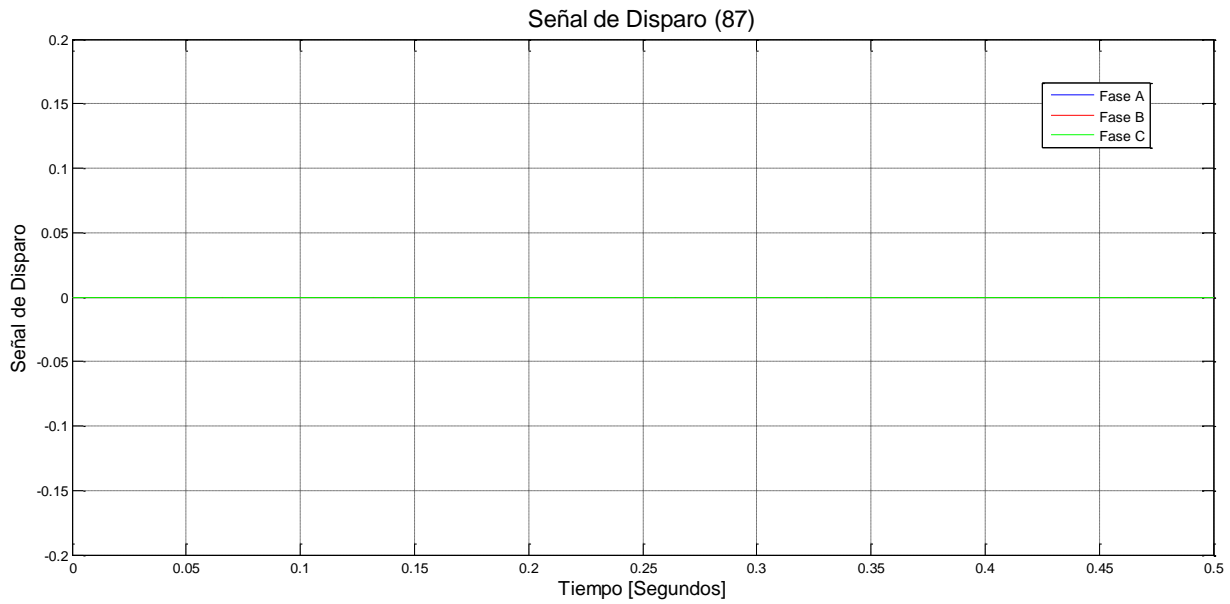


Figura 6.16. Señal de Disparo con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.

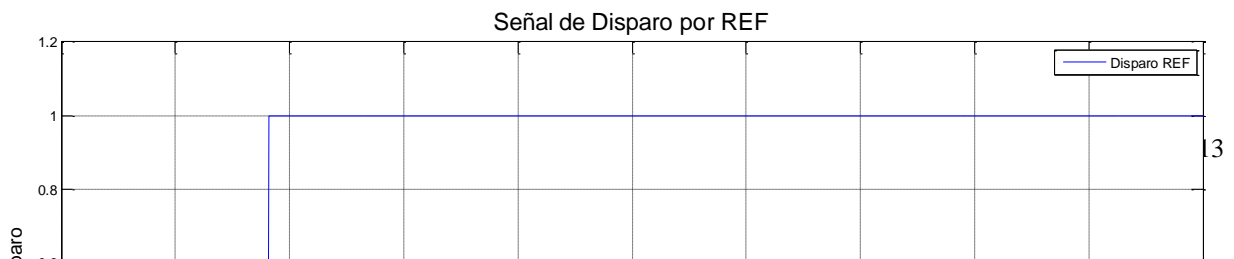


Figura 6.17. *Señal de Disparo por REF con falla monofásica a tierra al 25% del Devanado.*

En la Figura 6.12, se analiza la corriente del Neutro del Transformador, se simula una **falla Trifásica a Tierra al 25% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.13, se analiza la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV, se simula una **falla Trifásica a Tierra al 25% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.14 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación se incremente hasta valores de 0.12 p.u.

En la Figura 6.15 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción se incremente hasta valores de 1.124 p.u.

En la Figura 6.16 se analiza la señal de disparo proveniente de la Diferencial, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

En la Figura 6.17 se analiza la señal de disparo por REF, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

6.4.2 Falla Bifásica al 25% del Devanado.

6.4.2.1 Corriente del Neutro del Transformador.

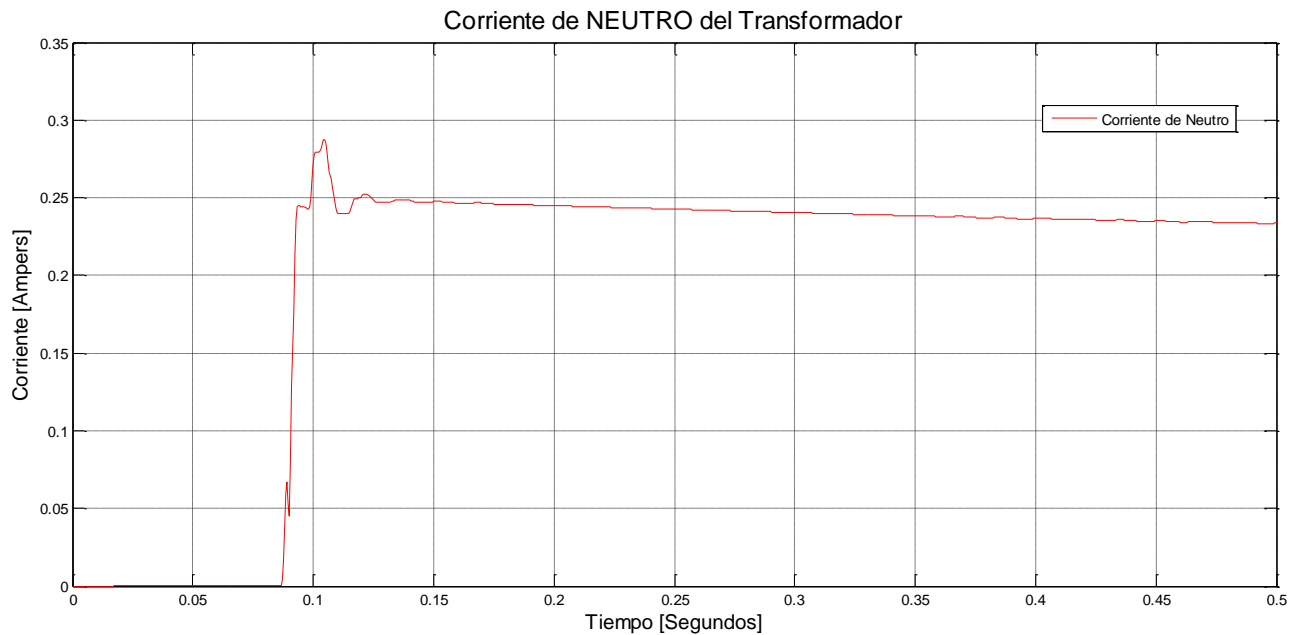


Figura 6.18. Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.

6.4.2.2 Corriente de Secuencia Cero.

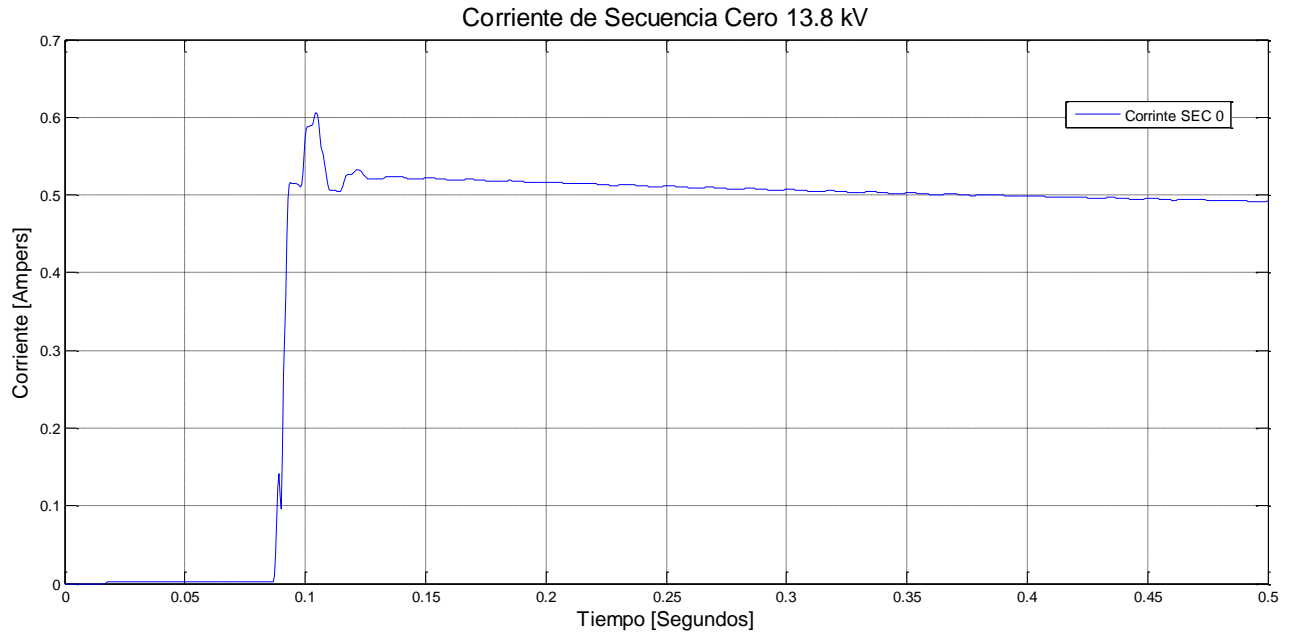


Figura 6.19. Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.

