

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA DEL
ECUADOR SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
CONSTRUCCIÓN DE MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIÓN
DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES PARA EL LABORATORIO DE
PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
SALESIANA CAMPUS SUR**

**AUTOR:
BECERRA SOTALIN SANTIAGO GABRIEL**

**TUTOR:
ING. ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN**

Quito, septiembre de 2020

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, SANTIAGO GABRIEL BECERRA SOTALIN, con documento de identificación N° 1718381336, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación intitulado: “CONSTRUCCIÓN DE MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES PARA EL LABORATORIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA CAMPUS SUR.”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, septiembre de 2020.



SANTIAGO GABRIEL BECERRA SOTALIN
CI. 171838133-6

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el Proyecto Técnico, “CONSTRUCCIÓN DE MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES PARA EL LABORATORIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA CAMPUS SUR.” realizado por SANTIAGO GABRIEL BECERRA SOTALIN, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana, para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, septiembre de 2020

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Alex David Valenzuela Santillán', written over a set of horizontal lines.

ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN

C.I. 1721848644

AGRADECIMIENTOS

Dejo constancia de mi especial agradecimiento al Ingeniero Alex Valenzuela, tutor del proyecto técnico de titulación, a la Universidad Politécnica Salesiana y a cada uno de los docentes que formaron parte de mi formación.

A mi familia por su apoyo incondicional y motivación a lo largo de mis estudios académicos.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1. Descripción del problema.....	1
1.2. Justificación del tema	1
1.3. Alcance.....	1
1.4. Delimitación	2
1.5. Objetivos.....	3
1.6. Hipótesis	3
1.7. Marco metodológico.....	3
CAPÍTULO II.....	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 Sistema eléctrico de potencia “SEP”	4
2.2 Condiciones anormales de operación	5
2.3 Condiciones normales de operación.....	5
2.4 Fallas en los sistemas eléctricos de potencia.....	5
2.5 Transformador: definición y aplicación	7
2.6 Principio básico de funcionamiento del transformador.....	9
2.7 Operación del transformador ideal	11
2.8 Transformadores de potencia	12
2.9 Clasificación de los transformadores por su nivel de operación	13
2.10 Tipos de enfriamiento en un transformador de potencia.....	14
2.11 Fallas en transformadores de potencia	14
2.12 Fallas más comunes en transformadores	15
2.13 Protecciones utilizadas en transformadores.....	18
2.14 Armónicos en transformadores trifásicos.....	19
2.15 Conexión de transformadores trifásicos	20
2.16 Grupo de conexiones más comunes en transformadores de potencia	23
2.17 Transformadores de instrumentación	25
2.18 Transformador de corriente “TC”	25
2.19 Transformador de voltaje “TP”	28

2.20	Transformador de instrumentación: equipos combinados.....	29
2.21	Transformadores de voltaje para servicios auxiliares	29
2.22	Disyuntores.....	30
2.23	Sistemas de protección	31
2.24	Sistemas de protección primaria y de respaldo	33
2.25	Ajuste y coordinación de protecciones.....	34
2.26	Requisitos básicos de los sistemas de protección.....	35
2.27	Componentes de un sistema de protección.....	35
2.28	Relés de protección.....	36
2.29	Tipos de protecciones utilizadas en un sistema eléctrico de potencia.....	37
2.30	Protección diferencial porcentual y de alta impedancia	40
CAPÍTULO III.....		42
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....		42
3.1	Introducción.....	42
3.2	Elementos y equipos principales	43
3.3	Diseño de software	50
3.4	Herramientas utilizadas dentro de la programación	51
3.5	Programación para el funcionamiento.....	52
3.6	Diseño eléctrico.....	58
3.7	Diseño físico.....	64
3.8	Placas para transformadores de corriente	66
3.9	Diseño de placas electrónicas pcb.....	67
3.10	Implementación y armado del módulo:.....	69
3.11	Método aplicado en la operación y funcionamiento como protección diferencial de transformadores	72
3.12	Presupuesto para la construcción del módulo	77
CAPÍTULO IV		79
MANUAL.....		79
CAPÍTULO V.....		86
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....		86
CAPÍTULO VI.....		102

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	102
5.1 Conclusiones.....	102
5.2 Recomendaciones.....	103
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	104
ANEXOS	107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 1 Ubicación de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur en Quito. [autor].....	2
Figura. 2 Configuración general del Sistema Eléctrico de Potencia. [autor]	4
Figura. 3 Zonas de protección de un “SEP”. [autor].....	7
Figura. 4 Devanados de cobre en transformador trifásico. [7].....	8
Figura. 5 Localización de Transformadores en del sistema eléctrico de potencia. [autor].....	9
Figura. 6 Esquema general de un transformador monofásico. [9]	10
Figura. 7 Diagrama Esquemático de un Transformador monofásico ideal. [autor]...	11
Figura. 8 Magnitud de corrientes en conexión Delta. [autor]	21
Figura. 9 Diagrama de conexión en Estrella. [autor]	21
Figura. 10 Diagrama de conexión en “zig-zag”. [autor]	22
Figura. 11 Conexiones Yy0, Yy6 de un Transformador trifásico. [autor].....	23
Figura. 12 Conexiones Yd1, Yd5, Yd7, Yd11 de un Transformador trifásico. [autor]	24
Figura. 13 Conexiones Dd0, Dd6 de un Transformador trifásico. [autor].....	24
Figura. 14 Conexiones Dy1, Dy5, Dy7, Dy11 de un Transformador trifásico. [autor]	25
Figura. 15 Diagrama elemental de un transformador de corriente. [autor].....	26
Figura. 16 Circuito equivalente de un TC. [autor]	26
Figura. 17 Esquema de lógica de funcionamiento para un sistema de protección. [autor].....	32
Figura. 18 Elementos que actúan durante una interrupción selectiva. [autor]	33
Figura. 19 Protección direccional. [autor].....	38
Figura. 20 Protección diferencial en transformadores. [autor]	39
Figura. 21 Relé diferencial con característica de sobrecorriente. [autor]	41
Figura. 22 Relé diferencial con característica de porcentaje. [autor].....	41
Figura. 23 Representación general del diagrama de bloques del módulo. [autor].....	42
Figura. 24 Tarjeta de Adquisición de datos DAQ usb 6008/6009. [autor]	43
Figura. 25 Partes que comprende una DAQ USB 6008/6009. [39].....	44
Figura. 26 Disposición de pines en DAQ usb 6009. [39]	44
Figura. 27 Entradas analógicas a) modo diferencial b) modo simple o RSE. [autor]	45

Figura. 28 Transformadores monofásicos 220V/12V-2A-60Hz. [autor].....	45
Figura. 29 Rangos de operación para transformadores de corriente. [40]	46
Figura. 30 Transformador de corriente no invasivo SCT013. [autor].....	46
Figura. 31 Fuente de Voltaje. [autor]	47
Figura. 32 Circuito impreso para activación de protección, parte frontal.....	48
Figura. 33 Circuito impreso para activación de protección parte posterior.	48
Figura. 34 Contactor Trifásico. [autor]	49
Figura. 35 Descripción de los pines del elemento “DAQ Assistant”.....	51
Figura. 36 Descripción de los pines del elemento “Convert from Dynamic Data”..	51
Figura. 37 Descripción de los pines del elemento “Fundamental Vector”.....	51
Figura. 38 Descripción de los pines del elemento “Amplitude and Levels”.	51
Figura. 39 Elemento “Vector Diagram”.....	52
Figura. 40 Pantalla de interfaz del inicio del programa.	52
Figura. 41 Pantalla resumen de la conexión del banco de transformadores.	53
Figura. 42 Pantalla para la determinación de corrientes por los TC’s.	53
Figura. 43 Pantalla para presentación de datos adquiridos y compensación.	54
Figura. 44 Programación gráfica de la pantalla principal.	54
Figura. 45 Pantalla de para determinar de conexión del transformador.	55
Figura. 46 Programación para determinar el grupo de conexión del transformador.	55
Figura. 47 Pantalla de la interfaz para adquisición de señales por los TC’s.....	56
Figura. 48 Programación gráfica para adquisición de señales por los TC’s.....	56
Figura. 49 Pantalla para selección del relé de protección y compensación.	57
Figura. 50 Programación gráfica para compensar corrientes y seleccionar relé de protección.....	57
Figura. 51 Divisor de Voltaje.....	59
Figura. 52 Diagrama de conexión para divisores de voltaje.	59
Figura. 53 Diagrama de conexión para cada divisor de voltaje, y voltajes de salida.	60
Figura. 54 Conexión de voltajes a entradas analógicas de la tarjeta de adquisición..	60
Figura. 55 Conector del transformador de corriente. [40]	61
Figura. 56 Señal de salida tipo voltaje o corriente. [autor]	61
Figura. 57 Conexiones de TC con las entradas analógicas de la DAQ.....	62
Figura. 58 Conexión de TC’s con el transformador y DAQ.	62
Figura. 59 Conexión del transformador con la carga por medio de interruptores.	63
Figura. 60 Diagrama electrónico para activar contactor trifásico.	64

Figura. 61 Diseño del módulo, y ubicación de elementos, parte trasera.....	64
Figura. 62 Diseño del módulo, y ubicación de elementos, parte lateral izquierda. ...	65
Figura. 63 Diseño del módulo, y ubicación de elementos, parte frontal.....	65
Figura. 64 Diseño del módulo, y ubicación de elementos, parte lateral derecha.	66
Figura. 65 Diseño de bases para TC's en AutoCAD.	66
Figura. 66 Diseño de bases para TC's.....	67
Figura. 67 Diseño de circuito de Acondicionamiento de Señal.	67
Figura. 68 Diseño de Placas PCB para circuito de Acondicionamiento de Señal.	67
Figura. 69 Ubicación de Elementos en Placa de Circuito de Acondicionamiento de Señal.....	68
Figura. 70 Diseño de circuito de Activación de Protección.	68
Figura. 71 Diseño de Placas del circuito de Activación de Protección.....	68
Figura. 72 Ubicación de elementos en Placa PCB.	69
Figura. 73 Armado del panel superior del módulo.	69
Figura. 74 Circuito optoacoplador para activación de protección.	69
Figura. 75 Implementación de los elementos internos del módulo.....	70
Figura. 76 Elementos instalados en la parte superior del módulo.....	70
Figura. 77 Vista lateral Izquierda del módulo.....	70
Figura. 78 Parte interna del módulo.....	71
Figura. 79 Parte lateral derecha del módulo.....	71
Figura. 80 Módulo armado y conectado en laboratorio para pruebas.....	71
Figura. 81 Compensación matemática en LabView para una conexión Yd5.	73
Figura. 82 Curva característica del relé diferencial porcentual de protección. [autor]	75
Figura. 83 Pantalla de configuración de las DAQ, dentro del software "NI MAX"..	80
Figura. 84 Conexión entre módulo y la primera tarjeta de adquisición de datos.....	80
Figura. 85 Conexión entre módulo y la segunda tarjeta de adquisición de datos.	81
Figura. 86 Pantalla para la medición de parámetros de Transformadores.	82
Figura. 87 Parámetros obtenidos en la medición del banco de transformadores.	83
Figura. 88 Medición de Parámetros por medio de los TC's.	83
Figura. 89 Selección de la posición más adecuada para el relé.	84
Figura. 90 Resultados obtenidos para una conexión Yy0.....	86
Figura. 91 Resultados obtenidos para una conexión Yy6.....	87
Figura. 92 Resultados obtenidos para una conexión Yd1.....	87

