



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO Y AJUSTES DE LOS ESQUEMAS DE
PROTECCIÓN PARA EL TRANSFORMADOR DE
115/34,5 KV DE 36 MVA S/E VIGÍA I**

Br. Reinaldo Antonio Peña Rojas

Mérida, Marzo, 2021



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO Y AJUSTES DE LOS ESQUEMAS DE
PROTECCIÓN PARA EL TRANSFORMADOR DE
115/34,5 KV DE 36 MVA S/E VIGÍA I**

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

Br. Reinaldo Antonio Peña Rojas
Tutor (a): Dra. Marisol Dávila Calderón
Asesor(es): Ing. Jean Carlos Contreras
Ing. Ender Toro Moreno

Mérida, Marzo, 2021

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO Y AJUSTES DE LOS ESQUEMAS DE
PROTECCIÓN PARA EL TRANSFORMADOR DE
115/34,5 KV DE 36 MVA S/E VIGÍA I**

Br. Reinaldo Antonio Peña Rojas

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

Ing. María Daniela Urriola Torres

MSc. Ernesto José Mora Noguera

Dra. Marisol Dávila Calderón

DEDICATORIA

Principalmente a DIOS por haberme dado la vida, por bendecirme con tan buena salud y amor, además por colocar a tan maravillosas personas en el camino que llevo emprendiendo, sin el nada de esto fuese posible.

A mis padres CONSUELO ROJAS e HILARION PEÑA, por siempre ayudarme a tomar las mejores decisiones, por darme la oportunidad de ser alguien profesional con principios, pero sobre todo con mucha humildad. Son y serán siempre mi apoyo incondicional por eso este logro es de ustedes.

A mi FAMILIA en general por brindarme siempre su apoyo, por estar pendientes y creer en mí, en las buenas y en las malas siempre unidos.

A la FAMILIA VILLAMIZAR por brindarme apoyo emocional y económicamente durante todo este proceso de formación profesional.

A todos mis amigos y compañeros de estudio con quienes conviví en esta carrera, gracias por brindar una mano amiga cuando más se necesitaba. Se les recordará grandemente.

Reinaldo Peña.

AGRADECIMIENTOS

Dios: Por su bondad al darme sabiduría, paciencia y entusiasmo para continuar sin desmayar.

A mis padres: Por todos los sacrificios que han realizado para ayudarnos a alcanzar los objetivos propuestos.

A mi tutora académica: Por guiarnos en la responsabilidad y cumplimiento de la labor como estudiante.

A la empresa CORPOELEC: Por abrirme las puertas, y prestar sus instalaciones y sus equipos para fortalecer mi formación profesional.

Al Ing. Jean Contreras y al Ing. Ender Toro: Por el apoyo incondicional en mi estadía en la empresa CORPOELEC.

A todas y cada una de las personas que de una u otra forma fueron y son parte de este triunfo.

¡ Gracias!

Br. Reinaldo Antonio Peña Rojas. Estudio y Ajustes de los Esquemas de Protección Para el Transformador de 115/34,5 kV de 36 MVA S/E Vigía I. Universidad de Los Andes. Tutor(es): Dra. Marisol Dávila Calderón. Marzo 2021.

RESUMEN

El propósito de este trabajo, consiste principalmente en generar una propuesta factible que permita nuevamente la puesta en funcionamiento del transformador de potencia de 36 MVA, del tramo 115/34,5 kV de la S/E Vigía I, mediante la coordinación y ajustes necesarios para la implementación de un nuevo sistema de protección principal y de respaldo basados en relés numéricos SIEMENS, con el fin de reemplazar la protección principal existente (TPU 2000R), y el relé de respaldo CDG61 debido a la obsolescencia y los posibles inconveniente que este pueda llegar a ocasionar, además buscando adaptarse a las nuevas necesidades, e innovar en nuevas tecnologías y de esta forma proteger el elemento más costoso de la subestación que es el transformador de potencia, proporcionando un nivel de confiabilidad y estabilidad al sistema. Para definir la configuración de los relés en estudio, se realizaron los cálculos de los ajustes correspondientes a cada una de las funciones de protección de los relés, se ingresaron los ajustes a los relés con la ayuda del software DIGSI. Seguidamente se crearon las plantillas de prueba con el software *Test Universe* para las funciones de protección configuradas y se verificaron las características operativas y la funcionalidad del dispositivo de protección mediante pruebas con el equipo de inyección marca OMICRON CMC 356.

Descriptores: Transformador de Potencia, Protección Principal, Protección de Respaldo, Subestación Eléctrica.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS PRELIMINARES SOBRE EL ESTUDIO DE LAS PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR DE LA S/E VIGÍA I	3
1.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	5
1.4 OBJETIVOS.....	6
1.4.1 General.....	6
1.4.2 Específicos.....	6
1.5 METODOLOGÍA.....	6
1.6 ALCANCE Y LIMITACIONES.....	7
1.6.1 Alcance.....	7
1.6.2 Limitaciones.....	8
CAPITULO II: PROTECCIONES PRINCIPALES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	9
2.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	9
2.1.2 Elementos que integran un transformador de potencia.....	9
2.2 CONDICIONES DE FALLAS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA....	10
2.3 CARACTERISTICA DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	13
2.4 COMPONENTES DEL SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	14
2.4.1 Interruptor de potencia.....	14
2.4.2 Fusibles.....	14
2.4.3 Seccionadores.....	15
2.4.4 Puestas a tierra.....	15
2.4.5 Transformadores de medida.....	15
2.4.6 Relés de protección.....	17
2.5 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR.....	17
2.5.1 Protecciones incorporadas en el equipo.....	18
2.5.2 Protección principal.....	18
2.5.3 Protección de respaldo.....	18
2.6 PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	18

2.7	PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87T).....	19
2.7.1	Principio básico de funcionamiento	19
2.7.2	Característica de la protección diferencial.....	20
2.8	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (50/51/51N).....	21
2.8.1	Protección de sobrecorriente instantánea (50).....	22
2.8.2	Protección de sobrecorriente temporizada (51).....	22
2.8.3	Protección de sobrecorriente temporizada (51N)	22
2.9	PROTECCIONES INTERNAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	22
2.9.1	Protección Buchholz.....	23
2.9.2	Protección sobrepresión.....	23
2.9.3	Protección temperatura de devanados (primario y secundario).....	23
2.9.4	Protección temperatura de aceite.....	23
2.9.5	Protección bajo y/o alto nivel de aceite tanque principal del cambiador de tap.....	23
2.9.6	Protección Jensen del cambiador de tap	23
2.9.7	Protección masa-cuba.....	24
2.9.8	Tipo de actuación de las protecciones internas	24
2.10	RELE AUXILIAR DE DISPARO Y BLOQUEO	24
CAPITULO III: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....		26
3.1	DESCRIPCIÓN DE LA ORGANIZACIÓN.....	26
3.1.1	Organización de la División de Mantenimiento de Protecciones, Mediciones, Supervisión y Control	26
3.1.2	Ubicación geográfica de la organización.....	26
3.1.3	Objetivo de la división.....	27
3.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA S/E VIGÍA I.....	27
3.3	ESTADO ACTUAL DEL TRAMO DE 115/34,5 kV S/E VIGÍA I.....	28
3.4	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS ACTUALES DE LOS EQUIPOS ASOCIADOS AL TRAMO DE 115/34,5 kV	29
3.4.1	Componentes del sistema de protección en el patio del tramo 115/34,5 kV.....	30
3.4.2	Descripción del transformador de potencia	31
3.4.3	Protección principal existente asociada del transformador SIEMENS de 36 MVA.....	33
3.4.4	Protección de respaldo del transformador SIEMENS de 36 MVA.....	34
3.4.5	Protecciones de los disyuntores asociados a las salidas del tramo 115/34,5 kV.....	34
3.4.6	Protección de sobrecorriente masa cuba del transformador SIEMENS de 36 MVA.....	35
3.4.7	Protección auxiliar de supervisión de disparo	35
3.4.8	Protección de disparo y bloqueo.....	36
3.5	ESTADO ACTUAL DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DEL TRAMO DE 115/34,5 kV	36
CAPITULO IV AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN PROPUESTO.....		37
4.1)	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DEL TRAMO DE 115/34,5 kV S/E VIGÍA I.....	37
4.1.1	Estudio de cortocircuito.....	37
4.1.2	Niveles de corriente de cortocircuito en la barra 115 kV de la S/E Vigía I.	38
4.1.3	Niveles de Corriente de Cortocircuito en la barra 34,5 kV de la S/E Vigía I....	38

4.2) CRITERIOS Y AJUSTES DE LAS FUNCIONES DEL RELÉ SIEMENS 7UT613	44
4.2.1 Criterios de ajustes protección diferencial (87T)	45
4.2.2 Bloqueo de la componente de segundo armónico	53
4.2.3 Bloqueo de la componente de quinto armónico	54
4.2.4 Estabilización adicional de la función diferencial.	55
4.2.5 Criterios y ajuste de la protección de sobrecorriente de fases de tiempo definido (50) y temporizada (51)	56
4.2.6 Criterio y ajuste de la protección de sobrecorriente residual IDMT (ANSI 51N) o (IEC 3I0)	57
4.3 CRITERIOS Y AJUSTES DE LAS FUNCIONES DEL RELÉ SIEMENS 7SJ622	58
4.3.1 Sobrecorriente de fases DMT (50), IDMT (51)	59
4.4 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DEL TRAMO DE 115/34,5 kV	60
4.4.1 Criterios para la coordinación de las protecciones de fase IDMT (51)	60
4.4.2 Coordinación de las protecciones de falla a tierra o residual IDMT (51N)	65
4.5 CONFIGURACIÓN EN EL SOFTWARE DIGSI DEL RELÉ 7UT613	67
4.5.1 Funciones de protección habilitadas en el relé 7UT613	67
4.5.2 Power Sistem Data 1	68
4.5.3 Setting Group A	69
4.5.4 Masking I/O (configuration matrix) relé 7UT613	72
4.6 CONFIGURACIÓN EN EL SOFTWARE DIGSI DEL RELÉ 7SJ622	72
4.6.1 Funciones de protección habilitadas en el relé 7SJ622	73
4.6.2 Power Sistem Data 1	73
4.6.3 Setting group A	74
4.6.4 Masking I/O (configuration matrix) relé 7SJ622	75

CAPÍTULO V: PROGRAMA Y PRUEBAS DE INYECCIÓN A LOS RELÉS SIEMENS 7UT613 Y 7SJ622.....76

5.1 EQUIPO DE INYECCIÓN OMICRON CMC 356	76
5.1.1 Principio de operación del OMICRON	76
5.2 MODULOS DE PRUEBA DEL OMICRON CMC 356	77
5.3 CONFIGURACIÓN DE LOS MODULOS DE PRUEBA	79
5.3.1 Creación de un plan de prueba	79
5.3.2 Configuración de los parámetros del equipo en prueba	79
5.3.3 Configuración de los parámetros para la función diferencial	80
5.3.4 Configuración de los parámetros de la función de sobrecorriente	82
5.3.5 Configuración de hardware	83
5.4 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LOS EQUIPOS DE PRUEBA	85
5.5 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL RELES 7UT613	86
5.5.1 Prueba de medición (<i>Quick CMC</i>)	86
5.5.2 Prueba de estabilización de la función diferencial	87
5.5.3 Prueba de la característica de operación diferencial	87
5.5.4 Prueba de restricción del 2do armónico	88
5.5.5 Prueba de restricción del 5to armónico	89
5.5.6 Prueba de la característica de sobrecorriente de fase ANSI 51	90
5.5.7 Prueba de la función de sobrecorriente residual 3I0 del relé 7UT613	91
5.5.8 Pruebas de señalización del relé 7UT613	92

5.6 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL RELÉ 7SJ622	93
CONCLUSIONES	94
RECOMENDACIONES	96
REFERENCIAS	97
ANEXOS	99

www.bdigital.ula.ve

LISTA DE FIGURAS

Fig.	pág.
2.1: Partes y accesorios que conforman un Transformador de Potencia.....	10
2.2: Corriente de conexión o Inrush en las tres fases de un transformador.....	12
2.3: Corriente magnetizaste transitoria de un transformador.	12
2.4: Esquema general de los componentes del sistema de protección	14
2.5: Esquema de protección de transformador de potencia.	19
2.6: Conexión de una proteccióndiferencial de transformador	20
2.7: Corrientes de error del transformador.	20
2.8: Característica de funcionamiento de una protección diferencial para transformadores.	21
3.1: Organigrama de la organización.....	26
3.2: Localización de la S/E Vigía I.....	27
3.3: Diagrama unifilar provisional del tramo de 115/34,5 kV	28
3.4: Diagrama unifilar del tramo de 115/34,5 kV Vigía I	30
4.1: Diagrama unifilar simplificado del tramo 115/34.5 kV S/E Vigía I.....	38
4.2: Diagrama de impedancias de secuencia positiva.....	40
4.3: Redes de secuencia para una falla monofásica a tierra.....	41
4.4: Esquema de conexión del relé 7UT613.....	44
4.5: Característica de disparo diferencial del relé 7UT613.	46
4.6: Ajuste de la pendiente 1 de la característica diferencial.....	50
4.7: Característica de operación diferencial del relé 7UT613 ajustado.....	52
4.8: Evaluación de la relación de arranque <i>12Har/Idif</i>	53
4.9: Lógica de disparo para contenido de segundo armónico.....	53
4.10: Diagrama de lógica para el bloque del quinto armónico	55
4.11: Curva temporizada IEC inversa normal	57
4.12: Esquema de conexión del relé 7SJ622.	58
4.13: Ubicación de los dispositivos de protección de fase temporizados del tramo 115/34,5 kV S/E Vigía I.....	61
4.14: Coordinación de protecciones de sobrecorriente de fase. a) Lado de 115 kV b) Lado de 34,5 kV.	64
4.15: Ubicación de los dispositivos de protección de falla a tierra en el tramo 115/34,5 kV S/E Vigía I.....	65
4.16: Coordinación de protecciones de sobrecorriente residual del tramo 115/34,5 kV....	67
4.17: Configuración de la matriz del relé 7UT613.....	72
4.18: Configuración de la matriz del relé 7SJ622.	75
5.1: Ventana principal para la instalación.	77
5.2: Asociación del equipo con la PC.....	77
5.3: a) Equipo y PC desconectados. b) Equipo y PC conectados. c) Equipo Inyectando.	77
5.4: Ventana de inicio del Software.....	78
5.5: Creación del plan de prueba para el relé. a) 7UT613. b) 7SJ622.....	79
5.6: Configuración de los parámetros del relé. a) 7UT613. b) 7SJ622.	80

5.7: Configuración de los parámetros del módulo diferencial en el archivo RIO.....	80
5.8: Configuración de los TC.	81
5.9: Configuración de los ajustes básicos del relé 7UT613.....	81
5.10: Configuración de la característica diferencial del relé.	82
5.11: Configuración para la restricción de armónicos del relé a) 2do armóni b) 5to armónico.	82
5.12: Ajustes de los parámetros de los módulos de sobrecorriente. a) Relé 7UT613. b) Relé 7SJ622.....	83
5.13: Ventana de configuración del hardware.	84
5.14: Configuración de las fuentes de corriente en la CMC 356 para pruebas diferenciales y de sobrecorriente.	84
5.15: Configuración de las salidas analógicas del equipo CMC 356.	85
5.16: Configuración Binarias/ Analógicas del equipo CMC 356.....	85
5.17: Esquema de conexión del equipo de inyeccion secundaria CMC 356 para las pruebas de funcionamiento de los reles.....	85
5.18: Diagrama de conexión del rele. a) 7UT613. b) 7SJ622	86
5.19: Prueba de inyección secundaria con el módulo Quick CMC.....	87
5.20: Prueba de estabilización para fallas pasantes con el módulo <i>diff configuration</i>	87
5.21: Prueba de disparo de la característica diferencial para una falla trifásica.	88
5.22: Prueba de restricción del 2do armónico del relé diferencial ante una falla trifásica.	89
5.23: Prueba de restricción del 5to armónico de la protección diferencial.....	90
5.24: Resultado de la prueba de sobrecorriente 51 del relé 7UT613.....	91
5.25: Resultado de la prueba de la función de sobrecorriente 51N del relé 7UT613.....	92
5.26: Señalización del relé 7UT613 ante disparos de las protecciones mecánicas del transformador.	92
5.27: Resultado de la prueba de sobrecorriente 51 del relé 7SJ622.	93

LISTA DE TABLAS

Tabla	Pág.
2.1: Simbología de las protecciones más comunes para transformadores de potencia.	19
3.1: Descripción de los quipos existentes en el patio del tramo de 115/34,5 kV	30
3.2: Datos del transformador SIEMENS de 36 MVA.	31
3.3: Señalización del gabinete de control del transformador SIEMENS de 36 MVA.	32
3.4: Ajustes de configuraciones generales del TPU 2000R.....	33
3.5: Ajustes de la función del relé TPU 2000R.	34
3.6: Ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase del relé CDG61.	34
3.7: Ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fase asociadas a las salidas del tramo de 115/34,5 kV.	35
3.8: Ajustes de las protecciones de sobrecorriente residual asociadas a las salidas del tramo de 115/34,5 kV.	35
3.9: Ajustes de las funciones del relé de masa cuba.	35
4.1: Datos de cortocircuito trifásico y monofásicos de la barra de 115 kV S/E Vigía I.	38
4.2: Resumen de los cálculos de cortocircuito en la barra de 34,5 kV.	44
4.3: Variación de corriente diferencial y de estabilización debido al cambiador de tap más el error de los TC.	49
4.4: Puntos determinados para la curva de daño del transformador.	61
4.5: Ajustes de las protecciones de sobrecorriente temporizadas de fase IDMT en base a la coordinación de las protecciones.	64
4.6: Ajustes de las protecciones de sobrecorriente residual temporizadas en función de la coordinación de las protecciones.	66
4.7: Funciones habilitadas en el relé de protección 7UT613.	67
4.8: Datos generales del sistema para el relé 7UT613.	68
4.9: Ajustes de la función diferencial del relé 7UT613.	69
4.10: Ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase DMT/IDMT del relé 7UT613.	70
4.11: Ajustes de las funciones de sobrecorriente Residual 3I0 del relé 7SJ613.	71
4.12: Funciones habilitadas en el relé de protección 7SJ622.	73
4.13: Ajustes de los parámetros generales del sistema.	73
4.14: Ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase del relé 7SJ622.	74
5.1: Resultados de la prueba de restricción de 5to armónico de la protección diferencial.	90
5.2: Resultados de la prueba de señalización del relé 7UT613 ante disparos de las protecciones mecánicas del transformador	93

INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia son de gran importancia como enlace en los sistemas de transmisión y distribución. La diversidad de características de los transformadores de potencia y los posibles fenómenos de maniobra a diferentes condiciones de servicio requieren de un sistema de protección altamente selectiva y confiable.

Los relés numéricos han abierto la puerta a soluciones novedosas las cuales no se han alcanzado por los medios convencionales; por ejemplo, la adaptación de diferentes grupos de conexión, relaciones diferentes de transformadores de corriente debido principalmente a los distintos niveles de tensión del transformador, hoy día son cubiertas por medio de un software.

Muchas de las subestaciones eléctricas de CORPOELEC (Corporación Eléctrica Nacional), actualmente cuenta con sistemas de protecciones obsoletas y algunos casos las protecciones modernas con las que cuentan, no brindan las condiciones necesarias para proteger los equipos de las instalaciones, en especial a los transformadores de potencia el cual es el elemento de la S/E que mayores problema presenta a la hora de sustituirlo por daños productos de fallas generadas, primero porque es un elemento muy costoso y segundo por las condiciones y características específicas propias necesaria para adaptarlo al sistema de la instalación afectada.

Con la finalidad de normalizar nuevamente el servicio en uno de los tramos de la S/E 115/34,5 kV y retirar previamente la subestación móvil que actualmente se encuentra asumiendo la carga del tramo, se realiza las inspecciones necesarias a los equipos para verificar las condiciones actuales de estas. Por ello, el presente trabajo tiene como finalidad analizar y realizar los ajustes necesarios de un nuevo sistema de protección para el transformador 36 MVA, sustituyendo la protección principal actual TPU 2000R y la de respaldo CDG61, por protecciones numéricas SIEMENS que brinden confiabilidad, pero

sobre todo, que se adapte a las necesidades actuales del sistema.

Con el fin de brindar mayor entendimiento al trabajo realizado éste se ha estructurado en cinco capítulos, descritos de la siguiente manera:

- **Capítulo I.** Introduce aspectos preliminares al desarrollo del proyecto además de una breve descripción de la organización quien en conjunto se está desarrollando este trabajo.

- **Capítulo II.** Expone desde la definición y las características fundamentales del transformador de potencia, para reconocer los posibles fallos y las causas de aparición, hasta la selección de las funciones de protección adecuadas, atendiendo a los criterios de la red y de los equipos de protección seleccionados, de tal modo que siempre se siga una línea lógica entre los distintos apartados, componiendo el objetivo del documento en base al análisis de los criterios de las protecciones relacionadas al transformador del tramo en estudio.

- **Capítulo III.** Se describe detalladamente los datos e información y se describe el estado actual referente a los equipos e instalaciones que conforman el tramo de 115/34,5 kV, incluyendo los sistemas de protecciones asociados al transformador, obtenidos a través de inspecciones realizadas a través de los esquemas y de las visitas técnicas realizadas a la S/E Vigía I.

- **Capítulo IV.** Se argumenta los cálculos necesarios para el ajuste y coordinación de las protecciones asociadas al transformador como propuesta final, además se configura los relés en base a los ajustes propuesto mediante el software DIGSI.

- **Capítulo V.** Se hace un breve resumen del ajuste de los parámetros del software *Test Universe* para realizar las pruebas de los relés mediante el equipo de inyección secundaria OMICRON CMC 356, además se muestran los resultados obtenidos en las pruebas realizadas para cada uno de los módulos de los relés 7UT613 y 7SJ622. Por último, se exponen las conclusiones y recomendaciones pertinentes del trabajo realizado.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS PRELIMINARES SOBRE EL ESTUDIO DE LAS PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR DE LA S/E VIGÍA I

Este capítulo describe las bases necesarias para realizar la investigación, se realiza el planteamiento del problema, las razones o justificación de la problemática tratada, se establecen los objetivos a desarrollar, la metodología a seguir, los alcances y las limitaciones que se tuvieron durante la ejecución del proyecto.

1.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

La subestación eléctrica Vigía I fue una de las primeras subestaciones construida en la ciudad de El Vigía del estado Mérida, por la empresa CADAFE en el año 1979 teniendo como objetivo principal suministrar energía eléctrica a las poblaciones cercanas a esta, además de ser una subestación eléctrica tipo nodal, que permitía la interconexión entre otras subestaciones pertenecientes al estado Mérida.

Esta subestación eléctrica fue diseñada inicialmente para manejar niveles de tensión de 115/13,8 kV, con sistemas de protección electromecánicos para el control y monitoreo de los transformadores y demás elementos que conformaban la instalación para ese tiempo.

Debido al constante crecimiento del consumo eléctrico en la ciudad de El Vigía, fue necesario la ampliación de la subestación utilizando un nuevo nivel de tensión de 34,5 kV para la distribución de energía eléctrica a los grandes consumidores que, en ese entonces, se estaban instalando cerca de esta subestación, y en la cual se seguían utilizando protecciones eléctricas del tipo electromecánicas y que luego fueron reemplazadas algunas de ellas por equipos digitales y numéricos, como medio de protección tanto para los transformadores

de potencia, como para los demás elementos asociados a la transmisión y distribución de energía eléctrica.

A mediados del año 2015, a consecuencia del crecimiento acelerado del consumo eléctrico y al sobre alcance del factor de utilización del transformador de 115/34,5 kV, fue necesario plantear la ampliación de este tramo, y para llevarlo a cabo se comenzó con las obras civiles para su construcción bajo la responsabilidad de la empresa PAIT CONSULTORES ASOCIADOS C.A. Esta ampliación tuvo retrasos en la obra civiles por la dificultad de encontrar los materiales y equipos para su culminación [1].

Motivado a la ampliación del tramo de 115/34,5 kV, se transfirió la carga conectada al transformador de 36 MVA, a una subestación eléctrica móvil con la misma capacidad, con el fin de cumplir con el suministro eléctrico de las áreas servidas adscripta a este tramo, mientras se culminaba la construcción de las obras civiles iniciadas en el año 2015 [1].

En la nueva ampliación realizada en el año 2015, solo se hicieron trabajos en la parte civil asociadas la construcción de una nueva bahías y modificación de la que ya existía, mas no se realizaron trabajos en cuanto al diseño y modificación del sistema de control y comunicación asociados tanto a los sistemas de protecciones externas y propias de los transformadores a utilizar, como a los demás equipos pertenecientes al tramo.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El tramo de 115/34,5 kV de la S/E Vigía I, actualmente cuenta con un transformador SIEMENS de 36 MVA y tiene asociado un relé ABB TPU 2000R como protección principal del transformador y una protección de sobrecorriente electromecánica tipo CDG61 como protección de respaldo, ambas protecciones ubicados en sus estructuras correspondiente, pero no cuentan con el cableado del sistema de control y comunicación adecuado para su reinstalación desde la ampliación del tramo en cuanto a la parte civil realizadas en el año 2015.

El propósito de este trabajo consiste principalmente en generar una propuesta factible, que permita nuevamente, la puesta en funcionamiento del transformador de potencia de 36 MVA, mediante la coordinación y ajustes necesarios para la implementación de un nuevo sistema

de protección principal y de respaldo basados en relés numéricos SIEMENS, con el fin de reemplazar la protección principal y de respaldo ya existente, debido a la obsolescencia y los posibles inconveniente que este pueda llegar a ocasionar y de esta forma proteger el elemento más costoso de la subestación que es el transformador de potencia, además de proporcionar un nivel de confiabilidad estable al sistema de distribución que este tramo pretende alimentar.

1.3 JUSTIFICACIÓN

En la actualidad, la subestación móvil utilizada en principio para asumir la carga mientras se culminaba los trabajos asociado al tramo, aún sigue en funcionamiento, generando una serie de inconvenientes debido a las constantes fallas que esta ha presentado en su sistema de operación, control y protección. En base a esto, surge la necesidad de retomar la puesta en funcionamiento del tramo de 115/34,5 kV.

Si bien es cierto, que la ampliación del tramo de 115/34,5 kV que se realizaron en el año 2015, fue debido al crecimiento acelerado de la demanda en ese entonces, según datos suministrados por el Departamento de Operaciones de Transmisión del Estado Mérida, el factor de utilización promedio del último trimestre del año 2020 de la subestación móvil fue de un 80%, proporcionando las condiciones necesarias para la puesta en funcionamiento del transformador SIEMENS de 36 MVA ya existe, iniciando con el replanteo del esquema de protección basados en relés numéricos multifuncionales SIEMENS.

El remplazo de las protecciones asociadas al transformador, es necesario dado que, para el caso de la protección principal actual, el personal de Protecciones y Mediciones no cuenta con el software adecuado para extraer del equipo información acerca de los registros y la naturaleza de las fallas ni se puede ajustar el equipo en base a las condiciones actuales del sistema, además de considerar que el fabricante del equipo no da garantías de confiabilidad y seguridad, puesto que este marca en específico tiende a bloquearse durante su estado de operatividad, impidiendo su actuación ante posibles fallas en el sistema . Por otro lado, la protección de sobrecorriente de respaldo del lado primario del transformador, es un relé de tecnología electromecánica el cual presenta condiciones de obsolescencia. Por ello, se busca reemplazar estas protecciones, por un nuevo sistema de protección conformado por un relé

numérico SIEMENS 7UT613 como protección principal del transformador y un relé SIEMENS 7SJ622 como protección de respaldo.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 General

- Analizar los esquemas y realizar los ajustes del sistema de protección del transformador de 115/34,5 kV de 36 MVA.

1.4.2 Específicos

- Describir los equipos que conforman el tramo de transformación 115/34,5 kV.
- Caracterizar los sistemas de protección relacionados al transformador en estudio.
- Inspeccionar los esquemas de protecciones necesarios para hacer los ajustes respectivos.
- Establecer los ajustes para una adecuada coordinación de las protecciones y evaluar el comportamiento de las mismas, mediante pruebas de funcionamiento en el laboratorio.
- Generar la propuesta para la instalación de las protecciones correspondiente al transformador del tramo en estudio.

1.5 METODOLOGÍA

Este trabajo se lleva a cabo mediante una investigación de campo, la cual consiste en la recopilación de información de los equipos asociados al tramo en estudio, específicamente del transformador de 115/34,5 kV de la S/E Vigía I, así como el estudio y análisis de las protecciones necesarias para la puesta en funcionamiento del transformador de 36 MVA; además se debe emplear un estudio bibliográfico para la mejor comprensión de los esquemas de protección de los equipos de potencia. Adicionalmente la investigación también es experimental ya que uno de los objetivos se basa en realizar las pruebas funcionales de los relés a utilizar como protecciones del transformador.

Para llevar a cabo la realización de este proyecto de investigación se realizarán las siguientes actividades:

Fase I: Obtener a través del departamento de Medición y Protecciones y a través de distintas bibliografías, la información necesaria para comprender el funcionamiento de los sistemas de protecciones asociados a los transformadores de potencia.

Fase II: Realizar el levantamiento de información de los equipos existente en el tramo de 115/34,5 kV de la S/E Vigía I, información necesaria para realizar la propuesta de los ajuste y coordinación de las protecciones eléctricas asociadas al transformador de potencia en estudio.

Fase III: Realizar un análisis de cortocircuito para determinar los tiempos de actuación, para realizar una coordinación adecuada del sistema de protección propuesto.

Fase IV: Formular la propuesta de los ajustes de las protecciones del transformador en estudio.

Fase V: Manejo y dominio del software (DIGSI) para configurar y ajustar los relés de protección, y el software (*Test Universe*) del equipo de inyección CMC 356, con el que se realizarán las pruebas.

Fase VI: Configurar las protecciones con los ajustes propuestos y realizar pruebas a los relés numéricos 7UT613 y 7SJ622, por medio de la maleta de prueba CMC 356, para verificar el estado y el correcto funcionamiento de las protecciones.