6.4.2.3 Corriente de Operación.

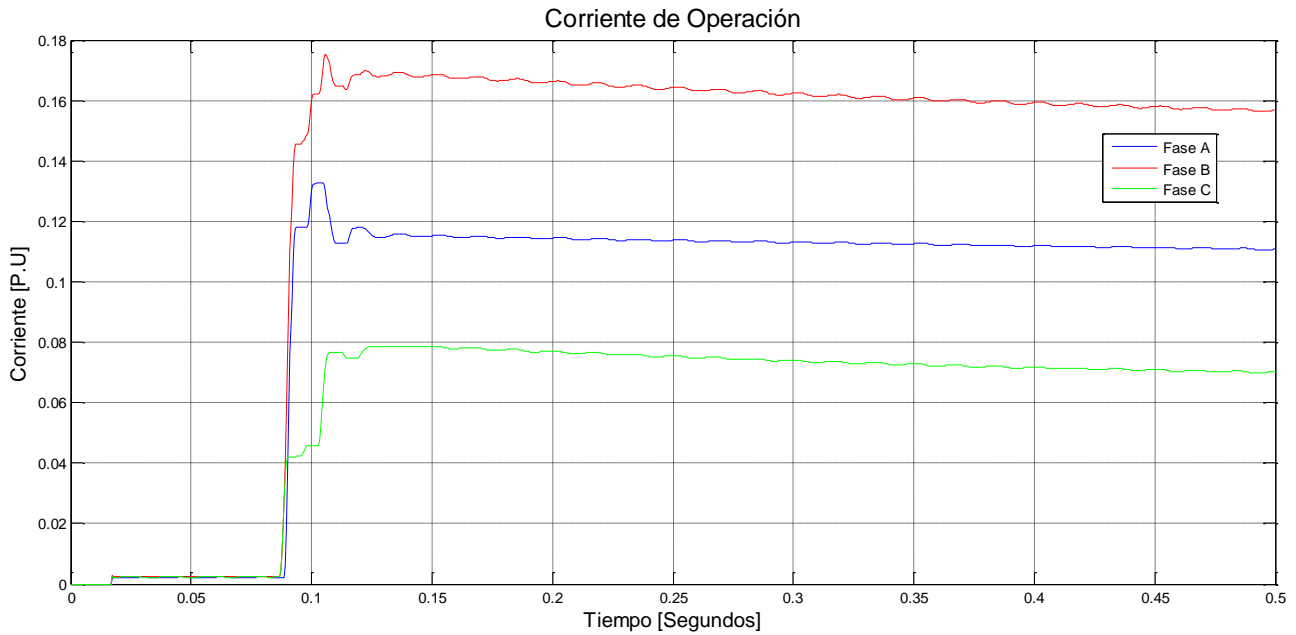


Figura 6.20. Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.

6.4.2.4 Corriente de Restricción.

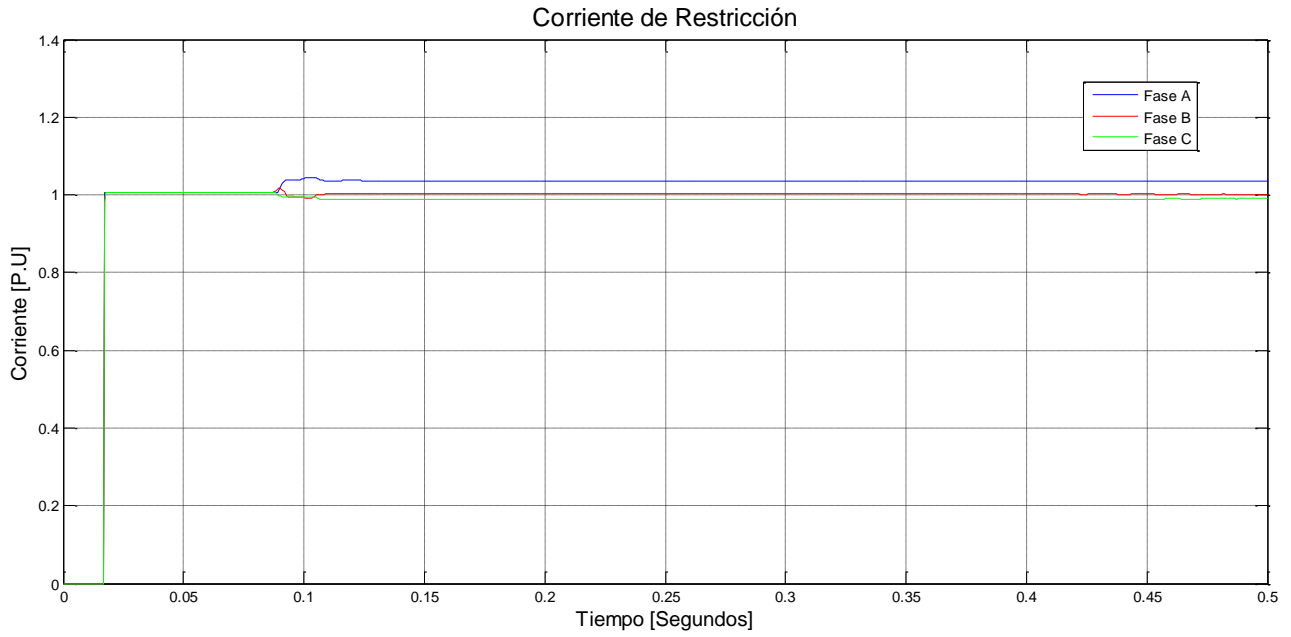


Figura 6.21. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.

6.4.2.5 Señal de Disparo.

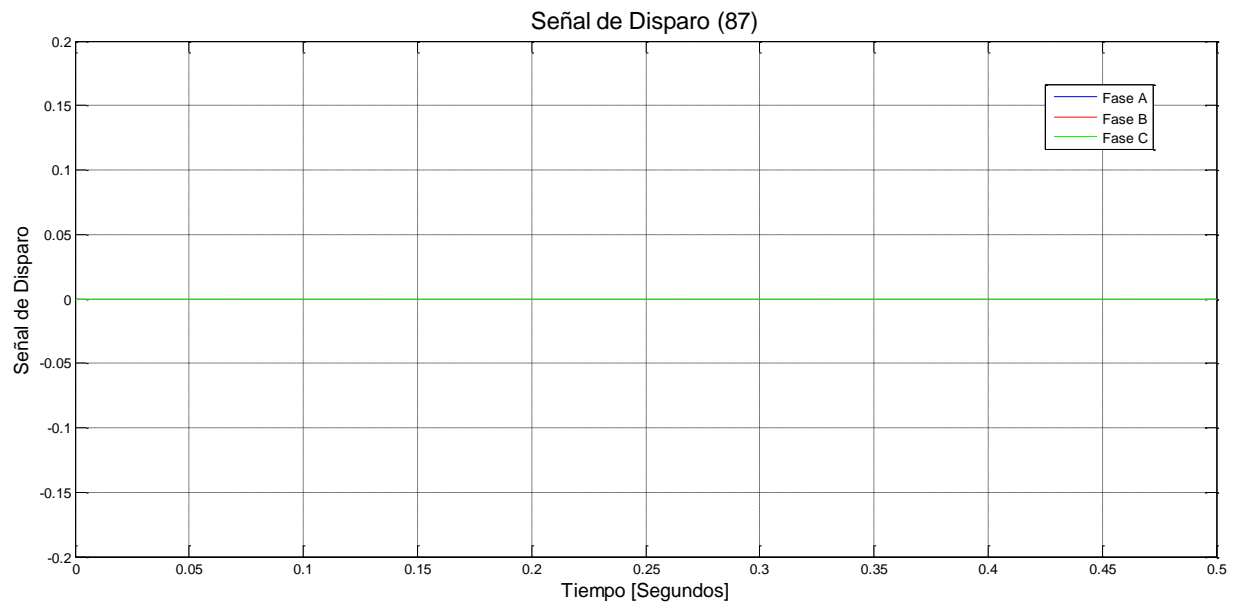


Figura 6.22. Señal de Disparo con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.

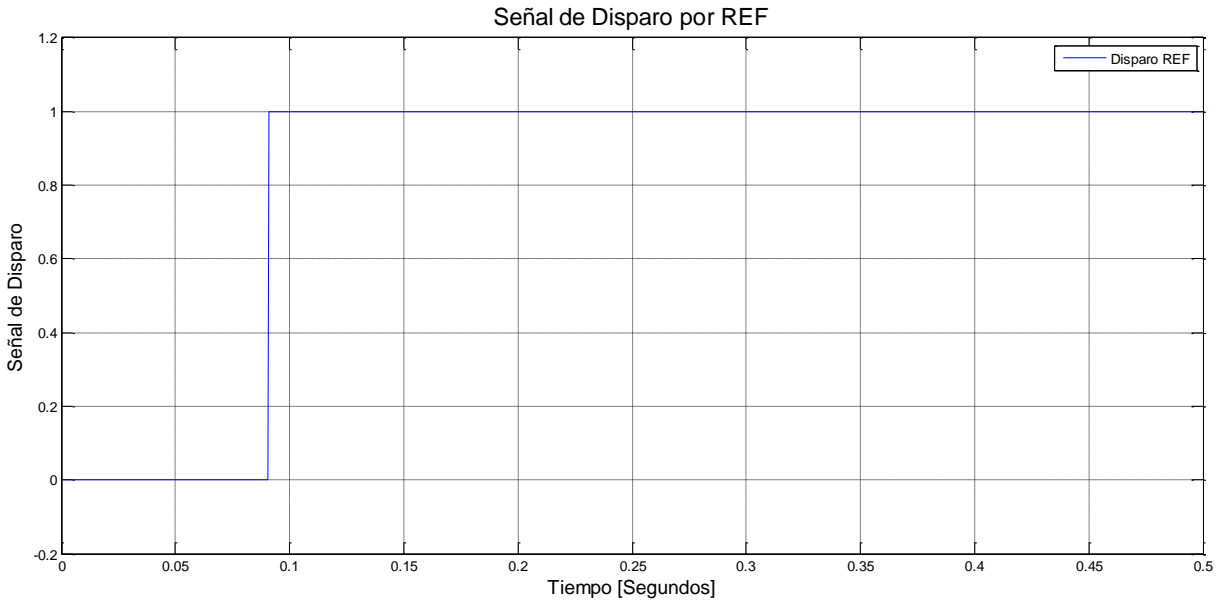


Figura 6.23. Señal de Disparo por REF con falla Bifásica a tierra al 25% del Devanado.

En la Figura 6.18, se analiza la corriente del Neutro del Transformador, se simula una **falla Bifásica a Tierra al 25% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.19, se analiza la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV, se simula una **falla Bifásica a Tierra al 25% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.20 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación se incremente hasta valores de 0.18 p.u.

En la Figura 6.21 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción se incremente hasta valores de 1.125 p.u.

En la Figura 6.22 se analiza la señal de disparo proveniente de la Diferencial, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

En la Figura 6.23 se analiza la señal de disparo por REF, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

6.4.3 Falla Monofásica al 50% del Devanado.

6.4.3.1 Corriente del Neutro del Transformador.

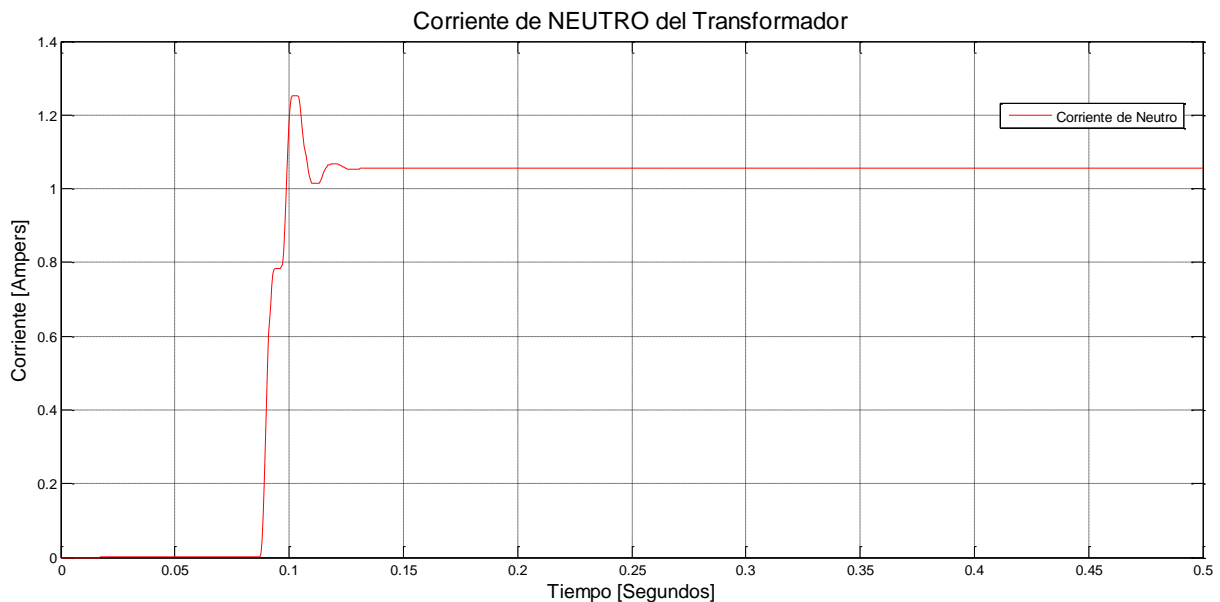


Figura 6.24. Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.