Figura. 93 Resultados obtenidos para una conexión Yd7.....	88
Figura. 94 Resultados obtenidos para una conexión Yd5.....	88
Figura. 95 Resultados obtenidos para una conexión Yd11.....	89
Figura. 96 Resultados obtenidos para una conexión Dd0.....	89
Figura. 97 Resultados obtenidos para una conexión Dd6.....	90
Figura. 98 Resultados obtenidos para una conexión Dy1.....	90
Figura. 99 Resultados obtenidos para una conexión Dy7.....	91
Figura. 100 Resultados obtenidos para una conexión Dy5.....	91
Figura. 101 Resultados obtenidos para una conexión Dy11.....	92
Figura. 102 Parámetros obtenidos por TC's para una conexión Yy0.....	92
Figura. 103 Selección de la posición del relé y margen de error obtenido para una conexión Yy0.....	93
Figura. 104 Resumen de Resultados obtenidos en la pantalla de Protección.....	93
Figura. 105 Recta de operación característica para el relé de protección.....	94
Figura. 106 Selección de parámetros de fuente de generación.....	95
Figura. 107 Circuito Simulado en Multisim para la conexión Dy1.....	95
Figura. 108 Adquisición de parámetros de la simulación del circuito en multisim...	95
Figura. 109 Resultados obtenidos de la simulación del circuito para conexión Dy1.	96
Figura. 110 Especificación del TC.....	97
Figura. 111 Compensación matemática de Corrientes.....	97
Figura. 112 Cálculo del error acumulado, y selección de la pendiente K.....	98
Figura. 113 Resultados obtenidos de Id vs Ir.....	98
Figura. 114 Resultados obtenidos de falla interna para una conexión Dy1.....	99
Figura. 115 Corriente diferencial y corriente de restricción en caso de falla interna.	100
Figura. 116 Selección de diferentes valores de "K" para la pendiente de operación del relé.....	100
Figura. 117 Comprobación matemática de resultados obtenidos.....	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Fallas comunes en transformadores de potencia en periodos de tiempo	16
Tabla 3. Tipos de fallas y protecciones a utilizar	19
Tabla 4. Presupuesto Económico del módulo	77
Tabla 5. Conexión de la DAQ USB 1 con el cable IDE	81
Tabla 6. Conexión de la DAQ USB 2 con los cables tipo IDE.....	81

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Conexiones para el banco de transformadores del módulo.....	107
Anexo 2: Circuito en multisim conexión Yy0	109
Anexo 3: Circuito en multisim conexión Yy6	109
Anexo 4: Circuito en multisim conexión Yd1	109
Anexo 5: Circuito en multisim conexión Yd5	110
Anexo 6: Circuito en multisim conexión Yd7	110
Anexo 7: Circuito en multisim conexión Yd11	110
Anexo 8: Circuito en multisim conexión Dd0	111
Anexo 9: Circuito en multisim conexión Dd6	111
Anexo 10: Circuito en multisim conexión Dy1	111
Anexo 11: Circuito en multisim conexión Dy5	112
Anexo 12: Circuito en multisim conexión Dy7	112
Anexo 13: Circuito en multisim conexión Dy11	112

RESUMEN

La investigación y el fortalecimiento en la parte práctica, se ve forzada al uso de equipamiento físico que permita su desarrollo, por lo que un laboratorio debe satisfacer continuamente las necesidades técnicas con métodos en los cuales se permita implementar o desarrollar módulos que puedan ser mejorados o actualizados fácilmente.

El proyecto presentado permitirá complementar al laboratorio de protecciones eléctricas permitiendo facilitar el estudio e investigación del estudiante, por medio de la implementación de un módulo físico desarrollado junto con LabVIEW, el cual simule una protección eléctrica basada en el principio de funcionamiento de una protección diferencial para transformadores. El módulo puede ser controlado por medio de una interfaz gráfica, permite mostrar el grupo de conexión de sus devanados junto con el desplazamiento angular, y es capaz de actuar como una protección diferencial en caso de existir una falla.

El presente documento muestra un análisis sobre las características que presentan los transformadores dependiendo del tipo de conexión que sea empleado, se presenta información técnica sobre transformadores, protecciones diferenciales para transformadores, así como configuraciones, conexiones, planos de diseño, entre otros, las cuales pueden ser empleadas de manera que, sirva de apoyo para facilitar el uso del módulo.

En el segundo capítulo se describe información técnica general de manera introductoria para conocer aspectos que se emplean en la construcción del módulo. En el tercer capítulo se presenta de manera detallada información sobre el diseño físico, técnico además de información sobre la construcción del módulo, para el desarrollo del proyecto se ha empleado una metodología de investigación experimental comparativa y cuantitativa.

Palabras clave: protección diferencial, sistema eléctrico de potencia, transformador.

ABSTRACT

Research and improve in the practical part, is forced to use physical equipment that allows his development, so a laboratory must continually meet the technical needs with methods in which allowed to implement or develop modules that can be improved or easily updated.

The presented project will complement the electrical protection laboratory allowing the student's study and research to be facilitated, through the implementation of a physical module developed together with LabVIEW, which simulates an electrical protection based on the operating principle of a differential protection for transformers. The module can be controlled by means of a graphical interface, allows to show the connection group of its windings together with the angular displacement, and is capable of acting as a differential protection in case of a fault.

This document shows an analysis of the characteristics of the transformers depending on the type of connection used, technical information about transformers, differential protections for transformers, as well as configurations, connections, design drawings, among others, and its can be used to help and give support the use of the module.

In the second chapter general technical information is described in an introductory way to know aspects that are used in the construction of the module. In the third chapter, detailed information on the physical and technical design is presented, as well as information on the construction of the module. A comparative and quantitative experimental research methodology has been used for the development of the project.

Keywords: differential protection, power electrical system, transformer.

INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están conformados por una gran cantidad de subsistemas interconectados, donde se encuentran centrales eléctricas de generación, redes de transmisión, distribución, en donde las uniones que permiten una conexión de todos estos elementos son los transformadores, además de que permiten escalar el voltaje a niveles inferiores para distribuir y abastecer a los consumidores finales.

El estudio de protecciones en estos sistemas de potencia es de gran importancia, debido a que, gracias a su correcto diseño e implementación, se logra mantener en funcionamiento el sistema, presentando características importantes como seguridad, continuidad y calidad de servicio eléctrico en todo el sistema.

Por lo general los transformadores de Potencia son uno de los componentes más importantes dentro de un SEP y a nivel de distribución y transmisión son elementos muy costosos que pueden llegar a tener altos tiempos de reparación o entrega, en caso de requerir nuevos transformadores, por lo que es primordial el uso de sistemas de protección eficientes, que permitan a su vez un funcionamiento óptimo, permitiendo extender el máximo tiempo de su vida útil.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción del problema

Al día de hoy la educación se ve mayormente enfocada a resolver problemas cotidianos de la vida real, y la demanda de trabajadores busca a aquellos más especializados y que sean capaces de responder a las nuevas necesidades profesionales, por tanto, todo profesional necesita complementar sus conocimientos teóricos con habilidades prácticas, desarrollando así su capacidad para resolver problemas nuevos.

El laboratorio de protecciones eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito, campus Sur, se encuentra en expansión con el objeto de complementar los conocimientos teóricos adquiridos por el estudiante con la implementación práctica de los mismos; buscando la integración de diferentes módulos que permitan su acoplamiento con los diferentes instrumentos y maquinas presentes actualmente en los laboratorios y así potencializar sus beneficios.

Actualmente, el laboratorio cuenta con diferentes tipos de IED's, y un equipo de inyección de corriente comercial. Sin embargo, la implementación de un módulo de protección diferencial didáctico permitirá mejorar los conocimientos, aplicando la teoría con equipos comerciales y equipos didácticos educacionales

1.2. Justificación del tema

El uso de módulos prácticos en laboratorios dentro de universidades permite alcanzar mejores resultados académicos debido a que logra complementar de la mejor manera la parte teórica impartida en clases. Con la implementación del módulo, se posibilitará a los estudiantes realizar prácticas para el área de protecciones eléctricas, el cual, a día de hoy, el laboratorio se encuentra en expansión. El módulo permitirá conocer de manera interna el funcionamiento de la protección diferencial para transformadores.

1.3. Alcance

El proyecto se enfoca en la construcción de un módulo didáctico para analizar el principio de funcionamiento de la protección diferencial aplicado para transformadores trifásicos o monofásicos mediante la adquisición y registro de magnitudes eléctricas por medio de la utilización del módulo DAQ multifunción presente en el laboratorio, en conjunto con la utilización del paquete computacional NI LabVIEW®, para el caso de transformadores trifásicos, el módulo determinará y presentará mediante una interfaz gráfica el tipo de conexión (grupo vectorial) basado en las mediciones de los fasores de corriente del lado primario y del lado secundario del transformador.

El principio de funcionamiento de la protección diferencial porcentual será analizado mediante la toma de señales de corriente del primario y secundario de los transformadores analizados, para ser procesados mediante el paquete computacional LabVIEW®.

Las señales adquiridas serán procesadas dentro de un entorno de programación visual gráfico, permitiendo una simulación en tiempo real y, por tanto, indicar si el mismo se encuentra operando en condiciones normales o anormales. El presente módulo permitirá la integración de diversos componentes existentes dentro de los laboratorios, permitiendo a estos dar mayores prestaciones y servicios a estudiantes y profesores.

1.4. Delimitación

El presente módulo será implementado para el laboratorio de protecciones eléctricas ubicado en el bloque “H” de la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito campus Sur, ubicado en la Avenida Rumichaca Ñan y Avenida Moran Valverde.

El diseño del módulo tiene un tamaño de 0.6 m de largo por 0.3 m de profundidad y 0.2 m de alto, de manera que pueda acoplarse en las mesas de trabajo del laboratorio y pueda ser transportado fácilmente.