1.6 ALCANCE Y LIMITACIONES

1.6.1 Alcance

Este proyecto aborda el problema generando una propuesta factible, orientada en el análisis, estudio y acondicionamientos necesarios de las protecciones correspondientes al transformador SIEMENS de 36 MVA, perteneciente al tramo de 115/34,5 kV de la S/E Vigía I, considerando el cambio de la protección principal actual del transformador (TPU 2000R), por un relé numérico SIEMENS 7UT613 como protección principal y un relé SIEMENS 7SJ622 como protección de respaldo, con la finalidad de que el tramo en estudio pueda ser puesto en servicio nuevamente en futuro cercano y de esta forma sustituir la S/E móvil de

36 MVA, que actualmente está asumiendo la carga. Para las pruebas y acondicionamiento de las protecciones, se utilizará el equipo de inyección secundario de tensión y corriente OHMICRON CMC 356, además del software asociado a este perteneciente a la empresa CORPOELEC, del departamento de Mediciones y Protecciones, con la finalidad de realizar las pruebas y ajuste necesarios de las protecciones que se pretende utilizar en este proyecto.

1.6.2 Limitaciones

La principal limitación de este trabajo, se centra principalmente en no probar las protecciones directamente en el tramo, puesto que no cuenta con el sistema de control y comunicación instalado para realizar las respectivas pruebas.

Otra de las limitantes de este trabajo de grado, se centra en la capacidad limitada del equipo de inyección con el que se están realizando las pruebas. Puesto que no se logrará probar por completo algunas de las funciones a realizar durante este trabajo de grado

Finalmente, dentro de las protecciones relacionadas al transformador, solo se trabajarán con las protecciones principal y de respaldo, no se harán prueba ni se ajustarán las protecciones propias incorporadas al transformador de potencia en estudio.

CAPITULO II

PROTECCIONES PRINCIPALES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

En las subestaciones eléctricas, el elemento más importante a proteger son los transformadores de potencia por su costo, por ello es indispensable la aplicación de diferentes técnicas de protecciones que permitan garantizar su operatividad y continuidad del servicio del sistema eléctrico. A continuación, se describirán algunos conceptos y bases teóricas referidas a los sistemas de protección necesarias para la comprensión del desarrollo del presente trabajo.

2.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Es un aparato estático, el cual mediante inducción electromagnética transfiere la energía eléctrica de un punto del sistema conectado a la fuente de energía, a otro conectado a la carga, variando generalmente, parámetros de entrada (voltaje y corriente) para adaptarlos al centro de consumo. Son los equipos más importantes y de mayor costo que se encargan de reducir el voltaje a niveles de distribución y están diseñados con una relación y capacidad definida. Poseen un sistema de regulación de voltaje el cual puede ser operado con o sin carga y utilizan aceite dieléctrico como medio de aislamiento y de refrigeración, además cuenta con un sistema conservador para absorber los cambios de temperatura [2].

2.1.2 Elementos que integran un transformador de potencia

A continuación, se muestra una representación esquemática de un transformador de potencia típico, donde se puede diferenciar los elementos y accesorios principales que lo componen [2].

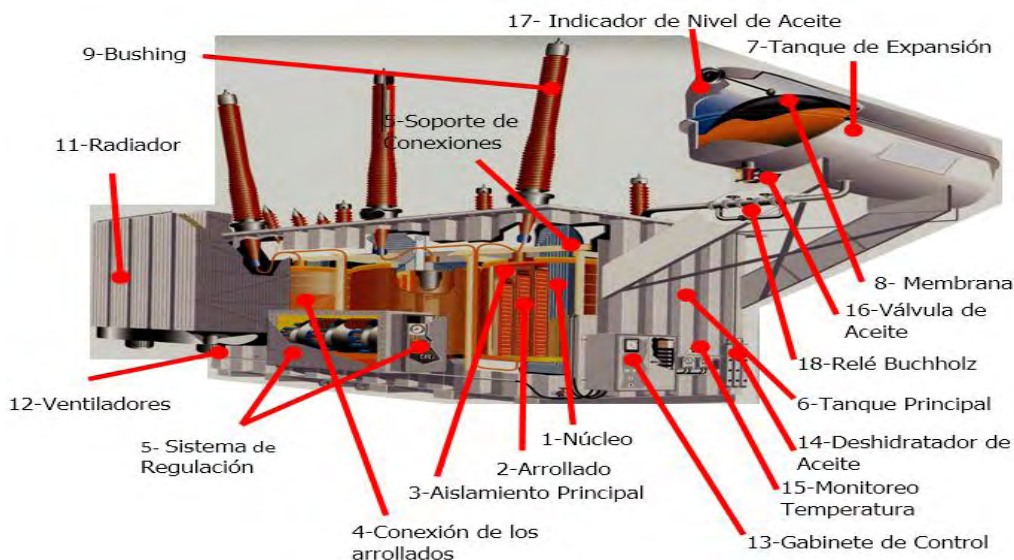


Figura 2.1: Partes y accesorios que conforman un Transformador de Potencia [2].

2.2 CONDICIONES DE FALLAS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Las siguientes son las condiciones de falla más comunes que se presentan en un transformador de potencia son [3]:

- **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.
- **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 del tanque:** Que ocasionan pérdidas de aceite y se reduce el aislamiento de los devanados, así como elevaciones anormales de temperatura.

- **Perforación del aislamiento debido a sobretensiones:** Las sobretensiones pueden producir descargas que destruyen y averían el material, y pueden volver a causar sobretensiones. El peligro de estas sobretensiones se debe a la magnitud y forma de la onda. Es imprescindible procurar que se descarguen a tierra lo más rápido posible, por medio de dispositivos de protección, denominados descargadores de sobretensión.
- **Defectos de aislamiento debido a cortocircuitos:** El transformador debe estar dimensionado para soportar un cortocircuito cuya duración no exceda los 2 segundos según la norma CEI 60076-5.
- **Averías en el intercambiador de tomas en carga:** El cambiador de tomas es la única parte móvil del transformador, por lo que continuamente está expuesto a diversos mecanismos de desgaste y envejecimiento siendo una de las partes del transformador con mayor tasa de fallo.

2.3 PERTURBACIONES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Las perturbaciones son condiciones anormales los transformadores de potencia, que no son condiciones de falla, pero que permite continuar la operación del mismo. Las más comunes son:

2.3.1 Sobrecarga

Se dice que un equipo está sobrecargado cuando la corriente es mayor que el valor de la corriente nominal. Una sobre carga puede ser causada por una gran diversidad de situaciones, pero las más comunes son cortocircuitos no aislados oportunamente, excesos de carga ya sea por picos de cargas posibles o desconexión de circuitos paralelos.

2.3.2 Corriente de conexión *Inrush*

La corriente de conexión o también conocida como *Inrush*, aparece como picos transitorios de corriente al energizar el transformador sin carga a causa de la magnetización del núcleo magnético. Al conectar el transformador de potencia, circula una intensidad de cierre con

componente de corriente continua, ya que el flujo de intensidad no se puede alterar bruscamente. El *Inrush* se presenta en las tres fases como una corriente diferencial como se muestra en figura 2.3, que puede tener un elevado valor que llegar a producir en ocasiones un disparo por medio de las protecciones del transformador [4].

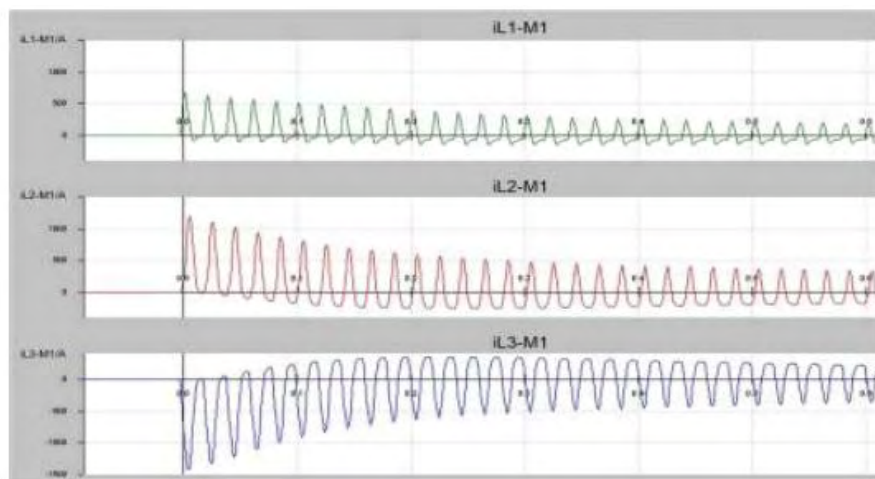


Figura 2.2: Corriente de conexión o *Inrush* en las tres fases de un transformador [4].

Al desconectar el transformador, normalmente queda una inducción remanente (B_r) que se puede sumar o restar a la inducción producida por el transformador cuando se vuelva a conectar. La condición más desfavorable para volver a conectar un transformador es cuando el voltaje suministrado es cero (0) y en aumento, y además si se tiene una inducción remanente B_r como se muestra en la figura 2.3 [5].

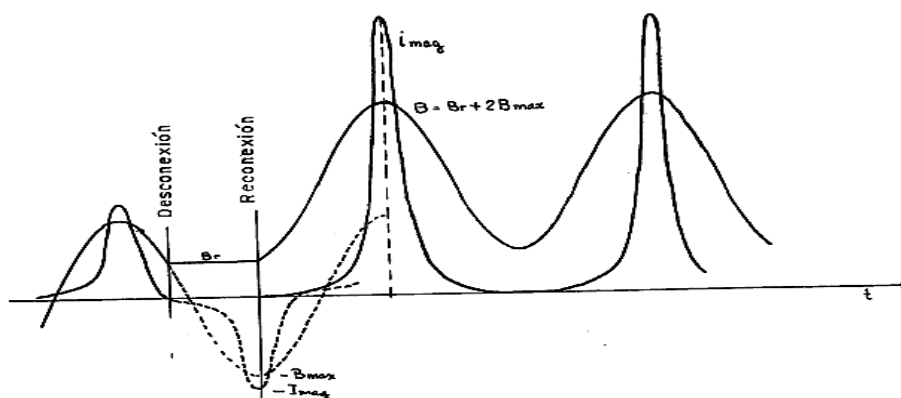


Figura 2.3: Corriente magnetizaste transitoria de un transformador [5].

El espectro de la corriente magnetizaste indica la presencia de armónicos siendo la de segunda armónica (2da), la mayor incidencia y la más importante.

La capacidad del transformador de potencia define la duración y la magnitud del *Inrush*. Su valor también depende del punto de la onda de corriente alterna donde se cierran los polos del interruptor, si el transformador está conectado a una barra generadora entre otros. La corriente de *Inrush* no es una condición de falla, por lo que el relé de protección de los transformadores debe discriminar esta situación y ordenar la no actuación la protección.

2.3.3 Sobreexcitación

La sobreexcitación aparece cuando se detectan valores altos no admisibles en la inducción del transformador, produciendo intensidades de magnetización elevadas y una subfrecuencia que ocasionan altas pérdidas en el núcleo y un incremento importante del *Inrush* con gran contenido del quinto armónico [4].

2.3.4 Perturbaciones mecánicas

En el transformador también se presentan perturbaciones debido a fallos mecánicos causados por el relé Buchholz, temperatura de aceite y devanados, nivel de aceite, presión, humedad entre otros.

2.3 CARACTERÍSTICA DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

El diseño de un sistema de protección, depende de la configuración del sistema potencia, sin embargo, cualquiera que sea el sistema de protección debe tener las siguientes características básicas [6].

Sensibilidad: Debe tener suficiente sensibilidad para detectar las fallas que afecten al sistema de potencia.

Selectividad: Se dice, que un esquema de protecciones es selectivo, cuando solo actúan los elementos necesarios para despejar una falla, retirando únicamente la parte afectada.

Velocidad: Debe determinar con qué rapidez es necesario despejar la falla y poseer velocidad adecuada para hacerlo.

2.4.3 Seccionadores

Son dispositivos de protección, que aíslan la zona afectada o para efectos de mantenimiento aumenta la seguridad, no teniendo capacidad de interrupción de las corrientes de falla, quedando esta función delegada en interruptores o reconectores asociados. Por su principio de funcionamiento, permiten generar un “eslabón” en la cadena de coordinación, sin necesidad de adicionar tiempos de coordinación [7].

2.4.4 Puestas a tierra

Se define la puesta a tierra o conexión a tierra como la conexión eléctrica directa, sin fusibles ni otros sistemas de protección, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra de sección adecuada y uno o varios electrodos enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones y superficies próximas al terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o la de descarga de origen atmosférico [4].

2.4.5 Transformadores de medida

Los transformadores de medida [6], son máquinas estáticas cuya función es transferir energía eléctrica de un sistema a otro modificando valores de tensión y corriente a frecuencia constante y son destinados a la alimentación de instrumentos de medida, contadores, relés de protección, entre otros, permitiendo así una separación galvánica entre los instrumentos y la red eléctrica de alta tensión.

Se puede definir dos tipos básicos de transformadores de medida y de protecciones, los cuales son:

a) Transformadores de potencial o tensión (TP, TT, o PT)

En los TP el voltaje del devanado secundario debe ser proporcional al voltaje del devanado primario. Para obtener esto, los TP son diseñados de tal manera que las caídas de voltaje en los devanados sean pequeñas y la densidad de flujo en el núcleo este por debajo del valor de saturación así que la corriente de magnetización es pequeña; en esta forma, la impedancia

de magnetización es obtenida y es prácticamente constante sobre el rango de voltaje requerido [8].

b) Transformadores de corriente o intensidad (TC, TI, CT)

Los transformadores de corriente [8], son componentes integrales en los sistemas de protecciones, este aparato es un elemento fundamental para la operación relé-interruptor de potencia ya que realiza la función de supervisión, medición y control de circuito al transmitir una corriente reducida a los equipos.

Es importante tener en cuenta que los TC usados para medida son diferentes a los TC usados para protección, tanto en su clase de precisión, como en la carga del secundario. Los TC de medida debe trabajar lo más exactamente posible bajo condiciones normales de operación, mientras que los TC de protección debe operar correctamente entre márgenes muy amplios de carga, desde corrientes mínimas hasta valores varias veces mayores que la corriente nominal.

c) Precisión del TC y TP

Tanto los transformadores de corriente como los transformadores de tensión poseen dos tipos de núcleos:

Núcleo para medición: La clase de precisión se designa de la siguiente manera:

Clase 0.1: Laboratorios.

Clase 0.2: Patrones portátiles y contadores de gran precisión.

Clase 0.5: Contadores normales y aparatos de medida.

Clase 1: Aparatos de cuadro (registradores).

Clase 3: Para uso sin precisión.

Núcleo para protección: La clase de precisión se designa de la siguiente manera:

Clase 5P con un error de 1% a I_n y 5% al valor máximo de corriente indicada, por ejemplo: 5P20; indica que existirá un error de 5% a 20 la corriente nominal.

2.4.6 Relés de protección

Las protecciones eléctricas [6], son un conjunto de dispositivos asociados entre sí, para interpretar los parámetros del sistema (provenientes de los TC y TP), establecer una comparación con los ajustes y luego tomar acciones.

Los relés de protecciones pueden clasificarse según su tipo de tecnología.

Relé Electromecánico: Son relés que trabajan directamente con magnitudes de tensión y corriente a través de bobinas que impulsan partes móviles.

Relé Electrónico: Son relés que realizan evaluación de los parámetros eléctricos a través de elementos de electrónica discreta (transistores, resistencia, condensadores y algunos componentes integrados) convirtiendo las magnitudes en señales de ondas cuadradas, que se comparan con una condición preestablecida.

Relé Numérico: Son relés que realizan la evaluación de los parámetros eléctricos a través de microprocesadores una vez convertidas en señales digitales, utilizando algoritmos para ello.

Además, los relés de protección son diseñados para cumplir los siguientes objetivos:

- Aislar de la red todo elemento de la misma sometido a una incidencia.
- Evitar la propagación de la incidencia.
- Minimizar los daños sobre la red.
- Devolver al sistema las condiciones previas a la falla.
- Proporcionar información sobre la localización y el tipo de falla.

2.5 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR

El criterio de selección del sistema de protección y sus funciones vendrá en función de las características del transformador de potencia, en este caso se establecen los siguientes métodos de protección considerando que la potencia del transformador en estudio es mayor a 10 MVA.

2.5.1 Protecciones incorporadas en el equipo

Los dispositivos principales que incluyen las funciones necesarias y esenciales para el sistema de protección incorporados en el propio equipo, encargados de supervisar las condiciones de operación asignadas [4].

2.5.2 Protección principal

El objetivo de la protección principal es proteger los componentes más importantes del sistema eléctrico, desconectando la menor cantidad posible de elementos y minimizando las consecuencias del resto del sistema, cuando se presenta una falla o situación anormal.

2.5.3 Protección de respaldo

Hay dos razones por la cual se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia. La primera es para asegurar que en caso que la protección principal no opere en se presenta una falla, la protección de respaldo lo haga. La segunda es para proteger aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de corriente.

Las causas por las cuales la protección principal puede fallar son las siguientes:

- Falla en el suministro de corriente o voltaje de medida del relé.
- Falla en el circuito de disparo.
- Falla en la alimentación continua en el sistema de protección o interruptor.
- Falla del relé de protección.
- Falla en el mecanismo del interruptor.

2.6 PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los transformadores de potencia del sistema eléctrico nacional están resguardados básicamente por un conjunto de protecciones internas que son todas aquellas que instala el fabricante en el transformador, por normativas particulares o a solicitud del cliente y las protecciones externas, que son aquellos dispositivos adicionales de protección al transformador y no forman parte del equipamiento periférico de la unidad en referencia [6].

En la figura 2.5, se muestran un esquema general de protección complementario que se utiliza con frecuencia en transformadores de potencia y en la tabla 2.1, se muestran la simbología de dichas protecciones complementarias bajo las normas internacionales.

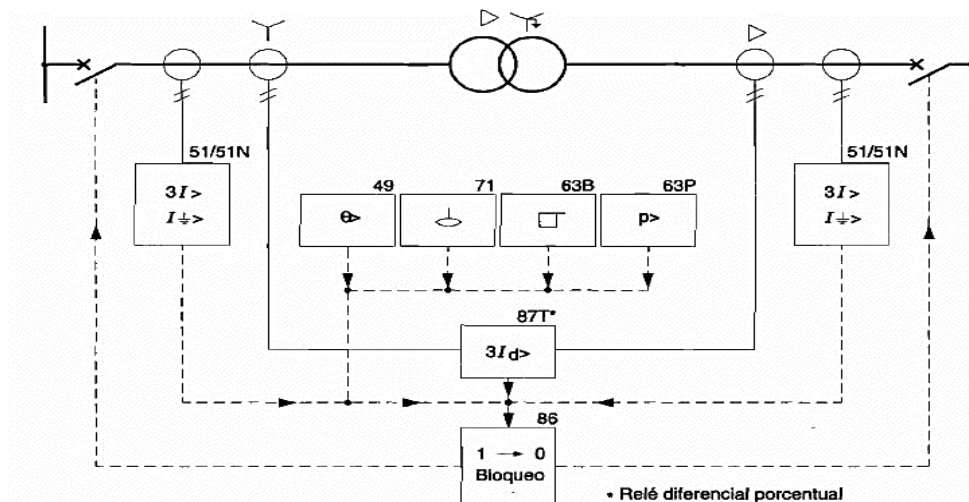


Figura 2.5: Esquema de protección de un transformador de potencia [9].

Tabla 2.1: Simbología de las protecciones más comunes para transformadores de potencia [9].

ANSI/IEEE	IEC	Función
49	$\sigma <$	Relé de temperatura del aceite
50	$3I >>$	Relé de sobrecorriente de acción instantánea
50N	$I_{\phi} >>$	Relé de Sobrecorriente instantánea residual
51	$I_{\phi} >$	Relé sobrecorriente de tiempo inverso de fase
51N	$I_{\phi} >$ o $3I_0$	Relé sobrecorriente de tiempo inverso residual
63B	\square	Relé Buchholz
63D	\square D	Relé de flujo de aceite
63P	\square P	Relé de presión súbita
63Q	\square Q	Válvula de alivio de presión
71	\cup	Relé de nivel de aceite
86	$0 \rightarrow 1$ BLOQUEO	Relé de bloqueo y restricción
87T	$3Id >$	Relé de protección diferencial de transformador

2.7 PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87T)

Son usados en equipos o circuitos, en los cuales se requiere verificar fallas internas y obtener tiempos de operación mínimos. Tiene aplicación como protección principal en sistemas de media y alta tensión en transformadores de potencia [6].

2.7.1 Principio básico de funcionamiento

El principio de corriente diferencial se basa en la ley de Kirchhoff, es decir, la suma de las

corrientes que entran en una red conductora es cero. La protección diferencial de transformador opera con las corrientes de cada devanado del transformador de potencia como se muestra en la figura 2.6. En condiciones ideales, las corrientes I_1 e I_2 que entran al relé son iguales en magnitud por lo que la corriente diferencial es aproximadamente cero.

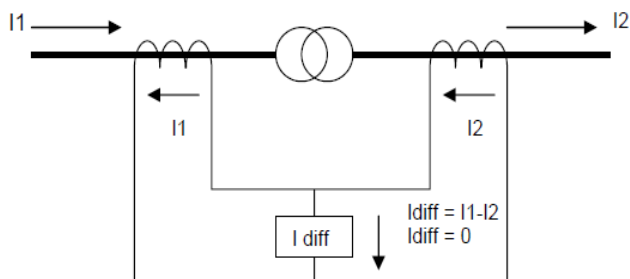


Figura 2.6: Conexión de una protección diferencial para un transformador de potencia [10].

2.7.2 Característica de la protección diferencial

Si el transformador cuenta con un intercambiador de tomas bajo carga, su relación de transformación varía en el rango de tomas. Esto cambia la relación de las corrientes en el lado 1 y el lado 2 y por lo tanto produce una corriente de desequilibrio en el relé. A esta corriente de desequilibrio se agregan otros efectos, tales como la precisión del transformador de corriente (incluida la saturación del TC), la magnetización del transformador entre otros, como se muestra en la figura 2.7 [11].

La magnitud de la corriente de desequilibrio aumenta a medida que lo hace la carga del transformador. El relé diferencial, sin embargo, no debe operar en este caso.

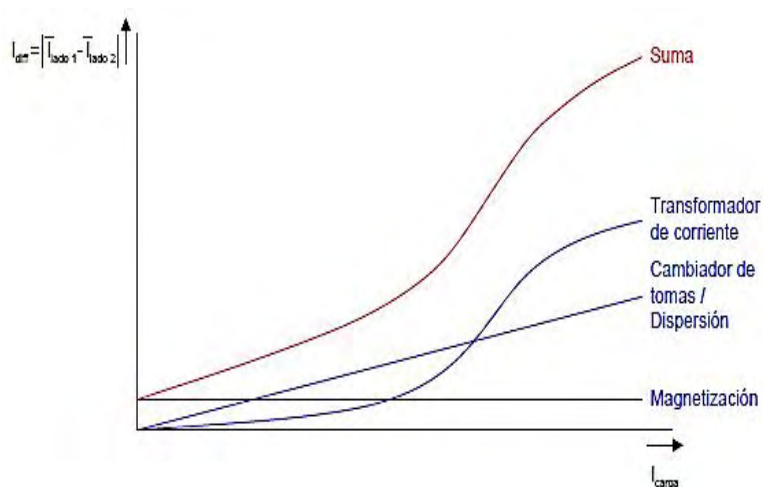


Figura 2.7: Corrientes de error del transformador [11].

En la Figura 2.8 se puede observar que la magnitud de la corriente de desequilibrio depende de la corriente de carga del transformador. Para compensar estas corrientes de error, la protección diferencial debe estar provista de un elemento de polarización o restricción. La característica de funcionamiento tiene que cubrir las corrientes de desequilibrio en condiciones normales, lo que permite a la protección decidir entre bloqueo y funcionamiento. El diseño de la característica de funcionamiento (número de segmentos de línea, pendiente, etc.) difiere ampliamente entre los fabricantes y los tipos de relés.

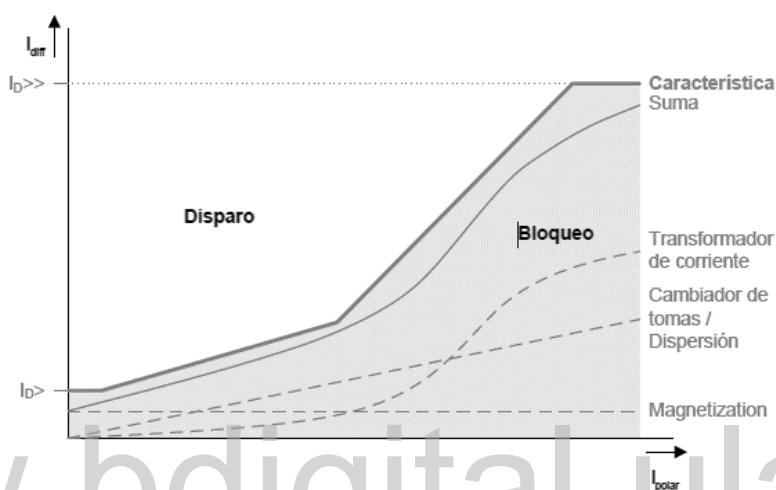


Figura 2.8: Característica de funcionamiento de una protección diferencial para transformadores [11].

2.8 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (50/51/51N)

Es un dispositivo, usado generalmente en equipos, donde se requiere limitar a valores preestablecidos la corriente eléctrica durante un tiempo. Tiene aplicación principal en sistemas de baja o media tensión, como son [6]:

- Salidas de 13,8 y 34,5 kV.
- Alimentadores principales de barras de 13,8 y 34,5 kV.
- En transformadores de Potencia, como protección de respaldo.
- Líneas radiales a 115 kV.

La función primordial consiste en la medición permanente de corriente de un circuito en particular, a fin de compararlo con los valores de ajuste y establecer si existe una condición de elevados niveles de corriente producto de una falla por cortocircuito o sobrecarga del sistema.

Se clasifican atendiendo al tiempo de operación en:

2.8.1 Protección de sobrecorriente instantánea (50)

Una vez superado el valor de referencia, operan de manera inmediata, sin tiempos de retardo en su operación [4]. Por lo general este tipo de protección no se suele utilizar como protección de respaldo de transformadores, por la cantidad de falsos disparos que este pueda llegar a producido y en caso de hacerlo debe ser ajustado por encima del valor máximo de la corriente de *Inrush*.

2.8.2 Protección de sobrecorriente temporizada (51)

En donde el tiempo de actuación va a depender del valor de corriente de cortocircuito y la curva característica (dial, etc) elegida.

El ajuste de los relés de sobrecorriente temporizado 51, normalmente es entre el 120% y el 150% de la corriente nominal del transformador. La curva de tiempo en el lado de alta tensión (desde donde se energiza el transformador) debe coordinarse con los relés del lado de baja tensión. En el lado de baja tensión o de la carga, la curva del relé se debe coordinar con los relés que se ubican aguas abajo [9].

2.8.3 Protección de sobrecorriente temporizada (51N)

Ya que todos los transformadores de potencia son cargados balanceadamente, el relé de corriente residual se puede ajustar entre el 20% y el 50% de la corriente nominal del transformador. En el lado de alta tensión la curva de tiempo puede ser la mínima cuando existe independencia entre las secuencias cero del lado de alta y baja (ejemplo conexión estrella, delta), mientras que en el lado de baja tensión se debe coordinar con los relés residuales aguas abajo [9].

2.9 PROTECCIONES INTERNAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

A continuación, se citarán las protecciones internas o mecánicas más utilizadas o conocidas en el sistema de CORPOELEC [6].

2.9.1 Protección Buchholz

Este es un relé que va intercalado en la tubería que une la cuba del transformador con tanque de expansión el cual actúa por acumulación de gases y por flujo violento de aceite. Este detecta fallas incipientes en el transformador con descargas parciales las cuales producen gases.

2.9.2 Protección sobrepresión

Es un dispositivo diseñado para aliviar sobre presiones internas en la cuba del transformador o en el cambiador de tap. ocasionadas por una falla interna, lo cual podría ocasionar un daño en la cuba o que el aceite escapara por las piezas atornilladas del tanque.

2.9.3 Protección temperatura de devanados (primario y secundario)

La función es indicar la temperatura de los devanados del transformador. Esto se logra haciendo pasar la corriente de uno de los devanados, a través de un transformador de corriente cuyo secundario se conecta a una resistencia que calienta un bulbo termo eléctrico ubicado dentro de un depósito con aceite. Este dispositivo transmite una señal a un elemento indicador que dispone de tres o cuatro niveles topes de temperatura, normalmente usados para el arranque de ventiladores, bombas, alarma y orden de apertura.

2.9.4 Protección temperatura de aceite

La función es verificar la temperatura del aceite del transformador, mediante un bulbo termoeléctrico que se encuentra en un depósito independiente sumergido en aceite el cual está ubicado dentro de la cuba. Conectado a su vez a un elemento indicador con dos topes que indican señal de alarma y orden de apertura del interruptor.

2.9.5 Protección bajo y/o alto nivel de aceite tanque principal del cambiador de tap

Estas protecciones consisten en un flotante y un indicador conectado a este.

2.9.6 Protección Jensen del cambiador de tap

Esta protección funciona de la misma forma que el relé Buchholz, la diferencia es que solo

ocurre en la tubería del cambiador de tomas emitiendo solo una señal de disparo.

2.9.7 Protección masa-cuba

Toda la cuba del transformador está aislada y solo existe un punto de conexión a tierra en el cual se instala un TC, de modo tal que permita medir las corrientes que se drenan a tierra productos de descargas. A diferencia de las demás protecciones interna del transformador, está conformado por una protección digital o numérica el cual es incorporada por el mismo fabricante del transformador en el tablero principal.

2.9.8 Tipo de actuación de las protecciones internas

La señalización correcta de estas protecciones en estatus de disparo, son indicativas en la mayoría de los casos de problemas internos graves en el transformador. La energización inmediata de la unidad no se debería realizar sin antes asegurarse, mediante un conjunto de pruebas y ensayos que nada sucedió en la parte activa del equipo; lo que llevaría a calificar la situación como un disparo errático. La interpretación adecuada de las señalizaciones, lleva a evitar reenergización improcedentes que solo van a lesionar más el transformador averiado. En la tabla 2.2, se muestra el tipo de actuación que podría generar las protecciones eléctricas internas al transformador.

Tabla 2.2: Tipo de acción de las protecciones internas [6].

PROTECCIÓN	ALARMA	DISPARO	OTRO
Buchholz	X	X	
Sobrepresión del tanque		X	
Temperatura de devanados	X	X	X
Temperatura del aceite	X	X	X
Nivel de aceite tanque ppal.	X		X
Jensen		X	
Nivel de aceite del cambiador de tap	X		X
Masa cuba		X	

2.10 RELE AUXILIAR DE DISPARO Y BLOQUEO

El relé de disparo y bloqueo (86) es una protección auxiliar utilizado para realizar disparos definitivos del interruptor; es decir, con disparo sostenido y bloqueo del circuito de cierre, en el caso de todo tipo de fallas en elementos con aislamientos no regenerativos como

transformadores de potencia. La actuación del relé de bloqueo es un llamado de atención, que indica que ha ocurrido una falla grave y que es necesario revisar y ensayar el equipo antes de volverlo a energizar [9].