6.4.3.2 Corriente de Secuencia Cero.

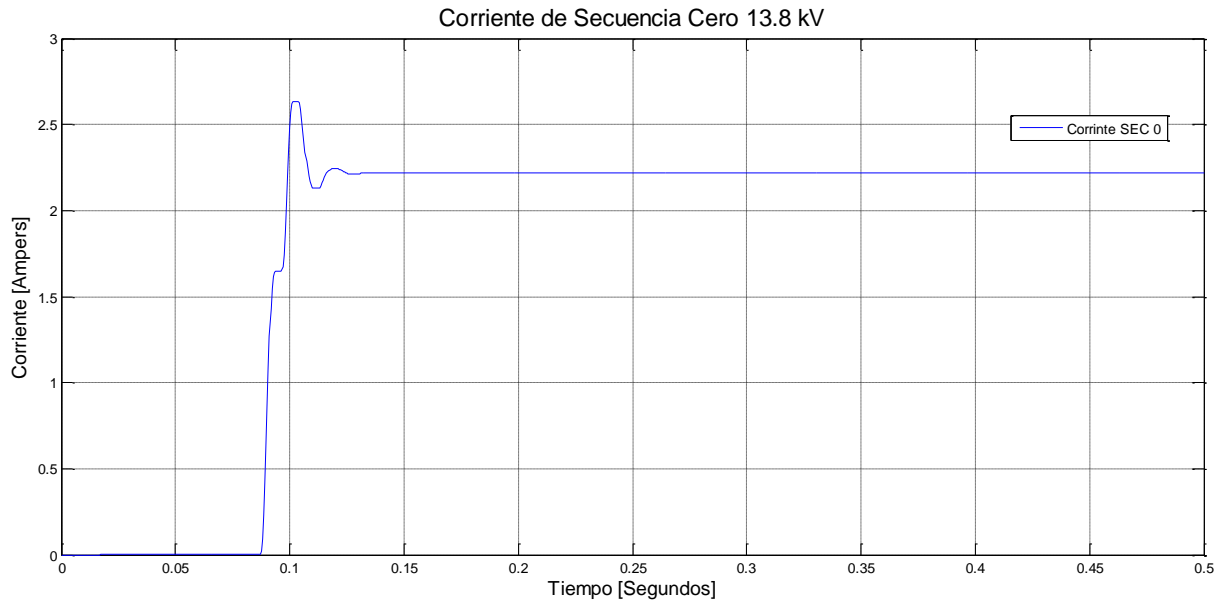


Figura 6.25. Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.

6.4.3.3 Corriente de Operación.

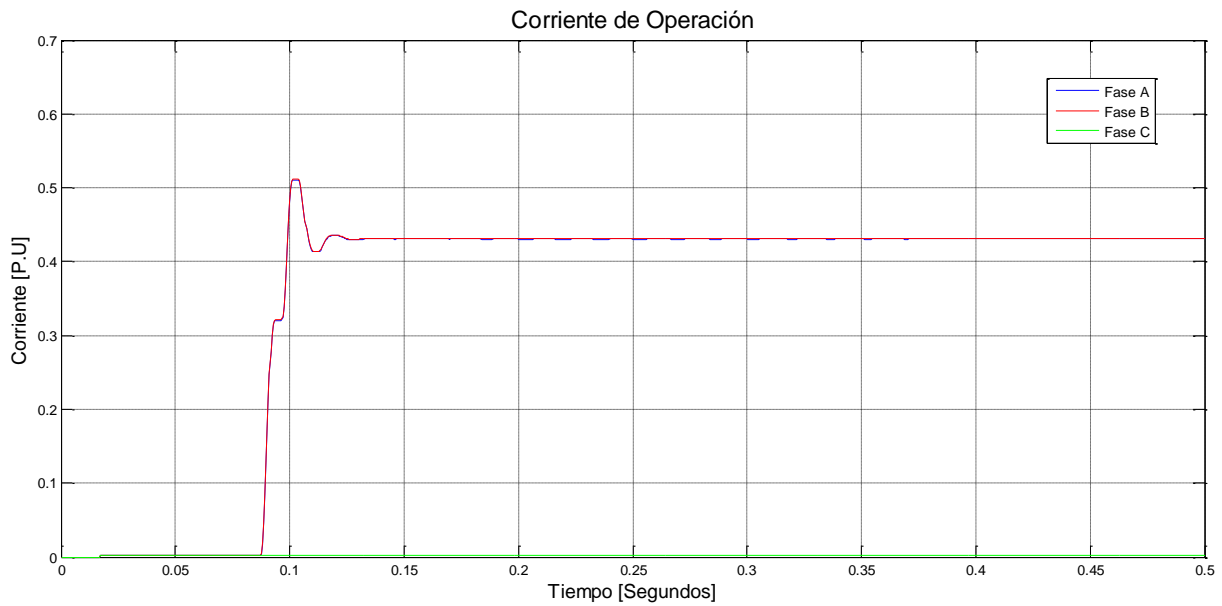


Figura 6.26. Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.

6.4.3.4 Corriente de Restricción.



Figura 6.27. Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.

6.4.3.5 Señal de Disparo.

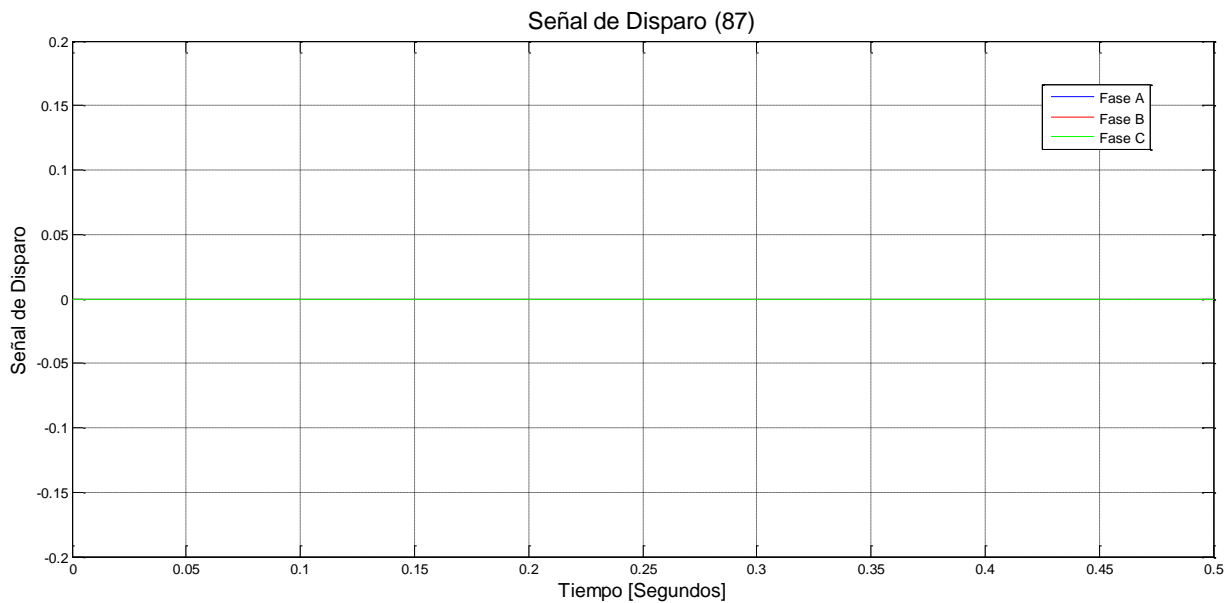


Figura 6.28. Señal de Disparo con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.

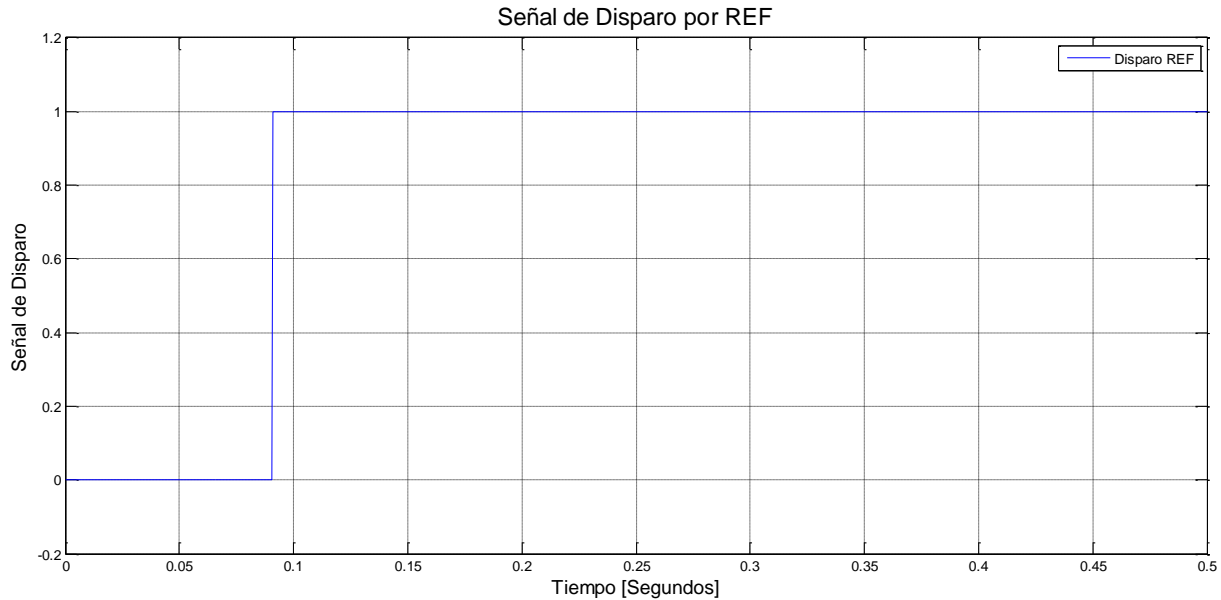


Figura 6.29. Señal de Disparo por REF con falla monofásica a tierra al 50% del Devanado.