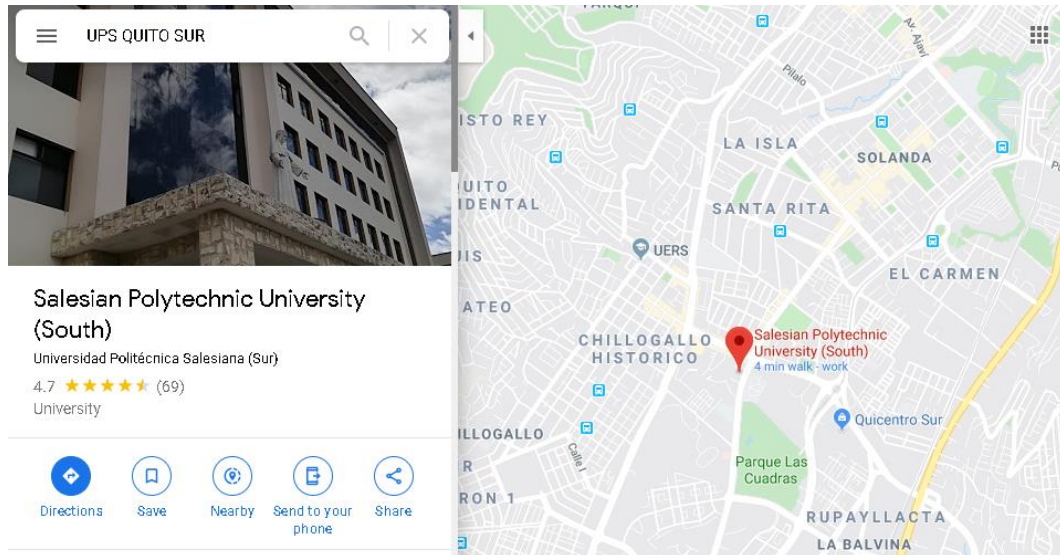


Figura. 1 Ubicación de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur en Quito. [autor]

1.5. Objetivos

Objetivo general

Diseñar y construir el “Módulo didáctico de protección diferencial de transformadores” para el laboratorio de protecciones eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana Campus Sur

Objetivos específicos

- Analizar los principios y componentes básicos pertenecientes a los sistemas de protección.
- Implementar un módulo didáctico para el análisis de la protección diferencial aplicada a la protección de transformadores
- Implementar una interfaz gráfica para la determinación de los diferentes tipos de conexión de los transformadores trifásicos.
- Elaborar un manual de usuario que permita el correcto uso del módulo a implementar para su utilización en prácticas de laboratorio de protecciones eléctricas.

1.6. Hipótesis

Es factible utilizar en un laboratorio técnico un módulo desarrollado bajo software que actúe de la misma manera que una protección diferencial bajo su principio de funcionamiento y que permita además conocer parámetros su funcionamiento interno.

1.7. Marco metodológico

El trabajo se basa en la metodología experimental por el cual se comprobará el funcionamiento del módulo que dispondrá de interfaz gráfica, permitiendo ser monitoreado y controlado desde un software que a su vez presentará datos relevantes en cuanto a medidas de magnitudes eléctricas. El diseño se realizó por medio de Observación, modelación y análisis de datos, recopilando información técnica de otros estudios y artículos académicos de tal forma que se pueda aplicar de manera técnica y mostrar los resultados obtenidos de manera comparativa y cuantitativa.

Por medio de una recopilación de datos técnicos, se pretende mejorar el diseño técnico del módulo, así como emplear elementos que puedan ser sustituidos fácilmente para posibles mejoras o investigaciones.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema eléctrico de potencia “SEP”

El sistema eléctrico de potencia es una red de suministro de energía en tiempo real formado por un grupo de elementos que operan en conjunto y que tienen como objetivo generar, transformar, transmitir, y distribuir la energía eléctrica, de esta forma se permitirá abastecer al consumidor final manteniendo la mayor calidad de suministro eléctrico al mínimo costo posible a lo largo de su funcionamiento [1]. Dispone de una estructura o configuración que está conformada básicamente de:

- 1 generador.
- 2 subestación elevadora.
- 3 subestación reductora.
- 4 subestación de Distribución.
- 5 transformador de Distribución.
- 6 líneas de Transmisión, y líneas de Distribución.
- 7 cliente.

Un SEP dispondrá de varias etapas necesarias para poder suplir de energía al sector que lo necesite, dispone de una estructura similar a la figura 2, para los diferentes sistemas que sean necesarios [2].

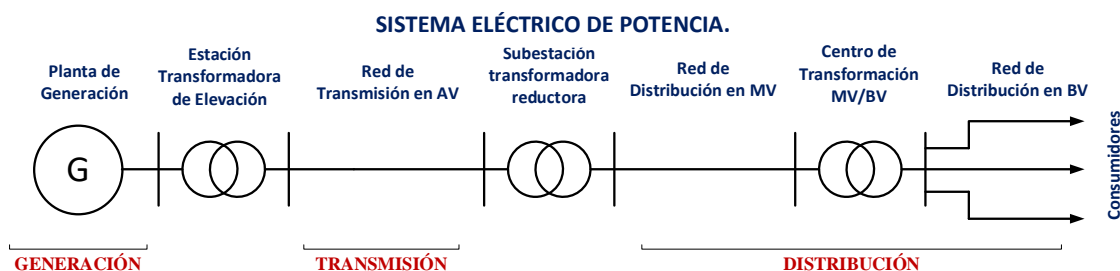


Figura. 2 Configuración general del Sistema Eléctrico de Potencia. [autor]

Un “SEP” no puede almacenar la energía, por lo que esta es consumida en el instante en que es producida por un generador, donde su nivel de voltaje es aumentado por un transformador elevador debido a que, a valores elevados el transporte de energía eléctrica en largas distancias es más eficiente, su transporte se logra a través de líneas de transmisión hasta llegar a una subestación de transformación que reduce a niveles bajos de voltaje, logrando así una distribución más segura hacia los consumidores finales, los cuales pueden ser residenciales, comerciales o industriales. La subestación puede estar

ubicada en distintas etapas y estas serán por tanto los puntos cruciales de un sistema eléctrico de potencia, debido a que permiten una interconexión entre la etapa de generación, transferencia y distribución.

2.2 Condiciones anormales de operación

Se considera una condición de falla como la interrupción de una condición normal de operación, dentro del SEP todo elemento que lo conforme puede presentar fallas o condiciones anormales de funcionamiento. Estas condiciones son aquellas que no se presentan dentro de los parámetros establecidos como normales de funcionamiento, las cuales pueden reducir la vida útil de cualquier elemento y a su vez reducir la confiabilidad de todo el sistema.

De modo que siempre se debe evitar operar bajo condiciones anormales para dar seguridad al usuario y evitar daños a equipos. Las fallas que presenten ciertos elementos pueden desencadenar en una serie de fallas dentro del sistema presente, por lo que deben de ser despejadas en el menor tiempo posible por los sistemas de protección.

2.3 Condiciones normales de operación

En Ingeniería Eléctrica se considera como condición normal de operación cuando los sistemas eléctricos operan en valores nominales y tiempos de operación determinados por los fabricantes, teniendo como principal ventaja la de extender al máximo su vida útil [3]. El buen diseño y funcionamiento de un SEP se basa en su operación bajo condiciones que garanticen la continuidad del servicio bajo una serie de parámetros. El óptimo servicio se consigue bajo condiciones normales de operación, es decir a valores nominales de voltaje y corriente.

2.4 Fallas en los sistemas eléctricos de potencia

El análisis de las fallas en los “SEP”, es de alta importancia debido a que, por medio de un correcto análisis, se puede obtener información para la configuración de los relés, y la correcta selección de los aparatos de maniobra, medida, protección y control en sistemas eléctricos, logrando la estabilidad en la operación. El sistema eléctrico varía a lo largo de su funcionamiento, por lo que un análisis de fallas debería de ser considerado como eventos rutinarios, por lo que los elementos de protección también deben de operar a lo largo del funcionamiento, evitando cualquier tipo de daño a elementos dentro del sistema.

Un estado de condición anormal del sistema, pueden ser debido a perturbaciones, operaciones anormales, o debido a fallas. Las perturbaciones no llegan a tener efectos graves en tiempos cortos, y pueden ser producidas por sobrecargas, oscilaciones pequeñas, huecos de tensión, interrupciones de alimentación, o debido a fluctuaciones de tensión.

En cuanto a las fallas, tienen la necesidad de una desconexión en el menor tiempo posible, debido a que pueden producir corrientes elevadas, esfuerzos mecánicos, calentamiento, por lo que estas conllevan efectos graves en el sistema, estas pueden ser producidas por cortocircuitos, monofásicos, bifásicos, y trifásicos, estas últimas son las que menos probabilidad tienen de ocurrir, mientras que las monofásicas son las más comunes. Estas fallas pueden ser simétricas en el caso de trifásicas o asimétricas en el caso de monofásicas y bifásicas [4].

Un sistema eléctrico puede estar conformado por varios kilómetros de distancia, por lo que se producen algunos inconvenientes para poder distribuir la energía por todo el sistema. Los principales problemas a solucionar son la caída del voltaje que se tiene debido a las grandes distancias desde generación hacia los clientes, y las pérdidas de potencia y energía. Esto se soluciona elevando del voltaje generado por medio de una subestación de elevación, logrando reducir las pérdidas y caídas de voltaje. Una vez cerca de los consumidores, el nivel de voltaje se lo adecua a niveles seguros para su utilización por medio de subestaciones reductoras.

Una subestación por tanto cumple con los siguientes objetivos:

- Aumentar, reducir o mantener los niveles de voltaje, según sea necesario.
- Añadir un punto de conexión para las líneas de transmisión y distribución, por tanto, otorga un incremento de eficiencia y fiabilidad del suministro de energía.
- Seccionalización del sistema para incrementar su fiabilidad y flexibilidad de operación, permitiendo evitar salidas de servicio frente a fallas o mantenimiento.

Una subestación necesita una secuencia de varios elementos que operen de forma conjunta para poder cumplir con los objetivos mencionados, entre ellos se encuentran:

- Transformador de potencia.
- Breaker eléctrico.
- Interruptores de conexión y desconexión.
- Transformadores de instrumentación.
- Sistemas Auxiliares de A.C y D.C
- Protección de sobrevoltajes y descargas atmosféricas.

- Sistema de puesta a tierra.
- Sistemas de control y operación.

Todos estos elementos del sistema eléctrico deben operar en condiciones normales bajo ciertos criterios, manteniendo siempre la continuidad del servicio, por lo que el sistema trabaja en conjunto con un sistema de protección que, junto con la operación de interruptores, permite la desconexión de ciertas partes del sistema, y por tanto, logra proteger a todos los elementos del SEP.

En un “SEP” se debe de tomar en cuenta el criterio de zonificación, el cual menciona que debe ser dividido por zonas de manera general, con esto se logra evitar que cualquier tipo de falla pueda extenderse, provocando daños a los demás elementos del sistema. Un ejemplo de determinación de zonas de un “SEP” básico se presenta en la figura 3.