En el caso de transformadores de potencia, el relé de bloqueo es activado por las funciones:

- Diferencial 87T.
- Diferencial de rango restringido 87N.
- Distancia zona 1.
- Sobrecorriente instantáneo fase y tierra 50 50N.
- Sobrecorriente direccional instantáneo fase y tierra 67/67N.
- Buchholz.
- Jansen.
- Sobrepresión.

www.bdigital.ula.ve

CAPITULO III

ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

El presente capítulo, se hace una breve descripción de la organización donde se está realizando este trabajo de grado, además, se describen las condiciones actuales de la instalación en estudio, se detallan los equipos asociados al tramo de 115/34,5 kV obtenidos a través de inspecciones, revisión de material y esquemas relacionados a la S/E Vigía I.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA ORGANIZACIÓN

3.1.1 Organización de la División de Mantenimiento de Protecciones, Mediciones, Supervisión y Control

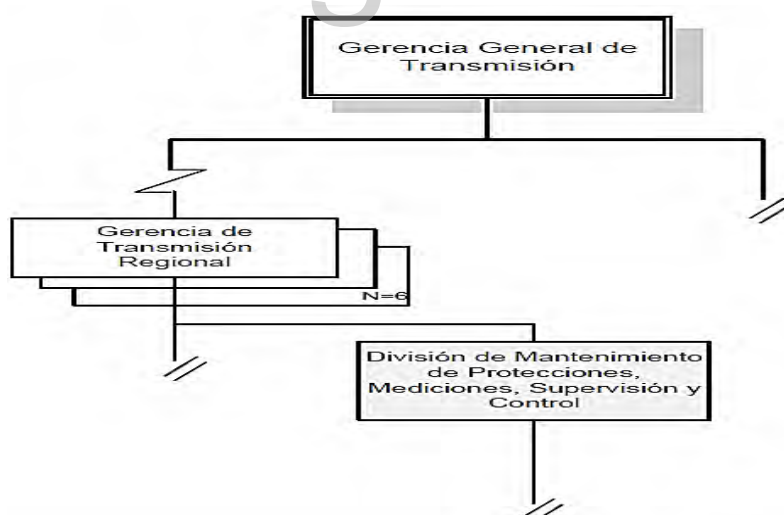


Figura 3.1: Organigrama de la organización.

3.1.2 Ubicación geográfica de la organización

Actualmente la División de Mantenimiento de Protecciones, Mediciones, Supervisión y Control del estado Mérida, que en conjunto a la División de Operación y Mantenimiento de S/E y Líneas Mérida, se encuentra dentro de las instalaciones de la S/E Mérida I, ubicada en

la Av. Matica, detrás de la Urb. Humboldt. Diagonal a la Urb. Belensate, enlace acuario. Parroquia Ozuna Rodríguez. Municipio Libertador

3.1.3 Objetivo de la división

Gestionar el mantenimiento de los equipos y sistemas de protección y registros, mediante la programación, ejecución y control de las actividades de mantenimiento y recepción de equipos e instalaciones, a fin de asegurar su disponibilidad y confiabilidad.

3.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA S/E VIGÍA I

El estudio a ser realizado será llevado a cabo en la Subestación Eléctrica Vigía I, ubicada en la autopista San Cristóbal – La Fría, municipio Alberto Adriani de la ciudad de El Vigía, estado Mérida, el cual es una subestación tipo nodal de subtransmisión que maneja niveles de tensión de 115/34,5/13,8 kV. En la figura 3.2 se muestra una imagen satelital de la S/E obtenida a través de Google Maps.



Figura 3.2: Localización de la S/E Vigía I [12].

Actualmente tiene una capacidad instalada de 144 MVA con 2 transformadores de potencia de 115/13,8 kV, un transformador de potencia de 115/34,5 kV y un transformador de potencia móvil de 115/35,2 kV, todos ellos de 36 MVA. Estos transformadores pueden ser alimentados mediante 4 circuitos de transmisión de 115 kV, que depende del sentido de flujo de energía transmitido debido al tipo de configuración de la subestación.

En el anexo 1, se muestra el diagrama unifilar de la S/E Vigía I, en donde por razones prácticas de este trabajo, solo se describirán los equipos asociados al tramo de 115/34,5 kV, con el fin de obtener la información necesaria para realizar los ajustes correspondientes a las protecciones eléctricas del transformador de potencia en estudio.

3.3 ESTADO ACTUAL DEL TRAMO DE 115/34,5 kV S/E VIGÍA I

El tramo de 115/34,5 kV de la S/E Vigía I, se encarga de proporcionar suministro eléctrico a circuitos de distribución foráneos de la ciudad de El Vigía, con un nivel de tensión de 34,5 kV, estas salidas son; salida 1 El Bosque, salida 2 Caño Zancudo y salida 3 correspondiente a PDVSA 2.

El tramo de 115/34,5 kV actualmente se encuentra operando mediante una subestación móvil EFACE de 36 MVA, alimentada de la barra de principal de 115 kV, el cual posee todos los equipos de maniobras, protección y control incorporados en su estructura móvil. En la figura 3.3 se muestra el diagrama unifilar provisional del tramo de 115/34,5 kV con la subestación móvil asumiendo la carga del tramo.

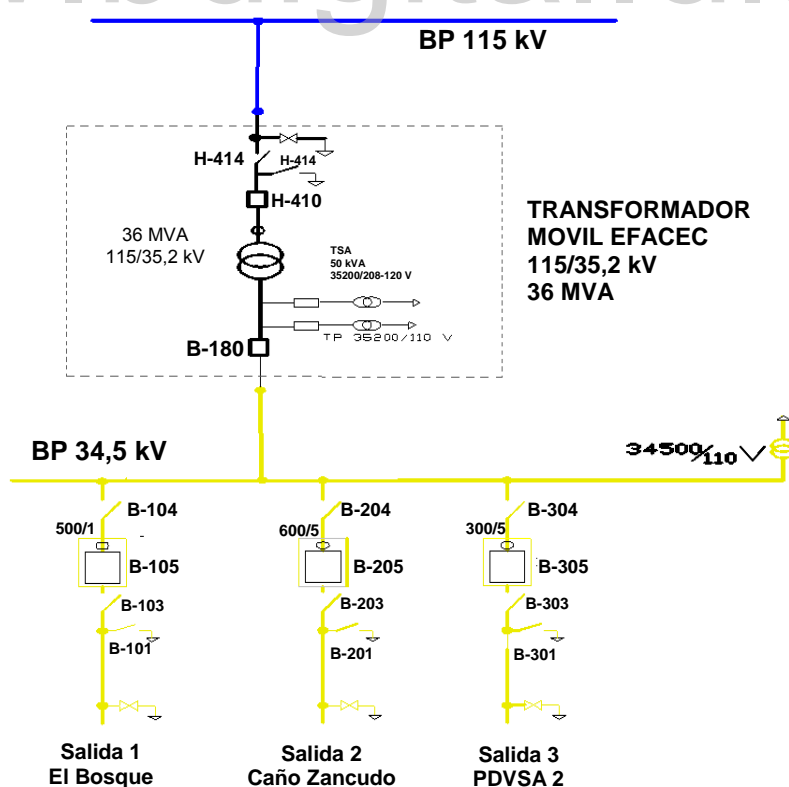


Figura 3.3: Diagrama unifilar provisional del tramo de 115/34,5 kV [13].

A continuación, se describirán detalladamente los equipos asociados a la subestación móvil EFACEC de 115/35,2 kV de 36 MVA.

- Pararrayos de 115 kV.
- Seccionadores del lado de AT H-414.
- Seccionadores de puesta a tierra del lado AT H-411.
- Disyuntor del lado de AT H-410.
- Transformador de corriente del lado de AT de 300/1 A.
- Transformador de potencia de 115/34,2 kV de 30MVA.
- Transformador de servicios auxiliares de 34200-208-120 V.
- Transformador de voltaje de 34200/110 V.
- Disyuntor del lado de baja tensión B-280.

Además de los equipos y accesorios detallados anteriormente, la subestación móvil cuenta con un sistema protección de las cuales no fueron posible extraer los ajustes puesto que la pantalla de los equipos se encuentra dañadas y el personal de protecciones y mediciones no cuenta con el software de los equipos para descargarlos mediante el computador, dichos equipos son:

- Unidad terminal de protección y control de salida AT (TPU S420 EFACEC).
- Unidad terminal de protección y control de salida BT (TPU S420 EFACEC).
- Regulador automático de tensión (TPU TD420 EFACEC).
- Unidad de protección diferencias (TPU TD420 EFACEC).

3.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS ACTUALES DE LOS EQUIPOS ASOCIADOS AL TRAMO DE 115/34,5 kV

El tramo en estudio como se mencionó en el capítulo I, actualmente cuenta con dos bahías, de las cuales solo se dispone de los equipos y componentes necesarios para la puesta en funcionamiento del tramo a través de una sola bahía.

A continuación, se definirán en detalle los elementos más relevantes asociados al tramo en estudio, con la finalidad de obtener información para el ajuste correspondiente del sistema de protecciones asociados al transformador de potencia del tramo de 115/34,5 kV.

3.4.1 Componentes del sistema de protección en el patio del tramo 115/34,5 kV

El tramo de 115/34,5 kV de la S/E Vigía I, cuenta con los elementos necesarios para su puesta en funcionamiento a través de una de las bahías como se aprecia en el diagrama unifilar de figura 3.4 y en la tabla 3.1 se describen detalladamente los equipos principales disponibles en el patio del tramo en estudio.

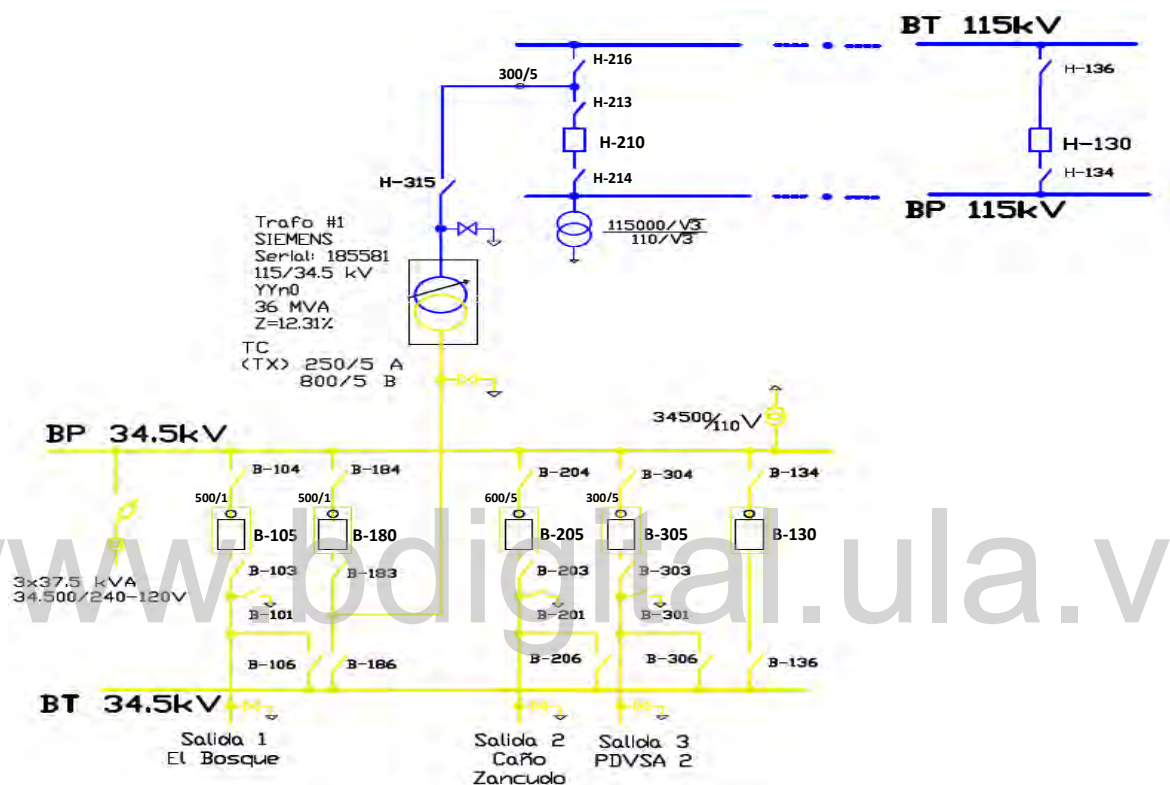


Figura 3.4: Diagrama unifilar del tramo de 115/34,5 kV Vigía I [13].

Tabla 3.1: Descripción de los equipos existentes en el patio del tramo de 115/34,5 kV

Descripción	Dato técnico/unidad
Seccionador H-214, H-213 y H-216	
Marca	Gardy
Tensión nominal	123 kV
Intensidad nominal	1.000 A
Intensidad máxima permitida (t=1s)	40 kA
Mecanismo de apertura	Manual
Disyuntor H-210	
Marca	Alstom
tipo	GI312
Tensión nominal	145 kV
Intensidad nominal	3150 A
Intensidad máxima permitida	40 KA
Medio de extinción	SF6
Mecanismo de apertura	Motor-Resorte

Tabla 3.1: Descripción de los equipos existentes en el patio del tramo de 115/34,5 kV (continuación).

Transformador de corriente lado de AT	
Marca	ALSTHON SOVOISIENNE
Tipo	IH 123/24
Relación de transformación	300/5 A
Tensión nominal	123 kV
Transformador de potencial AT	
Marca	Magrini Galileo
Tipo	TVH-123
Tensión nominal primaria	115 kV
Relación de transformación	115.000/110 V
Seccionador H-315	
Marca	Came
Tensión nominal	115 kV
Intensidad nominal	630 A
Mecanismo	Manual
Disyuntores BT	
Marca	Horizon
Tipo	Exterior
Tensión nominal	38 kV
Intensidad nominal	1.250 A
Intensidad máxima permitida (t=3s)	25 kA
Medio de extinción	Vacío
Mecanismo de apertura	Motor- resorte
Relación de transformación de los TC	1200/600/300/5 y 1000/500/1
Seccionadores de BT (ubicados en el pórtico de 34.5 kV)	
Marca	Gardy
Tipo	Monopolares
Tensión nominal	34,5 KV
Intensidad nominal	400 A

3.4.2 Descripción del transformador de potencia

El tramo de 115/34,5 kV de la subestación Vigía I, tal y cual como se describió en el capítulo I, actualmente dispone de dos bahías y sobre una de ellas se encuentra el transformador de potencia trifásico SIEMENS de 36 MVA, este transformador presenta las características generales indicadas en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Datos del transformador SIEMENS de 36 MVA.

Descripción	Dato técnico/unidad
Datos de fabricación	
Proveedor / Fabricante	SIEMENS
País de fabricación	COLOMBIA
Año de fabricación	2006
Normas aplicables	IEC - CADAPE
Condiciones de servicio	
Servicio	Continuo
Montaje	Intemperie

Tabla 3.2: Datos del transformador SIEMENS de 36 MVA (continuación).

Condiciones de servicio	
Servicio	Continuo
Montaje	Intemperie
Refrigeración	
Refrigeración	ONAN / ONAF
Tipo de Aceite	Aceite mineral
Características eléctricas nominales	
Numero de fases	3
Frecuencia	60 Hz
Potencia nominal	30-36 MVA
Relación de transformación	115/34,5 kV
Impedancia de secuencia cero Z_0 (máx. – nom. – mín.)	9,82 – 9,76 – 9,42
Impedancia de cortocircuito Z_{CC-TX} (30/36) MVA	10,26/12,31%
Conexión	
Primario y secundario	Estrella con acceso a neutro
Grupo de conexión	YN yn 0
Regulación (cambiador de tap)	
Tipo de regulación	Automática con carga
Margen de regulación máx.	-15 %
Números de posiciones (máxima – nominal – mínima)	1 – 9 – 33
Rango de regulación (máxima- nominal-mínima)	120.750 – 115.000 – 97.750 V
Transformadores de corriente	
TC's de medición AT clase 1%	3 unidades de 250/5 A
TC's de protección AT clase 5P20	6 unidades de 250/5 A
TC's de protección BT clase 5P20	6 unidades de 800/5 A
TC de imagen térmica 10X1:10X2 clase 3%	1 unidad de 250/2 A
TC de imagen térmica 17X1:17X2 clase 3%	1 unidad de 800/2 A

El gabinete de control ubicado sobre uno de los extremos del transformador, posee un conjunto de indicadores electromecánicos que en caso de producirse una falla interna y al ser detectada por las protecciones propias transformador, se mostraran a través de las señalizaciones de cada indicador, permitiendo saber al operador el posible motivo de falla o disparo de los interruptores de potencia. En la tabla 3.3, se muestran la señalización de alarmas por fallas y disparos del transformador SIEMENS perteneciente al tramo en estudio.

Tabla 3.3: Señalización del gabinete de control del transformador SIEMENS de 36 MVA.

Señalización de alarma o disparo	Causa
Falla del regulador	Indica que se ha generado una falla con regulador de tensión del transformador.
Falla de la protección de los motores de ventilación	Indica que se ha generado una falla en el sistema de ventilación forzada.
Falla de paralelismo	Esta señalización no se activará, puesto que no se tiene un segundo transformador en paralelo.
Alarma relé de protección de cuba	Indica que se ha generado un disparo por medio del relé de masa cuba.
Alarma de temperatura de aceite.	Indica que el transformado presenta un aumento de temperatura en el aceite dieléctrico.

Tabla 3.3: Señalización del gabinete de control del transformador SIEMENS de 36 MVA (continuación).

Alarma de temperatura del devanado de AT	Indica que el devanado de alta tensión ha superado el nivel de temperatura preestablecido en el indicador.
Disparo de temperatura de devanado AT	Indica que se ha generado un disparo por sobrepasar el nivel de temperatura máximo establecido por el indicador de temperatura del lado de alta tensión.
Disparo de temperatura de devanado BT	Indica que se ha generado un disparo por sobrepasar el nivel máximo de temperatura establecido por el indicador de temperatura del devanado de baja tensión.
Disparo transformador válvula de sobrepresión	Indica que se ha generado un disparo por medio de las válvulas de sobrepresión por el aumento de gases en el en el tanque principal.
Disparo relé Buchholz	Indica que se ha generado un disparo por medio del relé Buchholz por acumulación de gases debido a cortocircuitos o arcos internos.
Disparo de la válvula de sobrepresión del conmutador	Indica que se ha generado un disparo por medio de las válvulas de sobrepresión en el tanque del conmutador de tomas
Disparo del relé Jessen	Indica que el relé Jessen ha generado un disparo por detectar un alto flujo de aceite en la tubería del conmutador de tomas.

3.4.3 Protección principal existente asociada del transformador SIEMENS de 36 MVA

El transformador de 36 MVA, actualmente cuenta con un relé numérico multifuncional ABB TPU 2000R, como protección principal, el cual se encuentra dentro de la sala de mando de la subestación. El relé TPU 2000R tiene a disposición de tres modos de ajustes (primario, alternativo 1 y alternativo 2), en el cual, solo se describirán los ajustes de la alternativa que se encuentra activada actualmente, resaltando que los datos obtenidos, fueron únicamente posible a través del frontal del equipo. En la tabla 3.4 se muestran los ajustes generales del sistema del relé TPU 2000R.

Tabla 3.4: Ajustes de configuraciones generales del TPU 2000R.

Ajustes	Valor de omisión
Modo alternativo primario	Activado
Configuración del transformador de potencia	Estrella - Estrella
Relación de transformación del TC de fase, devanado AT	250/5
Configuración del TC de fase lado AT	Estrella (Y)
Relación de transformación del TC de neutro, devanado AT	250/5
Relación de transformación del TC de fase, devanado BT	800/5
Configuración del TC de fase lado BT	Estrella (Y)
Relación de transformación del TC de tierra, devanado BT	800/5
Compensación de fase	0°

El relé TPU 2000R actualmente cuenta con dos módulos de protección, el primero cuenta

con ajuste de la función diferencial y la segunda corresponde a la función de reserva de sobrecorriente temporizada de fase, en la tabla 3.5 se muestran los ajustes actuales de las funciones del relé TPU 2000R.

Tabla 3.5: Ajustes de la función del relé TPU 2000R.

Función	Definición del Ajustes	Ajuste
ANSI 87T	Corriente mínima de operación	0,40 [p.u]
	Porcentaje de pendiente	30 %
	Restricción armónicos	Todos
	Porcentaje de restricción Armónico	20 %
	Ajuste de la Toma del devanado 1	3,60 A
	Ajuste de la toma del devanado 2	3,70 A
ANSI 87H	Ajuste de arranque	8,30 [p.u]
ANSI 51P-1	Selección de curva (ANSI)	Inversa
	Corriente de arranque	4,30 A
	Dial de tiempo /retardo	5,00
ANSI 51P-2	Selección de curva (ANSI)	Inversa
	Corriente de arranque	4,50 A
	Dial de tiempo /retardo	4,00

3.4.4 Protección de respaldo del transformador SIEMENS de 36 MVA

El transformador de potencia del tramo de 115/34,5 kV, tiene como protección de respaldo en el lado de alta tensión, un módulo de tres relés electromecánico de sobrecorriente temporizada e instantánea tipo CDG61, el cual se encarga de monitorear y generar una señal de disparo a los disyuntores del lado de 115 kV del tramo, ante una posible falla de cortocircuito. En la tabla 3.6 se muestran los ajustes correspondientes a la protección de respaldo.

Tabla 3.6: Ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase del relé CDG61.

Función	Definición del Ajustes	Ajuste
51 (3Ip>)	Selección de curva (IEC)	Normal inversa
	Multiplicador del ajuste de la clavija	3,75 A
	Multiplicador de tiempo (TMS)	0,55
50 (3I>>)	Función no activada	

3.4.5 Protecciones de los disyuntores asociados a las salidas del tramo 115/34,5 kV

En la tabla 3.7 se muestran los ajustes de las características instantáneas y temporizadas de fase de las protecciones asociadas a los disyuntores de las salidas del tramo de 115/34,5 kV de la S/E Vigía I.

Tabla:3.7 Ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fase asociadas a las salidas del tramo de 115/34,5 kV.

Relé	Circuito	TC	DMT 50		IDMT 51		
			$I_{arr.}(A)$	Dial	$I_{arr.}(A)$	Dial	Tipo de curva
VISIONr	B-180	500/1	2.500	0,05	720	0,30	IEC (Nor.Inversa)
VISIONr	B-105	500/1	1.000	0,05	400	0,30	IEC (Ext. Inversa)
ZIV	B-205	600/5	840	0,00	300	0,20	IEC (Ext. Inversa)
BECKWITH	B-305	300/5	2.400	0,05	360	0,30	IEC (Ext. Inversa)

En la tabla 3.8 se muestran los ajustes de las características instantáneas y temporizadas de falla a tierra o residual de las protecciones asociadas a los disyuntores de las salidas del tramo de 115/34,5 kV de la S/E Vigía I.

Tabla 3.8: Ajustes de las protecciones de sobrecorriente residual asociadas a las salidas del tramo de 115/34,5 kV.

Relé	Circuito	TC	DMT 50N		IDMT 51N		
			$I_{arr.}(A)$	Dial	$I_{arr.}(A)$	Dial	Tipo de curva
VISIONr	B-180	500/1	2.500	0,05	300	0,40	IEC (Nor. Inversa)
VISIONr	B-105	500/1	300	0,05	150	0,40	IEC (Nor. Inversa)
ZIV	B-205	600/5	420	0,00	78	0,20	IEC (Ext. Inversa)
BECKWITH	B-305	300/5	900	0,05	120	0,30	IEC (Nor. Inversa)

3.4.6 Protección de sobrecorriente masa cuba del transformador SIEMENS de 36 MVA

El transformador de potencia cuenta con relé digital SIEMENS 7SJ45, el cual se encarga de medir y supervisar la corriente que circula por la conexión de la cuba del transformador hacia tierra en caso de defectos internos de sus partes activas contra masa. Esta protección a su vez por medio de un contacto excitará un relé auxiliar, que provoca el disparo y bloqueo del disyuntor en alta y baja tensión del tramo. En la tabla 3.9, se muestran los ajustes actuales del relé.

Tabla 3.9: Ajustes de las funciones del relé de masa cuba.

Tipo de ajuste	Ajuste
Tipo de característica	Tiempo definido
I>	0,50 I/IN
T I>	1,70 s
I>>	2,00 I/IN
T I>>	0,10 s

3.4.7 Protección auxiliar de supervisión de disparo

Como protección auxiliar, tramo en estudio cuenta con un relé supervisor de disparo tipo

VAX31, que se encarga de supervisar el circuito de disparo del disyuntor H-210, iniciando una alarma sonora y de indicación visual, si el circuito de disparo del disyuntor no funciona o si el mecanismo no acciona.

3.4.8 Protección de disparo y bloqueo

Otras de las protecciones auxiliar con la que cuenta el tramo actualmente, es el relé de disparo y bloque tipo VAJX11, que se encarga de distribuir una señal de apertura o disparo proveniente de la protección diferencial o de algunas de las protecciones mecánicas del transformador producto de una falla, a los disyuntores H-210 y B-180 del tramo.

3.5 ESTADO ACTUAL DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DEL TRAMO DE 115/34,5 kV

A continuación, se describirán el estado actual de las protecciones asociadas al tramo en estudio.

Relé TPU 2000R: Actualmente se encuentra en las instalaciones, el relé enciende y se puede acceder a sus configuraciones solamente por medio del frontal del equipo, puesto que el Departamento de Protecciones y Mediciones, no cuenta con el software correspondiente para acceder a su configuración, con ello se impide ajustar o parametrizar la protección en base a las condiciones actúales del sistema.

Relé CDG61: Al igual que la protección principal, el relé de respaldo del lado de alta del transformador, se encuentra en uno de los gabinetes exteriores del tramo, posee los ajustes de la tabla 3.6 y se desconoce su estado de operatividad por no estar instalado el sistema de control y comunicación asociado a la protección.

Protecciones mecánicas o propias del transformador: Actualmente se desconoce el estado actual de estas protecciones, puesto que no se cuenta con el sistema de alimentación (servicios auxiliares) ni el sistema de control para verificar su estado.

Relés asociados a las salidas del tramo: Se encuentran actualmente en óptimas condiciones y operando a través de la subestación móvil.

CAPITULO IV

AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN PROPUESTO

En el presente capítulo se muestran los cálculos necesarios para el ajuste y coordinación de las funciones de protección del relé 7UT613 y 7SJ622 asociados al transformador de potencia de la S/E Vigía I, además de configurar las protecciones mediante el software DIGSI en base a los ajustes propuestos.

4.1) ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DEL TRAMO DE 115/34,5kV S/E VIGÍA I

4.1.1 Estudio de cortocircuito

En el análisis de cortocircuito en esencial para determinar las posibles fallas del sistema que se manifiestan como condiciones anormales de operación que podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos.

- Indeseables flujos de corrientes.
- Presencia de corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

El sistema de la S/E Vigía I, en especial el tramo de 115/34,5 kV, requiere realizar estudios de cortocircuito y obtener la información básica para la coordinación y ajustes necesarios de las protecciones de sobrecorriente.

Los estudios se realizaron con los siguientes objetivos:

- Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.

- Determinar el ajuste de las de protecciones, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

4.1.2 Niveles de corriente de cortocircuito en la barra 115 kV de la S/E Vigía I.

Los niveles de cortocircuito en la barra de 115 kV de la S/E Vigía I, fue obtenida a través de una data que maneja el departamento de Protecciones y Mediciones del Estado Mérida, dichos valores de cortocircuito se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Datos de cortocircuito trifásico y monofásicos de la barra de 115 kV S/E Vigía I.

Parámetro	Unidad	Falla Trifásica	Falla Monofásica
Corriente subtransitoria	kA	5,486	3,822
Angulo de desfase	°	-76,410	-75,420
MVA de cortocircuito	MVA	1.092,640	253,748

4.1.3 Niveles de Corriente de Cortocircuito en la barra 34,5 kV de la S/E Vigía I

Los niveles de cortocircuito en el lado 34,5 kV, se calculan suponiendo una falla en las barras de la subestación, este valor se obtiene a partir del nivel de cortocircuito en la barra de 115 kV. En la figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado del tramo en estudio.

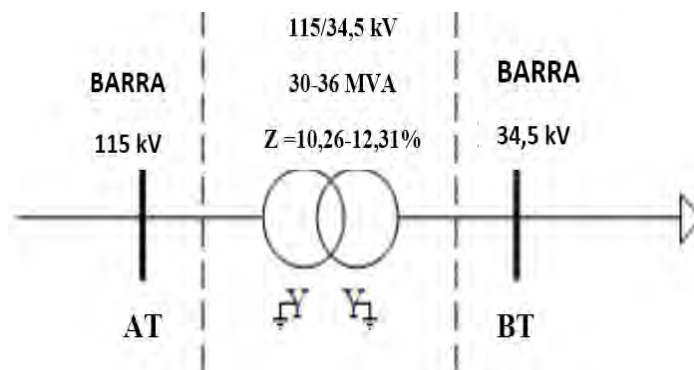


Figura 4.1: Diagrama unifilar simplificado del tramo 115/34.5 kV S/E Vigía I.

Con los datos obtenidos de corrientes de falla en la barra de 115 kV, se calculan las impedancias de secuencia vistas hacia la fuente (sistema externo) en p.u, utilizando el método de las componentes simétricas [3]. Los valores base para realizar estos cálculos son los siguientes:

$$MVA_{base} = 100 \text{ MVA}$$

$$kV_{\text{base}} = 115 \text{ kV (para el lado de alta tensión)}$$

$$kV_{\text{base}} = 34,5 \text{ kV (para el lado de baja tensión)}$$

• **Cálculo de la impedancia equivalente en la barra de 115 kV**

$$E_a \text{ (p.u.)} = 1 \angle 0^\circ$$

$$I_{\text{base}} = \frac{MVA_{\text{base}}}{\sqrt{3} \cdot kV_{\text{base}}} \quad (4.1)$$

$$I_{\text{base-115 kV}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ kV}} = 0,502 \text{ kA}$$

$$I_{\text{base-34,5 kV}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \text{ kV}} = 1,673 \text{ kA}$$

Corriente de falla trifásica:

$$I''_{115 \text{ kV}} = I_{\text{CC-3f}} = 5,486 \text{ kA} \angle -80,163^\circ$$

Corriente de falla trifásica en por unidad:

$$I_{\text{CC}} = \frac{I_{\text{cc}}}{I_{\text{base}}} \text{ p.u.} \quad (4.2)$$

$$I_{\text{CC-3f}} = \frac{5,486 \text{ kA} \angle -76,410^\circ}{0,502 \text{ kA}} = 10,928 \angle -76,410^\circ \text{ p.u.}$$

• **Impedancia de secuencia positiva**

Para el cálculo de la impedancia de secuencia positiva, como las corrientes de cortocircuito son balanceadas, solamente se considera el diagrama de impedancias de secuencia positiva. Se emplearán los valores de las reactancias subtransitorias para el cálculo de corriente máxima de cortocircuito.