En la Figura 6.24, se analiza la corriente del Neutro del Transformador, se simula una **falla monofásica a Tierra al 50% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.25, se analiza la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV, se simula una **falla monofásica a Tierra al 50% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.26 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación se incremente hasta valores de 0.51 p.u.

En la Figura 6.27 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción se incremente hasta valores de 1.21 p.u.

En la Figura 6.28 se analiza la señal de disparo proveniente de la Diferencial, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

En la Figura 6.29 se analiza la señal de disparo por REF, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

6.4.4 Falla Bifásica al 50% del Devanado.

6.4.4.1 Corriente del Neutro del Transformador.

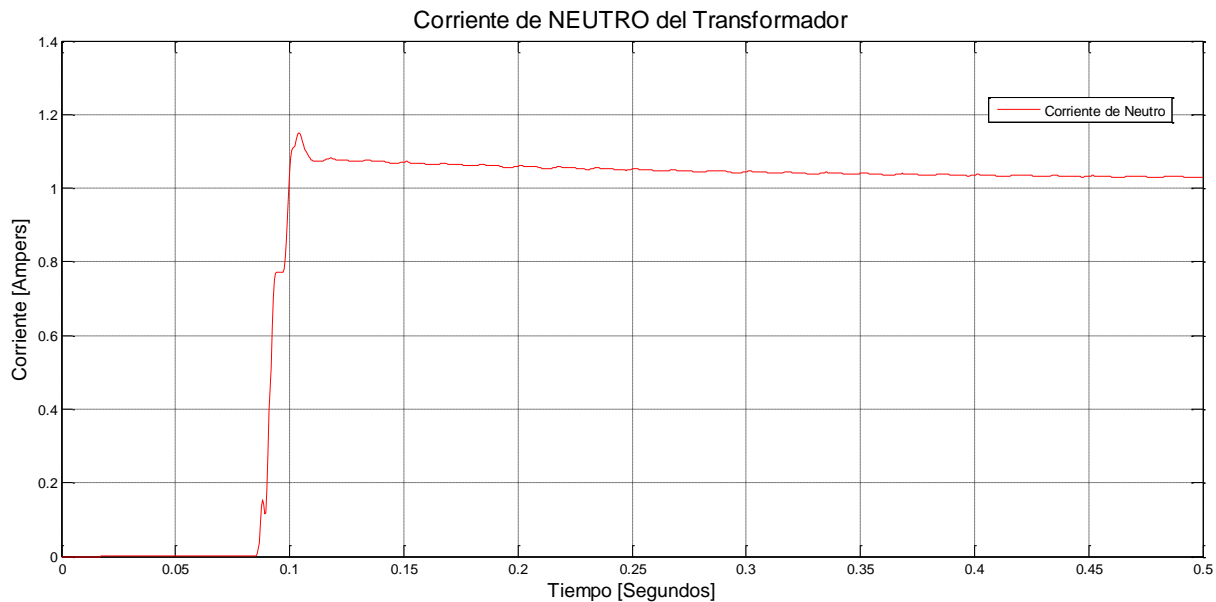


Figura 6.30. Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.

6.4.4.2 Corriente de Secuencia Cero.

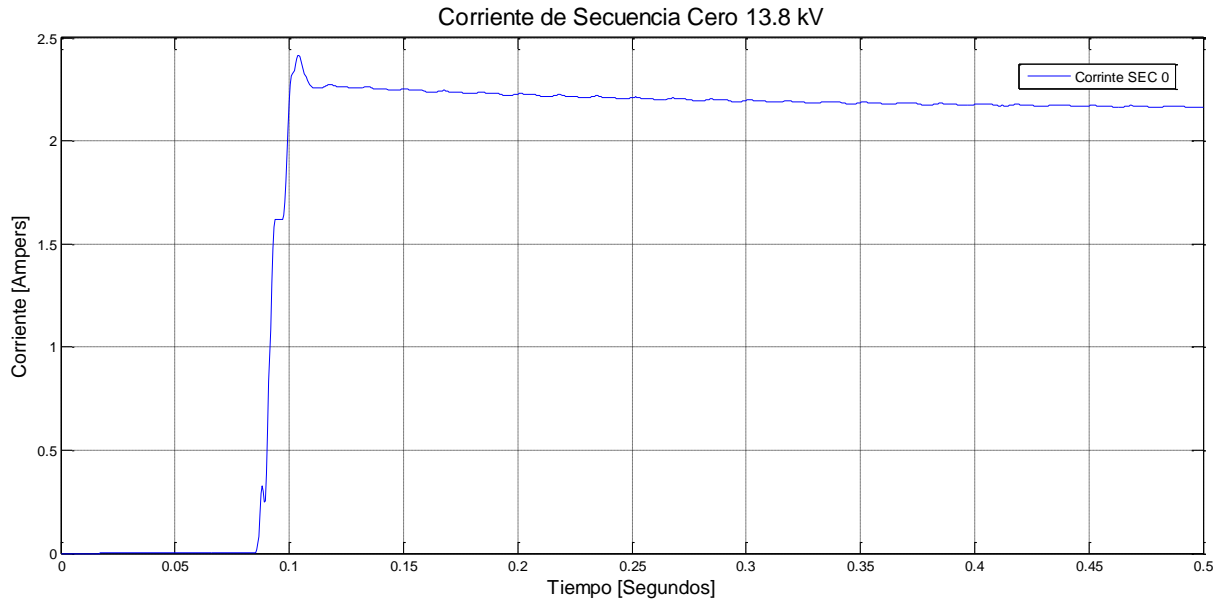


Figura 6.31. Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.

6.4.4.3 Corriente de Operación.

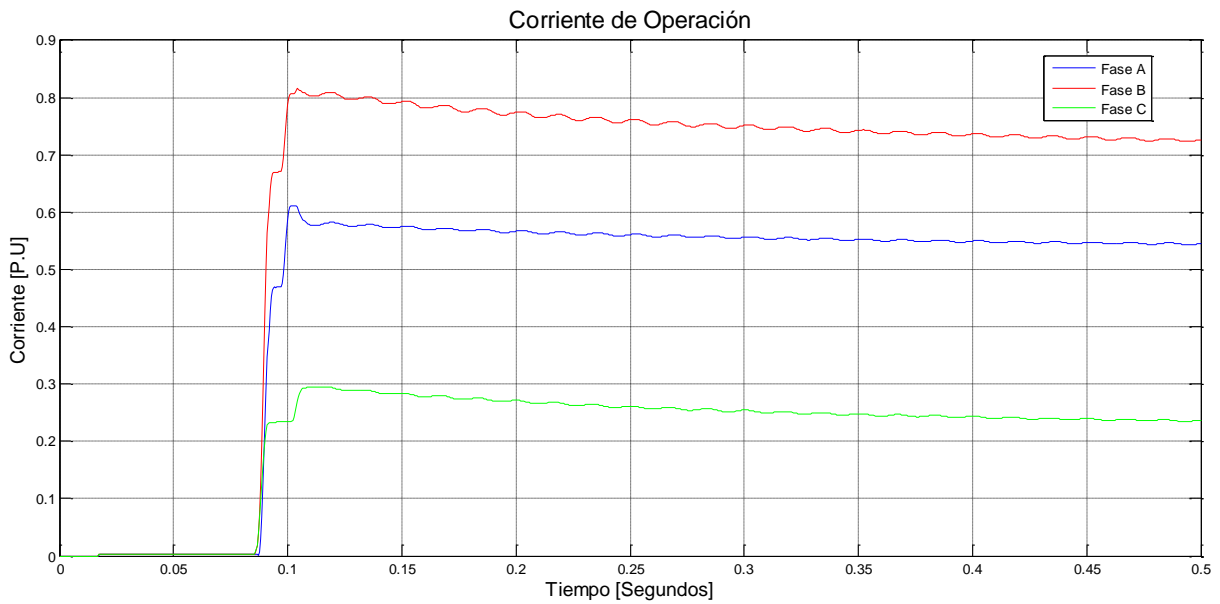


Figura 6.32. Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.

6.4.4.4 Corriente de Restricción.

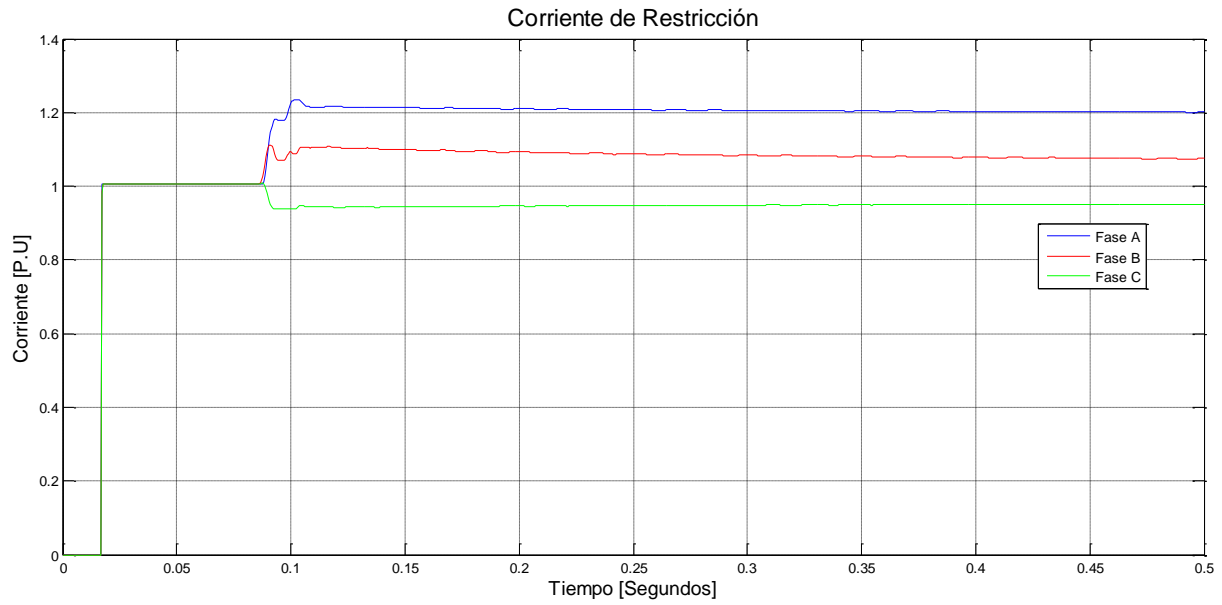


Figura 6.33. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.