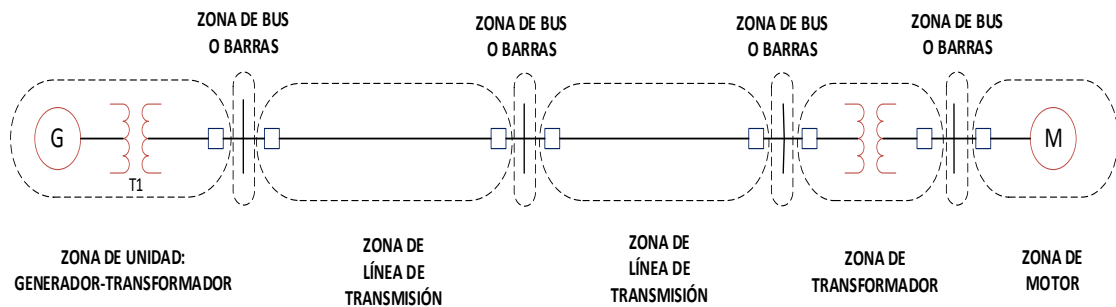


Figura. 3 Zonas de protección de un “SEP”. [autor]

Un sistema de protección consta a su vez de muchos otros elementos, entre los cuales se encuentran: transformadores de instrumentación, sistema de alimentación para el sistema de protección, relés de protección, interruptores, y todo el sistema de comunicación que permite la operación en conjunto de todos estos elementos [5].

2.5 Transformador: definición y aplicación

El transformador es un dispositivo estático, conformado por devanados de cobre que se encuentran envueltos sobre un núcleo de chapas magnéticas como se presenta en la figura 4. La bobina por donde ingresa la energía es conocido como el devanado primario, mientras que el devanado en el que se conectan las cargas o por donde se entrega la energía es conocido como devanado secundario. El núcleo utilizado suele ser de hierro u otro material, evitando en lo posible la creación de flujo de dispersión que termina produciendo pérdidas [6].



Figura. 4 Devanados de cobre en transformador trifásico. [7]

Es usado con la finalidad de transformar un voltaje AC de entrada en el devanado primario, en un voltaje con distinta magnitud y entregarlo por el devanado secundario, por tanto, un transformador permite acoplar magnéticamente por un flujo común dos o más circuitos eléctricos.

En un sistema eléctrico un transformador permite operar en valores más eficientes según se requiera, siendo necesaria su instalación en diferentes puntos del sistema, como se presenta en la figura 5. En el caso de la generación, es necesario un transformador de elevación para poder transportar la energía eléctrica en grandes distancias, ya que será más económico su transporte a niveles altos de voltaje, debido a que la corriente circulante será mucho menor y será necesario una menor sección de conductores, produciéndose menores pérdidas. Además, se requiere la instalación de transformadores reductores para reducir el nivel de voltaje a niveles seguros y así poder ser proporcionado a los consumidores.

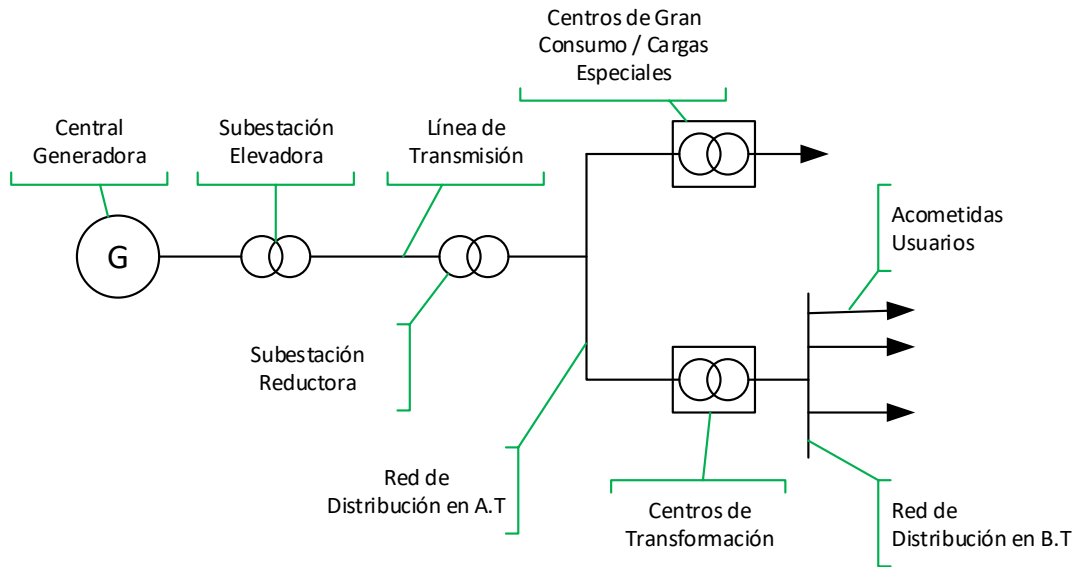


Figura. 5 Localización de Transformadores en del sistema eléctrico de potencia. [autor]

El transformador eléctrico permite, por tanto, incrementar o reducir los niveles de voltaje, aislar eléctricamente circuitos, operar como igualación de impedancias, y operar como un dispositivo auxiliar para aparatos de medida y protección.

2.6 Principio básico de funcionamiento del transformador

En el generador eléctrico, el voltaje puede ser inducido con el movimiento de la bobina dentro de un campo magnético o al cortar una bobina estacionaria con el campo que se produce en movimiento, en estas situaciones el flujo sumatorio es parcialmente invariable, sin embargo, el total de flujo que induce a la bobina será variable. Para el caso de un transformador eléctrico este principio también es válido, en este caso el circuito magnético y las bobinas no tienen movimiento, pero el flujo magnético varía continuamente. El flujo que se produce varía en función del tiempo y se obtiene al aplicar una señal de corriente alterna en su bobina, del mismo modo esta corriente variará su magnitud en función del tiempo [3].

Si no se considera la caída de voltaje producida por la resistencia de los devanados, el voltaje inducido en la bobina primaria " E_1 " será igual y en sentido opuesto al voltaje aplicado en la bobina denominada " V_1 ", mientras que el voltaje inducido en el bobinado secundario " E_2 ", es igual al voltaje resultante en los extremos del bobinado del lado secundario " V_2 ", esto debido a la ley de inducción electromagnética.

El funcionamiento de un transformador eléctrico se fundamenta en el principio de inducción electromagnética, descrita por la ley de inducción electromagnética de Faraday, donde al conectar el devanado primario a un generador de corriente alterna, este establece un flujo en el circuito magnético que a su vez inducirá un voltaje en sus devanados secundarios, manteniendo la misma frecuencia [8].

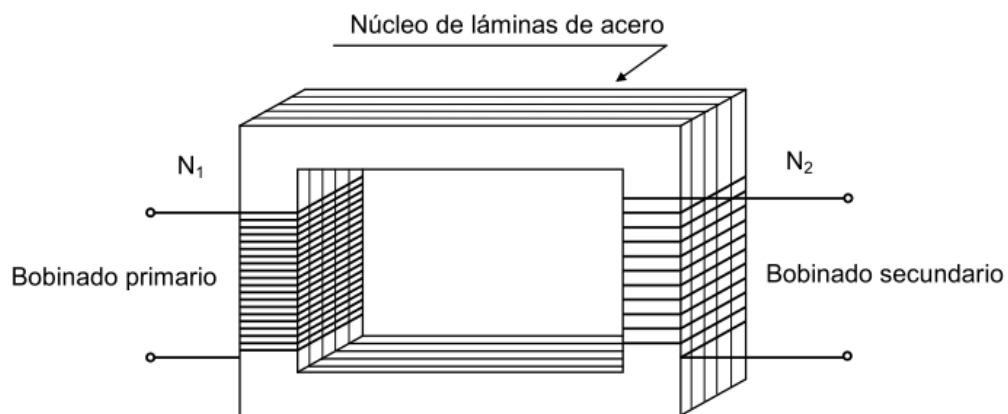


Figura. 6 Esquema general de un transformador monofásico. [9]

- **Devanado Primario:** Produce el flujo magnético cuando el transformador es conectado a una fuente eléctrica.
- **Devanado Secundario:** Devanado de salida que entrega el voltaje y corriente dependiendo su constitución física, así como su relación de transformación.
- **Núcleo Magnético:** Proporciona una vía de baja resistencia al flujo magnético permitiendo que este pueda ser inducido y a su vez permite tener un circuito magnético cerrado, evitando pérdidas en el núcleo.

Circuitos magnéticos en transformadores: Es importante tratar el estudio de circuitos magnéticos, así como sus leyes presentes para la comprensión del funcionamiento del transformador, mostrando de manera descriptiva su funcionamiento, propiedades y comportamiento. Se debe considerar, las propiedades magnéticas de los materiales empleados, además de leyes que describan su comportamiento a lo largo de su funcionamiento, las cuales son obtenidas de ecuaciones de Maxwell [10], tales como:

- **Ley de Inducción de Faraday:** Permite calcular la tensión en los extremos de la bobina de N espiras, atravesada por un flujo por espira, es decir, esta ley permite conocer la relación de un flujo magnético variante con la magnitud de la “fem” (fuerza electromotriz) creado por su variación.

- **Ley de Ampère:** Estipula que “la circulación del campo magnético en toda una línea cerrada es equivalente a la suma de las corrientes que circulan por la superficie”, esta permite obtener campos magnéticos a partir de las corrientes eléctricas.
- **Ley de Conservación de flujo:** El flujo total que circula por una superficie cerrada o la suma de flujos que llegan a un nodo es nulo.

2.7 Operación del transformador ideal

La figura 7 representa el diagrama esquemático de un transformador ideal, estos elementos tienen como principal característica que no poseen ningún tipo de pérdidas cuando se transfiere la potencia desde el lado primario al secundario, por tanto, la potencia total del lado primario será igual a la del lado secundario del transformador “ $S_p = S_s$ ”, considerando esto, cuando un transformador opere sin carga, no existirá flujo de corriente en el bobinado primario, es decir “ I_p ” es cero.

Cuando se conecta una carga en el lado secundario existirá un flujo de corriente “ I_s ” a través de ella, la cual produce flujo magnético en el núcleo del transformador, la conexión de una fuente AC en el lado primario creará a su vez un flujo magnético que se ve contrarrestado por el flujo magnético producido por la conexión de la carga en el lado secundario del transformador, y por tanto los voltajes antes y después de conectar la carga, permanecen sin cambios [6].