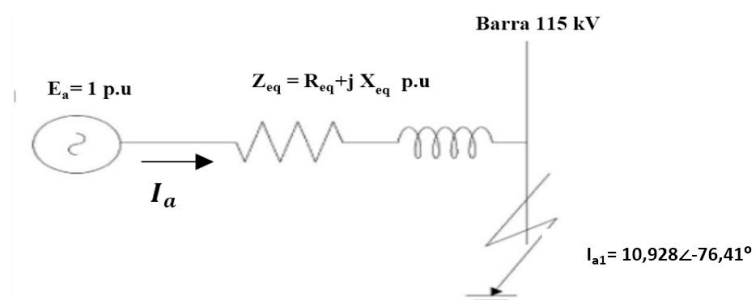


Figura 4.2: Diagrama de impedancias de secuencia positiva.

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

Donde

I_{a1} = Corriente de secuencia positiva o directa.

I_{a2} = Corriente de secuencia negativa o inversa.

I_{a0} = Corriente de secuencia cero u homopolar

Para el análisis de una falla trifásica se tiene que.

Luego $I_{a2} = I_{a0} = 0$

$$I_a = I_{a1} = \frac{E_a}{Z_{eq}} = 10,928 \angle -76,410^\circ \text{ p.u.}$$

Despejando a Z_1

$$Z_1 = Z_{eq-115 \text{ kV}} = \frac{E_a}{I_a} = \frac{V \text{ p.u.}}{I_{CC-3f} \text{ p.u.}} \quad (4.3)$$

$$Z_{eq-115 \text{ kV}} = Z_1 = \frac{1,0}{10,928 \angle -76,410^\circ} = 0,091 \angle 70,410^\circ = 0,021 + j0,088 \text{ p.u.}$$

• Impedancia secuencia negativa

Es bastante común, que las impedancias de secuencia positiva y negativa sean iguales, debido a que la impedancia de un circuito lineal y simétrico es independiente del orden de fases, a condición de que las tensiones aplicadas estén equilibradas, por lo tanto.

$$Z1 = Z2 = 0,021 + j0,088$$

• Impedancia de secuencia cero

Haciendo uso de las redes de secuencia y del diagrama de la figura 4.3, se procede calcular la impedancia de secuencia cero.

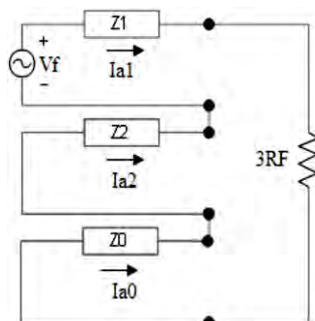


Figura 4.3: Redes de secuencia para una falla monofásica a tierra.

Por lo tanto, la impedancia de secuencia cero equivalentes en la barra de 115 kV es.

$$Z0_{th} = \frac{3 \cdot V_{th} \text{ p.u.}}{I_{CC-1f} \text{ p.u.}} - Z1 - Z2 \quad (4.4)$$

Donde

$$V_{TV} = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{CC-1f} = 3,822 \text{ kA} \angle -75,420^\circ$$

Mediante la ecuación 4.2, se obtiene el valor de la corriente de cortocircuito monofásica por unidad.

$$I_{CC-1f} \text{ (p.u.)} = \frac{I''_{CC-1f}}{I_{base-100 \text{ MVA}}} = \frac{3,822 \text{ kA}}{0,502 \text{ kA}} = 7,613 \text{ p.u.}$$

De la ecuación 4.4 se obtiene.

$$Z0_{eq-115 \text{ kV}} = \frac{3 \cdot (1 \angle 0^\circ)}{7,613 \angle -75,420} - 2 \cdot (0,021 + j0,088) = 0,213 \angle 74,437^\circ = 0,057 + j0,205$$

- **Cálculo de impedancia equivalente del transformador de potencia 115/34,5 kV**

De la tabla 3.2, se obtiene los valores las impedancias en por unidad de cortocircuito Z_{CC-TX} y la impedancia de secuencia cero Z_{0-TX} , del transformador, en este caso para el análisis de cortocircuito se amerita llevar estas impedancias a la nueva base de 100 MVA.

$$Z_{CC-TX} = j0,1231 \text{ p.u}$$

$$Z_{0-TX} = j0,0976 \text{ p.u}$$

$$Z_x \text{ (p.u)} = Z_x \cdot \frac{\text{MVA}_{\text{Base nueva}}}{\text{MVA}_{\text{Base vieja}}} \quad (4.5)$$

Por lo tanto, aplicando el cambio de base.

$$Z_{CC-TX} = X_{CC-TX} = j0,1231 \cdot \frac{100 \text{ MVA}}{36 \text{ MVA}} = j0,341 \text{ p.u}$$

$$Z_{0-TX} = X_{0-TX} = j0,0976 \cdot \frac{100 \text{ MVA}}{36 \text{ MVA}} = j0,271 \text{ p.u}$$

- **Cálculo de impedancia equivalente en la barra de 34,5 kV**

$$Z_{eq-34,5 \text{ kV}} = Z_{eq-115 \text{ kV}} + Z_{CC-TX} \quad (4.6)$$

$$Z_{eq-34,5 \text{ kV}} = 0,021 + j0,088 + j0,341 = 0,021 + j0,429 \text{ p.u}$$

$$Z_{0eq-34,5 \text{ kV}} = Z_{0eq-115 \text{ kV}} + Z_{0-TX} \quad (4.7)$$

$$Z_{0eq-34,5 \text{ kV}} = 0,057 + j0,205 + j0,271 = 0,057 + j0,476 \text{ p.u}$$

- **Corriente de cortocircuito trifásico en la barra de 34,5 kV**

$$I_{CC-3F} = \frac{V}{Z_{eq-34,5 \text{ kV}}} \quad (4.8)$$

$$I_{CC-3F} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,021 + j0,429} = 2,328 \angle -87,197^\circ \text{ p.u}$$

Por lo tanto, la corriente trifásica subtransitoria en la barra de 34,5 kV es.

$$I_{CC-3F} = 2,328 \cdot 1,673 \text{ kA} = 3,895 \text{ kA}$$

• **Corriente de cortocircuito monofásica en la barra de 34,5 kV**

Para el cálculo de la corriente monofásica en la barra de 34,5 kV, solo despejamos a I_{cc} de la ecuación 4.4, y sustituimos las impedancias equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero.

$$I_{CC-1F} = \frac{3 \cdot V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{3 \cdot V_f}{2 \cdot Z_{eq-34,5 \text{ kV}} + Z_{0eq-34,5 \text{ kV}}} \quad (4.9)$$

$$I_{CC-1F} = \frac{3 \cdot (1 \angle 0^\circ)}{2 \cdot (0,021 + j0,429) + 0,057 + j0,476} = 2,242 \angle -85,756^\circ \text{ p.u}$$

Por lo tanto, la corriente de falla monofásica en la barra de 34,5 kV es.

$$I_{CC-1f} = 2,242 \cdot 1,673 \text{ kA} = 3,751 \angle -85,756^\circ \text{ kA}$$

• **Corriente de cortocircuito monofásica mínima en la barra de 34,5 kV para una resistencia de falla (RF:20 Ω)**

$$I_{CC \text{ min-1F}} = \frac{3 \cdot V_f}{2 \cdot Z_{eq-34,5 \text{ kV}} + Z_{0eq-34,5 \text{ kV}} + 3 \cdot RF} \quad (4.10)$$

$$I_{CC \text{ min-1F}} = \frac{3 \cdot (1 \angle 0^\circ)}{2 \cdot (0,021 + j0,429) + 0,057 + j0,476 + 3 \cdot 1,680} = 0,565 \angle -14,552^\circ \text{ p.u}$$

Por lo tanto, la corriente de falla monofásica en la barra de 34,5 kV es.

$$I_{CC \text{ min-1f}} = 0,565 \cdot 1,673 \text{ kA} = 0,945 \angle -14,473^\circ \text{ kA}$$

Tabla 4.2: Resumen de los cálculos de cortocircuito en la barra de 34,5 kV.

Tipo de falla	Magnitud de I_{CC} (kA)
Corriente de cortocircuito trifásico	3,895
Corriente de cortocircuito monofásico	3,751
Corriente de cortocircuito monofásico mínimo ($R_F=20\Omega$)	0,945

4.2) CRITERIOS Y AJUSTES DE LAS FUNCIONES DEL RELÉ SIEMENS 7UT613

Para el ajuste del relé SIEMENS 7UT613, a utilizar en el transformador de potencia del tramo de 115/34,5 kV de la S/E Vigía I, se consideran las siguientes funciones principales:

- Protección diferencial de porcentaje (87T).
- Protección de sobrecorriente de fases (50/51).
- Protección de sobrecorriente residual (51N).

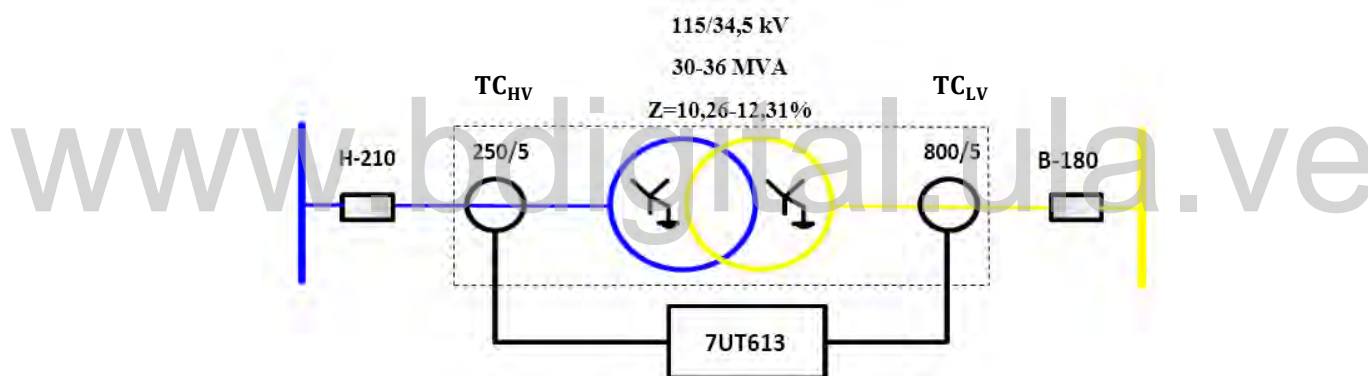


Figura 4.4: Esquema de conexión del relé 7UT613.

Para el cálculo de las funciones de ajuste del relé 7UT613, se utilizan los parámetros nominales del transformador de la tabla 3.2, el cual son:

Corriente nominal del transformador:

$$I_{N-prim} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot V_{tap}} \quad (4.11)$$

$$I_{N-115kV} = \frac{36.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ kV}} = 180,73 \text{ A}$$

$$I_{N-34,5} = \frac{36000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \text{ kV}} = 602,45 \text{ A}$$

Relación de transformación de los TC:

$$RTC = \frac{I_{\text{prim-TC}}}{I_{\text{sec-TC}}} \quad (4.12)$$

$$RTC_{\text{HV}} = \frac{250}{5} = 50$$

$$RTC_{\text{LV}} = \frac{800}{5} = 160$$

Corriente secundaria nominal aplicando la relación de transformación:

$$I_{\text{sec}} = \frac{I_{\text{prim-tx}}}{RTC} \quad (4.13)$$

$$I_{\text{H-115 kV}} = 3,61 \text{ A}$$

$$I_{\text{L-34,5 kV}} = 3,76 \text{ A}$$

4.2.1 Criterios de ajustes protección diferencial (87T)

Para la especificación de los ajustes de esta función del relé 7UT613, se utilizarán diversos criterios recomendados tanto el manual del equipo como por diversos criterios utilizados por CORPOELEC, teniendo en consideración que la función 87T es inherentemente unitaria y selectiva, por lo que no necesita coordinar con las protecciones del resto de las instalaciones del sistema. La característica diferencial a utilizar para el ajuste de la función diferencial será la suministrada por el fabricante del relé, el cual consta de cuatro etapas (ramas) como se muestra en la figura 4.5.

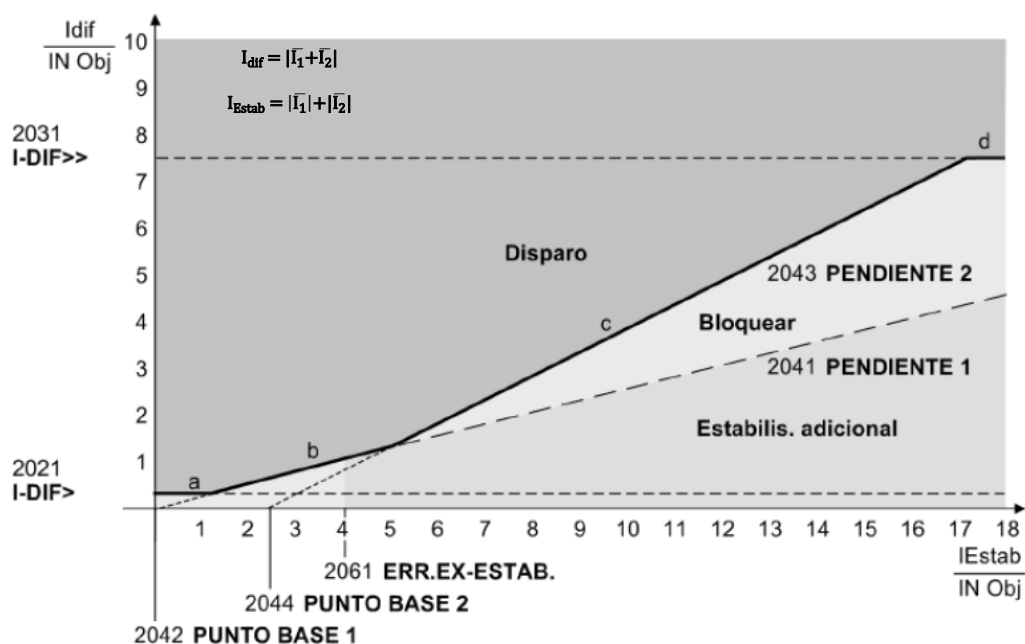


Figura 4.5: Característica de disparo diferencial del relé 7UT613 [10].

a) Cálculo del ajuste la rama a

La rama “a” de la curva característica representa el umbral de sensibilidad de la protección diferencial (valor de ajuste I-DIF>) y tiene en cuenta corrientes de fallo constantes, como son por ejemplo las corrientes de magnetización, el error de los TC y el error del equipo de protección.

Error de la corriente de magnetización: La corriente de magnetización, se presenta en el primer devanado del transformador, pero no en el secundario, produciendo una diferencia de corriente entre ambos. Para el transformador en estudio, se considera un valor de 5% de la corriente nominal.

Error del equipo: para el cálculo del valor umbral se debe considerar el error de la tolerancia máxima del equipo, el cual corresponde a un 5% del valor ajustado según lo establece el manual del equipo.

Error máximo de los TC: EL error producido por la inexactitud de los transformadores de corriente del transformador de potencia en estudio, posee TC del tipo 5P20, el cual presenta un error aproximado del $\pm 5\%$ en condiciones nominal. Este error se mantiene constante hasta 20 veces la nominal del TC.

Asumiendo el peor de los casos, cuando el transformador de corriente (TC_{HV}) del lado 115 kV tenga un error de +5%, es decir que la corriente del primario tenga un valor del 105% de la corriente real y el transformador de corriente (TC_{HL}) del lado 34,5 kV, tenga un error de -5% equivalente a un 95% de la corriente real, por ello el error máximo sería del 10% del valor ajustado.

Sumando los tres errores y agregando un 10% adicional del valor ajustado para compensar otros errores que no han sido considerados, por lo tanto, por medio de la expresión (4.14), se tiene un valor aproximado del ajuste correspondiente al valor umbral de la característica diferencial.

$$I-DIF \geq I_{\text{Error mag.}} + I_{\text{Error equipo}} + I_{\text{Error máximo TC}} + I_{\text{Error adicional}} \quad (4.14)$$

$$I-DIF \geq 0,05 + 0,05 + 0,10 + 0,10 = 0,30 \frac{I}{I_{N \text{ Obj}}}$$

b) Cálculo del ajuste la rama b

La rama “b” (pendiente 1 de la característica de disparo) tiene en cuenta los fallos proporcionales a la corriente que surgen debido a errores en la relación de transmisión de los transformadores de corriente, el error del equipo de protección, además, en el caso de transformadores con cambiador tap, es necesario considerar las corrientes de error que se producen debido al rango de regulación del transformador.

Según el manual del equipo [10], las expresiones (4.14) y (4.15) determinan el valor de la corriente diferencial y de estabilización para el relé SIEMENS 7UT613.

$$I_{\text{dif}} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2| \quad (4.15)$$

$$I_{\text{Rest}} = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_2| \quad (4.16)$$

Considerando el error máximo de los TC, las corrientes secundarias de los TC se determinan mediante las expresiones (4.17) y (4.18).

$$I_{HV \text{ sec}} = \frac{I_{HV \text{ prim}}}{RTC_{HV}} \cdot 1,05 \quad (4.17)$$

$$I_{LV \text{ sec}} = \frac{I_{LV \text{ prim}}}{RTC_{LV}} \cdot 0,95 \quad (4.18)$$

Es importante considerar que los transformadores de corriente, al emplear relaciones de transformación distintas, no compensan las corrientes que se presentan entre las corrientes del lado de alta y baja del transformador, es decir, puede presentar un posible desequilibrio de relación de transformación en los diferentes transformadores de corriente, es por ello que se debe utilizar un factor de corrección (K_W) para compensar dicho error, por lo tanto, las corrientes secundarias en los TC.

$$I_{HK} = I_{HV \text{ sec}} \cdot K_{HV} \quad (4.19)$$

$$I_{LK} = I_{LV \text{ sec}} \cdot K_{LV} \quad (4.20)$$

Donde K_{HV} y K_{LV} representa los factores de corrección para el lado alta y baja tensión del transformador y se obtiene mediante las expresiones (4.21) y (4.22).

$$K_{HV} = \frac{I_{HV \text{ prim}}}{I_{HV}} \quad (4.21)$$

$$K_{LV} = \frac{I_{LV \text{ prim}}}{I_{LV}} \quad (4.22)$$

Por lo tanto, el valor de las corrientes secundaria diferencial y de restricción considerando los errores anteriormente descritos, se determina mediante las expresiones (4.23) y (4.24).

$$I_{dif} = |\overline{I_{kV}} + \overline{I_{kV}}| \quad (4.23)$$

$$I_{Rest} = |\overline{I_{kV}}| + |\overline{I_{kV}}| \quad (4.24)$$

Como el transformador de potencia en estudio, contiene cambiador de tap bajo carga en el

lado de alimentación con un rango amplio de posiciones, de modo de que el ajuste de la pendiente 1 esté sobre el máximo valor del error obtenido, para ello, se parte de las expresiones (4.23) y (4.24) para determinar los valores de variación de la corriente diferencial y de restricción solo de las posición máxima, nominal y mínima del cambiador de tap. En la tabla 4.3, se muestran el resumen de los cálculos.

Tabla 4.3: Variación de corriente diferencial y de estabilización debido al cambiador de tap más el error de los TC.

Pos. tap	1 (máx.)	9 (nom.)	33 (min.)
$V_{\text{prim}} \text{ (V)}$	120.750	115.000	97.500
$I_{\text{HV-prim}} \text{ (A)}$	172,120	180,730	212,630
$I_{\text{LV-prim}} \text{ (A)}$	602,450	602,450	602,450
$I_{\text{HV-sec}} \text{ (A)}$	63,615	3,975	4,465
$I_{\text{LV-sec}} \text{ (A)}$	3,577	3,577	3,577
$I_{\text{HK}} \text{ (A)}$	5,000	5,250	6,177
$I_{\text{LK}} \text{ (A)}$	4,750	4,750	4,750
$I_{\text{Rest}} \text{ (A)}$	9,750	10,000	10,927
$I_{\text{dif}} \text{ (A)}$	0,250	0,500	1,427
$I_{\text{Rest}}/I_{\text{n Obj}}$	2,697	2,767	3,023
$I_{\text{dif}}/I_{\text{n Obj}}$	0,069	0,138	0,395

De la tabla 4.3 se tiene que la mayor variación de corriente diferencial y de estabilización corresponde a la posición 33 del cambiador de tap del transformador, por lo tanto, de la ecuación 4.25 se tiene un primer ajuste aproximado de la pendiente 1.

$$\% \text{ Pendiente} = \frac{I_{\text{dif}}}{I_{\text{Rest}}} \cdot 100 \quad (4.25)$$

$$\% \text{ pendiente } 1 = \frac{0,395}{3,023} \cdot 100 = 13,066\%$$

Como se debe considerar los errores fijos de la corriente de magnetización del transformador y el error del equipo, el nuevo valor de la pendiente es.

$$\% \text{ pendiente } 1 = \frac{0,395 + 0,05 + 0,05}{3,023} \cdot 100 = 16,374\%$$

En base a los resultados obtenidos, la pendiente 1 se ajusta en 25% (valor preajustado por el fabricante), este valor está por encima del resultado máximo calculado de 16,374%, por lo

tanto, se garantiza que la protección no dispare en esta zona de la característica diferencial. Los resultados obtenidos se aprecian en el gráfico de la figura 4.6.

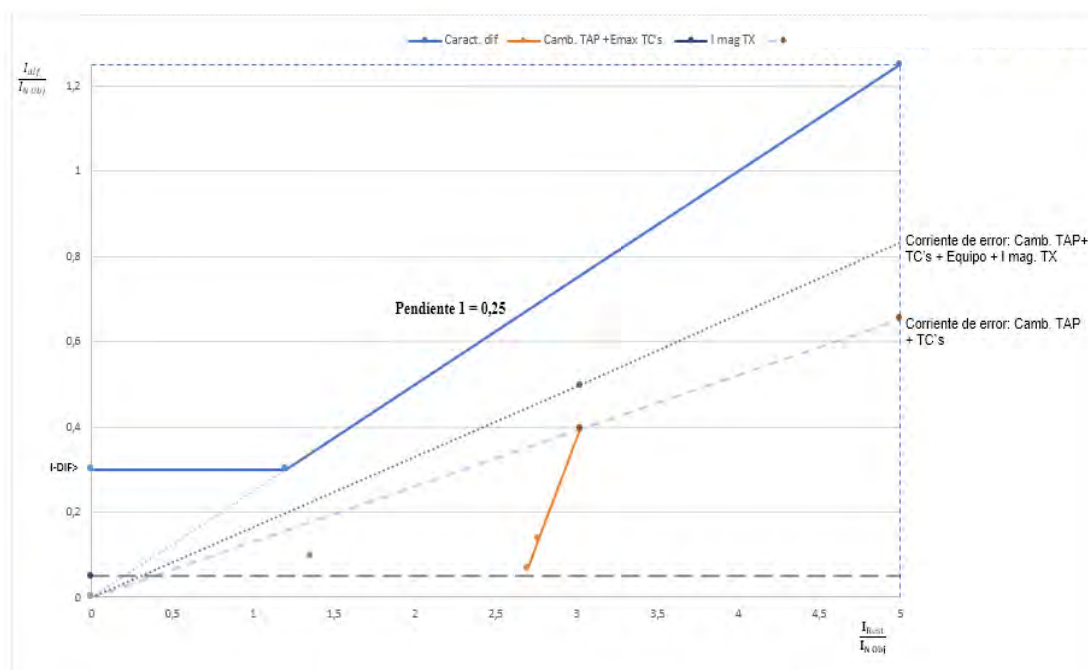


Figura 4.6: Ajuste de la pendiente 1 de la característica diferencial.

c) Cálculo de la rama c

La rama de la característica “c” (Pendiente 2 de la característica de disparo), produce una mayor restricción en el rango de altas corrientes que pueden conducir a la saturación de los transformadores de corriente. El grado de saturación de los TC puede diferir en diferentes fallas externas. Aquí es casi imposible usar una fórmula para calcular esta configuración, por lo que se opta por seleccionar el valor preajustado por el fabricante del equipo de 0,50 para la pendiente 2, el cual representa el doble del ajuste establecido en la pendiente 1 de la característica de disparo, con un punto base de 2,5 veces el valor de la corriente de restricción.

$$\text{Pendiente 2} = 0,5$$

$$\text{Punto base 2} = 2,5 \cdot \frac{I}{I_{N(obj)}}$$

d) Calculo de la rama d

En el caso de corrientes diferenciales situadas por encima de la rama de la característica “d”, el disparo se produce con independencia de la corriente de estabilización y de la estabilización armónica (valor de ajuste I-DIF>>). Se trata por lo tanto de la zona de disparo rápido en el caso de fallos de gran intensidad de corriente.

Las fallas internas con alta intensidad en la zona protegida se pueden desconectar inmediatamente sin tener en cuenta las intensidades de estabilización, siempre que debido a la magnitud de la intensidad quede claro que no se trata de una falla externa, por lo tanto, se puede determinar un valor de intensidad que nunca será superado por una intensidad de cortocircuito circulante de paso. Para el transformador en estudio, este parámetro no debe ser superior a la corriente de cortocircuito máxima del transformador como lo establece el manual del equipo [10].

$$I\text{-DIF}\gg = I_{CC\text{-TX p.u}} = \frac{1}{Z_{CC\text{-TX p.u}}} \quad (4.26)$$

De la tabla 3.5, se obtiene que la impedancia de cortocircuito del transformador es de 0,1231 p.u, por lo tanto, el valor de respuesta de la etapa de disparo IDIF>> es.

$$I\text{-DIF}\gg = \frac{1}{0,1231} = 8,20 \frac{I}{I_{N\text{ Obj}}}$$

Otra forma

$$I_{N\text{ Obj}} = \frac{36.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ kV}} = 180,73 \text{ A}$$

Por lo tanto.

$$I\text{-DIF}\gg = \frac{1}{0,1231} \cdot 180,73 = 1.468,19 \text{ A}$$

$$\frac{I\text{-DIFF}\gg}{I_{N\text{ Obj}}} = \frac{1.468,19 \text{ A}}{180,73 \text{ A}} = 8,20 \frac{I}{I_{N\text{ Obj}}}$$

En el gráfico de la figura 4.7, se aprecia el comportamiento de la característica de disparo diferencial del relé 7UT613 en base a los criterios previamente analizados.

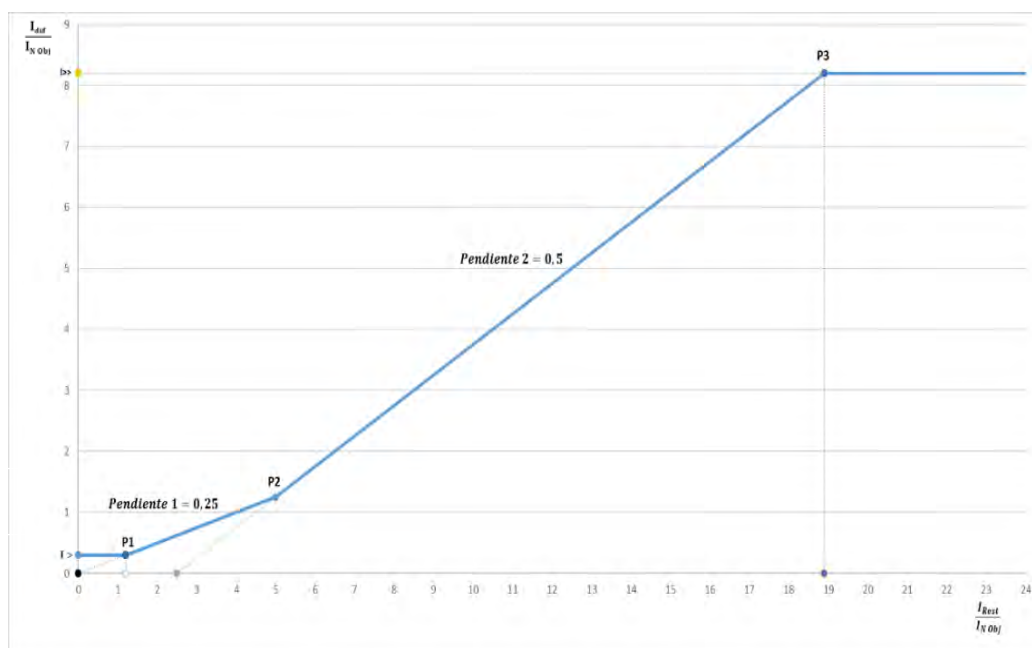


Figura 4.7: Característica de operación diferencial del relé 7UT613 ajustado.

Teniendo la característica diferencial definida, se calcula las ecuaciones de cada pendiente para determinar los puntos de intersección necesarios para levantar la curva de prueba en el software *Test Universe* del equipo de inyección CMC 356, en la sección 5.3.3.

$$I: I_{diff} = 0,30 \quad (4.27)$$

$$II: I_{diff} = 0,25 \cdot I_{Rest} \quad (4.28)$$

$$III: I_{diff} = 0,50 \cdot I_{Rest} - 1,25 \quad (4.29)$$

En base a las ecuaciones anteriores, se determinan los puntos de intersección de la característica diferencial.

$$P1:(1,20 ; 0,30)$$

$$P2:(5,00 ; 1,25)$$

$$P3:(18,90 ; 8,20)$$

4.2.2 Bloqueo de la componente de segundo armónico

Con el propósito de evitar disparos indeseados ante corrientes transitorias de energización del transformador, el relé SIEMENS 7UT613 cuenta con la función de bloqueo por segunda armónica, ya que es el armónico con mayor porcentaje que se presenta en la corriente de inserción. En una falla interna, solo se presenta la segunda armónica en el primer ciclo y después decae a cero esto se debe a la componente DC de la corriente de falla es transitoria.