6.4.4.5 Señal de Disparo.

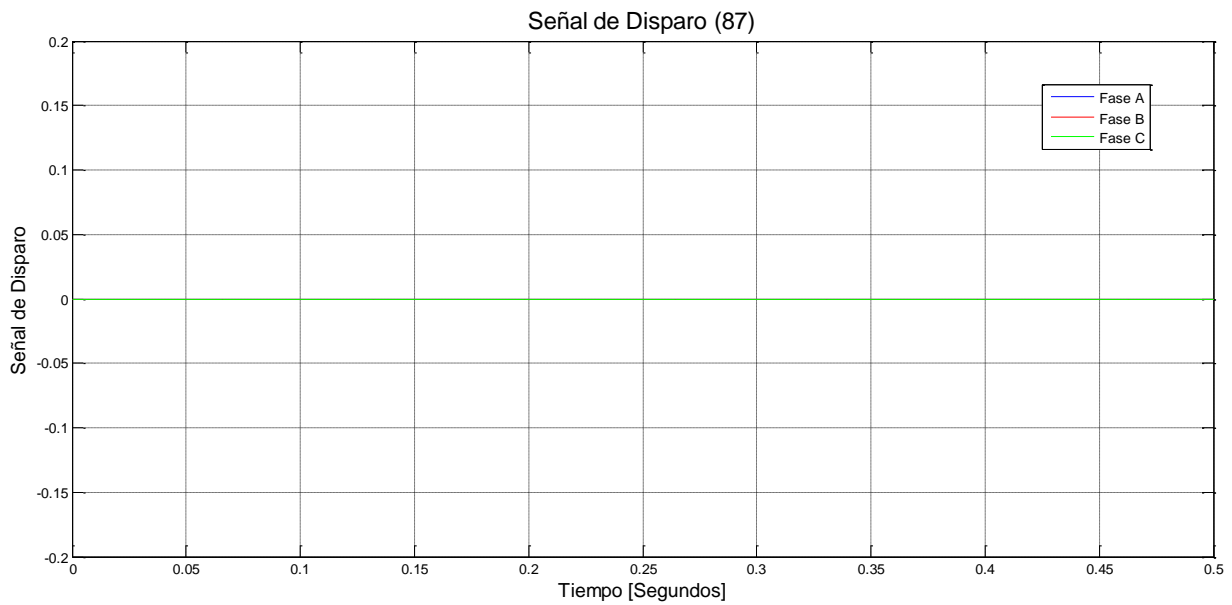


Figura 6.34. Señal de Disparo con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.

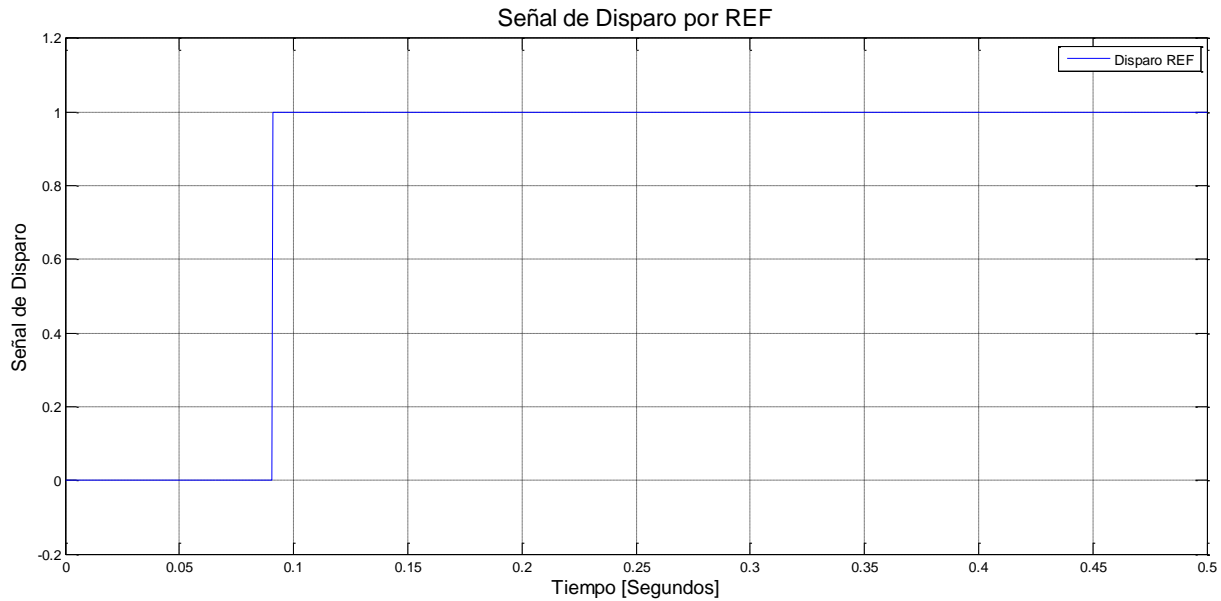


Figura 6.35. Señal de Disparo por REF con falla Bifásica a tierra al 50% del Devanado.

En la Figura 6.30, se analiza la corriente del Neutro del Transformador, se simula una **falla Bifásica a Tierra al 50% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.31, se analiza la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV, se simula una **falla Bifásica a Tierra al 50% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.32 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación se incremente hasta valores de 0.81 p.u.

En la Figura 6.33 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción se incremente hasta valores de 1.21 p.u.

En la Figura 6.34 se analiza la señal de disparo proveniente de la Diferencial, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

En la Figura 6.35 se analiza la señal de disparo por REF, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

6.4.5 Falla Monofásica al 75% del Devanado.

6.4.5.1 Corriente del Neutro del Transformador.

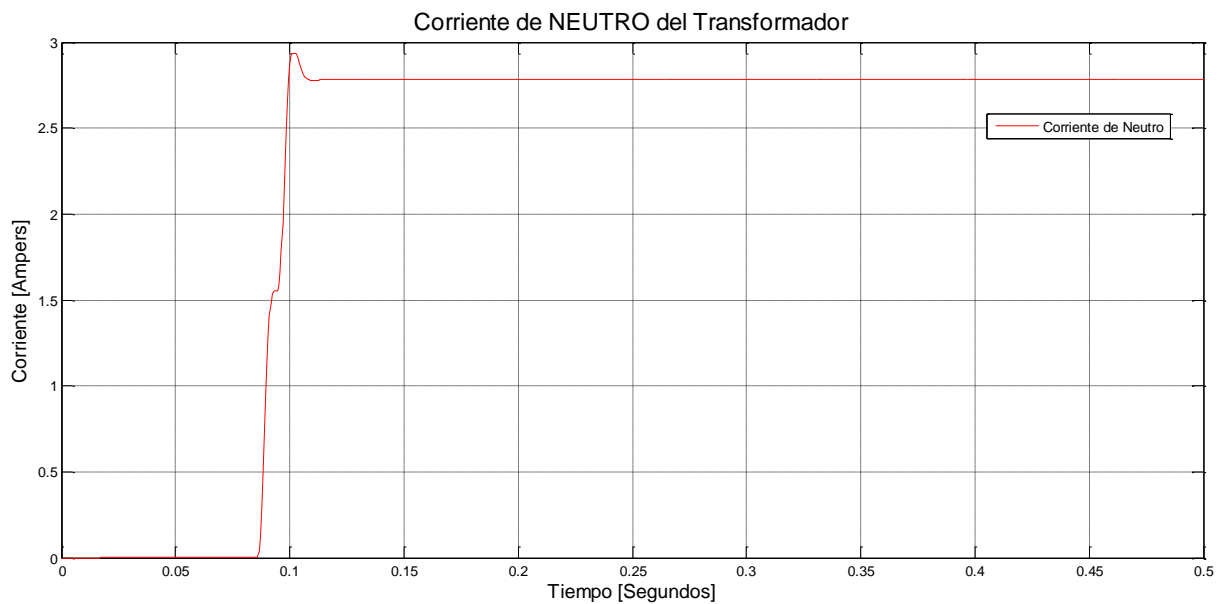


Figura 6.36. Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.

6.4.5.2 Corriente de Secuencia Cero.

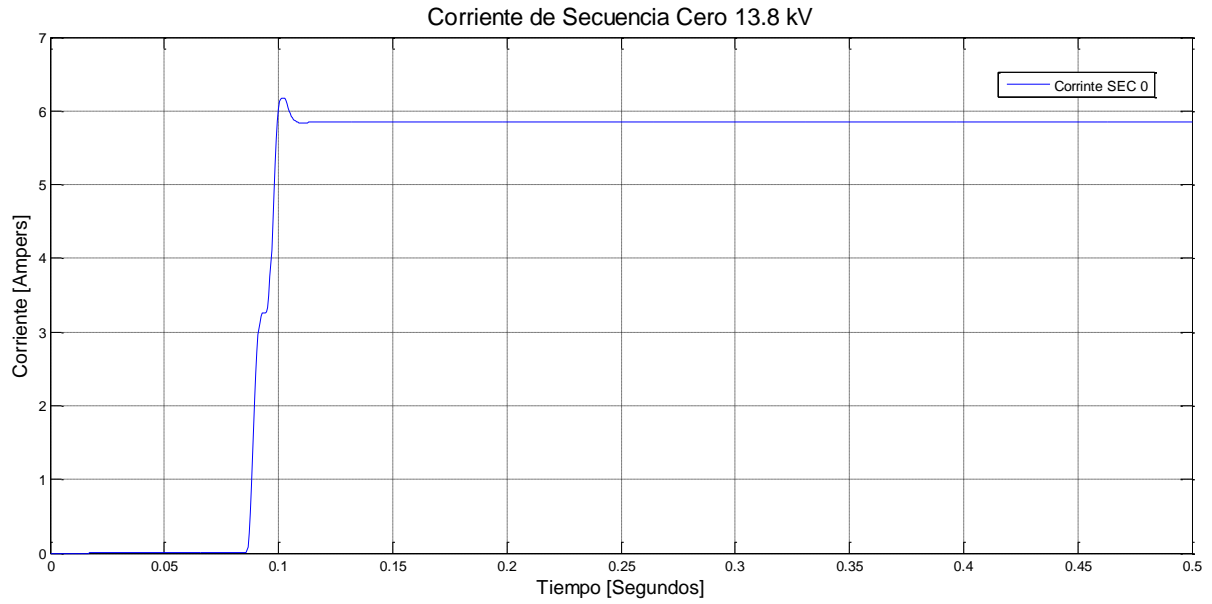


Figura 6.37. Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.