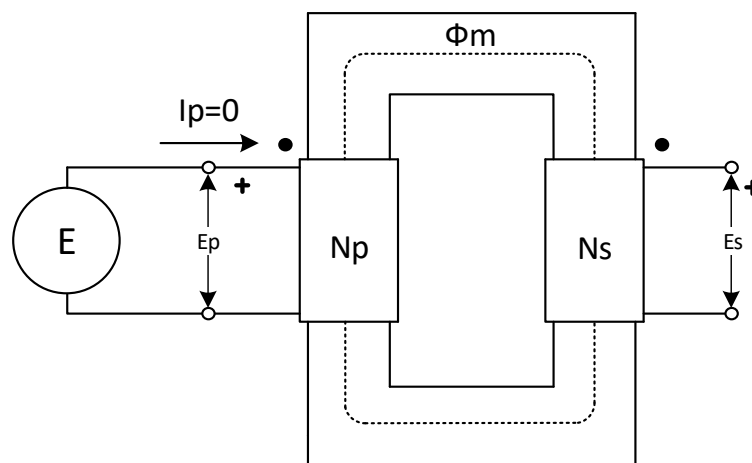


Figura. 7 Diagrama Esquemático de un Transformador monofásico ideal. [autor]

Donde:

E_p : Voltaje que se induce en el lado primario (RMS)

Es: Voltaje que se induce en el lado secundario (RMS)

N_p : Número de vueltas en el bobinado del lado primario.

N_s : Número de vueltas en el bobinado del lado secundario.

Φ_m : Flujo magnético creado por la fuente de voltaje E.

2.8 Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia presentan varios componentes los cuales permiten su correcta operación, entre ellos se encuentran: bushings de entrada y salida, cambiador de taps, radiadores, y ciertos elementos de protección como son los relés de sobrepresión, relé Buchholz y relés de protección diferencial. El transformador de potencia es un elemento crucial dentro de un SEP, debido a que es el encargado de cumplir con el objetivo fundamental de las subestaciones eléctricas, que es el reducir o aumentar las magnitudes según sea lo requerido [9].

Los elementos primordiales de un transformador de potencia están constituidos por:

- Tanque.
- Bornas o Boquillas de alta y baja tensión (Bushing).
- Medio de aislamiento (aceite, gas).
- Sistema de enfriamiento (ventiladores, bombas).
- Válvula de drenaje.
- Placas de tierras.
- Instrumentos indicadores.
- Agujeros de inspección.

Estos elementos se ven afectados frente a cambios de condiciones anormales de operación y pueden resultar en daños internos, los cuales son muy complicados de detectar a tiempo, y en caso de ser detectado su reparación puede ser muy complicada, y en casos de reemplazo puede complicarse debido a ser muy costosos además de llegar a tener tiempos demasiado largos de producción [6].

Los transformadores, son elementos sensibles y muy propensos a daños por diversas fallas que pueden desencadenarse dentro del sistema, por lo que buscar su desconexión en el menor tiempo posible frente a fallas, es el objetivo por parte del sistema de protección, el cual minimizará en todo lo posible el daño que pudiese recibir, extendiendo su vida útil, y reduciendo costos de reparación o sustitución. Una salida rápida de un transformador evitará mayores disturbios en el sistema, reduciendo a su vez los tiempos de pérdida de servicio y reconexión de energía.

Los transformadores pueden ser clasificados de diferente manera según las características que se tomen en cuenta y sirvan de base para su clasificación, por lo que pueden ser clasificados según:

- Forma del núcleo.
- Por el material del núcleo.
- Por la posición de sus devanados.
- Por condiciones de servicio.
- Por su lugar de instalación.
- Por el número de fases.
- Nivel de operación.
- Tipo de enfriamiento.

2.9 Clasificación de los transformadores por su nivel de operación

Los transformadores están presentes en cada una de las partes de un “SEP” que son, generación, transmisión y distribución. En la primera etapa tras la generación de energía, los transformadores son utilizados para poder elevar el nivel de tensión de modo que permita ser transportado a través de grandes distancias buscando siempre reducir en lo máximo posible las pérdidas y ciertos efectos dañinos que afectan directamente al sistema. En la etapa de transmisión, podemos encontrar transformadores que permiten reducir los niveles de voltaje para lograr abastecer con energía a puntos importantes de carga o que muestren un mayor consumo en el sistema. En la etapa de distribución, los transformadores permiten mantener un abastecimiento de energía de manera segura y eficiente a los usuarios finales o cargas pequeñas [11].

Por lo que dentro de un sistema eléctrico se requerirá de todo un gran conjunto de transformadores de una amplia gama de características y capacidades de transformación dependiendo su ubicación y aplicación, buscando mantener siempre en lo posible niveles de voltaje aceptables y sin interrupciones. Actualmente existen transformadores altamente eficientes, que van desde 90% hasta el 99% pero evidentemente, los precios son más elevados para transformadores más eficientes. Un sistema eléctrico de potencia dispondrá de distintas áreas y etapas las cuales tendrán distintos niveles de voltaje los cuales son descritos y clasificados como:

- Ultra Alta Tensión (UAT): mayor o igual a 1000kV.
- Extra Alta Tensión (EAT): mayor a 230 kV y menor a 1000kV.
- Alta Tensión (AT): mayor o igual a 100kV y menor a 230kV.

- Media Tensión (MT): mayor a 1kV y menor a 100kV.
- Baja Tensión (BT): menor o igual a 1kV.

2.10 Tipos de enfriamiento en un transformador de potencia

Cada transformador dispone de distintas características que favorecen su operación en ciertos casos dependiendo de su aplicación, una de las características más importantes, será su capacidad (potencia), el cual estará directamente relacionado a su capacidad de enfriamiento y así poder operar en condiciones normales [11].

Tipo AA: Transformadores de tipo seco con enfriamiento integrado, sin aceites ni otros líquidos.

Tipo AFA: Transformadores de tipo seco con enfriamiento por aire forzado: tienen ventiladores o sopladores para disipar el calor, de esta forma permiten mejorar a los transformadores tipo AA, al aumentar su potencia.

Tipo AA/AFA: Transformadores de tipo seco compuestos con enfriamiento natural y por aire forzado el cual permite su control de operación automática mediante un relevador térmico.

Tipo OA: Transformador con enfriamiento natural inmerso en aceite, el cual circula por convección natural, es el más utilizado por sus bajos costos a comparación del resto.

TIPO OA/FA: Transformador inmerso en aceite con enfriamiento incorporado y por forzado, en otros términos, es un transformador del tipo OA el cual posee mayores capacidades de disipación de calor debido a el acoplamiento de ventiladores que mejoran su enfriamiento.

TIPO FOW: inmerso en líquido aislante con enfriamiento tanto de aire forzado y de agua forzada.

TIPO FOA: inmerso en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado, estos permiten absorber cualquier carga de pico a plena capacidad.

TIPO OW: inmerso en líquido aislante con enfriamiento por agua, esta se encuentra en serpentines que se encuentran junto con el aceite aislante y se expulsa por medio de una bomba independiente, o por la gravedad.

2.11 Fallas en transformadores de potencia

Fallas internas y externas del transformador:

La falla en transformadores puede producirse ya sea por fallas internas o externas, los cuales son detectados por medio de los diferentes esquemas de protección dentro del

sistema eléctrico. Estas fallas no permiten que lleve a cabo su función de manera adecuada, por lo que ambas fallas son igual de importantes de tratar, a su vez estos problemas generalmente pueden ser separados como mecánicos y eléctricos [12].

Los diferentes métodos de protección se emplean dependiendo del tipo de falla, dependiendo de la capacidad nominal de la unidad, de la ubicación del transformador en el sistema, y de los distintos disturbios que pueden presentarse en el sistema.

Las fallas internas producen mayores complicaciones, y son las más difíciles de detectar, entre ellas se encuentran, fallas por cortocircuitos entre los devanados, por sobrecalentamiento, fallas a tierra, fallas en el cambiador de taps, por fugas de aceites, fallas dieléctricas, fallas en el tanque, en el núcleo, desgastes internos por falta de mantenimiento, entre otros.

Las fallas externas por el contrario son más fáciles de detectar, y con un adecuado sistema de protección, se puede minimizar los daños producidos por estos, entre las principales fallas externas se encuentran, fallas por sobre flujo, fallas por sobre carga, fallas entre fases del sistema, fallas por descargas atmosféricas, entre otros.

2.12 Fallas más comunes en transformadores

El transformador de potencia al estar presente en distintas partes del sistema eléctrico puede sufrir de diversos efectos que pueden derivarse en fallas potencialmente peligrosas además de costosas. Al ser un punto de enlace crítico en el sistema los tiempos de reparación o reemplazo en caso de fallas pueden llegar a ser muy altos, por lo que para transformadores de gran capacidad o costo se suelen hacer estudios de su funcionamiento y se realizan programaciones de mantenimiento preventivo y correctivo, que de cierta manera ayudan a predecir ciertas fallas que pudiesen llegar a ocurrir en el transformador. A lo largo del funcionamiento de un transformador eléctrico se presentarán distintos tipos de efectos tales como esfuerzos térmicos, mecánicos, químicos, eléctricos y electromagnéticos que pueden dar como resultado una falla de operación y así producir una avería en el transformador [13]. Además, un transformador puede verse afectado por fallas que ocurren de manera instantánea e inesperada conocidas como “fallas activas” como cortocircuitos en sus devanados, fallos en el núcleo, sobre voltajes y descargas eléctricas.

Entre las fuerzas más comunes que soporta y que están sujetas a la operación de un transformador, se encuentran las expansiones y contracciones debido a los cambios de temperatura, vibraciones, calentamiento debido al flujo magnético, sobrecalentamiento

debido a sobrecargas o un inadecuado sistema de refrigeración, y las fuerzas de impacto debido a la circulación de corrientes de falla [14].

En general, la suma de todos estos efectos, recaen en gran medida sobre los elementos más expuestos y sensibles a estos efectos. Es por eso que, como se muestra en la Tabla 1, según estudios realizados en tres largos periodos de tiempo, se concluyó como resultado que en la gran parte de casos, estas fallas producidas eran debido a fallas en los bobinados del transformador y esto se debe al envejecimiento o desgaste de su aislamiento [15].

Tabla 1. Fallas comunes en transformadores de potencia en periodos de tiempo

	1955-1965		1975-1982		1983-1988	
	Número	Porcentaje del total	Número	Porcentaje del total	Número	Porcentaje del total
Fallas en el devanado	134	51	615	55	144	37
Fallas en el cambiador de tomas	49	19	231	21	85	22
Fallas en las bornas (bushings)	41	15	114	10	42	11
Fallas en bloques terminales de conexión	19	7	71	6	13	3
Fallas en el núcleo	7	3	24	2	4	1
Fallas diversas	12	5	72	6	101	26
Total	262	100	1127	100	389	100

Fuente: CIGRE Comité Global [16].