El bloqueo por segunda armónica cuenta con dos ajustes cuales son:

Contenido de la 2da armónica en porcentaje (I_{2dif}/I_{dif}): El valor preajustado de 15% para bloqueo de la segunda armónica, es suficiente para muchas aplicaciones como se muestra en la figura 4.8, es probable que este valor sea conveniente disminuirlo hasta un valor no menor al 10% solamente para los primeros arranques del transformador, dado que este ha estado desenergizado por un largo tiempo y es probable que no detecte la componente de segundo armónico.

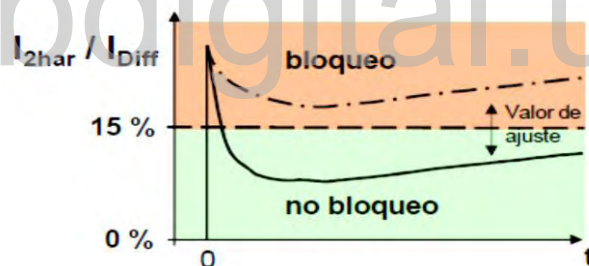


Figura 4.8: Evaluación de la relación de arranque I_{2Har}/I_{dif} [4].

Tiempo para mantener el bloqueo de la 2da armónica (cross-blocking 2da harm): En la figura 4.10, se muestra el diagrama de la lógica del relé 7UT613 para el bloqueo y disparo en la energización del transformador con el contenido del segundo armónico.

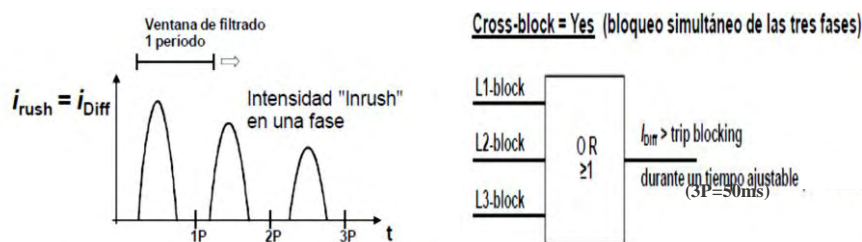


Figura 4.9: Lógica de disparo para contenido de segundo armónico [4].

Si se ajusta un tiempo diferente a (0) periodos, la función *cross-block* está operativa y solo basta que una fase sobrepase el ajuste del contenido de la 2da armónica para que el relé bloquee todas las fases hasta transcurrir el tiempo ajustado (*cross-blocking 2da harm*). si después de ese tiempo una de las fases tiene menor porcentaje de 2da armónica de lo ajustado, el relé enviara una señal disparo.

Si se produce un disparo intempestivo, el ajuste puede ser corregido durante la puesta en marcha del transformador. Los valores obtenidos de la experiencia en la mayoría de los casos muestran que este valor puede ajustarse entre 3 y 5 períodos. Por ello, se opta por tomar un valor inicial de 3 periodos.

4.2.3 Bloqueo de la componente de quinto armónico

El relé 7UT613 ofrece la opción de realizar un bloqueo de las componentes de quinto armónico para prevenir la actuación de la función diferencial, por la corriente magnetizante del transformador producto de las tensiones de funcionamiento anormalmente altos del sistema, además de las tensiones elevadas en cualquiera de los devanados generados por fallas unipolares debido a la puesta a tierra del neutro del transformador.

Para la activación del bloque del quinto armónico se debe ajustar tres parámetros el cual son:

Componente de quinto armónico para bloqueo: Un valor típico utilizado frecuentemente para el bloque de la componente de quinto armónico corresponde a un ajuste igual al 30%, cuando cualquiera de las fases con contenido de quinto armónico supera este valor, la protección realiza el bloque inmediatamente.

Duración del bloqueo cross-blocking para el quinto armónico: Este parámetro se ajusta en cero (0) para la función *cross-blocking*, con este ajuste se tiene el inconveniente de que la estabilización del quinto armónico opera solo para cada fase individualmente como se muestra en el diagrama de la figura 4.10 , pero tiene la ventaja de que sea posible la actuación de la protección diferencial para el caso de sobreexcitación en los devanados bajo una condición de una falla de fase-tierra, pues no habrá bloqueo por detección de 5to armónico de las otras fases.

Cross-block = No (bloqueo segregado por fases)

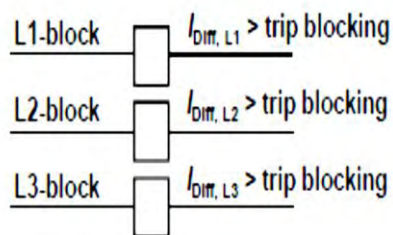


Figura 4.10: Diagrama de lógica para el bloque del quinto armónico [4].

Intensidad diferencial límite para retirar el bloqueo por sobreexcitación: El valor preajustado a $1,5 I_{N\text{Obj}}$ es un valor recomendado por el fabricante del equipo y un valor muy utilizado por CORPOELEC y en la mayoría casos.

4.2.4 Estabilización adicional de la función diferencial.

En sistemas con corrientes de paso muy elevadas, se habilita una estabilización adicional dinámica para fallas externas, en donde las intensidades diferenciales pueden salir de este rango y extenderse hasta la zona de disparo. Por lo que es necesario parametrizar varios ajustes para realizar un bloqueo limitado temporalmente.

La estabilización adicional para faltas externas está descrita por los parámetros:

Pendiente 1: La pendiente es la misma que para la rama b (Pendiente 1 de la característica de disparo diferencial).

Umbral estabilización adicional: Un valor típico de ajuste utilizado en la mayoría de los casos, en especial por COORPOELEC, corresponde al valor de preajuste recomendado por el fabricante del equipo, el cual corresponde a un valor de estabilización igual $4 I_{\text{rest}}/I_{N\text{Obj}}$.

Duración de la estabilización adicional: Para el valor de ajuste se puede utilizar el tiempo de disparo de la protección externa de salida de la línea, teniendo en cuenta adicionalmente el tiempo de disparo del interruptor, se opta por toma una duración de 15 ciclos como lo recomienda el fabricante del equipo.

La estabilización adicional se anula automáticamente incluso antes de que transcurra el tiempo ajustado, en cuanto se reconoce que el punto de trabajo se encuentra estacionario (es

decir, al menos un período), dentro de la zona de disparo.

4.2.5 Criterios y ajuste de la protección de sobrecorriente de fases de tiempo definido (50) y temporizada (51)

a) Sobrecorriente de fase instantánea (50)

En base a los criterios de ajustes de protecciones para transformadores de potencia utilizada por CORPOELEC, se optará por no utilizar esta función, debido a que puede ocasionar falsos disparos.

b) Sobrecorriente de fase temporizada (51)

El módulo de sobrecorriente temporizado del relé principal 7UT613, es una protección de reserva en caso de que el módulo diferencial no actúe ante posibles fallas internas del transformador, además, debe actuar ante posibles fallas generadas aguas abajo, en donde no sean despejadas por el relé del disyuntor B-180. De tal forma, el módulo de sobrecorriente temporizada se ajusta para que arranque con el mismo nivel de corriente de arranque configurado en el relé de la protección de sobre corriente temporizada del disyuntor B-180.

$$I_{P-7UT613} = I_{P-RELE\ VISIONr\ B-180} = 1,20 \cdot I_{N\ Obj} \quad (4.30)$$

En los ajustes descritos de la table 3.6, se tiene que la corriente de arranque de la función temporizada (51) del relé VISIONr asociado al disyuntor B-180 es de.

$$I_{P-7UT613} = 720\ A$$

$$I_{P-sec} = \frac{720}{RCT} = \frac{720}{160} = 4,50\ A-sec$$

El valor de corriente de arranque de la protección de sobrecorriente temporizada en p.u es.

$$I_{P-sec} = \frac{I_P}{I_{N-Obj}} = \frac{720\ A}{602,45} = 1,20\ p.u$$

Para este módulo, se optará por seleccionar una curva temporizada estándar (inversa, tipo A según la norma IEC 60255-3) como se muestra en la figura 4.11, en donde el tiempo de actuación de la protección y el valor del dial será ajustado de acuerdo a la coordinación de la protección de la sección 4.4.

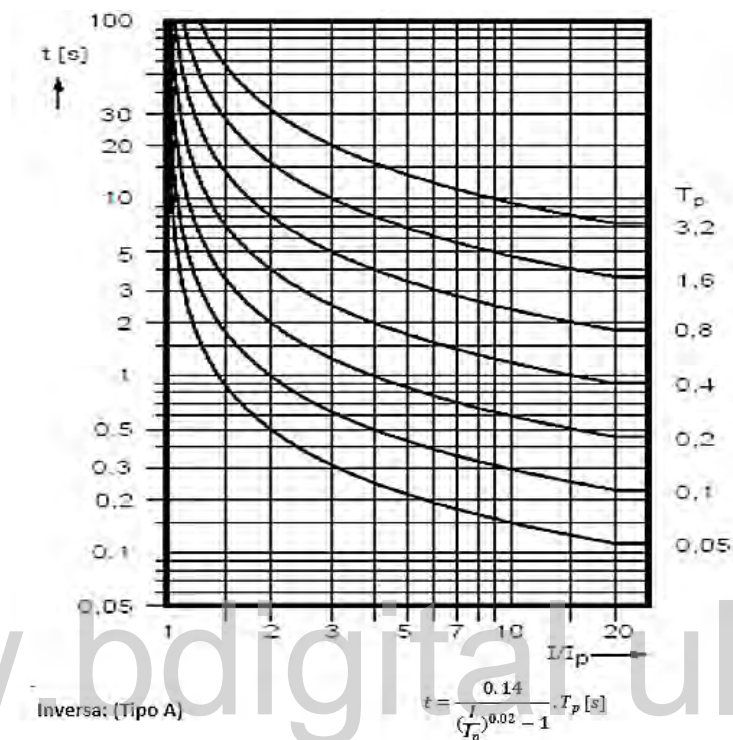


Figura 4.11: Curva temporizada IEC inversa normal [10].

4.2.6 Criterio y ajuste de la protección de sobrecorriente residual IDMT (ANSI 51N) o (IEC 3I0)

EL relé de corriente residual [9], por lo general se ajusta entre el 20% y el 50% de la corriente nominal del transformador y partiendo de hecho de que la protección está configurando en el lado de baja tensión del transformador, se debe coordinar con los relés residuales aguas abajo, en este caso se configurara la protección residual para que arranque con el mismo nivel de corriente de arranque del relé VISIONr del disyuntor B-180. De la tabla 3.7 se tiene que este valor es equivalente a un 50% de la corriente nominal del transformador.

$$3I_0 = 0,50 \cdot I_{LV} = 0,50 \cdot I_{N-34,5 \text{ KV}} \quad (4.31)$$

$$I_{N-34,5 \text{ KV}} = 602,45 \text{ A}$$

$$3I_{0p} = 0,50 \cdot 602,45 \approx 300 \text{ A-prim}$$

$$3I_{0p\text{-sec}} = \frac{3I_{0p}}{RTC} = \frac{300 \text{ A}}{160} = 1,88 \text{ A-sec}$$

$$3I_{0p\text{-sec}} = \frac{300}{602,45} = 0,50 \text{ p.u}$$

Para esta función, se selecciona una curva estandarizada (inversa, tipo A según IEC 60255–3) de la figura 4.11, con un tiempo de actuación y un dial que corresponda al análisis de la coordinación de las protecciones de la sección 4.5.

4.3 CRITERIOS Y AJUSTES DE LAS FUNCIONES DEL RELÉ SIEMENS 7SJ622

Los ajustes de relé SIEMENS 7SJ622, propuesto como protección adicional en caso de que se generen fallas entre fases en el lado de alta tensión del tramo y al mismo tiempo, debe proporcionar respaldo local a la protección principal del transformador (7UT613), en caso de que esta no actúe antes una posible falla de cortocircuito interno del transformador o ante fallas pasantes generadas aguas abajo, en donde no sean despejas por sus respectivas protecciones. Las funciones que se ajustarán en este relé serán:

- Sobrecorriente de fases DMT (50/51).

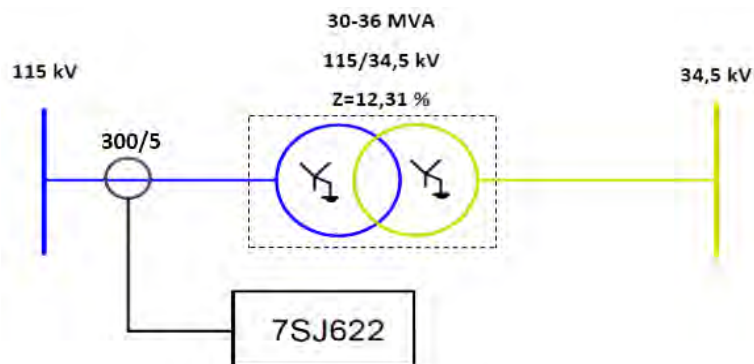


Figura 4.12: Esquema de conexión del relé 7SJ622.

4.3.1 Sobrecorriente de fases DMT (50), IDMT (51)

a) Sobrecorriente de tiempo definido DMT (50)

Basándose nuevamente en los criterios de ajustes de protecciones de respaldo para transformadores de potencia utilizada por CORPOELEC, se optará por no utilizar esta función, debido a que puede ocasionar falsos disparos, desconectando completamente el transformador del sistema.

b) Sobrecorriente temporizada de fase IDMT (51)

Para la función de protección de sobrecorriente de respaldo por el lado de alta tensión y considerando que el transformador en estudio, el sistema de enfriamiento (ONAN/ONAF), este tipo de protección se suele ajustar con valores por encima de 120% de su capacidad con enfriamiento (ANAF), para ello, se debe considerar que la protección de sobrecorriente temporizada de fase deba arrancar para un valor superior o igual que la corriente pickup ajustado en el relé del lado de baja tensión, por lo tanto, se ajusta el relé para que arranque en 150% de la capacidad del transformador a plena carga nominal.

$$I_p = \frac{1,50 \cdot KVA}{\sqrt{3} \cdot kVA_{AT}} \quad (4.32)$$

$$I_p = \frac{1,50 \cdot 36.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ kV}} = 271 \text{ A}$$

$$RCT = \frac{300}{5} = 60$$

En valor secundario de la corriente de arranque es.

$$I_{P-SEC} = \frac{I_p}{RCT} = \frac{271 \text{ A}}{60} = 4,52 \text{ A-sec}$$

Se selecciona una curva temporizada (inversa, tipo A según la norma IEC 60255-3), con un tiempo de actuación y un dial que corresponda al cálculo de la coordinación de las protecciones de sobrecorriente temporizada asociadas al tramo en estudio de la sección 4.4.

4.4 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DEL TRAMO DE 115/34,5 kV

La coordinación de las protecciones de sobrecorriente debe realizarse de tal forma que garantice su operación correspondiente, si los dispositivos están correctamente coordinados se garantiza minimizar la salida de servicio de las cargas de ocurrir una falla, en caso de que la falla persista o la protección no opere, el elemento consecutivo debe proveer respaldo, de esas forma se logra un sistema en cascada que tiene como objetivo principal proteger el transformador, siendo éste el equipo más importante a proteger.

La coordinación de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente se divide en dos etapas, la primera dedicada a la coordinación de las protecciones de fase temporizada y la segunda destinada a la coordinación de las protecciones ante corrientes residuales.

4.4.1 Criterios para la coordinación de las protecciones de fase IDMT (51)

- El ajuste de las protecciones de sobrecorriente temporizada del relé 7UT613 y 7SJ622 deben estar por debajo de la curva de daño del transformador.
- El ajuste y coordinación de las protecciones de sobrecorriente se realizará a partir de los ajustes actuales del relé VISIONr del disyuntor B-180.
- Las corrientes de arranque (*Ipick-up*), se ajustarán en 120% y 150% de la corriente nominal del transformador a plena carga.
- Ajuste de tiempo (dial o T_p) de las características temporizadas, Se ajusta para que opere con un tiempo de discriminación de 0,30 segundos por encima del relé aguas abajo.
- La corriente de fallas utilizadas para la coordinación de las protecciones del tramo en estudio, corresponde a la corriente de falla trifásica subtransitoria en la barra de 34,5 KV.

a) *Curva de daño del transformador*

Los criterios para la selección, aplicación y ajustes de la protección por medio de relé

digitales o numéricos, deben considerar que el transformador sea protegido, de lo contrario, el efecto de la corriente de fallas externas que pasan por el mismo durante un tiempo determinado pueda dañarlo.

Como no se dispone de la curva de daño térmico del transformador en estudio, se realizará el cálculo aproximado de esta, a través del procedimiento que establece la norma ANSI C57.12 [7], con la finalidad de poder coordinar las protecciones de sobrecorriente asociadas a los relés 7UT613 y 7SJ622. Según la norma anteriormente mencionada, tipifica a este transformador como de categoría III, ya que es un transformador trifásico de capacidad mínima con auto enfriamiento (ONAN) de 30 MVA, y considerando una frecuencia de falla incidentes mayores a cinco (5), durante su vida útil. En la tabla 4.4 se muestra el resultado de dichos cálculos.

Tabla 4.4: Puntos determinados para la curva de daño del transformador [7].

Múltiplos de I_n	$A_{HV-equiv}$ (A)	$A_{LV-equiv}$ (A)	T_{max} (s)
2,00 I_n	301,22	1004,07	1800,00
3,00 I_n	451,83	1506,00	300,00
4,75 I_n	715,40	2384,66	60,00
5,00 I_n	753,00	2510,00	50,00
4,87 I_n	733,47	2446,40	52,63
4,87 I_n	733,47	2446,40	8,00
9,75 I_n	1468,00	4892,80	2,00

En la figura 4.13, se muestra el diagrama unifilar indicando la ubicación de los dispositivos de protección del del tramo de 115/34,5 kV, mediante este, se tomará como referencia para la coordinación de las protecciones temporizadas de fase 51.

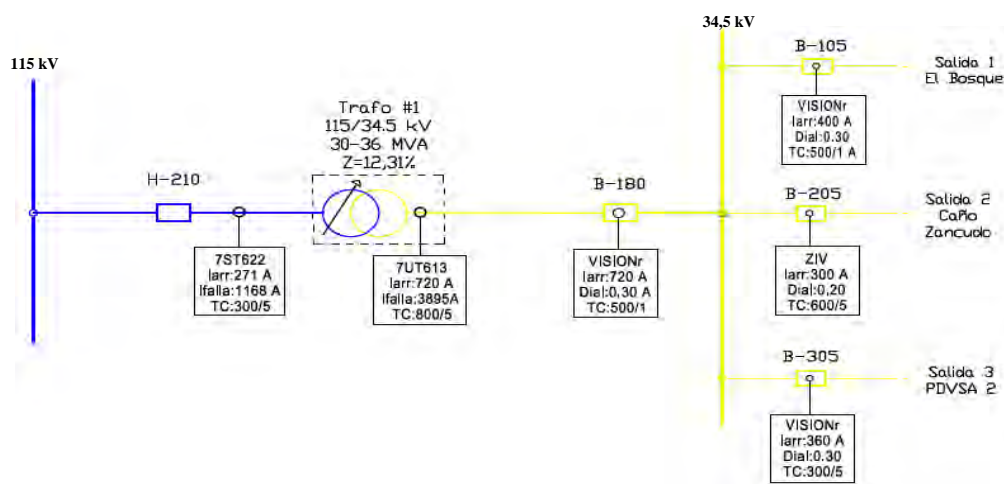


Figura 4.13: Ubicación de los dispositivos de protección de fase temporizados del tramo 115/34,5 kV S/E Vigía I.

Relé VISIONr del disyuntor B-180 (curva normal inversa IEC)

$$I_{cc-3f-34,5 \text{ kV}} = 3.895 \text{ A}$$

$$I_{P \text{ VISIONr}} = 720 \text{ A}$$

La expresión (4.33) define la característica temporizada IEC normal inversa.

$$T_{\text{operación}} = \frac{0,140}{\frac{I_{\text{falla}}}{I_{\text{arranque}} - 1}^{0,02}} \cdot T_p \quad (4.33)$$

Donde

$$M = \frac{I_{\text{falla}}}{I_{\text{arranque}}} \quad (4.34)$$

$$M = \frac{I_{cc-3f-34,5 \text{ kV}}}{I_{P-VISIONr}} = \frac{3.895}{720} = 5,409$$

Para una falla trifásica en la barra de 34,5 kV, el tiempo de operación del relé VISIONr se determina mediante la expresión (4.29).

$$T_{\text{operación-VISIONr}} = \frac{0,140}{5,409^{0,02} - 1} \cdot 0,30 = 1,223 \text{ s}$$

Relé SIEMENS 7UT613 (curva normal inversa IEC)

$$I_{\text{arranque}} = 1,20 \cdot I_{\text{nom TX}} \approx 720 \text{ A}$$

El tiempo de operación de la función 51 del relé SIEMENS 7UT613 se determina mediante la expresión (4.30).

$$T_{\text{operación}} = T_{\text{relé}} + T_{\text{margen}} \quad (4.35)$$

$$T_{\text{operación-7UT613}} = T_{\text{relé-VISIONr B-180}} + T_{\text{margen}} = 1,223 + 0,30 = 1,523 \text{ s}$$

$$M = \frac{I_{\text{falla-34,5 kV}}}{I_{\text{arranque-7UT613}}} = 5,409$$

De la expresión (4.29) se despeja el valor del dial.

$$\text{Dial} = T_p = T_{\text{operación-relé}} \cdot \frac{M^{0,02}-1}{0,14} \quad (4.36)$$

$$\text{Dial} = T_p = 1,523 \cdot \frac{5,409^{0,02}-1}{0,140} = 0,373$$

El dial a utilizar en la característica temporizada 51 del relé 7UT613, debe ser mayor o igual a 0,373; en este caso se seleccionará un dial de 0,40. Por lo tanto, el tiempo real de disparo para una falla trifásica en el lado de baja tensión del transformador será.

$$T_{\text{operación-7UT613}} = \frac{0,140 \cdot 0,40}{(5,409^{0,02}-1)} = 1,631 \text{ s}$$

Relé SIEMENS 7SJ622 (curva normal inversa IEC)

$$I_{\text{arranque}} = 1,5 \cdot I_n = 271 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito en la barra de 34,5 kV visto en el lado de 115 kV es.

$$I_{\text{cc-3f-34,5 kV}} = 3,895 \cdot \frac{34,5}{115} = 1168 \text{ A}$$

El tiempo de operación de la función sobrecorriente temporizada del relé SIEMENS 7UT613

$$T_{\text{operación}} = T_{\text{operación-7UT613}} + T_{\text{margen}} = 1,631 + 0,30 = 1,931 \text{ s}$$

De la expresión (4.31), se obtiene que.

$$M = \frac{I_{\text{falla-34,5 kV}}}{I_{\text{arranque-7SJ622}}} = \frac{1.168}{271} = 4,309$$

Por lo tanto, de la expresión (4.31) se obtiene el valor del dial a utilizar en la función 51 del relé 7SJ622.

$$\text{DIAL} = T_{\text{operación}} \cdot \frac{(M^{0,02} - 1)}{0,140} = 1,931 \cdot \frac{(4,309^{0,02} - 1)}{0,140} = 0,40$$

En la tabla 4.5 se muestra un resumen de los ajustes de las protecciones temporizadas de fase del relé SIEMENS 7UT613 y 7SJ622, en base a los criterios establecido para su coordinación y en la figura 4.14 se muestra gráficamente los resultados obtenido.

Tabla 4.5: Ajustes de las protecciones de sobrecorriente temporizadas de fase IDMT en base a la coordinación de las protecciones.

Relé	TC	$I_{arr.}$ (A-sec)	$I_{arr.}$ (A-prim)	Dial	Tipo de curva
SIEMENS 7UT613	800/5	4,50	720	0,40	IEC (Nor. Inversa)
SIEMENS 7SJ622	300/5	4,52	0,40	IEC (Nor. Inversa)	

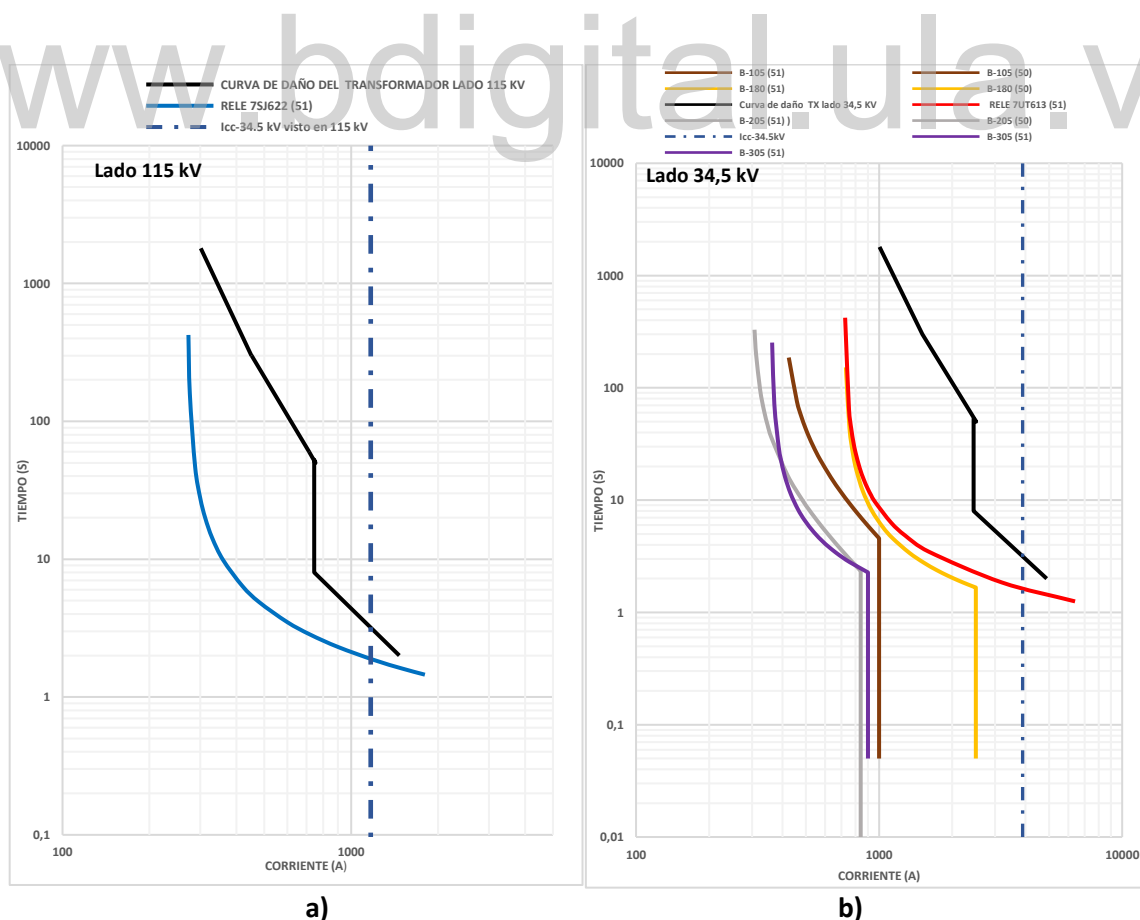


Figura 4.14: Coordinación de protecciones de sobrecorriente de fase. a) Lado de 115 kV. b) Lado de 34,5 kV.

4.4.2 Coordinación de las protecciones de falla a tierra o residual IDMT (51N)

Para la coordinación de la protección de falla a tierra o residual se debe tener en cuenta los siguientes criterios

- La coordinación de las protecciones de falla a tierra o residual será realizada a partir de los ajustes del relé VISIONr, asociado al disyuntor B-180.
- Se utiliza los niveles de cortocircuito monofásico mínimo ($R_f=20\Omega$), calculado en el apartado 4.1, para la coordinación de las protecciones de falla a tierra o residual.
- Se considera un tiempo margen (T_{margen}) de 0,30 segundos para la coordinación de la función de sobrecorriente de falla a tierra o residual.

En la figura 4.15 se aprecia el diagrama unifilar del tramo en de 115/34,5 kV, con la ubicación de los dispositivos de protección para fallas residuales, por medio de este se realizará la respectiva coordinación partiendo de los datos configurado del relé VISIONr del disyuntor B-180.

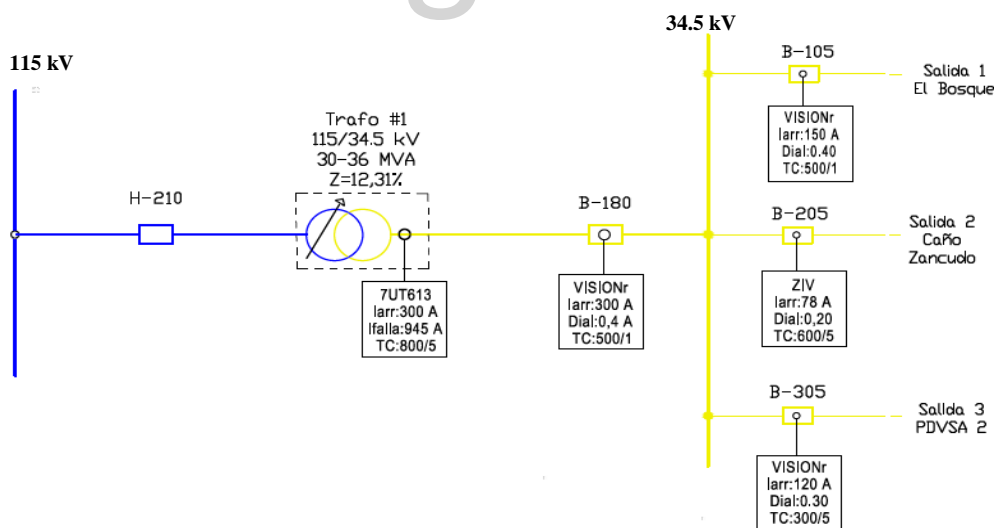


Figura 4.15: Ubicación de los dispositivos de protección de falla a tierra en el tramo 115/34,5 kV S/E Vigía I

Relé VISIONr del disyuntor B-180 (curva normal inversa IEC)

$$I_{CC \text{ min-1f}} = 945 \text{ A}$$

$$I_{\text{arranque}} = 300 \text{ A}$$

$$\text{Dial} = 0,30$$

$$3I_{0\text{P-sec}} = I_{\text{arranque}} \cdot \frac{1}{\text{RTC}_{\text{rele VISIONr}}} = 300 \cdot \frac{1}{500} = 0,60 \text{ A-sec}$$

$$M = \frac{I_{\text{falla 1f-34,5 kV}}}{I_{\text{arranque}}} = \frac{945}{300} = 3,150$$

$$T_{\text{operación}} = \frac{0,14 \cdot 0,30}{3,150^{0,02} - 1} = 1,809 \text{ s}$$

Relé SIEMENS 7UT612 (curva normal inversa IEC)

$$T_{\text{operación}} = T_{\text{operación-VISIONr}} + T_{\text{margen}} = 1,809 + 0,30 = 2,109 \text{ s}$$

$$3I_{0\text{P-sec}} = I_{\text{arranque}} \cdot \frac{1}{\text{RTC}_{\text{HV}}} = 300 \cdot \frac{1}{160} = 1,875 \text{ A-sec}$$

$$M = \frac{I_{\text{falla min-34,5 kV}}}{I_{\text{arranque}}} = \frac{945}{300} = 3,150$$

$$\text{DIAL} = T_{\text{operación}} \cdot \frac{(M^{0,02} - 1)}{0,14} = 2,109 \cdot \frac{(3,150^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,35$$

El dial a utilizar en la característica temporizada de sobrecorriente residual del relé 7UT613 es 0,35. En la tabla 4.6, se muestra el resumen del ajuste de la función de sobrecorriente residual temporizada y en la figura 4.16 se muestra el comportamiento de dicho ajuste.