6.4.5.3 Corriente de Operación.

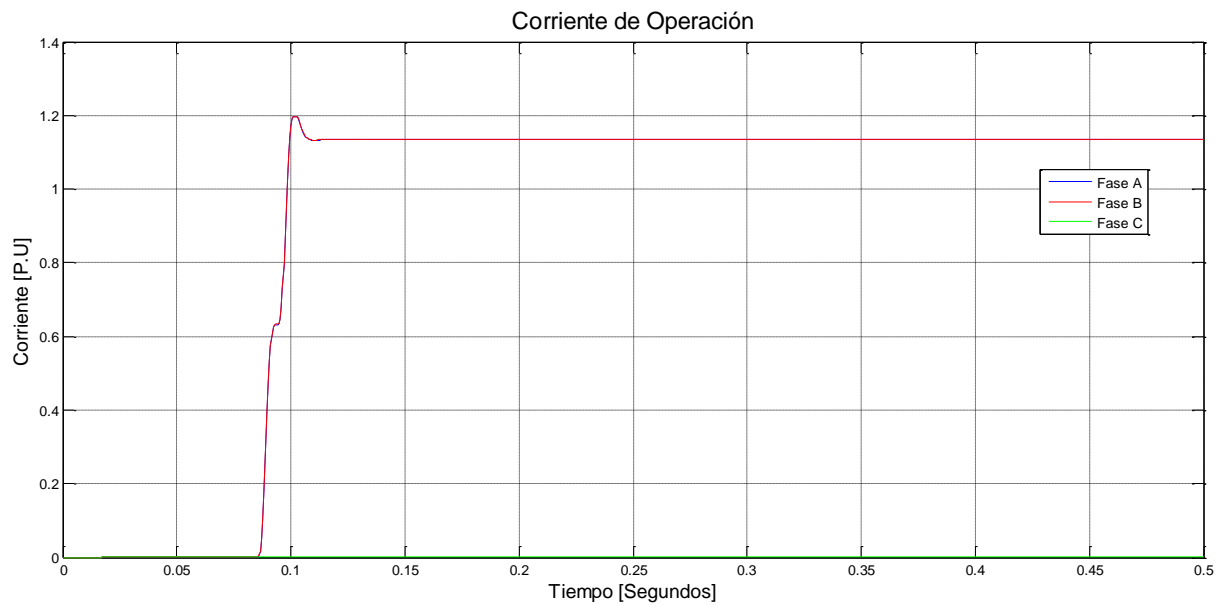


Figura 6.38. Oscilograma de la corriente de operación con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.

6.4.5.4 Corriente de Restricción.

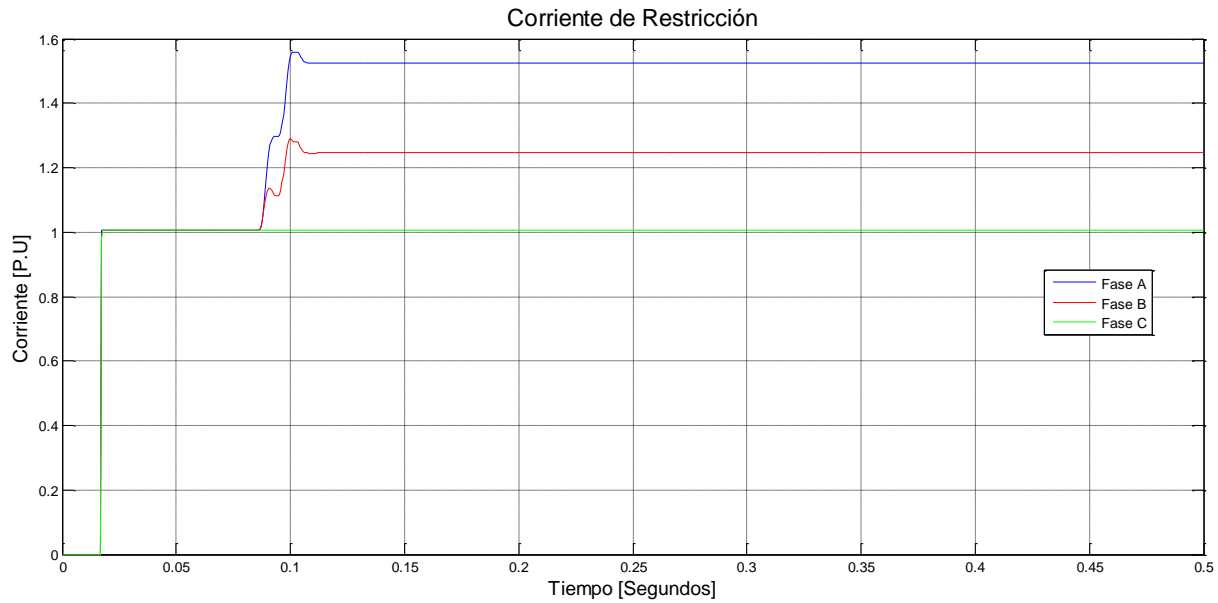


Figura 6.39. Oscilograma de la corriente de restricción con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.

6.4.5.5 Señal de Disparo.

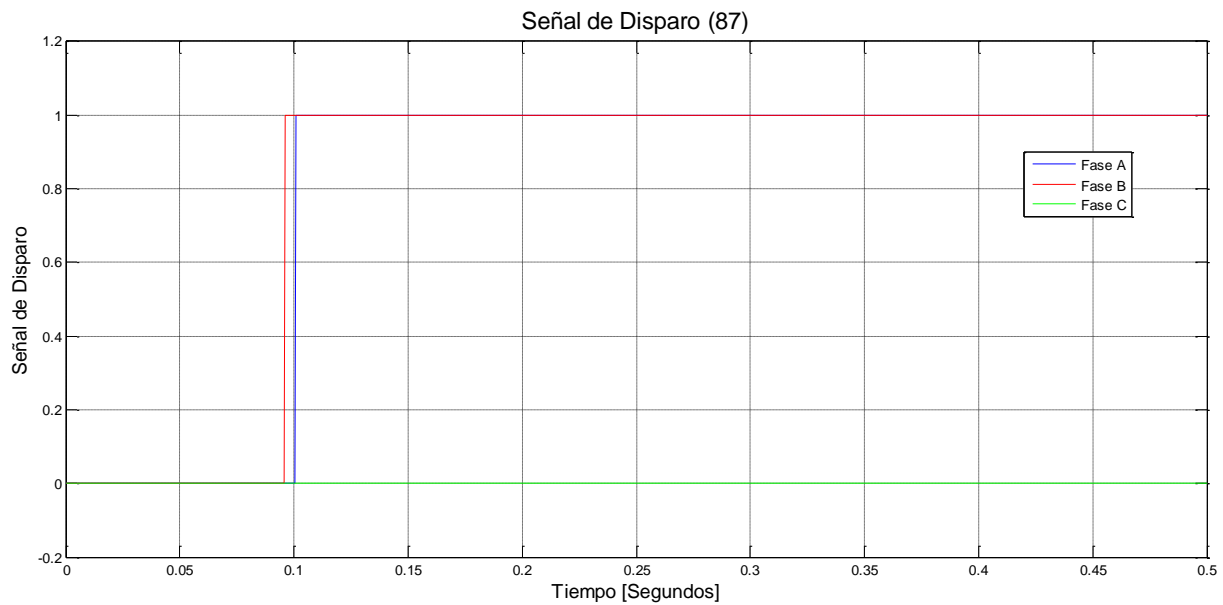


Figura 6.40. Señal de Disparo con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.

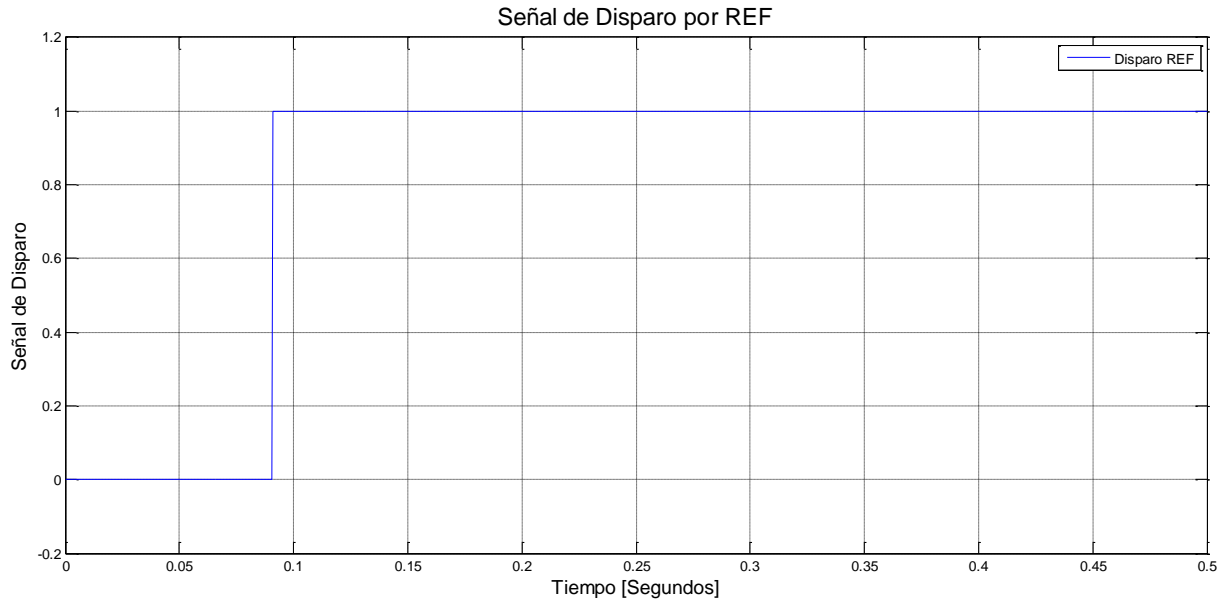


Figura 6.41. Señal de Disparo por REF con falla monofásica a tierra al 75% del Devanado.

En la Figura 6.36, se analiza la corriente del Neutro del Transformador, se simula una **falla monofásica a Tierra al 75% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.37, se analiza la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV, se simula una **falla monofásica a Tierra al 75% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.38 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación se incremente hasta valores de 1.2 p.u.

En la Figura 6.39 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción se incremente hasta valores de 1.58 p.u.

En la Figura 6.40 se analiza la señal de disparo proveniente de la Diferencial, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

En la Figura 6.41 se analiza la señal de disparo por REF, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

6.4.6 Falla Bifásica al 75% del Devanado.

6.4.6.1 Corriente del Neutro del Transformador.

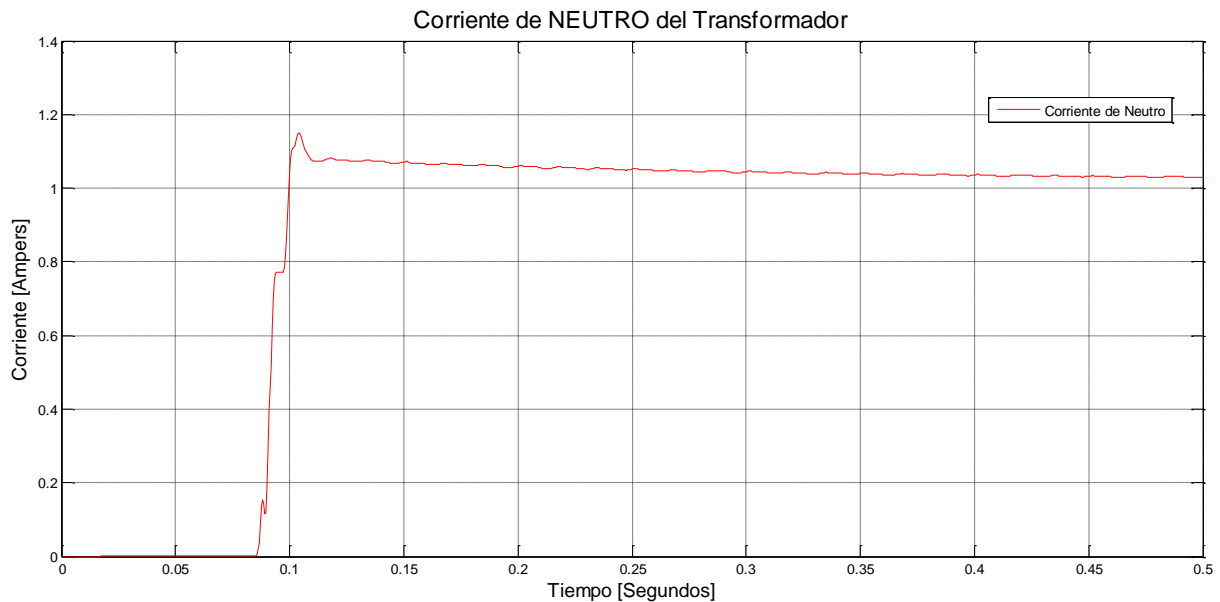


Figura 6.42. Oscilograma de la corriente del Neutro del Transformador con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.