Fallas en el devanado:

Son las fallas más propensas a ocurrir, debido a los efectos que deben soportar durante el proceso de inducción electromagnética, este tipo de falla puede deberse a:

- **Falla dieléctrica:** Ocurre debido al desgaste del aislamiento, este desgaste se produce de manera natural o por efectos de los sobrevoltajes.
- **Falla térmica:** Los devanados presentan un cierto valor de resistencia y por tanto existirán pérdidas que se transforma en calor, que a su vez produce expansión y contracción de las bobinas dando como resultado un envejecimiento y deterioro.
- **Falla mecánica:** Este tipo de fallas puede ser producido por las distorsiones y aflojamientos en sus bobinados, así como las vibraciones, movimientos y defectos

de fábrica, dando como resultado una reducción notable de su rendimiento y vida útil.

Falla en el cambiador de tomas:

Según los resultados de la tabla, este es el segundo tipo de fallas más comunes, un cambiador de tomas es una de las partes más complejas y sensibles, debido a que, por un mínimo error de este, podría reducir de manera significativa la calidad de energía que suministre. La principal causa para una falla es el desgaste físico de componentes de este elemento ya sea por demasiado uso, malas maniobras, o falta de mantenimiento.

Falla en el bushing:

Este elemento puede presentar fallas principalmente por sobrevoltajes y desgastes internos de los aislantes que ocasionan su ruptura, estos elementos tienen la capacidad de soportar las presiones internas del aceite, por lo que cumple con la función de formar un aislamiento eléctrico y mantener la hermeticidad del transformador [13]. Los bushings de un transformador son diseñados de tal manera que operan en condiciones normales bajo un límite de temperatura establecido, si se sobrepasa esta temperatura se estaría reduciendo notablemente su vida útil.

Falla del núcleo:

El núcleo de material ferromagnético, compuesto generalmente por acero al silicio de alta permeabilidad magnética tiene como función el permitir el flujo magnético reduciendo en lo posible las pérdidas, por lo que su comportamiento influirá de manera radical en el rendimiento de un transformador. Los principales problemas que muestra un transformador frente a una falla del núcleo son altas pérdidas dando bajos niveles de eficiencia y el sobrecalentamiento.

Falla del tanque:

Su función es la de contener el aceite, el cual es el elemento principal como aislante y refrigerante del transformador. Una falla del tanque principalmente se da por posibles roturas, dando como resultado filtraciones de aceite. Una filtración de aceite dará como resultado una mala refrigeración y por tanto se producirá un sobrecalentamiento.

Falla en el sistema de refrigeración:

Este sistema puede estar compuesto de diversos elementos como:

- **Ventiladores:** Un fallo de ventiladores puede ser ocasionado por poco mantenimiento o desgaste de los motores.

- **Bombas de aceite, e intercambiadores de calor:** Una filtración del líquido para el intercambiador de calor, puede deberse al desgaste por el medio ambiente, ya sea por la radiación o humedad.
- **Termostato:** Una falla en este elemento puede producir mediciones erróneas de temperatura.

Una falla de este sistema producirá un sobrecalentamiento peligroso del transformador, pudiendo dar como resultado una explosión produciendo efectos dañinos sobre el resto de los elementos del sistema, así como una desconexión instantánea del sistema.

Fallas en el sistema de protección:

Ante cualquier tipo de falla, existen elementos de protección que complementan al resto de elementos, proporcionando una protección extra al transformador, y que además tienen la capacidad de aislarlo en caso de ser necesario [17]. Los elementos usados como respaldo en el sistema de protección para transformadores, son:

- Relé de Buchholz.
- Válvula de alivio de presión.
- Protección contra sobrecargas.
- Relé de presión súbita.

2.13 Protecciones utilizadas en transformadores

Cada tipo de falla requiere un tipo de protección diferente debido a su diferente comportamiento en el sistema, además de las diferentes ventajas y desventajas que presentan. Los diferentes tipos de protección en conjunto forman una protección robusta, logrando una detección oportuna de las diferentes fallas y evitando a su vez desconexiones innecesarias por detecciones falsas

En la tabla 2 se presenta información sobre los diferentes tipos de fallas y la protección correspondiente a usar, y como se muestra, la protección más utilizada en transformadores de potencia son el relé de protección diferencial y el relé Buchholz las cuales son protecciones que se complementan y deberán estar ambas instaladas, y con más razón en transformadores de alta potencia.

Tabla 2. Tipos de fallas y protecciones a utilizar

No.	Tipo de falla	Protección usada
1	Falla fase-fase en el devanado primario	Diferencial, Sobrecorriente.
2	Falla fase-tierra en el devanado primario	Diferencial, Sobrecorriente.
3	Falla fase-fase en el devanado secundario	Diferencial.
4	Falla fase-fase en el devanado secundario	Diferencial, Protección de falla de tierra restringida (REF)
5	Falla en espiras	Diferencial, Buchholz.
6	Falla en núcleo	Diferencial, Buchholz.
7	Falla en el tanque de aceite	Diferencial, Buchholz, Protección del tanque a tierra (Howard)
8	Falla por sobreflujo	Sobreflujo
9	Falla por sobre calentamiento	Térmico

Fuente: [18]

Un relé Buchholz permite una protección ante fallas internas dentro de un transformador, por lo que en ausencia o falla de esta protección, el relé diferencial será el encargado de proteger rápidamente a un transformador frente a fallas o defectos internos, esta zona de protección estará delimitada por los transformadores de corriente “TC” en el lado primario o lado de alta y en el lado secundario o lado de baja, evitando el deterioro del transformador, razón por la cual esta protección es muy usada como protección primaria. En centrales generadoras y subestaciones el uso de la protección de sobrecorriente es generalizado, y es utilizada como una protección de respaldo, por lo que permite un aumento de la robustez del sistema de protección debido a que operará complementándose con la protección diferencial.

2.14 Armónicos en transformadores trifásicos

Uno de los fenómenos más importantes a considerar en cuanto a los transformadores, son los armónicos, debido a que estos son considerados como generadores de armónicos, generalmente de armónicos del tercer orden, donde la componente principal de la tercera armónica es producida como resultado de la variación de la permeabilidad del núcleo, y en un menor grado por el ciclo de histéresis magnético [13], por lo que en el análisis de la protección diferencial en transformadores, se deberá solucionar las desconexiones innecesarias producidas por los armónicos.

Todos los armónicos que se producen causan pérdidas en el devanado y en el núcleo del transformador, debido a que las corrientes circulantes elevan la temperatura del devanado provocando a su vez un suministro de energía eléctrica de baja calidad. Además las corrientes armónicas de alta frecuencia ocasionan pérdidas significativas en los núcleos, a causa de las corrientes de Foucault, tanto en los bobinados, como en las carcasas metálicas, siendo una de las soluciones más comunes la instalación de filtros para los armónicos [19].

Los transformadores trifásicos responden a los armónicos de distinta manera, dependiendo la configuración de conexión utilizada, debido a que cuando una carga no lineal inyecta corrientes armónicas hacia el sistema de potencia, las corrientes armónicas alcanzarán a un transformador, circulando las corrientes por el devanado secundario provocando una distorsión del voltaje en los terminales del lado secundario que además se reflejará en el lado primario. Entre los principales problemas que generan las armónicas de tercer orden en un transformador, tenemos:

- Calentamiento en los devanados.
- Posible ferro resonancia.
- Incremento de pérdidas.
- Sobre tensiones.

2.15 Conexión de transformadores trifásicos

Un transformador trifásico es equivalente a un banco de transformadores el cual estará conformado por tres transformadores monofásicos que cumplirán con el mismo objetivo que un solo transformador trifásico, aunque el uso de un solo transformador trifásico presentará las siguientes ventajas:

- Más económico.
- Menores costos de instalación.
- Menor peso.
- Menos espacio requerido para su instalación. (más compacto)
- Presenta menos pérdidas que un banco de transformadores.

Sin embargo, si se emplea un solo transformador trifásico o un banco transformadores, la conexión de sus devanados serán las mismas, por tanto, se contará con tres bobinas o devanados en el lado primario o de alta tensión y también tres bobinas o devanados en el lado secundario o de baja tensión [20]. Para cualquiera de los dos casos, se definen dos tipos de conexión más usadas debido a las ventajas que presentan:

- Conexión “Triángulo” que se presenta en la figura 8, denominada con la letra “D”.
- Conexión “Estrella” que se muestra en la figura 9, denominada con la letra “Y”

Aunque existe una tercera conexión menos usada, conocida como conexión “zig-zag”, la cual se muestra en la figura 10, denominada con la letra “Z”.

- **Conexión “D” (Triángulo):**

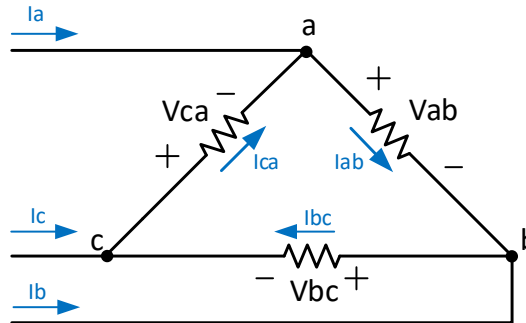


Figura. 8 Magnitud de corrientes en conexión Delta. [autor]

En un transformador que tenga esta conexión, los voltajes de línea coinciden con los voltajes que circulan en cada devanado del transformador, pero las corrientes de línea serán distintas a las corrientes que circulen por cada devanado, además de estar desplazadas entre ellas fasorialmente. Se emplea la ecuación (1) para el cálculo de la corriente de línea en este tipo de conexión.

$$I_L = \sqrt{3} * I_{devanado} = 1.73 * I_{devanado} \quad (1)$$

- **Conexión “Y” (Estrella):**

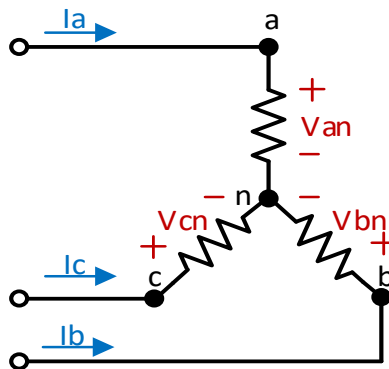


Figura. 9 Diagrama de conexión en Estrella. [autor]

La principal característica para este tipo de conexión es de que posee un neutro formado a partir de la unión de las terminales de las bobinas en un punto en común. En la conexión estrella “Y”, las corrientes de cada devanado y las corrientes de línea son las mismas, sin

embargo, los voltajes de línea y los voltajes de fase (tensión entre los devanados) son distintas y están desplazados fasorialmente [20]. Se emplea la ecuación (2) para el cálculo del voltaje de línea en este tipo de conexión.

$$V_L = \sqrt{3} * V_{devanado} = 1.73 * V_{devanado} \quad (2)$$

- **Conexión “Z” (zig-zag)**

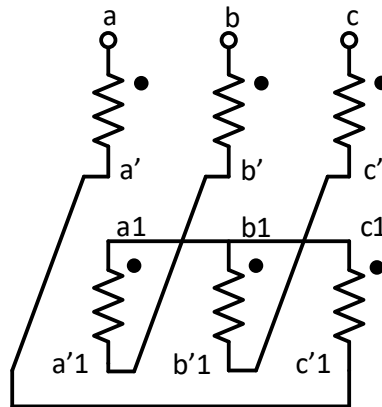


Figura. 10 Diagrama de conexión en “zig-zag”. [autor]

Este tipo de conexión conocido como conexión zig-zag, viene denominado por la letra “Z”, este tipo de conexión es utilizado para aterrizar líneas de transmisión, debido a que su neutro propicia un camino para las corrientes de secuencia cero o armónicos de corrientes de tercer orden [21]. Además, para poder identificar las terminales de las bobinas del transformador trifásico, a sus terminales se les asignan letras, utilizando letras mayúsculas para nombrar para el lado primario de alta tensión, y las letras minúsculas para nombrar el lado de baja tensión o lado secundario.