Tabla 4.6: Ajustes de las protecciones de sobrecorriente residual temporizadas en función de la coordinación de las protecciones.

Relé	TC	I _{arr.} (A-sec)	I _{arr.} (A-prim)	Dial	Tipo de curva
SIEMENS 7UT613	800/5	1,88	300	0,35	IEC (Nor. Inversa)

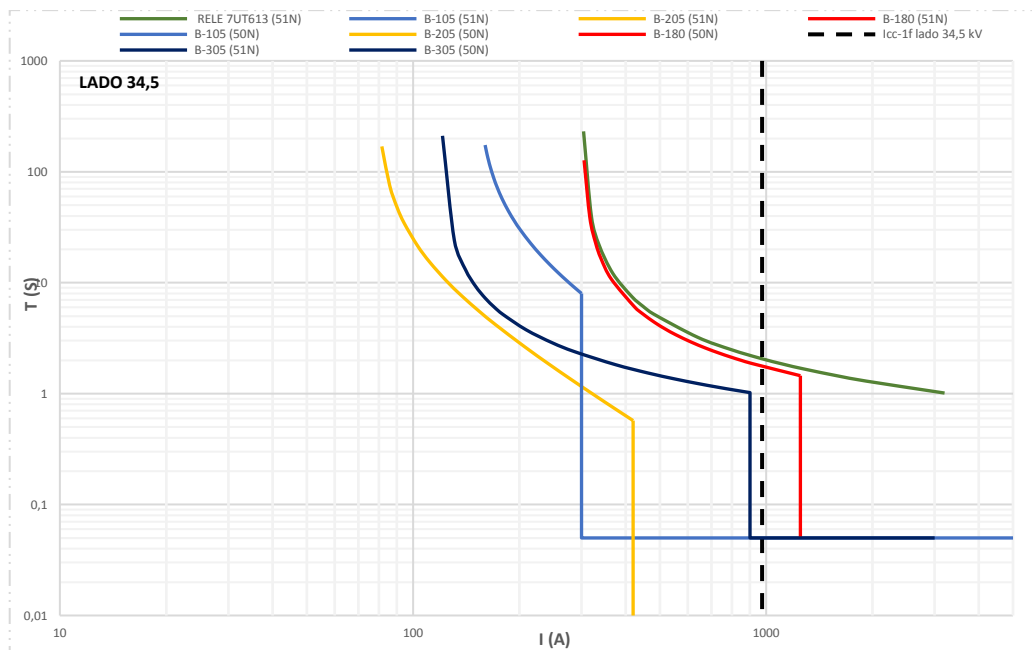


Figura 4.16: Coordinación de protecciones de sobrecorriente residual del tramo 115/34,5 kV.

4.5 CONFIGURACIÓN EN EL SOFTWARE DIGSI DEL RELÉ 7UT613

Para ingresar a los relés los ajustes previamente determinados, se utiliza el software DIGSI 4.87, en el archivo adicional a este trabajo de grado se encuentra en formato digital, los pasos para crear los proyectos en el software DIGSI. En el anexo 4, se muestra detalladamente el procedimiento utilizado para crear el proyecto y posteriormente introducirlos al relé 7UT613 mediante los parámetros definidos desde la tabla 4.7 hasta la tabla 4.11.

4.5.1 Funciones de protección habilitadas en el relé 7UT613

Tabla 4.7: Funciones habilitadas en el relé de protección 7UT613.

Nº	Setting
0103	<i>Setting Group Option: Disabled</i> Será activado apenas un grupo de ajustes, no siendo necesario habilitar la opción de selección de grupo de ajustes (4 grupos de ajustes posibles). Al colocar “No Disponible” se podrá ajustar y utilizar un solo grupo de parámetros.
0105	<i>Protection Object: 3 phase Transformer</i> Habilitado para transformador trifásico como objeto protegido.
0112	<i>Differential Protection: Enabled</i> Habilitada la función de protección diferencial.
0113	87T Restricted Earth Fault Protection: Disabled Deshabilitada la función de protección diferencial de tierra restringida.
0117	<i>Cold Load Pickup: Disabled</i> Deshabilitada función de arranque de carga fría.

Tabla 4.7: Funciones habilitadas en el relé de protección 7UT613 (continuación).

0120	<i>DMT/IDMT Phase: Time Overcurrent Curve IEC</i> Habilitada la función de protección de sobrecorriente de fase (lado 34,5 kV), conforme IEC.
0122	<i>DMT/IDMT 3I0: Time Overcurrent Curve IEC</i> Habilitada la función de protección de sobrecorriente residual (lado 34,5 kV), conforme IEC.
0124	<i>DMT/IDMT Earth: Disabled</i> Deshabilitada la función de protección de sobrecorriente de tierra (en el punto de puesta a tierra del transformador).
0142	<i>Thermal Overload Protection: Disabled</i> Deshabilitada función de protección térmica.
0180	<i>Disconnect Measurement Location: Disabled</i> Deshabilitada la función de desconexión de los locales de medición.
0181	<i>Measured Values Supervision: Enabled</i> Habilitada función de supervisión de valores medidos.
0186	<i>External Trip Function 1: Disabled</i> Deshabilitada la función de trip externo 1.
0187	<i>External Trip Function 2: Disabled</i>

4.5.2 Power System Data 1

Tabla 4.8: Datos generales del sistema para el relé 7UT613.

N°	Setting	Value
Group Power System		
0270	<i>Rated frequency</i> Frecuencia Nominal	60 Hz
0271	<i>Phase sequence</i> Secuencia de fase.	L1 L2 L3
0276	<i>Unit of temperature measurement</i> Unidad de temperature.	Degree Celsius
Group Transf.		
0311	<i>Rated Primary Voltage Side 1</i> Tensión nominal del lado primario.	115 kV
0312	<i>Rated Apparent Power of Transf. Side 1</i> Potencia nominal aparente lado primario.	36 MVA
0313	<i>Starpoint of Side 1 is</i> Conexión del centro de estrella primario puesto a tierra.	Earthed
0314	<i>Rated Apparent Power of Transf. Side 1</i> Tipo de conexión lado primario del transformador.	Y (Wye)
0321	<i>Rated Primary Voltage Side 2</i> Tensión nominal del lado secundario.	34,5 kV
0322	<i>Rated Apparent Power of Transf. Side 2</i> Potencia nominal aparente lado secundario.	36 MVA
0323	<i>Starpoint of Side 2 is</i> Conexión del centro de estrella secundario puesto a tierra.	Earthed
0324	<i>Transf. Winding Connection Side 2</i> Tipo de conexión del transformador lado secundario.	Y (Wye)
0325	<i>Vector Group Numeral of Side 2</i> Grupo vectorial secundario.	0

Tabla 4.8: Datos generales del sistema para el relé 7UT613 (continuación).

N°	Setting	Value
Group CT		
0511	<i>CT-Strpnt. Meas. Loc.1 in Dir. of Object</i> El neutro de los TC está hacia el transformador.	YES
0512	<i>CT Rated Primary Current Meas. Loc.1</i> Corriente nominal primaria TC lado 1.	250 A
0513	<i>CT Rated Secondary Current Meas. Loc.1</i> Corriente nominal secundaria del TC lado L1.	5 A
0521	<i>CT-Strpnt. Meas. Loc.2 in Dir. of Object</i> El neutro de los TC's está en dirección de la línea y no hacia el transformador.	NO
0522	<i>CT Rated Primary Current Meas. Loc.2</i> Corriente nominal primaria del TC lado L2.	800 A
0523	<i>CT Rated Secondary Current Meas. Loc.2</i> Corriente nominal secundaria del TC lado L2.	5 A
Group CB		
0851A	Minimum TRIP Command Duration	0,15 s

4.5.3 Setting Group A

a) Ajustes de la función diferencial

Tabla 4.9: Ajustes de la función diferencial del relé 7UT613.

N°	Setting	Value
Differential Protection; Group General		
1201	<i>Differential Protection.</i> Activada la función diferencial.	ON
1205	<i>Increase of Trip Char. During Start.</i> No será utilizado un incremento en la característica de trip.	OFF
1206	<i>Inrush with 2. Harmonic Restraint.</i> Activada la función de restricción de 2do. Armónico, de la corriente Inrush durante la energización del T'x.	ON
1207	<i>n-th Harmonic Restraint.</i> Activada la función de restricción de 5to.	5. Harmonic
Differential Protection; Group I - Diff		
1221	<i>Pickup Value of Differential Curr.</i> Ajuste del valor umbral ($I_{DIFF} >$) de la característica diferencial.	$0,30I_{N\text{ Obj}}$
1226A	<i>T I-DIF> Time Delay</i> Tiempo que tarda en arrancar el I-DIF>	0,00 sec
1231	<i>Pickup Value of High Set Trip</i> Ajuste del valor de disparo rápido ($I_{DIF} \gg$) de la característica diferencial.	$8,20I_{N\text{ Obj}}$
1236A	<i>T I-DIF>> Time Delay</i> Tiempo que tarda en arrancar el I-DIF>>	0,00 sec
Differential Protection; Group Characteristic		
1241A	<i>Slope 1 of Tripping Characteristic: 0,25</i> Ajuste de la pendiente 1 de la característica diferencial.	0,25
1242A	<i>Base Point for Slope 1 of Charac.</i> Punto base de la pendiente 1.	$0,00 I_{N\text{ Obj}}$
1243A	<i>Slope 2 of Tripping Characteristic: 0,50</i> Ajuste de la pendiente 2 de la característica diferencia.	0,50

Tabla 4.9: Ajustes de la función diferencial del relé 7UT613 (continuación).

1244A	<i>Base Point for Slope 2 of Charac.</i> Punto base de la pendiente 2 de la característica diferencial	2,50 I/I _{N Obj}
1251A	<i>I-RESTRAINT for Start Detection:</i> Ajuste de la corriente de arranque para detección de la corriente de restricción.	0,10 I/I _{N Obj}
1252A	<i>Factor for Increas. of Char. at Start:</i> Factor de incremento en la característica de arranque. Esta función no está siendo utilizada debido a que está en OFF en la dirección 1205.	1,00
1253	<i>Maximum Permissible Starting Time</i> Máxima temporización permitida para el incremento en la característica de arranque. Esta función no está siendo utilizada debido a que está en OFF en la dirección 1205.	5,00 sec
1256A	<i>Pickup for Add-on Stabilization</i> Ajuste del valor de estabilización adicional.	4,00 I/I _{N Obj}
1257A	<i>Duration of Add-on Stabilization</i> Duración de la función de estabilización adicional.	15 cycle
Differential Protection; Group Inrush 2.HM y n.HM		
1261	<i>2nd Harmonic Content in I-DIFF</i> Ajuste de 15% para componente de 2da armónica.	15%
1262A	<i>Time for Cross-blocking 2nd Harm.</i> Tiempo para mantener el bloqueo del segundo armónico	3 cycle
1271	<i>n-th Harmonic Content in I-DIF</i> Ajuste de 30% para componente de 5to armónica.	30%
1272A	<i>time for cross-blocking n-th Harm.</i> Tiempo para mantener el bloqueo del segundo armónico	0 cycle

b) Ajustes de la función de sobrecorriente de fase DMT/IDMT o ANSI 50/51**Tabla 4.10: Ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase DMT/IDMT del relé 7UT613.**

Nº	Setting	Value
Overcurrent Phase; Group General		
2001	<i>Phase Time Overcurrent</i> Habilitación de la función de sobrecorriente de fase.	ON
2002	<i>InRush Restrained</i> Será habilitada la función para restricción de segundo armónico de la corriente de inrush, para la protección de sobrecorriente de fase.	ON
2008A	<i>Manual Close Mode</i> Tratamiento de conexión manual de la fase	Inactive
Overcurrent Phase; Group DMT		
2011	<i>I>> Pickup</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función	∞ A
2012	<i>I>> Pickup</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función	∞ I/I _{N Obj}
2013	<i>T I>> Time Delay</i> Tiempo de retardo T I>>	0,30 sec
2014	<i>I> Pickup</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función	∞ A
2016	<i>T I> Time Delay</i> Tiempo de retardo T I>	0,30 sec

Tabla 4.10: Ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase DMT/IDMT del relé 7UT613 (continuación).

Overcurrent Phase; Group IDMT		
2021	<i>Ip Pickup</i> Ajuste de la corriente de arranque para para la función IDMT	4,50 A
2022	<i>Ip Pickup</i> Ajuste de la corriente de arranque temporizada IDMT en múltiplo de la corriente nominal del transformador	1,20 I/I _{N Obj}
2023	<i>T Ip Time Dial</i> Ajuste del dial de la función IDMT de fase	0,40 sec
2025	<i>IEC Curve</i> Ajuste del tipo de curva según la norma IEC	Normal Inverse
Group Overcurrent Phase; Group Inrush		
2041	2nd harmonic O/C Phase in % of fundamental Ajuste del nivel de 2da armónica en 15 % de la componente fundamental para evitar actuaciones indebidas de la protección de sobrecorriente de fase.	15%
2042	<i>Maximum Current for Inr. Rest. O/C Phase</i> Intensidad máxima para identificación de sobrecorriente	37,50 A
2043	<i>CROSS BLOCK O/C Phase</i> Desactivado la función de bloqueo mutuo	NO
2045	<i>CROSS BLOCK Time O/C Phase</i> Tiempo del bloqueo mutuo	0,00 sec

c) Ajustes de sobrecorriente de falla a tierra o residual 3I0 o ANSI 51N

Tabla 4.11: Ajustes de las funciones de sobrecorriente Residual 3I0 del relé 7SJ613.

Nº	Setting	Value
Overcurrent 3I0; Group General		
2201	<i>3I0 Time Overcurrent</i> Habilitación de la función de sobrecorriente de fase	ON
2202	<i>InRush Restrained O/C 3I0</i> Desactivada la restricción de segundo armónico.	OFF
2208A	<i>O/C 3I0 Manual Close Mode</i> Desactivado Tratamiento de cierre manual.	Inactive
Overcurrent 3I0; Group DMT		
2212	<i>3I0 >>> Time Delay</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función 3I0>>>	∞ I/I _{N Obj}
2213	<i>T 3I0>>> Pickup</i>	1,50 sec
2215	<i>3I0 > Pickup</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función 3I0>.	∞ I/I _{N Obj}
2216	<i>T 3I0> Time Delay</i>	0,30 sec
Overcurrent 3I0; Group IDMT		
2222	<i>3I0p Pickup</i> Ajuste de la corriente de arranque temporizada 3I0p en múltiplo de la corriente nominal del transformador.	0,376 I/I _{N Obj}
2223	<i>T 3I0p Time Dial</i> Ajuste del dial de la función 3I0p de fase.	0,35 sec
2226	<i>IEC Curve</i> Ajuste del tipo de curva según la norma IEC	Normal Inverse

4.5.4 Masking I/O (configuration matrix) relé 7UT613

En la figura 4.17, se muestra el ajuste de la matriz de configuraciones del relé, donde se realiza la parametrización de las entradas y salidas binarias, indicación de los led y direccionamiento de señales hacia la red de comunicación. En esta matriz, aparte de configurar la parametrización de las funciones previamente determinadas, se le introduce al relé por medio de las entradas binarias, las señales generadas por las actuaciones de las protecciones propias del transformador descritas en la tabla 3.3, a fin de indicar únicamente mediante la señalización del equipo, cual fue la causa de disparo en caso de actuar algunas de las protecciones mecánicas del transformador.

	Información				Destino																				
	Número	Texto en cuadro	Texto en DIGSI	Tipo	Origen			LED								B C M									
					EB	F	C	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	P	R	M	
Device																									
P.System Data 1																									
Osc. Fault Rec.																									
P.System Data 2	00501	Relay PICKUP	Relay PICKUP	AS																					
Diff. Prot	05671	Diff TRIP	Differential protection TRIP	AS			N						G		G									E	
	05672	Diff TRIP L1	Differential protection: TRIP L1	AS																					
	05673	Diff TRIP L2	Differential protection: TRIP L2	AS																					
	05674	Diff TRIP L3	Differential protection: TRIP L3	AS																					
	05691	Diff> TRIP	Differential prot.: TRIP by IDIFF>	AS				N						G		G									E
	05692	Diff>> TRIP	Differential prot.: TRIP by IDIFF>>	AS				N						G		G									E
General O/C	022.2451.01	Overcurrent TRIP	Time Overcurrent TRIP	AS																					E
	023.2422.01	O/C Ph L1 PU	Time Overcurrent Phase L1 picked up	AS																					ES
Phase O/C	023.2423.01	O/C Ph L2 PU	Time Overcurrent Phase L2 picked up	AS																					ES
	023.2424.01	O/C Ph L3 PU	Time Overcurrent Phase L3 picked up	AS																					ES
	023.2553.01	I0 TRIP	I0 TRIP	AS																					E
3I0 O/C	191.2523.01	3I0p picked up	3I0p picked up	AS																					ES
	191.2553.01	3I0p TRIP	3I0p TRIP	AS											N										E
Earth O/C																									
Measuram. Superv																									
Supervision																									
Ext. Transf. Ann.																									
Cntrl Authority																									
Control Device																									
Measurement																									
Meas. Dir/Rest.																									
Thresh-Switch																									
Set Points(MV)																									
Energy																									
Statistics																									
SetPoint(Stat)																									
Prot. Mecánicas		Buchholz	Buchholz	AI		H																			ES
		Temp. Acei	Temp. Acei	AI		H																			ES
		Temp. Dev	Temp. Dev	AI			H																		ES
		Sobrepresi	Sobrepresi	AI				H																	ES
		Prot. Meca	Prot. Meca	AI					H																ES

Figura 4.17: Configuración de la matriz del relé 7UT613.

4.6 CONFIGURACIÓN EN EL SOFTWARE DIGSI DEL RELÉ 7SJ622

De la tabla 4.12 hasta la tabla 4.14, se muestran detalladamente los parámetros para ajustar el relé 7SJ622 mediante el software DIGSI 4.87. y en la figura 5.19 se muestra la configuración de la matriz del relé 7SJ622, donde se realiza la parametrización de todas las entradas y salidas binarias, indicación de leds y direccionamiento de señales hacia la red de comunicación. La configuración del equipo 7SJ622 mediante el software DIGSI, se muestra en el anexo 5 del archivo adicional a este trabajo de grado.

4.6.1 Funciones de protección habilitadas en el relé 7SJ622

Tabla 4.12: Funciones habilitadas en el relé de protección 7SJ622.

N°	Setting
0103	<i>Setting Group Change Option: Disabled</i> Será activado apenas un grupo de ajustes, no siendo necesario habilitar la opción de selección de grupo de ajustes (4 grupos de ajustes posibles). Al colocar “No Disponible” se podrá ajustar y utilizar un solo grupo de parámetros.
0104	<i>Oscillographic Fault Records: Enabled</i> Habilitada la función de Oscilografía para el registro fallas.
0112	<i>DMT / IDMT Phase: Time Overcurrent Curve</i> Habilitada la función de protección de sobrecorriente de fase de tiempo definido y tiempo inverso de acuerdo a la norma IEC (S/I IEC).
0113	<i>DMT / IDMT Earth Time Overcurrent Curve</i> Habilitada la función de protección de sobrecorriente de tierra de tiempo definido y tiempo inverso de acuerdo a la norma IEC (S/I IEC).
0117	<i>Cold Load Pickup: Disabled</i> Deshabilitada función de conmutación dinámica de parámetros.
0122	<i>2nd Harmonic Inrush Restraint: Enabled</i> Deshabilitada función de estabilización de Inrush.
0140	<i>Unbalanced Load (negative sequence): Disabled</i> Deshabilitada función de protección contra cargas desequilibradas.
0142	<i>Thermal Overload Protection: Disabled</i> Deshabilitada función de protección de sobrecarga.
0150	<i>Under/Overvoltage Protection: Disabled</i> Deshabilitada función de protección de tensión.
0154	<i>Over/underfrequency Protection: Disabled</i> Deshabilitada la función de protección de frecuencia.
0170	<i>Breaker Failure Protection: Disabled</i> Habilitada función de supervisión de valores medidos.
0182	<i>Trip Circuit Supervision: Disabled</i> Deshabilitada la función de supervisión de circuito de disparo.

4.6.2 Power Sistem Data 1

Tabla 4.13: Ajustes de los parámetros generales del sistema.

N°	Setting	Value
Group Power System		
0209	<i>Phase sequence</i> Secuencia de fase.	L1 L2 L3
0214	<i>Rated frequency</i> Frecuencia nominal de rad.	60 Hz
Group CT's		
0201	<i>CT-Starpoint</i> Punto de estrella del del TC.	Towards Line
0204	<i>CT Rated Primary Current</i> Corriente nominal primaria del TC.	300 A

Tabla 4.13: Ajustes de los parámetros generales del sistema (continuación).

N°	Setting	Value
0205	<i>CT Rated Secondary Current</i> Corriente nominal secundaria del TC.	5 A
0207	<i>Earth CT over Phase CT Ratio</i>	1,00
Group VT's		
0202	<i>Reted primary Voltage</i> Tension Primaria del TP.	115 kV
0203	<i>Reted secondary Voltage (L-L)</i> Tensión nominal secundaria del TP.	110 V
0206A	<i>Matching ratio Phase VT to Open-Delta-VT</i> Factor de adaptación U_f / U_{en} .	1,73
0213	<i>VT Connection, Three – phase</i> Conexión del TP	U12, U23, UE

4.6.3 Setting group A

a) Ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase DMT/IDMT o ANSI 50/51

Tabla 4.14: Ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase del relé 7SJ622.

N°	Setting	Value
Phase/Earth; Group General		
1201	<i>Phase Time Overcurrent</i> Deshabilitada la función de falla a tierra.	ON
1301	<i>Phase Time Overcurrent</i> Desactivada la función de falla a tierra.	OFF
2201	<i>Inrush Restraint</i> Activada la restricción de armónicos.	ON
Phase/Earth; Group DMT Ph		
1202	<i>I>> Pickup</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función.	∞ A
1203	<i>T I>> Time Delay</i>	0,00 sec
1204	<i>I> Pickup</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función.	∞ A
1205	<i>T I> Time Delay</i>	0,50sec
Phase/Earth; Group IDMT Ph		
1207	<i>Ip pickup</i> Ajuate de la corriente de arranque para la función de sobrecorriente temporizada de fase.	4,52 A
1208	<i>T Ip Time Dial</i> Ajuste del valor del dial.	0,40 sec
1211	<i>IEC Curve</i> Ajuste del tipo de curva según la norma IEC.	Normal Inverse
Phase/Earth; Group DMT E		
1302	<i>IE>> Pickup</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función.	∞ A
1303	<i>T IE>> time Delay</i>	0,20 I/InS
1304	<i>I> Pickup</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función.	∞ A
1305	<i>T IE> Time Delay</i>	0,30 sec

Tabla 4.14: Ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase del relé 7SJ622 (continuación).

N°	Setting	Value
Phase/Earth; Group IDMT E		
1307	<i>IEp Pickup</i> Se ajusta con ∞ para desactivar la función residual.	∞ A
1308	<i>T IEp Time Dial</i> Ajuste del valor del dial.	0,50 sec
1311	<i>IEC Curve</i> Ajuste del tipo de curva según la norma IEC.	Normal Inverse
Phase/Earth; Inrush Restraint		
2202	<i>2nd. Harmonic in % of fundamental</i> Bloqueo de la componente 2do armónico para la detección de Inrush.	15 %
2203	<i>Cross Block</i> Bloqueo todos los escalones de arranque	NO
2204	<i>Cross Block Time</i> T. bloqueo función Crossblock.	0,00 sec
2205	<i>Maximum Current for Inrush Restraint</i> Corriente máxima para detección de corrientes Inrush.	37,50 A

4.6.4 Masking I/O (configuration matrix) relé 7SJ622

Número	TC	Información	Texto en DIGSI	Tipo	Origen											Destino													
					EB											LED													
Device					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	P	T	R
P.System Data 1																													
Disc. Fault Rec.																													
P.System Data 2																													
Overcurrent	00501	Relay PICKUP	Relay PICKUP	AS																									
	00511	Relay TRIP	Relay GENERAL TRIP command	AS																									
	01762	O/C Ph L1 PU	Time Overcurrent Phase L1 picked up	AS																									
	01763	O/C Ph L2 PU	Time Overcurrent Phase L2 picked up	AS																									
	01764	O/C Ph L3 PU	Time Overcurrent Phase L3 picked up	AS																									
Measurerm.Superv	01805	I>> TRIP	I>> TRIP	AS																									
	01765	O/C Earth PU	Time Overcurrent Earth picked up	AS																									
00162	Failure Sum I	Failure: Current Summation	AS																										
Critl Authority																													
Control Device																													
Process Data																													
Measurement																													
Demand meter																													
Min/Max meter																													
Set Points(MV)																													
Energy																													
Statistics																													
SetPoint(Stat)																													

Figura 4.18: Configuración de la matriz del relé 7SJ622.

CAPÍTULO V

PROGRAMA Y PRUEBAS DE INYECCIÓN A LOS RELÉS SIEMENS 7UT613 Y 7SJ622

En este capítulo se describirá el procedimiento para realizar las pruebas a los relés 7UT613 y 7SJ622 en base a los ajustes propuestos, mediante el uso del equipo de inyección OMICRON CMC y el software asociado a este *Test Universe*. Con ello se obtienen los resultados de las pruebas para cada función ajustada en los relés y se verifica y garantiza su correcto funcionamiento ante distintas condiciones de fallas.

5.1 EQUIPO DE INYECCIÓN OMICRON CMC 356

El OMICRON CMC, es un equipo de inyección secundario que se compone de elementos electrónicos, se opera a través de una PC con un software licenciado (OMICRON *Test Universe*) con una gran variedad de herramientas que adecuándolas de manera correcta sirven para simular una gran variedad de tipo de falla en un sistema eléctrico de protección. El CMC 356 es un equipo ideal para probar gran parte de las generaciones y tipos de relés de protección. En anexo 2, se muestra el equipo que básicamente contiene un hardware que consta de una fuente trifásica de tensión, una fuente monofásica de tensión, dos fuentes trifásicas de corriente, entradas y salidas binarias, además de una fuente auxiliar en corriente continua para alimentar de ser necesario a los relés de protección a fin de realizar las pruebas.

5.1.1 Principio de operación del OMICRON

Desde el CD ROM que aporta la OMICRON se carga la licencia en la PC y para lograr hacer la asociación el equipo de inyección debe estar energizado, haciendo clic en el icono del software aparece la ventana de la Figura 5.1.

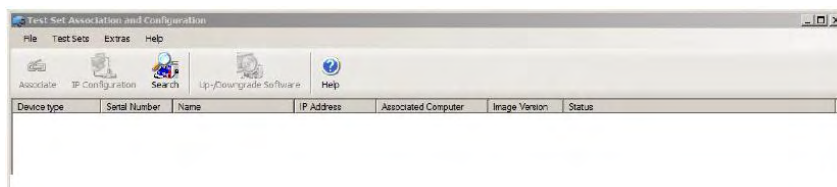


Figura 5.1 Ventana principal para la instalación.

Seguidamente se hace clic en *search* y se busca el equipo a asociar, en este caso OMICRON CMC 356 se selecciona y luego se hace clic en *associate*. Una vez terminado queda listo el equipo para ser usado como se muestra en la Figura 5.2.

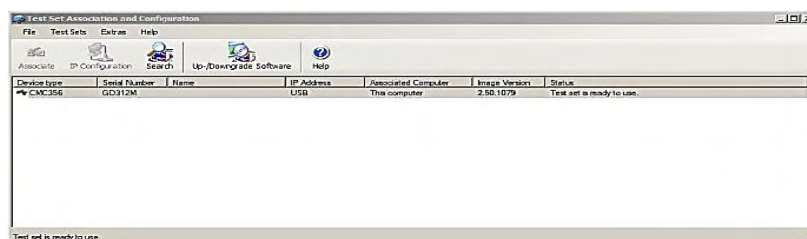


Figura 5.2 Asociación del equipo con la PC.

Para verificar la asociación, en la ventana del software se indica la conexión o no del equipo con la PC mediante una señalización como se observa en la figura 5.3. Indicando también cuando el equipo está inyectando ya sea tensión, corriente o ambos.

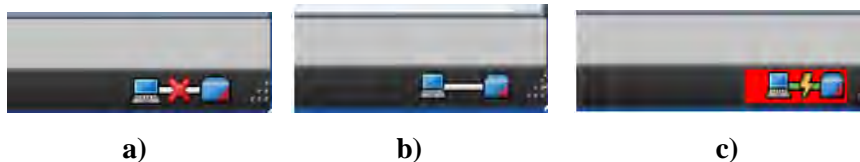


Figura 5.3 a) Equipo y PC desconectados. b) Equipo y PC conectados. c) Equipo Inyectando.