6.4.6.2 Corriente de Secuencia Cero.

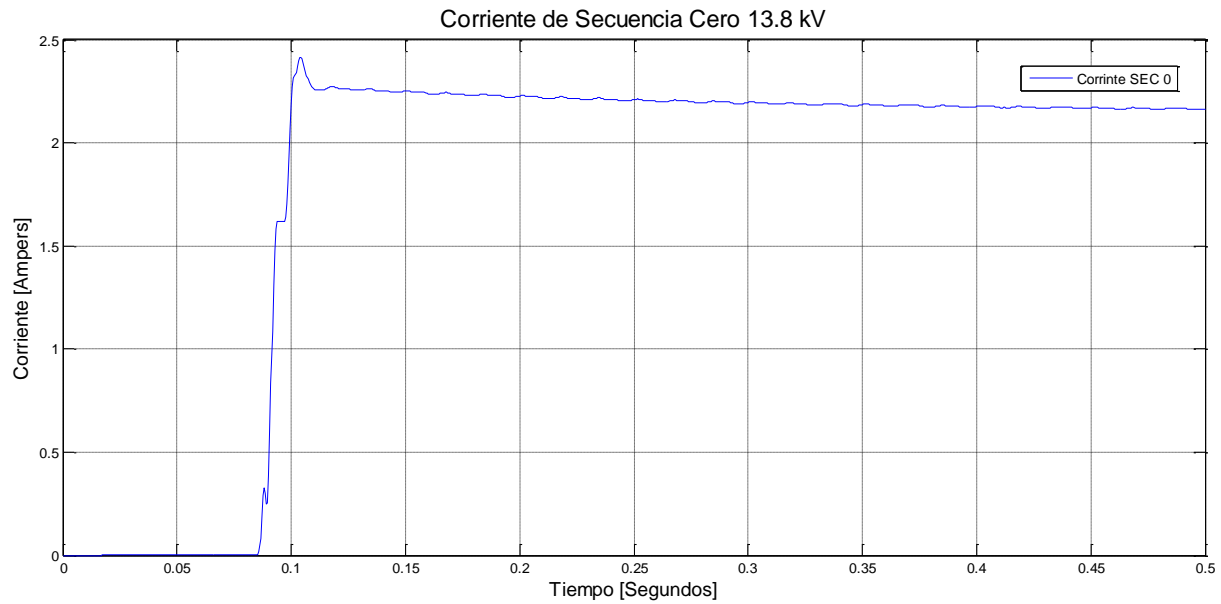


Figura 6.43. Oscilograma de la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.

6.4.6.3 Corriente de Operación.

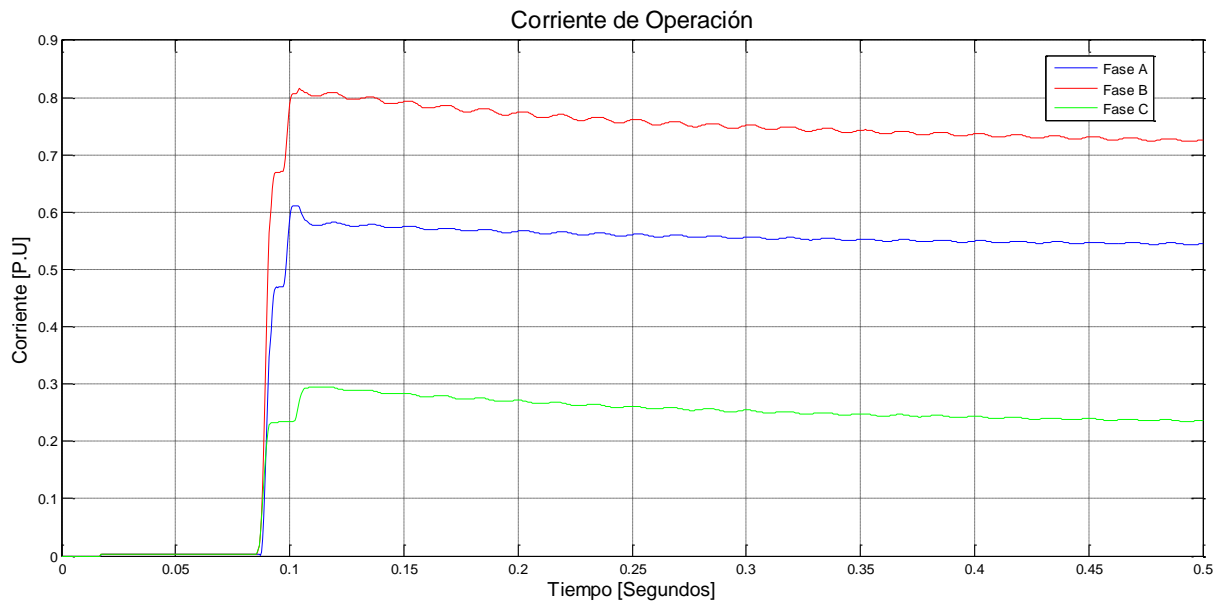


Figura 6.44. Oscilograma de la corriente de operación con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.

6.4.6.4 Corriente de Restricción.

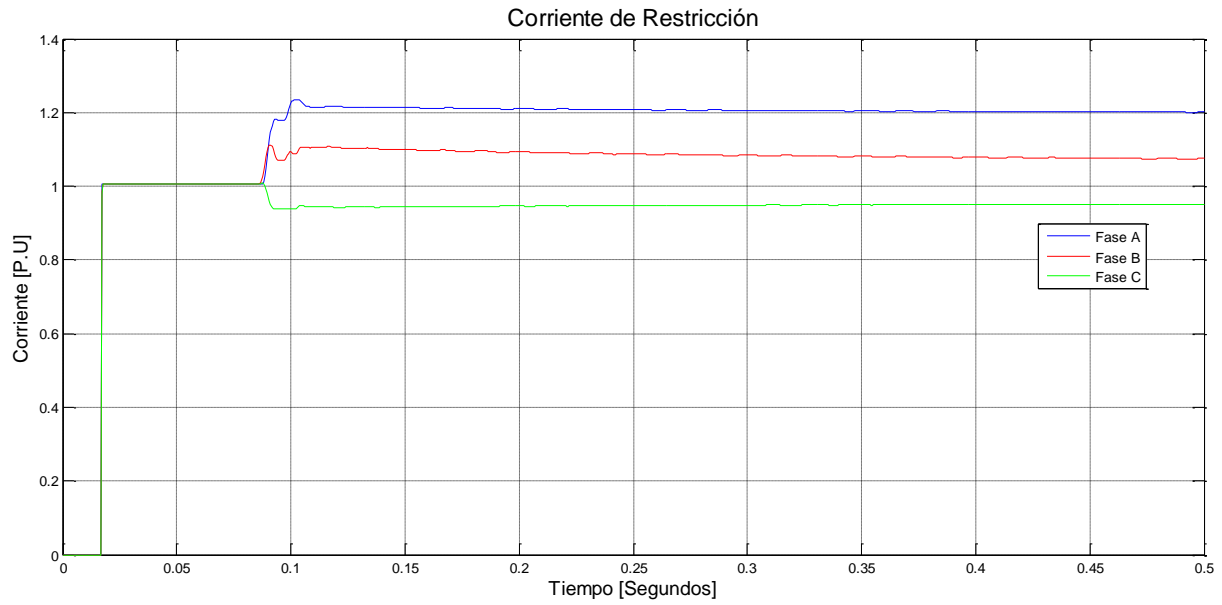


Figura 6.45. Oscilograma de la corriente de restricción con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.

6.4.6.5 Señal de Disparo.

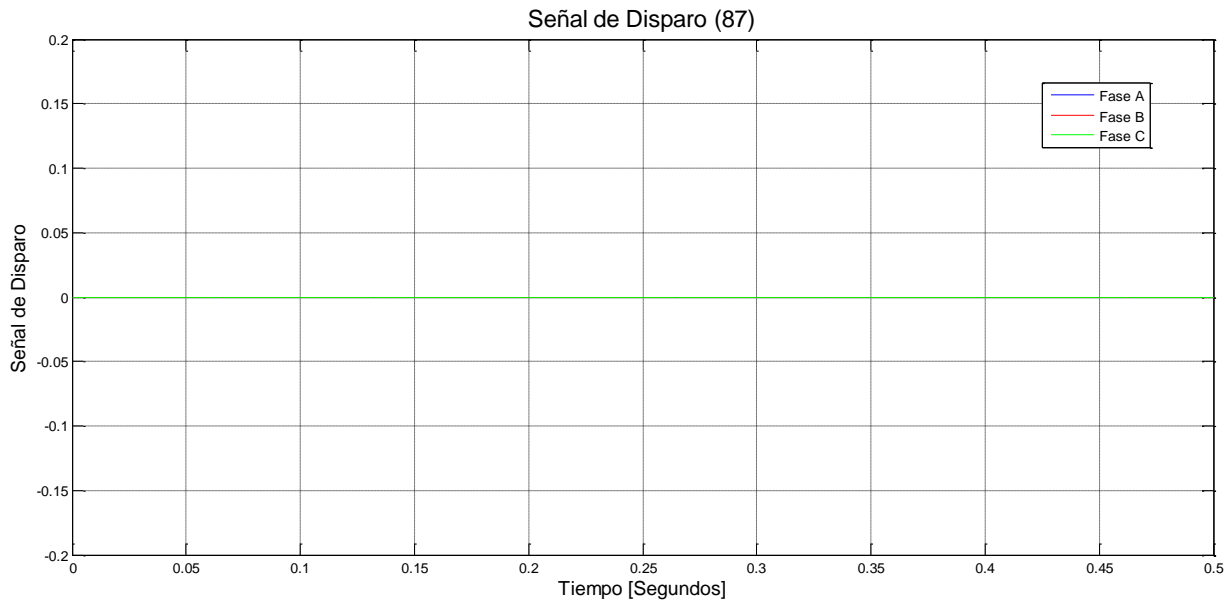


Figura 6.46. Señal de Disparo con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.