Para poder distinguir sus diferentes grupos de conexiones, estas conexiones estarán definidas por medio de una nomenclatura normalizada, compuesta de dos letras y un número en donde:

- **Primera letra:** Escrita en mayúscula indica el tipo de conexión de las bobinas o devanados de alta tensión. (D - Y)
- **Segunda letra:** Escrita en minúscula indica el tipo de conexión de las bobinas o devanados de baja tensión. (d - y)
- **Número final:** Valor al cual se lo multiplica por 30 y de tal manera indica el ángulo de desfase que tienen las tensiones de fase equivalentes entre el lado primario de alta tensión y el lado de baja tensión o secundario.

2.16 Grupo de conexiones más comunes en transformadores de potencia

El desplazamiento angular entre el voltaje del lado primario y el voltaje del lado secundario, dependerá de la conexión del transformador llamado como “grupo horario”, aunque también dependerá de la carga o de la impedancia de las bobinas. Para el siguiente documento, se emplearán los grupos de conexiones más comunes, como lo son las conexiones:

- Yy_x , donde ($x=0, 6$).

Este tipo de conexión son utilizados en donde se requiera de un neutro tanto en el lado primario y en el lado secundario del transformador, o cuando se tiene la conexión a cargas desequilibradas, que generan una corriente de retorno por el neutro.

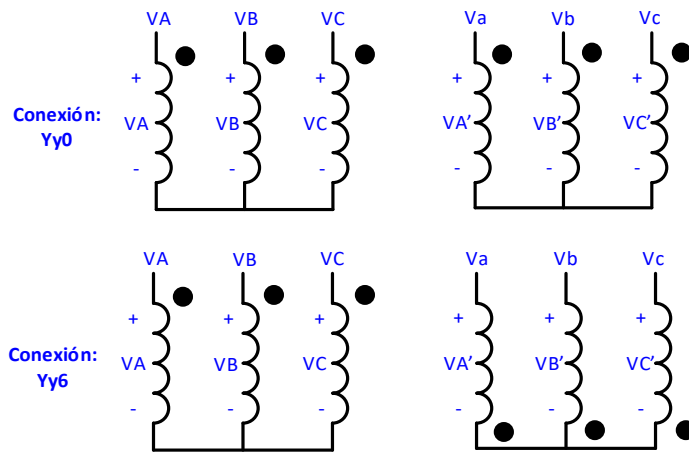


Figura. 11 Conexiones Yy0, Yy6 de un Transformador trifásico. [autor]

- Ydx , donde ($x=1, 5, 7, 11$).

Este grupo de conexiones, son usados en transformadores los cuales se conecten a la salida de un generador, debido a que un generador requiere de una conexión a neutro que sirva de retorno para las corrientes de falla. El lado secundario se conectará hacia las líneas de transmisión donde no existe la conexión a neutro por lo que es favorable en grandes distancias. Este grupo de conexiones es utilizado para reducir el nivel de voltaje debido a que además de la relación de transformación del transformador, interviene un valor que reduce el nivel de voltaje del lado secundario del transformador.

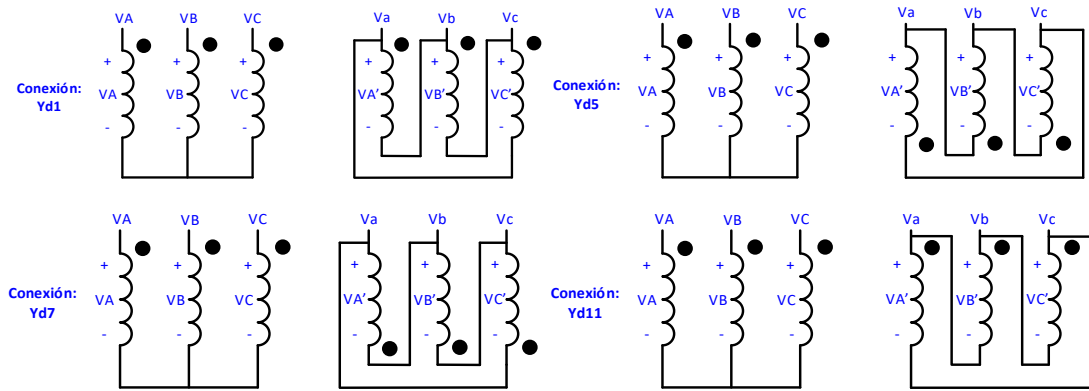


Figura. 12 Conexiones Yd1, Yd5, Yd7, Yd11 de un Transformador trifásico. [autor]

- Ddx, donde (x=0, 2, 4, 6, 8, 10).

En este grupo de conexiones, al no existir una conexión de neutro, permite una interconexión entre los sistemas de transmisión y subtransmisión, y son utilizados en transformadores de baja tensión debido a que necesitan más espiras de menor sección.

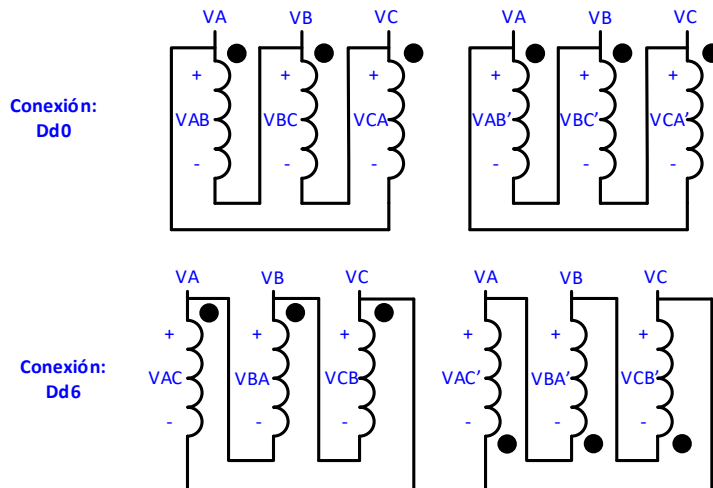


Figura. 13 Conexiones Dd0, Dd6 de un Transformador trifásico. [autor]

- Dyx, donde (x=1, 5, 7, 11).

El lado primario de este grupo de conexiones atrapa las componentes del tercer armónico de corriente de las cargas, y su conexión en estrella del lado secundario, proporciona una conexión a neutro, proporcionando una conexión de retorno para la corriente de la instalación, debido a estas características, este grupo de conexiones se utiliza en gran medida en sistemas de distribución. Este grupo de conexiones es utilizado para elevar el nivel de voltaje, debido a que interviene un factor que multiplica el valor del voltaje del lado secundario.

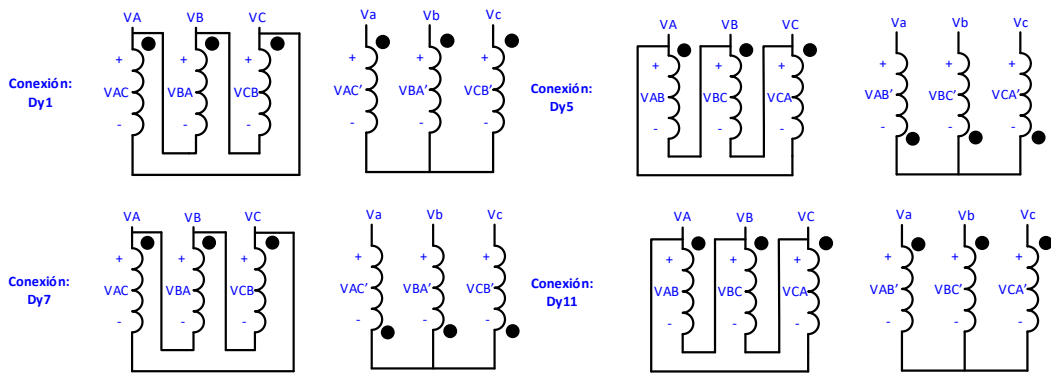


Figura. 14 Conexiones Dy1, Dy5, Dy7, Dy11 de un Transformador trifásico. [autor]

2.17 Transformadores de instrumentación

En Sistemas Eléctricos de Potencia, la adquisición o medición de sus señales eléctricas permite obtener todos los parámetros que contengan los voltajes, corrientes, entre otros, los cuales son de suma importancia, debido a que estos poseen información que permiten analizar de una manera profunda y precisa el comportamiento del sistema.

En caso de que los voltajes y corrientes posean magnitudes elevadas, es necesario reducirlas manteniendo todas sus demás características, por medio de transformadores de corriente y voltaje, entregando magnitudes que permitan ser utilizados por los relés, así como proteger a los demás elementos y al personal que opere en el sistema. Los transformadores para instrumentación tienen como finalidad, el alimentar relés de protección y aparatos de medida, debido a que reduce a valores normalizados y no peligrosos [22].

2.18 Transformador de corriente “TC”

Como se mencionó, un relé y ciertos elementos de adquisición de datos, no pueden operar con valores demasiado altos, por lo que es fundamental hacer uso de transformadores de corriente y voltaje los cuales permiten reducir las magnitudes, así como aislar eléctricamente del sistema. La figura 15 presenta el diagrama elemental de transformador de corriente, dicho elemento deberá estar conectado en serie con el componente asociado, o con el circuito que se desea controlar [8].

Estos transformadores pueden ser diseñados altamente robustos por lo que su instalación puede ser para exteriores como para interiores, o pueden ser instalados en un tablero de distribución, la figura 16 representa el circuito equivalente de un TC.

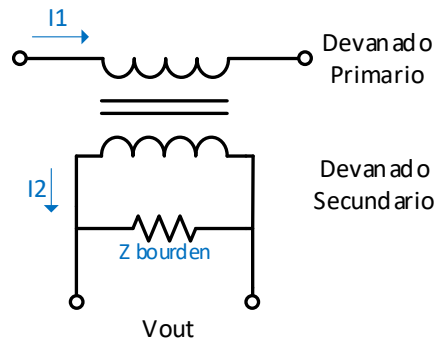


Figura. 15 Diagrama elemental de un transformador de corriente. [autor]

Todos los transformadores, en este caso los TC's, poseen un grado de error, esto se conoce como la precisión del Tc, este valor vendrá dado por características constructivas y por los materiales que lo constituyen, por lo que se busca siempre el uso de estos elementos con el mayor porcentaje de precisión posible.