5.2 MODULOS DE PRUEBA DEL OMICRON CMC 356

Lista la asociación se puede abrir el software, encontrando todos los distintos módulos de prueba que el equipo permite realizar como se muestra en la figura 5.4. OMICRON contiene un potente conjunto de aplicaciones para controlar el equipo de prueba CMC desde un PC dividiéndose en secciones, una de ellas corresponde a módulos de prueba, la cual son módulos que permiten verificar las funciones de las protecciones de una manera adecuada. Por razones practica de este trabajo de grado, solo se describirán los módulos que permita realizar las pruebas necesarias a las protecciones eléctricas en estudio:

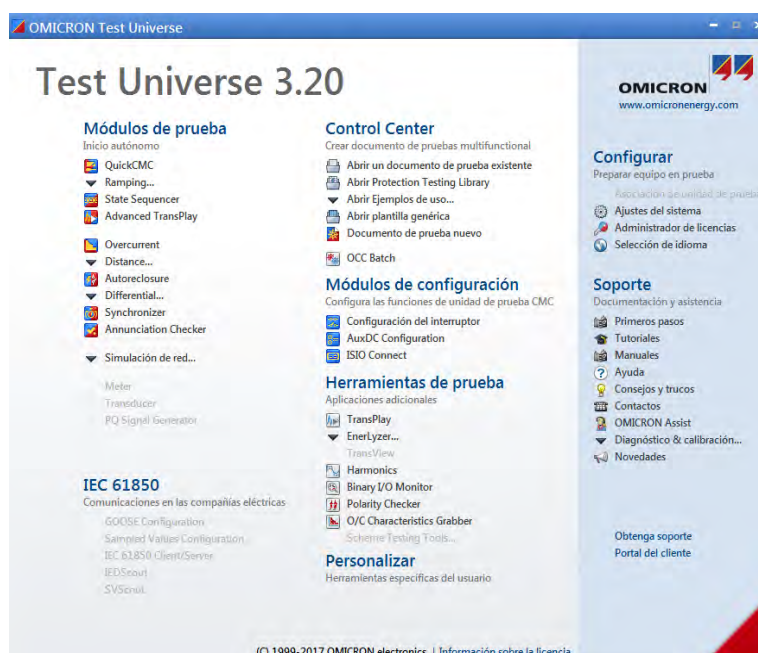


Figura 5.4: Ventana de inicio del Software *Test Universe*.

QuickCMC: Es el módulo más básico para simular y verificar corrientes y tensiones trifásicas. Es muy útil para hacer inyecciones de medidores en los que básicamente se necesita verificar corriente, tensión, potencia y energía con valores nominales. También se usa para inyectar los relés de protección, sin embargo, la aceptación de la prueba se hace manualmente.

Overcurrent: Diseñado para los relés de sobrecorriente. Prueba la característica de operación para verificar el tiempo de disparo con evaluación automática. Incluye la prueba automática de arranque / reposición y la creación automática del informe, simula las fallas de fase a tierra, fase a fase, trifásicas, de secuencia negativa y monofásica.

Differential: Constituye una solución compacta de pruebas de los relés de protección diferencial del transformador, la línea, el generador y la barra. Realiza pruebas monofásicas de la característica de operación y la función de bloqueo por corriente de energización del transformador.

Control Center: Por medio de esta sección y de forma sencilla pueden crearse, mantenerse y distribuirse planes de pruebas completos y los tiempos de prueba pueden reducirse de forma significativa. Además, es posible probar todas las funciones de un equipo en prueba con un solo plan de pruebas.

5.3 CONFIGURACIÓN DE LOS MÓDULOS DE PRUEBA

5.3.1 Creación de un plan de prueba

Por medio de la sección control center, se crea un plan de prueba con los módulos que permitirá realizar las pruebas a las funciones ajustadas en cada relé, como las protecciones en estudio, en especial el relé 7UT613, disponen de varias funciones de ajustes, es recomendable abrir distintos grupos dentro del documento de prueba multifuncional o plan de prueba he insertar los módulos necesario para cada prueba, en la figura 5.5 se muestran el plan de prueba modelo con cada uno de los módulos a utilizar en el relé 7UT613 y 7SJ622.

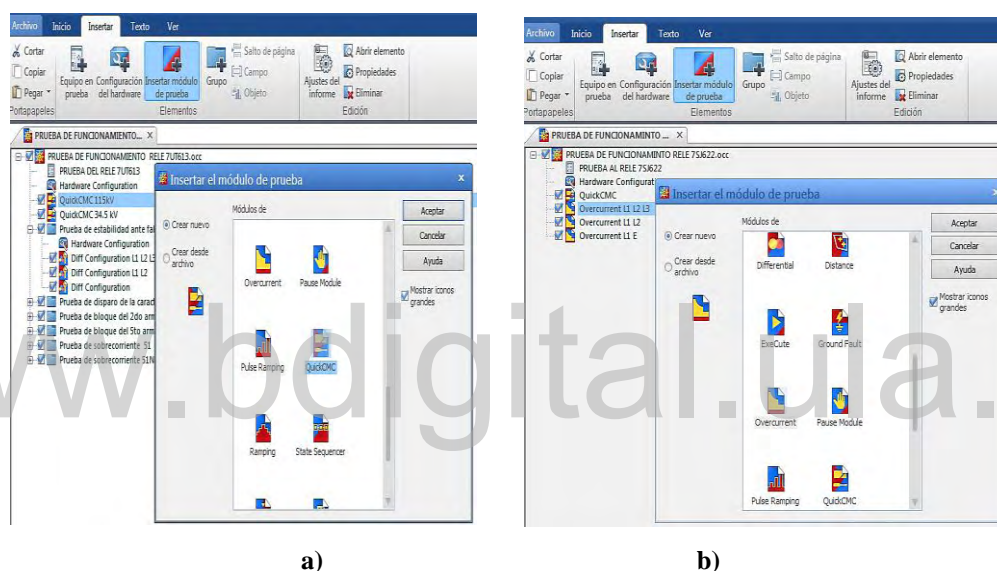


Figura 5.5: Creación del plan de prueba para el relé. a) 7UT613. b) 7SJ622.

5.3.2 Configuración de los parámetros del equipo en prueba

En la figura 5.6 se observa el ajuste de los parámetros de los dispositivos en prueba del relé 7UT613 y 7SJ622. Para cualquiera de las pruebas que se pretenda utilizar en el plan de prueba de la sección control center, se debe configurar los parámetros del sistema en la ventana de equipo en prueba, en ella se debe introducir los ajustes de los parámetros nominales del sistema en estudio como lo es el número de fases, el valor primario y secundario del transformador de tensión y de corriente, la frecuencia del sistema, además se introduce la información referente al relé, como el nombre y modelo, también el nombre de la prueba y la subestación en la que se ubica el relé y específicamente en que bahía.

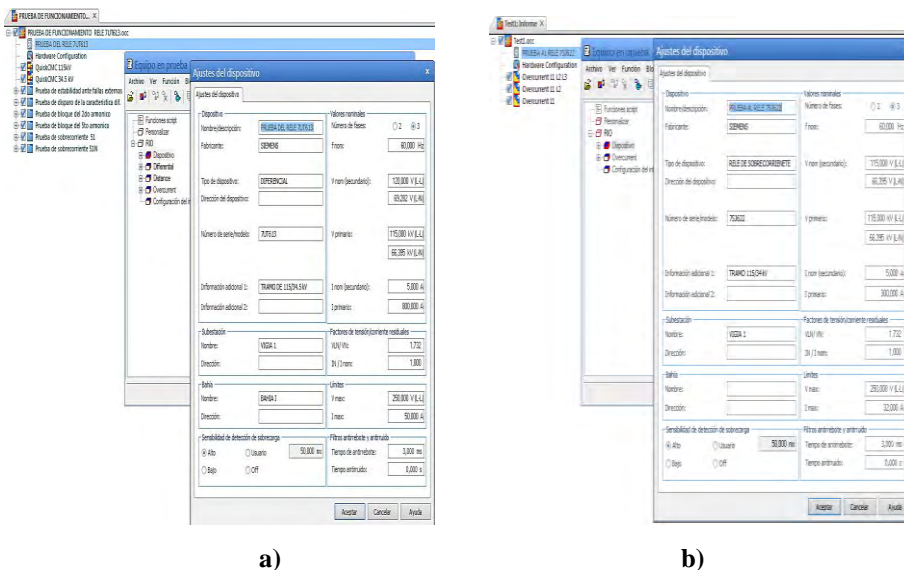


Figura 5.6: Configuración de los parámetros del relé. a) 7UT613. b) 7SJ622.

5.3.3 Configuración de los parámetros para la función diferencial

Dentro de la ventana de equipo en prueba, se configuran los parámetros de la función diferencial (*Differential*). La primera ventana que se abre al configurar el módulo desde el archivo RIO, corresponde a la mostrada en la figura 5.7. En la parte superior de esta ventana se encuentran cinco pestañas para configurar la característica de la protección.

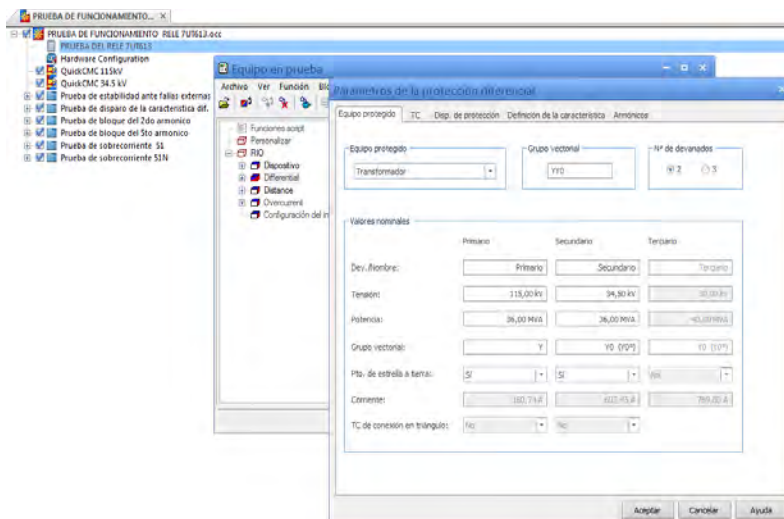


Figura 5.7: Configuración de los parámetros del módulo diferencial en el archivo RIO.

Equipo protegido: En esta ventana se elige el tipo de protección diferencial y los valores nominales de tensión y potencia. Como el elemento a proteger es un transformador, también se habilita la opción del grupo vectorial del transformador.

CT: En esta parte se ajustan los valores de corrientes nominales y la configuración del punto de estrella de los TC del transformador.

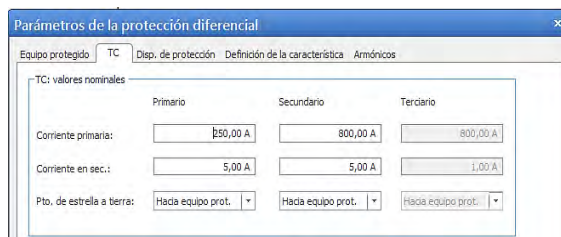


Figura 5.8: Configuración de los TC.

Dispositivo de protección : En esta ventana se ingresan los ajustes básicos de la característica diferencial del relé, como lo es la ecuación que define la característica diferencial, las tolerancias para la corriente y tiempo, el ajuste de tiempo de las pruebas y el valor de la corriente de referencia que en este caso corresponde a la nominal del lado primario del transformador, esta información se debe extraer del manual del equipo en prueba [10], además se debe introducir los valores obtenidos en el apartado 4.2.1, en cuanto al umbral de sensibilidad (valor de ajuste I-DIF>) y el de disparo rápido (valor de ajuste I-DIF>>) de la característica diferencial así como los tiempo de disparo. En la figura 5.9 se muestra dichos ajustes.

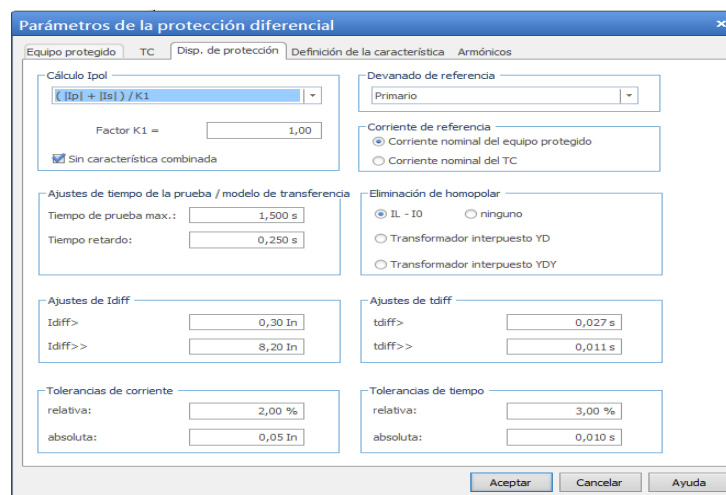


Figura 5.9: Configuración de los ajustes básicos del relé 7UT613.

Definición de la característica: En esta ventana se definen cada uno de los segmentos de la curva característica de la protección diferencial con los puntos iniciales y finales y las pendientes de cada recta como se muestra en la figura 5.10, los puntos para levantar la característica diferencial del relé 7UT613, se muestran el apartado 4.2.1.

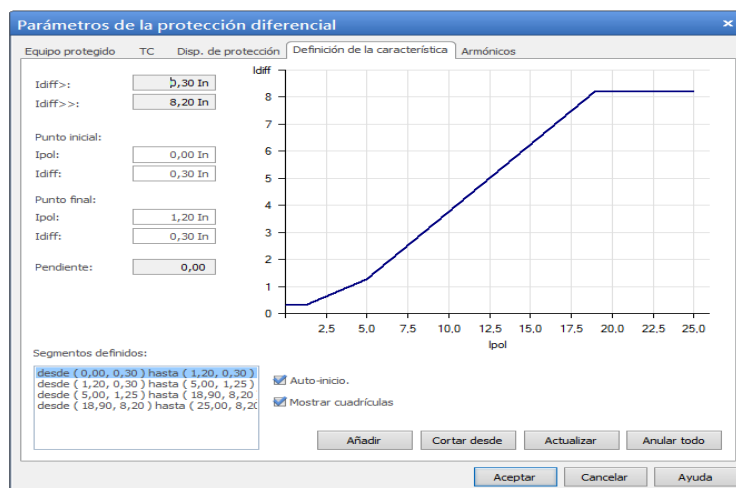


Figura 5.10: Configuración de la característica diferencial del relé.

Armónicos: En esta ventana se selecciona el tipo de armónico con el que pretende realizar las pruebas, en este caso, para el transformador en estudio solo se probaran las características de restricción para el 2° y el 5° armónico como se aprecia en la figura 5.11. Los valores de ajustes establecido para probar la restricción o el bloqueo de armónico del relé 7UT613, se especifican en la sección 4.2.2 y 4.2.3.

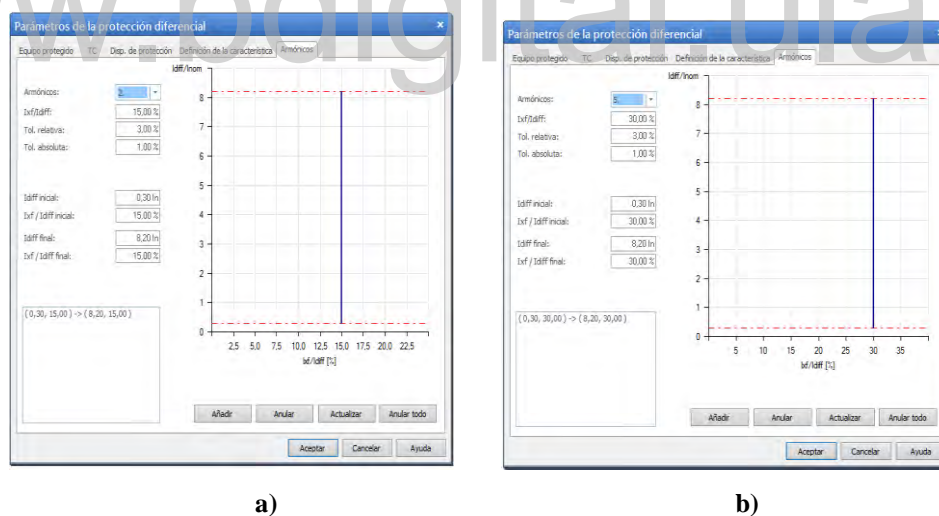


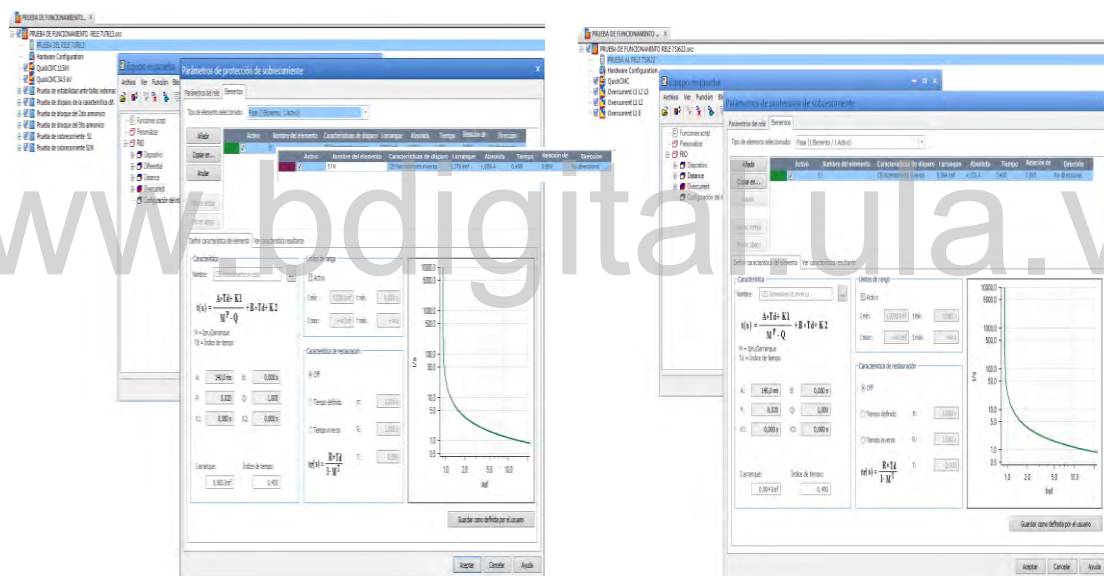
Figura 5.11: Configuración para la restricción de armónicos del relé a) 2do armónico. b) 5to armónico.

5.3.4 Configuración de los parámetros de la función de sobrecorriente

Otro elemento que se debe configurar en la ventana de equipo en prueba, para las pruebas del relé 7UT613 en el archivo RIO, son los ajustes del módulo de sobrecorriente (overcurrent) donde se abre una ventana con dos pestañas. La primera llamada parámetros

del relé, en esta se define si la prueba de sobrecorriente es direccional o no, en este caso los ajustes de las protecciones propuestas, se trabajan con corrientes no direccionales, además se definen las tolerancias de corriente y tiempo que van a tener las pruebas para establecer si los resultados son aceptables o no.

En la segunda pestaña que dice elementos *se* programan todos los ajustes de sobrecorriente. Dentro de la opción de tipo de elemento seleccionado, se despliegan las opciones del modo de prueba dentro de las cuales se selecciona las opciones fase y residual. para cada opción se debe introducir los datos que definen las características de función de sobrecorriente como lo es el tipo de curva, la corriente de arranque y el dial. En la figura 5.12, se muestra la configuración de los parámetros asociados a los módulos de sobrecorriente del relé 7UT613 y 7SJ622. Dichos datos de ajuste fueron tomados de la tabla resumen 4.6 y 4.8.



a)

b)

Figura 5.12: Ajustes de los parámetros de los módulos de sobrecorriente. a) Relé 7UT613. b) Relé 7SJ622.

5.3.5 Configuración de hardware

Otro punto importante dentro de los planes de prueba, es la configuración del hardware como se muestra en la figura 5.13, en el caso del relé 7UT613 el cual tiene ajustados varias funciones de protección, es necesario configura este módulo para cada grupo de prueba que se desea realizar.

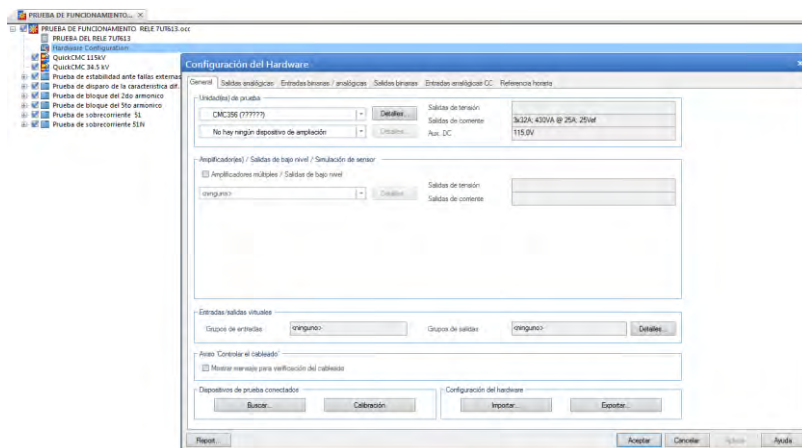


Figura 5.13: Ventana de configuración del hardware.

En la parte superior de la ventana de configuración de hardware , en la pestaña ``general`` se abre una nueva ventana como la mostrada en la figura 5.14, en ella se selecciona la configuración de las salidas de corriente y tensión según el tipo de prueba que se quiera realizar, en el caso del módulos diferencial se utiliza la opción de una doble fuentes trifásica de corriente, mientras que para las pruebas de sobrecorriente de fase o residual se escogen solo una fuente trifásica teniendo en cuenta el lado de los terminales de conexión tanto del equipo de inyección como en los relés.

www.bdigital.ula.ve

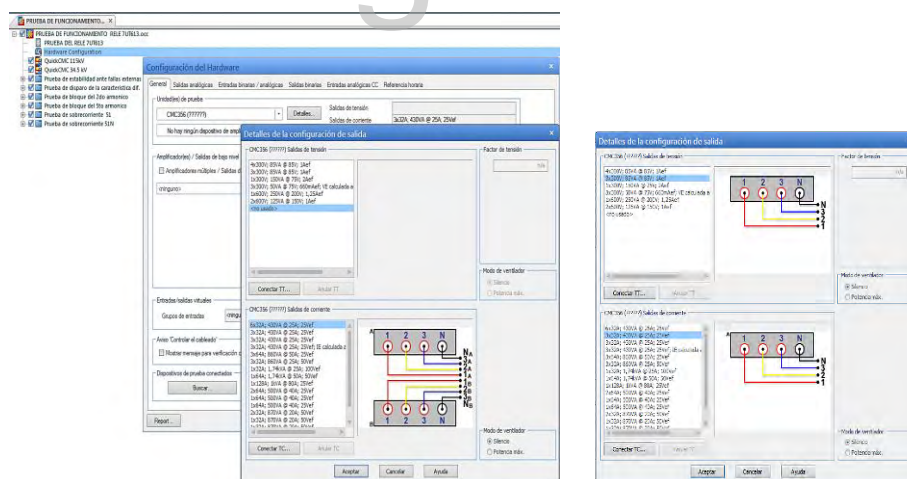


Figura 5.14: Configuración de las fuentes de corriente en la CMC 356 para pruebas diferenciales y de sobrecorriente.

Luego de izquierda a derecha, en la ventana llamada salidas analógicas, como se muestra en la figura 5.15, se configuran las salidas de corriente, esta depende de la configuración que se haya seleccionado en la aplicación anterior, es decir, de las salidas de corriente que se hayan habilitado. En esta ventana se pueden editar los nombres de cada salida de corriente que en este caso se dejaron por defecto las que indican el software.

Configuración del Hardware																					
General		Salidas analógicas				Entradas binarias / analógicas				Salidas binarias				Entradas analógicas CC				Referencia horaria			
		CMC356 I A				CMC356 I B															
		???????				???????															
Etiqueta	Terminal de conexión	1	2	3	N	1	2	3	N	1	2	3	N	1	2	3	N				
IL1		X																			
IL2			X																		
IL3				X																	
I(2)-1						X															
I(2)-2							X														
I(2)-3								X													

Figura 5.15: Configuración de las salidas analógicas del equipo CMC 356.

Luego en ventana de entradas binaria/analógicas como se muestra en la Figura 5.16, se configuran las entradas del equipo. Generalmente y por defecto se usa la primera entrada binaria para detener la inyección y medir el tiempo de operación en los relés de protección y debe cablearse desde una salida binaria del relé programada como disparo, sin embargo, hay la posibilidad de programar las entradas que se requieran para las pruebas y se pueden programar de contacto seco o libre de potencial o de contacto mojado para el cual se debe especificar un voltaje el cual se activa la entrada, para las pruebas de los módulos diferencial y de sobrecorriente del relé 7UT613 y 7SJ622, solo se utilizaran contactos secos.

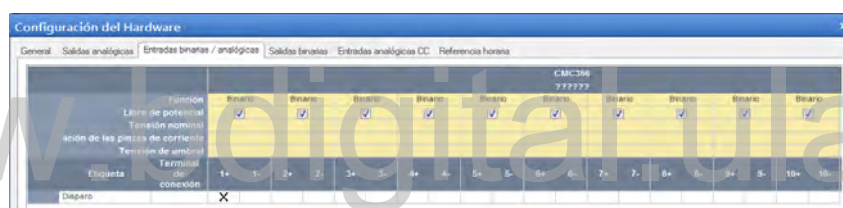


Figura 5.16: Configuración Binarias/ Analógicas del equipo CMC 356.

5.4 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LOS EQUIPOS DE PRUEBA

En primer lugar, antes de realizar las pruebas a las protecciones eléctricas en estudio (relé 7UT613 y 7SJ622), se debe tener en cuenta los diagramas de conexión entre el relé y el equipo de prueba como se aprecia en la figura 5.17 y 5.18.

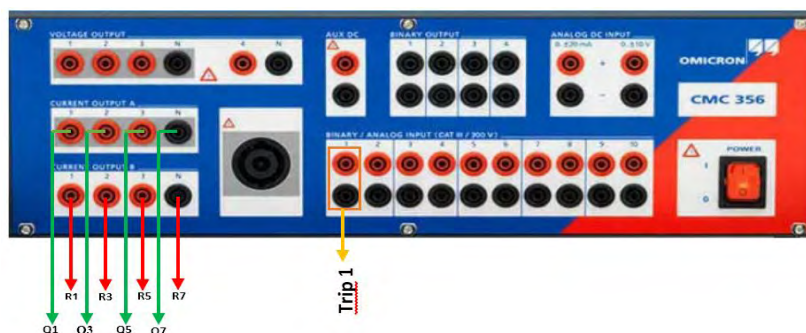


Figura 5.17: Esquema de conexión del equipo de inyección secundaria CMC 356 para las pruebas de funcionamiento de los relés.

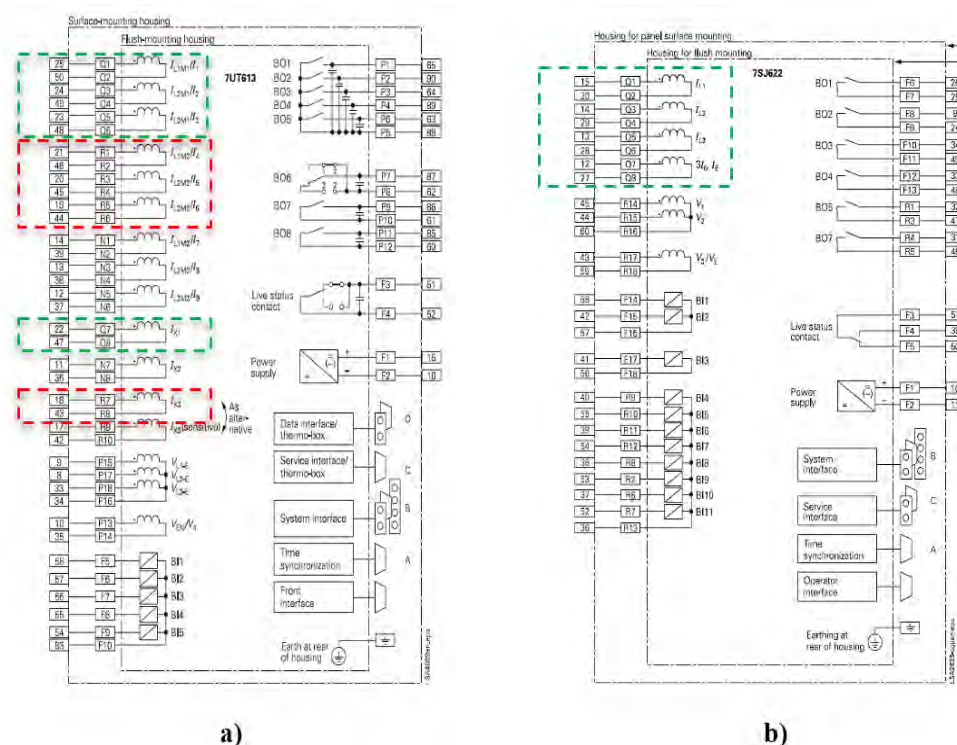


Figura 5.18: Diagrama de conexión del relé. a) 7UT613 [10]. b) 7SJ622 [14].

5.5 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL RELES 7UT613

Una vez se hayan realizado las conexiones anteriormente descritas, se procede a incluir cada uno de los módulos a probar en un documento nuevo de prueba de la sección control center OMICRON (OCC). En el momento de realizar las pruebas para cada función de protección determinada, se desactivan las demás funciones del relé por medio del software DIGSI o manualmente a través del frontal del equipo, esto con la finalidad de comprobar el funcionamiento solamente de la función en prueba sin que las demás funciones difieran en los resultados.

5.5.1 Prueba de medición (*Quick CMC*)

Con este módulo se busca comprobar que la configuración del cableado esté conectada correctamente antes de realizar cualquier prueba, además se busca verificar que el relé 7UT613 mida correctamente las corrientes que se inyecte por medio de la maleta de prueba CMC. En la figura 5.19 se puede apreciar que cuando se le inyecta una corriente secundaria equivalente a la nominal, el relé muestra a través del frontal, el valor primario de la corriente inyectada, con esto se verifica que la conexión se realizó correctamente y el relé está en óptimas condiciones y pueda operar ante los niveles correctos de corriente.

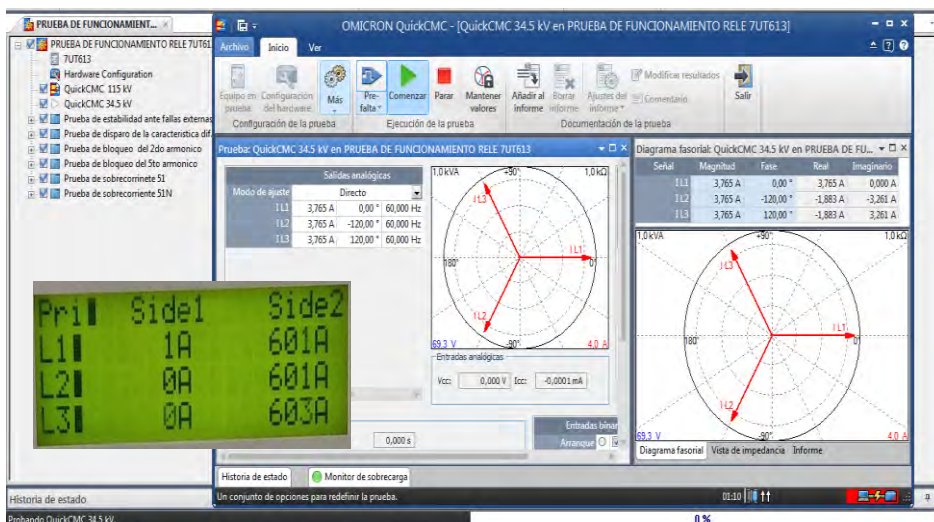


Figura 5.19: Prueba de inyección secundaria con el módulo Quick CMC.