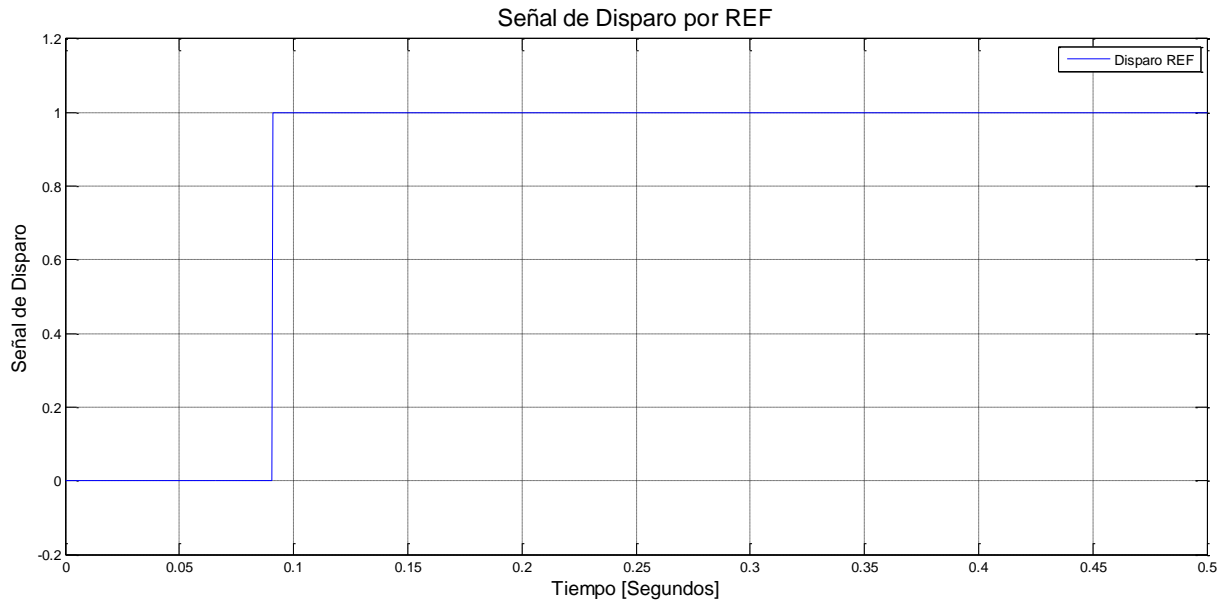


Figura 6.47. Señal de Disparo por REF con falla Bifásica a tierra al 75% del Devanado.

En la Figura 6.42, se analiza la corriente del Neutro del Transformador, se simula una **falla Bifásica a Tierra al 75% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.43, se analiza la corriente de Secuencia Cero del devanado de 13.8 kV, se simula una **falla Bifásica a Tierra al 75% del devanado**, la falla se presenta en el 5^{to} ciclo (83.3 ms), el tiempo simulado del sistema son 30 Ciclos (500 ms).

En la Figura 6.44 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de operación, la corriente de operación llega a 0.025 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de operación se incremente hasta valores de 2.41 p.u.

En la Figura 6.45 se podrá apreciar el comportamiento de la corriente de restricción, la corriente de restricción llega a 0.9971 p.u, después de 5 ciclos se presenta la falla haciendo que la corriente de restricción se incremente hasta valores de 1.22 p.u.

En la Figura 6.46 se analiza la señal de disparo proveniente de la Diferencial, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

En la Figura 6.47 se analiza la señal de disparo por REF, la protección emite un 1 cuando la operación este operada, emitirá un 0 cuando la operación no este operada.

Conclusiones

Se modeló de manera exitosa la protección diferencial de transformador ante diferentes panoramas, uno empleando un transformador de Generación y otro, empleando un transformador de Distribución. La protección diferencial cuenta con dos pendientes, dotándole con ello, mayor seguridad a la protección, y así como con ajustes acorde al panorama empleado.

Los transformadores de instrumentos (Transformadores de Corriente) se simularon acorde a la realidad, contando con transformadores saturables, por lo que se toma en cuenta los errores por saturación de TC's

Se simularon tanto fallas externas como internas para evaluar la operación de la Diferencial, verificando la confiabilidad de la protección.

Se modeló un bloque dedicado a la restricción de 2^{da} y 4^{ta} armónica.

Se modeló un bloque especial, de Protección para fallas restringidas a Tierra (Restricted Earth Fault Protection).

Para la Protección para fallas restringidas a Tierra, se simuló un transformador de distribución con porciones del devanado, logrando simular fallas a un tanto por ciento del devanado del transformador, para así, poder evaluar la protección REF.

Recomendaciones para trabajos futuros

Modelar la línea de transmisión, para recrear un escenario más realista. Considerar los parámetros de la línea referidos al voltaje de la barra a la cual esta interconectada dicha línea.

Elaborar una interface para hacer más atractiva a la protección eléctrica, donde se pueda indicar que fase operó, y con ello poder obtener las lecturas de las corrientes de falla de cada fase.

Elaborar una protección de bloqueo sostenido para Transformador (86T) para poder reestablecer manualmente a la protección eléctrica en caso de su operación.

Implementar la lógica de disparo de interruptores, para que de este modo al presentarse una falla y opere la protección Diferencial de Transformador, se genere una orden de apertura (en automático) desde de la protección hacia los interruptores respetivos.

Implementar la restricción de 5 Armónica (Sobre-Excitación).

Modelar protecciones propias del transformador de potencia, como la protección térmica (49), protección contra sobre presión o Buchholz (63B), protección de frecuencia (81), protección de sobretensión (59), protección de sobre excitación (24).

Referencias

Capítulo 1:

Para artículos de congresos:

- [1] Renzo T. Amador, *Protecciones Eléctricas*, Colombia, 2007.
- [2] David Escobedo, César Santana, Héctor Altuve, *Ventajas de la aplicación de relevadores multifuncionales en esquemas de protección de transformadores*.

Libros:

- [3] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr. *Análisis de Sistemas de Potencia*, McGraw-Hill/Interamericana de México, 1996.

Tesis:

- [4] Samuel Ramírez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Universidad de Colombia.

Capítulo 2:

Artículos Académicos:

- [5] Hector J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer, III, *Modern Solution for protection, control, and monitoring of Electric Power System*, Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), 2010.
- [6] Paul M. Anderson, *Power System Protection*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 1999.

Capítulo 3:

Documento publicado en la Web:

- [7] Manuel Ataurima A., *Matlab & Simulink para Ingeniería Nivel I*, Universidad de Ciencias y Humanidades, Julio 2013.

Tesis:

- [8] Christian A. Diaz D., *Modelación de un compensador estático para el control de generación distribuida con energías renovables*, Universidad de Chile, Julio 2014.

Fuentes Consultadas

Cursos Académicos:

Dr. Rubén Montoya, *Transformada discreta de Fourier*, Universidad de Mendoza

Dr. Javier Pineda, *Taller de Simulink y procesamiento de señales*.

Profesor Emilio Soria, *Transformada Discreta de Fourier*, Procesado Digital de Señales, E.T.S.E, Universidad de Valencia.

Anónimo, *Transformada Discreta de Fourier (DFT)*, Curso Tratamiento Digital de la Señal, Noviembre 1999.

Tesis:

Amit Abha Gangop, *An Analysis For Digital Protection of Transformer*, Faculty of Engineering and Applied Science Memorial University of Newfoundland, July 1984, Ottawa, Canada.

Justino Bautista, *Estudio de Corto Circuito y Coordinacion de Protecciones de la Subestación Electrica de Coatzintla*, Poza Rica, Veracruz, 2005.

Ivi Hermanto, *Design Development and Testing of Microprocessor-Based Prototype Relay for Power Transformer Protection*. Faculty of Engineering and Applied Science Memorial University of Newfoundland, February 1990, Ottawa Canada.

Brian H.P. SO, *Experimental Testing of Stand-Alone Digital Relay for Power Transformer*, Faculty of Engineering and Applied Science Memorial University of Newfoundland, January 1993, Ottawa Canada.

Artículos Académicos:

Michal Szttykiel, Wojciech Wiechowski, *Line Differential Protection Scheme Modeling for Underground 420 kV Cable Systems*, Modern Electric Power Systems 2010, Wroclaw, Poland.

Randy Hamilton, *Analysis of Transformer Inrush Current and Comparison of Harmonic Restraint Methods in Transformer Protection*, IEEE Transactions on Industry Applications , Vol. 49 No. 4 July/ August 2013.

Mostafa S. Noah, Adel A. Shaltout, *Fault Discrimination and Protection of Power Transformer using Voltage and Current Signals*, Energycon 2014 May 13/ 16, 2014 Dubrovnik, Croatia.

Daniel Andrew, Aidil Zainu, *Matlab Simulation Modeling of The Differential Protection Relay*

Srimanti Roychoudhury, Anish Deb, Gautam Sarkar and Jitendranath Bera, *Virtual Laboratory for Performing Tests on A Single-Phase Power Transformer*, Department of Applied Physics, University of Calcutta, Kolkata, India.

Dr. Julio Malo, Horacio Diaz, *Proteccion Diferencial del Transformador con Discriminacion por Ondículas*, Madrid, Julio 2002.

Soumya Ranjan, *Modeling and Analysis of Tranformer Under Non-Sinusoidal Current Excitation*, Department of Electrical Engineering National Institute of Technology Rourkela, May 2012.

Adel Amar, Fatih Anayi, Ashraf Fahmy, Eldaw Elzaki, *New Algorithm Based on Auto-Correlation and Cross-Correlation Scheme to Detect the Internal Fault in Single Phase Transformer*, Cardiff University, UK.

V. D. Dhote, P. G. Asutkar, Subroto Dutt, *Modeling and Simulation of Three-Phase Power Transformer*, International Journal of Engineer Research and Applications (IJERA), Vol. 3, Issue 4, Jul-Aug 2013.

Adel Aktaibi and Azizur Rahman, *Digital Differential Protection of Power Transformer Using Matlab A Fundamental Tool for Scientific Computing and Engineer Applications*-Vol. 1, Intech, 2012.

R. Bouderbala, H. Bentarzi and A. Ouadi, *Digital Differential Relay Reliability Enhancement of Power Tranformer*, International Journal of Circuits Systems and Signal Processing, Issue 3, Volume 5, 2011.

Saffet Ayasun, Chika O. Nwankpa, *Transformer Test Using Matlab/Simuling and their Integration Into Undergraduate Electric Machinery Courses*, Department of Electrical and Electronics Engineer, Nigde University Drexel University, December 2005.

G. Chandra, P.S. Subramanyam and B. V. Sanker Ram, *A New Approach To Combined Under Voltage And Directional Over Current Protection Scheme*, Vignana Bharathi Institute of Technology, Dept. of EEE, India.

Adel Actabi, M.A.Rahman, *Wallet Packet Transform Algorithm Based Diferential Protection of 3-Phase Power Transformers*, Faculty of Engineer and Applied Science Memorial University of Newfoundland, Canada.

Libros:

Yueh-Min Huang, Han-Chieh Chao, Der-Jiunn Deng, James J. (Jong Hyuk) Park, *Advanced Technologies Embedded and Multimedia for Human-Centric Computing*, Vol. 260, HumanCom. And EMC 2013.