5.5.2 Prueba de estabilización de la función diferencial

Mediante el módulo *diff configuration*, se comprueba la estabilización de característica diferencial ante fallas pasantes. En la figura 5.20 se muestra el resultado de la simulación para un barrido de puntos de pruebas para condiciones de falla trifásica (L1 L2 L3), en el lado de baja tensión y fuera de la zona de operación de la protección diferencial. Con esta prueba, se verifico que, para corrientes de fallas pasantes cercanos a la corriente de cortocircuito en el lado de baja tensión, la protección diferencial no actuara.

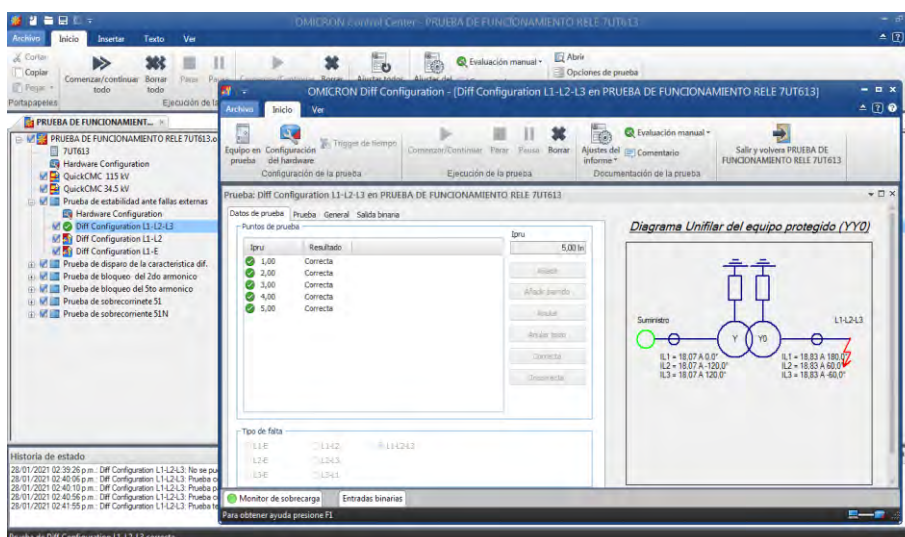


Figura 5.20: Prueba de estabilización para fallas pasantes con el módulo *diff configuration*.

5.5.3 Prueba de la característica de operación diferencial

Mediante el módulo *diff operating characteristic*, se verifica el comportamiento de la

característica diferencial del relé 7UT613, además de probar la capacidad del relé para diferenciar entre fallas que ocurren dentro y fuera de la zona protegida y dentro de sus tolerancias, para ello se hace un barrido de puntos sobre la parte superior e inferior de la característica, pero cercanos a esta, para luego inyectar las respectivas corrientes luego de haber configurado previamente los ajustes de la sección 4.2. En la figura 5.21 se muestra el resultado de un barrido de puntos de pruebas para condiciones de falla trifásica (L1 L2 L3), donde se comprueba que la protección dispara y bloquea cuando corresponde.

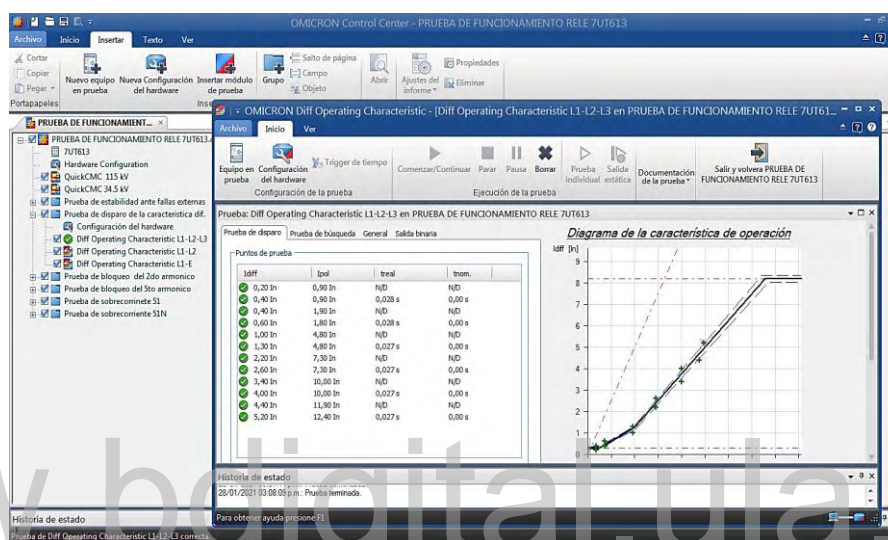


Figura 5.21: Prueba de disparo de la característica diferencial para una falla trifásica.

En el anexo 6 del archivo adicional a este trabajo de grado, se muestra el informe de los resultados de las pruebas realizadas para fallas bifásicas (L1 L2) y monofásicas (L1 E) generado por el equipo CMC, al igual que la prueba previamente descrita, la protección diferencial actuó correctamente para las tres pruebas realizadas y con estos resultados se garantiza el correcto funcionamiento de la función diferencial del relé 7UT613 ante posibles fallas internas del transformador.

5.5.4 Prueba de restricción del 2do armónico

Mediante el módulo *diff harmonic restraid*, se realiza pruebas para verificar de bloqueo de las corrientes de inserción mediante el contenido de segundo armónico del relé 7UT613, para ello se realizó un barrido de puntos de prueba cercanos a la característica definida. En la figura 5.22 se muestra el resultado de la prueba de bloqueo ante una presencia de contenido armónico en las tres fase (L1 L2 L3) y se verifica que para puntos de prueba a la derecha de la característica del valor umbral de restricción establecido, el relé genera un disparo,

mientras que, para puntos de prueba superiores al valor ajustado, el relé solo detecta o arranca indicando de que hay presencia de corrientes con alto contenido de segundo armónico, pero bloqueando el disparo del relé.

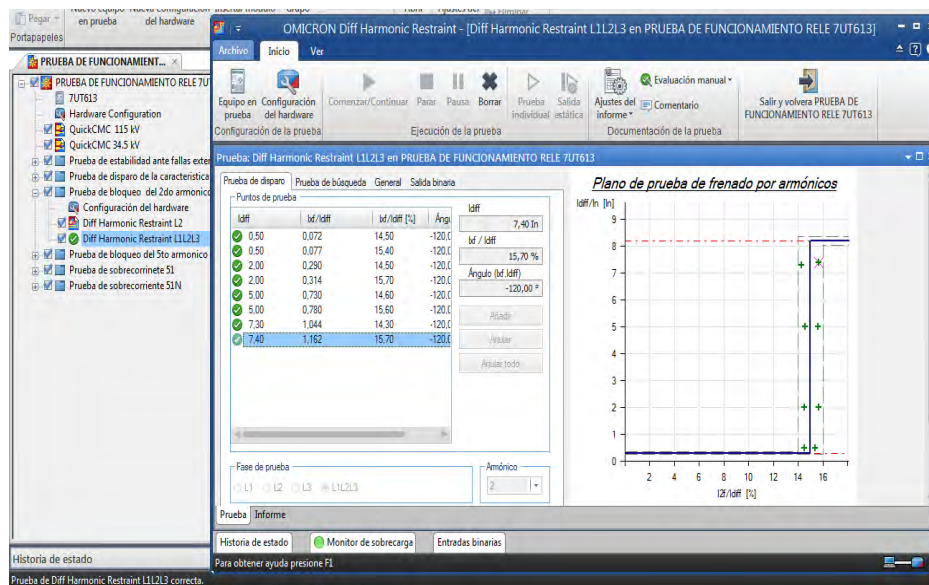


Figura 5.22: Prueba de restricción del 2do armónico del relé diferencial ante una falla trifásica.

Esta prueba también se hizo inyectando corrientes con contenido de segundo armónico solo por la línea L1 y luego por la línea L3, en el anexo 6 del archivo adicional se muestran con mayores detalles los resultados de dichas pruebas verificando que el relé bloquea correctamente el contenido de segundo armónico.

5.5.5 Prueba de restricción del 5to armónico

Para esta prueba, al igual que la prueba de restricción del segundo armónico, se establece puntos de prueba cerca del valor umbral ajustado de 30% y se verifica que la protección bloquee el contenido de 5to armónico cuando este ha superado dicho valor, tal como se muestra en la figura 5.23. Los errores que se muestra en la prueba para los puntos 4 y 6, se debe al ajuste de la intensidad diferencial límite para retirar el bloqueo por sobreexcitación (sección 4.5, capítulo IV), debido a esto, al generarse el disparo en la zona de bloqueo, el equipo de inyección lo toma como un error, por ello se comprueba que el equipo solo bloquee el contenido de 5to armónico para valores mayores que el ajuste umbral de 30%, pero menores a $1,5 I_{dif}/I_{N Obj}$ de la característica.

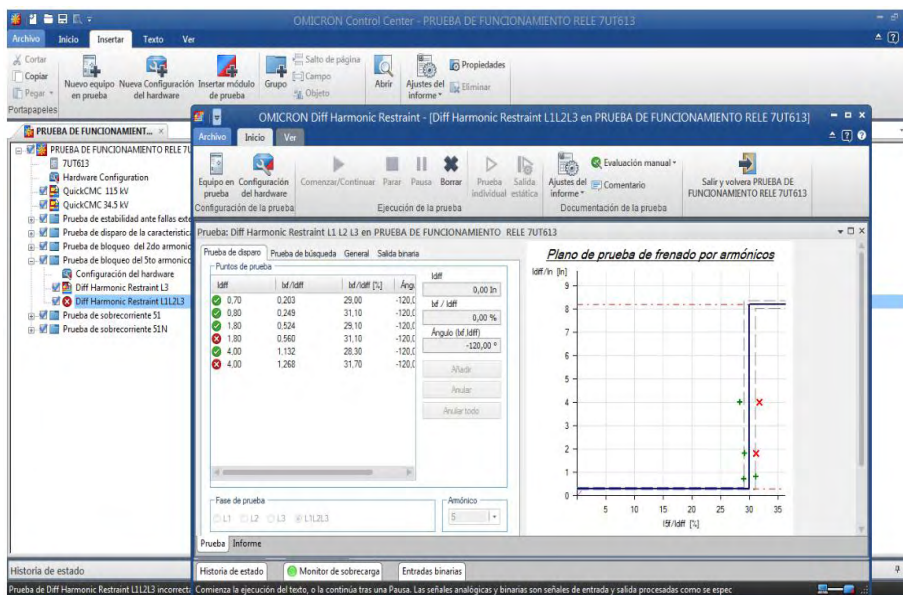


Figura 5.23: Prueba de restricción del 5to armónico de la protección diferencial.

En la tabla 5.1 se muestra el resultado de la prueba anterior que arroja el informe del equipo de inyección CMC 356, y en el anexo 6 del archivo digital, se muestra con mayores detalles en él informa de los resultados de la prueba asumiendo que solamente por una de las líneas circule corriente con alto contenido de 5to armónico.

Tabla 5.1: Resultados de la prueba de restricción de 5to armónico de la protección diferencial.

Idiff	Ixf/Idiff	Ángulo (Ixf, Idiff)	Disparo	Estado	Resultado
0,70 I/In	29,00 %	-120,0 °	Sí	Probado	Correcta
0,80 I/In	31,10 %	-120,0 °	No	Probado	Correcta
1,80 I/In	29,10 %	-120,0 °	Sí	Probado	Correcta
1,80 I/In	31,10 %	-120,0 °	Sí	Probado	Incorrecta
4,00 I/In	28,30 %	-120,0 °	Sí	Probado	Correcta
4,00 I/In	31,70 %	-120,0 °	Sí	Probado	Incorrecta

5.5.6 Prueba de la característica de sobrecorriente de fase ANSI 51

En esta prueba, se verifica los tiempos de disparo de la característica temporizada del módulo de sobrecorriente del relé 7UT613, para ello se añade un barrido de puntos de prueba sobre la característica seleccionando bajo qué tipo de falla se desea realizar las pruebas, y en la ventana ``relativa a`` se debe seleccionar el tipo de elemento de protección de sobrecorriente que se configuro en el apartado 5.3.4. Por otro lado, se debe verificar el tipo de configuración de salida del equipo de inyección CMC de la sección 5.3.5.

En la figura 5.24, se aprecia el resultado de la prueba de operación de la característica temporizada de fase 51 para una condición de falla trifásica (L1 L2 L3), en ella se puede observar que los resultados de las pruebas realizadas fueron los esperados, en el tiempo correspondiente y sin ningún disparo fuera del rango de tolerancia de la característica.

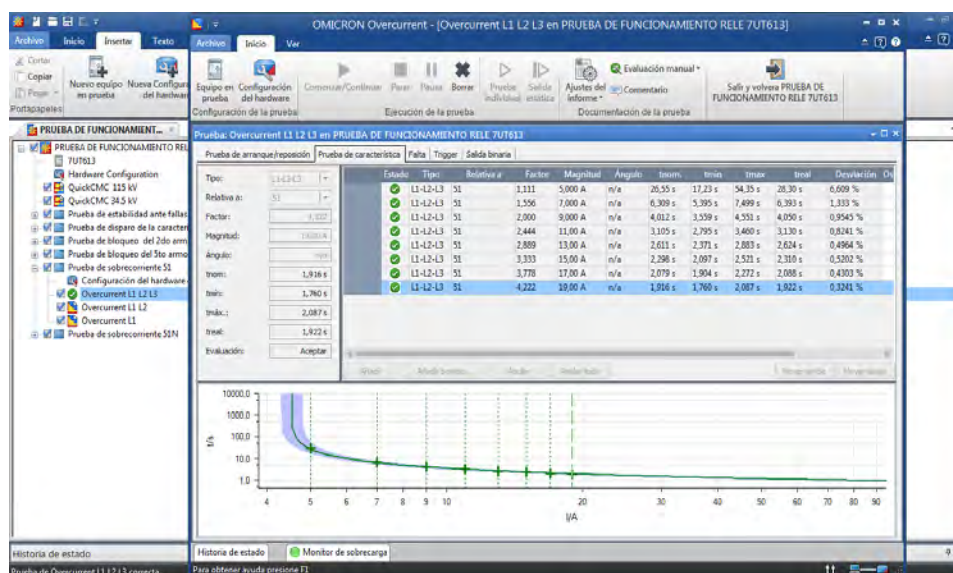


Figura 5.24: Resultado de la prueba de sobrecorriente 51 del relé 7UT613.

En el anexo 7 del archivo digital, se muestra el informe de los resultados para condiciones de falla bifásica (L1 L2) y monofásica (L2 E), donde los resultados obtenidos fueron correctos, en los tiempos correspondiente.

5.5.7 Prueba de la función de sobrecorriente residual 3I0 del relé 7UT613

Para la prueba del módulo de sobrecorriente residual 3I0 o ANSI 51N, se aplica el mismo procedimiento anteriormente descrito para el módulo de sobrecorriente de fase 51, la diferencia es que en la pestaña ``tipo`` se selecciona la opción 3I0 y en la pestaña ``relativo a`` se selecciona el elemento residual configurado en los parámetros de sobrecorriente de la sección 5.3.4. En la figura 5.25, se aprecia el resultado de la prueba para la característica residual 51N del relé 7UT613, para una condición de falla residual simulando una falla por el neutro producto del desbalance de las corrientes, donde el resultado obtenido corresponde a los tiempos establecidos.

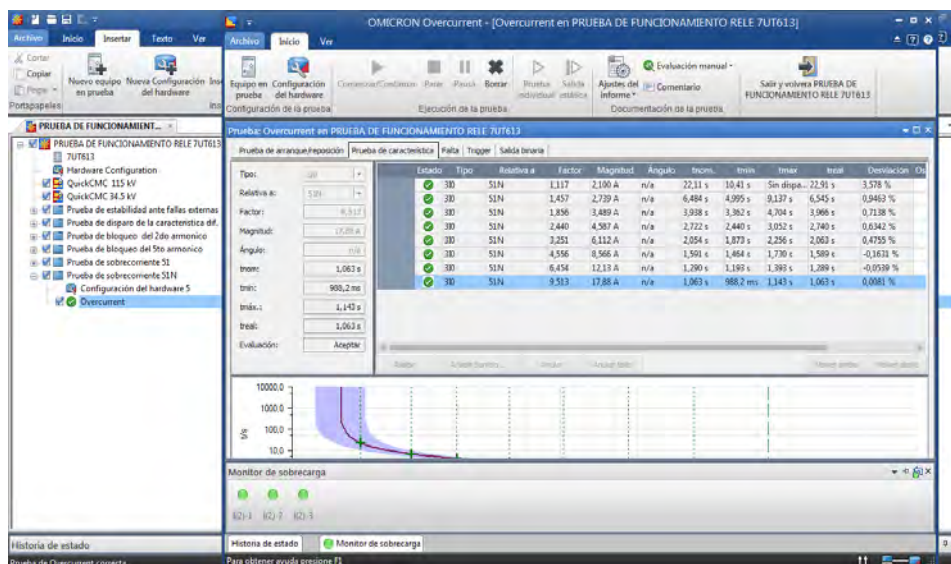


Figura 5.25: Resultado de la prueba de la función de sobrecorriente 51N del relé 7UT613.

5.5.8 Pruebas de señalización del relé 7UT613

A fin de verificar la señalización del equipo 7UT613 para cuando algunas de las protecciones propias del transformador detecten alguna anomalía internamente y genere un disparo a los disyuntores, se le introduce a cada una de las entradas binarias del equipo una señal analógica, previamente habiendo ajustado la matriz de configuración del relé de la sección 4.5.4. En figura 5.26, se muestra el frontal del equipo indicando la señalización correspondiente a las fallas generada por las protecciones propia del transformador y en la tabla 5.2 se muestra un resumen de la prueba realizada.



Figura 5.26: Señalización del relé 7UT613 ante disparos de las protecciones mecánicas del transformador.

Tabla 5.2: Resultados de la prueba de señalización del relé 7UT613 ante disparos de las protecciones mecánicas del transformador

Señalización	Entada binaria	Led	Resultado
Disp. Relé Buchholz	BI1	8	Correcto
Disp. Temperatura aceite	BI2	9	Correcto
Disp. Temperatura devanado	BI3	10	Correcto
Disp. Sobrepresión	BI4	11	Correcto
Disp. Otras protecciones mecánicas	BI5	12	Correcto

PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL RELÉ 7SJ622

Para realizar las pruebas de la función de sobrecorriente 51 del relé 7SJ622, se utiliza el mismo procedimiento realizados para las funciones de sobrecorriente de fase y residual del relé 7UT613, para ello se debe tener en cuenta que ya se ha ajustado los parámetros de la función de sobrecorriente (*overcurrent*) en el plan de prueba descrito en la sección 5.3.2 y los ajustes de la característica de sobrecorriente en la sección 5.3.4 En la figura 5.27, se aprecia la operación de la característica de sobrecorriente de fase 51 para una condición de falla bifásica (L1 L2), donde los resultados obtenidos fueron los esperados, en el tiempo correspondiente y dentro del margen de tolerancia de la característica

Esta prueba también se realizó para condiciones de fallas trifásicas y monofásica, en el anexo 8 del archivo adicional digital, se muestran los resultados obtenidos de las pruebas por medio del informe que genera el equipo CMC 356, en dichas pruebas se obtiene que la característica de sobrecorriente de fase 51 actúa en los tiempos establecidos y dentro de sus tolerancias.

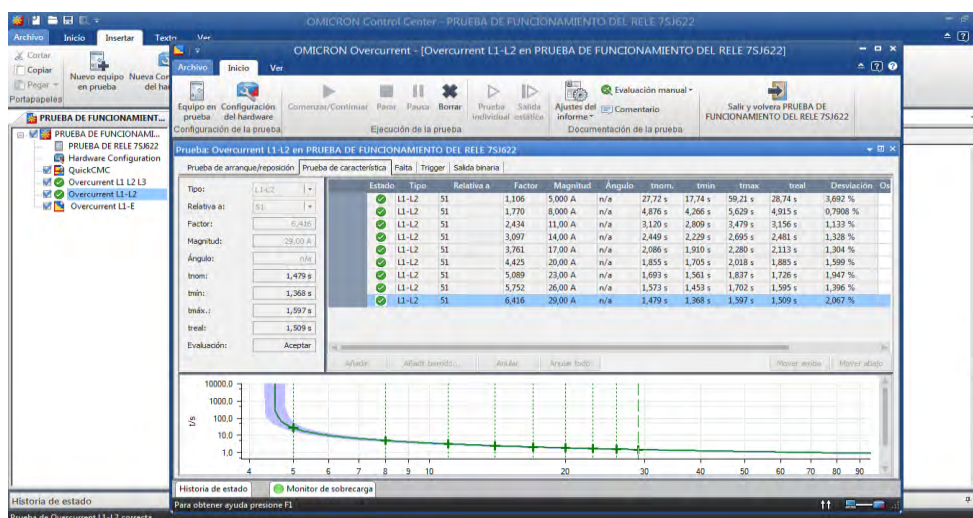


Figura 5.27: Resultado de la prueba de sobrecorriente 51 del relé 7SJ622.

CONCLUSIONES

Los sistemas de protección tienen como función principal detectar lo más pronto posible la ocurrencia de una falla, despejarla y aislar la parte donde se ha producido la misma a fin de evitar daños graves en el sistema o red en estudio. Además, se utilizan para proteger tanto a los equipos como a las instalaciones. De allí la importancia de las protecciones eléctricas que con el transcurrir del tiempo se ha buscado modernizar y perfeccionar su funcionamiento para garantizar la continuidad y confiabilidad de los sistemas de potencia.

Los transformadores de potencia, es el elemento más costoso de una subestación eléctrica por lo que es indispensable protegerlo antes posibles fallas bien sea internas o externa a este, por tanto, el esquema de protección está formado por una protección principal y protecciones de respaldo, siendo la principal de alta velocidad para detectar fallas internas y las de respaldo para actuar en caso de que la protección principal no actúe o ante fallas pasantes.

Los relés de protección SIEMENS 7UT613 y 7SJ622 presenta las características necesarias como selectividad, confiabilidad y velocidad para funcionar como protección principal y de respaldo del transformador de potencia, adaptándose a las nuevas necesidades del sistema, permitiendo actuar en el menor tiempo posible ante la presencia de una falla. Además, estos relés poseen una cantidad de funciones que para el transformador de 36 MVA de la S/E Vigía I solo se utilizaron las necesarias y fueron habilitadas y ajustadas por medio del programa DIGSI, todo esto se realizó con una anticipada investigación, levantamiento de información y en el desarrollo de una propuesta que permitirá ajustar los equipos de protección para que se adapten a las condiciones actuales del tramo.

Una vez ajustada las respectivas funciones en base a los ajustes realizados como diferencial (87T), sobrecorriente de fase (51) y residual (51N) para el relé 7UT613 y la función de sobrecorriente (51) para el relé 7SJ622, se realizaron las pruebas mediante el equipo de inyección OMICRON CMC. Para la protección diferencial se realizaron pruebas

de estabilidad ante fallas externas, bloqueo de armónico para condiciones de corriente de inserción y de sobre flujo y disparo de la característica diferencial, donde los resultados obtenidos fueron los esperados, generando el bloqueo y disparo de la protección, dentro de los límites establecidos. Por otra parte, las funciones de sobrecorriente en ambos relés, operaron cuando sobrepasaron los tiempos establecidos. En base a los resultados obtenidos, se verifico el correcto estado y la confiabilidad de la protección para actuar antes posibles fallas en el sistema.

Finalmente, se realizaron las pruebas de señalización del relé 7UT613, para verificar la correcta actuación antes fallas despejadas por las protecciones propias del transformador. En el anexo 3 se muestra el equipo de inyección y las protecciones utilizada para la ejecución de este trabajo de grado.

www.bdigital.ula.ve

RECOMENDACIONES

A la empresa, se recomienda, que al momento de instalar nuevos equipos en el sistema provean al personal del adiestramiento necesario, tomando en consideración los manuales y recomendaciones que formulan los fabricantes. De igual forma, se debe tomar en consideración las características específicas de cada uno de los elementos relacionados con el equipo a ser instalado. Así mismo se debe precisar la compatibilidad del equipo a instalar con los equipos en funcionamiento. Por otra parte, se recomienda a la empresa considerar la sustitución de aquellas protecciones en estado de obsolescencia dentro de la subestación del estado Medida, con el fin de que se adapten a las nuevas necesidades del sistema y brinden confiabilidad y seguridad a las instalaciones.

A los futuros tesisistas, aprovechar la oportunidad que brindan las empresas como la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) y así llevar a la práctica los conocimientos adquiridos durante el proceso académico, ganando experiencia en el ámbito laboral. De igual forma se recomienda ir más allá de lo que es el trabajo de grado aprovechando el conocimiento y la experiencia de los que laboran en la empresa.

A la Universidad de Los Andes, mejorar las relaciones interinstitucionales con las empresas a fin de establecer un puente para la resolución de problemas de forma conjunta. Plantear al consejo de escuela que se profundice más la experiencia práctica por parte del estudiante. Se recomienda someter el pensum de estudio de la carrera a una profunda revisión que permita la actualización de las asignaturas debido a los adelantos tecnológicos que día a día se producen y así los estudiantes se desenvuelven con mayor facilidad en sus respectivas áreas de trabajo. Debido a que, en ocasiones se ofrecen conocimientos referidos a procedimientos, sistemas o equipos que hoy en día no son muy usados.

REFERENCIAS

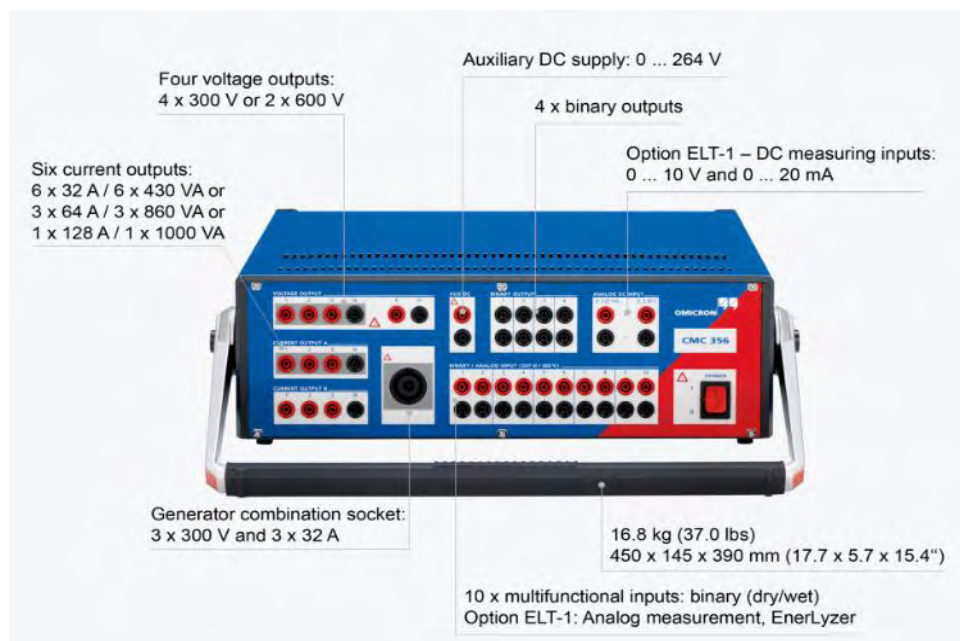
- [1] L. G. Serrano, «Requerimientos de Equipos y Materiales Para la Ampliación del Tramo 115/34.5 kV en S/E Vigía I,» Gerencia Regional de Transmisión Los Andes. CORPOELEC, Mérida, 2016.
- [2] División Estatal de Operación y Mantenimiento SS/EE y Líneas-Merida, «Manual del Operador S/E Mérida I,» CORPOELEC, Venezuela, 2015.
- [3] S. Ramirez, «Protección de Sistemas Eléctricos,» 2003. [En línea]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/1/samuelramirezcastano.2003.pdf>. [Último acceso: 20 Noviembre 2020]
- [4] M. A. Moreno, «Análisis de Criterios y Filosofía de Protecciones de Transformadores de Potencia: Aplicación a Transformador 220/132 kV de 150 MVA,» 2016. [En línea]. Available: <http://hdl.handle.net/10016/27146>. [Último acceso: 10 Diciembre 2020].
- [5] R. Stephens y C. Romero, Protección de Sistemas de Potencia, Mérida: Universidad de Los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Potencia, Venezuela, 2000.
- [6] F. Oropeza, «Curso de Protecciones Eléctricas,» División de Protecciones y Mediciones, CADAFE, Venezuela, 2005.
- [7] J. Figueroa, «INFORMACION CLASES IUPSM,» 2014. [En línea]. Disponible: <http://informacionclasesiupsm.webnode.com.ve/>. [Último acceso: 15 noviembre 2020].
- [8] Enrique Ras, Transformador de Potencia, de Medida y Protección, Barcelona: Marcombo S.A, 1991.
- [9] M. Villegas, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, 2, Ed., 1989.
- [10] SIPROTEC, Manual de Sistemas de Protección Diferencial 7UT6X, vol. V 4.6, SIEMENS A.G, 2011.
- [11] OMICRON, «Pruebas de protección diferencial de transformadores, Ejemplo práctico de uso,» 2013.
- [12] Google, «Imagen Satelital de la Ciudad El Vigía 5145, Mérida,» S/F. [En línea]. Available: <https://www.google.com/maps/@8.6062293,-71.6770808,16z?hl=es-ve> [Último acceso: 17 Noviembre 2020].

- [13] M. Davila, «Diagramas Operativos Unifilales de las Subestaciones Eléctricas del Estado Mérida,» CORPOELEC, Venezuela, 2017.
- [14] SIPROTEC, Manual de Protección Multifuncional con Función de Control 7SJ622/63/64, vol. V 4.6, SIEMENS AG, 2004.

www.bdigital.ula.ve

ANEXOS

www.bdigital.ula.ve



Anexo 2: Equipo de inyección secundario OMICRON CMC 356.



Anexo 3: Equipos de inyección y relés del laboratorio.