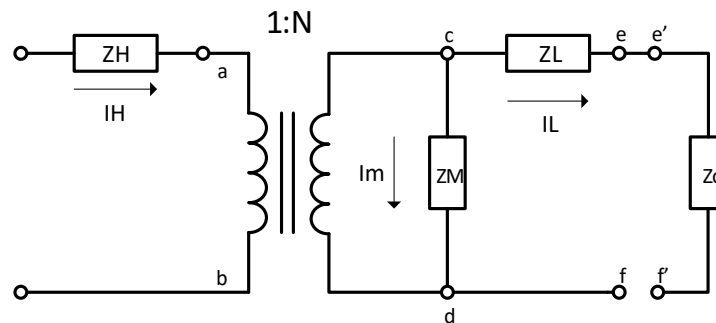


Figura. 16 Circuito equivalente de un TC. [autor]

Donde:

Z_H : impedancia del devanado del lado de alta tensión.

Z_L : impedancia del devanado del lado de baja tensión.

Z_M : impedancia de magnetización.

Z_C : impedancia de carga lado secundario.

I_H : corriente en el primario.

I_L : corriente que suministra a carga.

I_M : corriente de magnetización.

N : relación de transformación.

Cabe mencionar que la impedancia de carga deberá ser lo más pequeño posible, pues la oposición al flujo de la corriente sería mínima, pudiendo entregar valores más precisos [4]. Para el caso de transformadores de corriente y sin tomar en cuenta su precisión, la

ecuación (3) describe la relación de transformación de las corrientes en un transformador monofásico.

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (3)$$

Donde:

I_1 : corriente en el devanado del lado primario.

I_2 : corriente en el devanado del lado secundario.

N_1 : número de espiras en el devanado del lado primario.

N_2 : número de espiras en el devanado del lado secundario.

Los transformadores de corriente pueden subdividirse por su tipo de aplicación en transformadores de medición y transformadores de protección, además de que también suelen ser diseñados para realizar ambas funciones. La corriente que entrega este transformador es prácticamente proporcional a la de entrada, además de que el ángulo de desfase entre estas dos, prácticamente es cero [23].

Su precisión, el cual es el máximo error admisible que puede introducir en condiciones de operación normal, viene dado o se ve afectado directamente por su burden, el cual es la carga que se conecta al TC, por lo que se debe tratar de tener la menor carga posible.

Mientras tanto para un TC de protección no se necesita una elevada precisión, por lo que, para estos se los clasifica o se los denomina según su clase. Para un TC de protección se tiene que, mientras mayor sea su clase, tendrá mejor rendimiento y será mucho mejor que otros frente a condiciones de falla.

Errores en los transformadores de corriente:

El problema principal que se presenta en el uso de los TC, en cuanto a los errores de medición, es debido al efecto conocido como saturación, el cual se produce por un incremento de voltaje, incrementando la densidad de flujo a la cual puede operar el núcleo, además de producirse un decrecimiento de la impedancia de magnetización del núcleo por el aumento de la corriente de excitación, dando como resultado una saturación que afecta de manera directa a la precisión del transformador [24].

La saturación del transformador de corriente puede producirse por varios factores o condiciones, entre las que están:

- Corriente en el devanado primario demasiado grande: Al crecer la corriente de magnetización, la excitación del núcleo será mayor a su vez que se producirá una disminución de la impedancia de magnetización, por lo que la corriente de magnetización será mayor que la corriente que alimenta a la carga, dando como resultado un aumento en el error.
- Impedancia de carga demasiado grande: El efecto de saturación se producirá cuando la impedancia de su carga sobrepasa lo que el transformador de corriente puede alimentar.
- Circuito secundario abierto: En este caso toda la corriente del lado primario magnetizará el núcleo, por lo que el voltaje secundario crecerá, esto producirá que la corriente de magnetización crezca y produzca un efecto dando como resultado su saturación. Para este caso, se debe de tener mucho cuidado, debido a que cuando la corriente del primario lleva al núcleo a la saturación, se pueden inducir altos voltajes que pueden llegar a ser muy peligrosos.

2.19 Transformador de voltaje “TP”

Estos transformadores tienen como objetivo reducir el nivel de voltaje y, por tanto, permitir medir voltajes por instrumentos de medida, manteniendo una imagen fiel y proporcional del sistema, permitiendo realizar un análisis de su comportamiento. Los transformadores de voltaje pueden ser inductivos o capacitivos [4].

Los transformadores de voltaje capacitivos poseen una alta precisión, ayudan a la reducción de los picos de tensión, y permiten una transmisión de señales de alta frecuencia a través de las líneas.

Los transformadores de voltaje inductivos poseen una alta precisión, por lo que son muy utilizados en puntos de medida, presentan una excelente respuesta frecuencial, permitiendo una medida de armónicos y una buena monitorización de la calidad de onda [23]. Al igual que los transformadores de corriente, estos transformadores pueden ser instalados en la intemperie o en interiores, por lo que su constitución física podría llegar a ser muy robusta. En cuanto a su conexión, su lado primario se conecta a las terminales en las que se desea medir, mientras su lado secundario se conectará a dispositivos de medida conectados en paralelo [24].

Para el caso de transformadores de voltaje y sin tomar en cuenta su porcentaje de error la ecuación (4) describe la relación de transformación de voltajes en un transformador monofásico.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (4)$$

Donde:

V_1 : voltaje en el devanado del lado primario.

V_2 : voltaje en el devanado del lado secundario.

N_1 : número de espiras en el devanado del lado primario.

N_2 : número de espiras en el devanado del lado secundario.

2.20 Transformador de instrumentación: equipos combinados

Los equipos combinados permiten contener en un solo cuerpo a un transformador de voltaje y de corriente, proporcionando señales de voltaje y corriente por medio de un solo equipo, por lo que permite cumplir con los objetivos de igual manera que si se tuviese dos transformadores por separado. Los transformadores combinados también separan o aíslan eléctricamente del circuito de alta tensión a todos los instrumentos de medida, así como a los relés, reduciendo las corrientes y voltajes a valores seguros y manejables manteniendo todas sus características, es decir, entregando valores proporcionales a las originales, con el objetivo de ser analizadas.

Este tipo de transformadores permite una reducción del espacio a utilizar, reducción en los tiempos de instalación, además de lograr una reducción de accesorios necesarios para su instalación, por lo que su instalación es muy utilizada en redes aéreas y subterráneas [25].

2.21 Transformadores de voltaje para servicios auxiliares

Este tipo de transformadores es necesario debido a que permite obtener un suministro de energía independiente de baja tensión para alimentar a todos los servicios auxiliares del sistema, mejorando notablemente la seguridad, flexibilidad y confiabilidad, es decir aumenta su robustez ya que proporciona una función de protección.

Permiten garantizar un respaldo de energía de baja tensión para equipos de protección del sistema, así como mantener en funcionamiento el sistema de comunicación en caso de fallas, entre la constitución del aislamiento interno, podemos encontrarlos con un aislamiento de papel o aislamiento de gas [26].

Pueden ser instalados en la intemperie, así como en interiores, debido a que poseen una estructura resistente con un depósito hermético y llenado integral en vacío [27]. Entre las aplicaciones de estos transformadores están:

- Alimentación temporal.
- Alimentación de servicios auxiliares de subestaciones, permiten alimentar a todos los equipos de control, medida, protección y supervisión de la subestación.
- Alimentación de sistemas de telecomunicaciones.
- Elevador de tensión.
- Electrificación de zonas aisladas en caso de emergencias.

2.22 Disyuntores

Son elementos que permiten realizar un corte o reconexión en sistemas eléctricos de potencia en condiciones de falla con carga o en vacío, por lo que deben de cumplir características como, ser capaces de dispersar la energía generado por el arco y deben de ser capaces de restaurar inmediatamente la rigidez dieléctrica, una vez el arco se haya extinguido.

Los disyuntores se clasifican, dependiendo del medio aislante en el que se encuentran sus contactos, por lo que pueden ser:

- En Aceite: Poseen una alta capacidad de ruptura, además de que su construcción es relativamente sencilla, aunque por su compuesto, requiere una revisión periódica, de su cantidad y calidad, y en caso de fallas, pueden producir incendios o explosiones.
- En SF₆ (Hexafluoruro de aceite): Este gas presenta una alta rigidez dieléctrica, por lo que presenta una alta capacidad de ruptura de arcos eléctricos en el accionamiento de un disyuntor, pero en lugares cerrados puede producir asfixia por falta de oxígeno, además de que a presiones superiores o a temperaturas bajas el gas se licua.
- En aire: Permiten un corte de arco por medio del envío de una corriente de aire comprimido al centro del arco eléctrico, y de esta manera, se logra que el aire se desionize, al evitar el uso de aceites, se reduce el riesgo de incendios o explosiones por el uso de compuestos similares.
- En vacío: sus contactos están ubicados dentro de una cámara especial con un vacío casi absoluto, y debido a que el vacío presenta una alta rigidez dieléctrica no se producirá una ionización interna.

Para la selección de disyuntores, se toman en cuenta dos características principales, la capacidad de corriente que puede soportar, y los tiempos de operación, desde que se energiza el circuito de disparo, hasta que se logre extinguir el arco eléctrico por su accionamiento.

2.23 Sistemas de protección

Una protección es la acción y efecto de proteger o resguardar una situación, algo, o a alguien, con el objetivo de impedir cualquier tipo de daño, en ingeniería eléctrica la protección será todo elemento usado para detectar y neutralizar cualquier tipo de alteración en el sistema, por lo que se logra mantener la estabilidad del sistema energético y, por tanto, lograr un óptimo servicio hacia los consumidores [28]. Un grupo de protecciones tiene como finalidad cumplir con los siguientes objetivos:

- Proteger a equipos y personas.
- Reducir influencia de fallas.
- Cubrir de manera ininterrumpida el SEP.
- Detectar condiciones de falla.

Los sistemas de protección se constituyen de equipos de sensado que trabajan en conjunto bajo una serie de parámetros y condiciones que tienen como función detectar condiciones anormales de funcionamiento dando lugar a la activación de equipos de corte y seccionamiento. Tienen como objetivo principal brindar protección al usuario, dar continuidad de servicio y minimizar salidas de generación y carga, minimizando los daños de los equipos [4].

El proceso de activación de elementos para la protección del sistema debe de tener un diseño que cumpla con lógica de funcionamiento, como se muestra en la figura 17, los cuales variaran dependiendo del nivel de complejidad del sistema, y de los elementos a proteger.

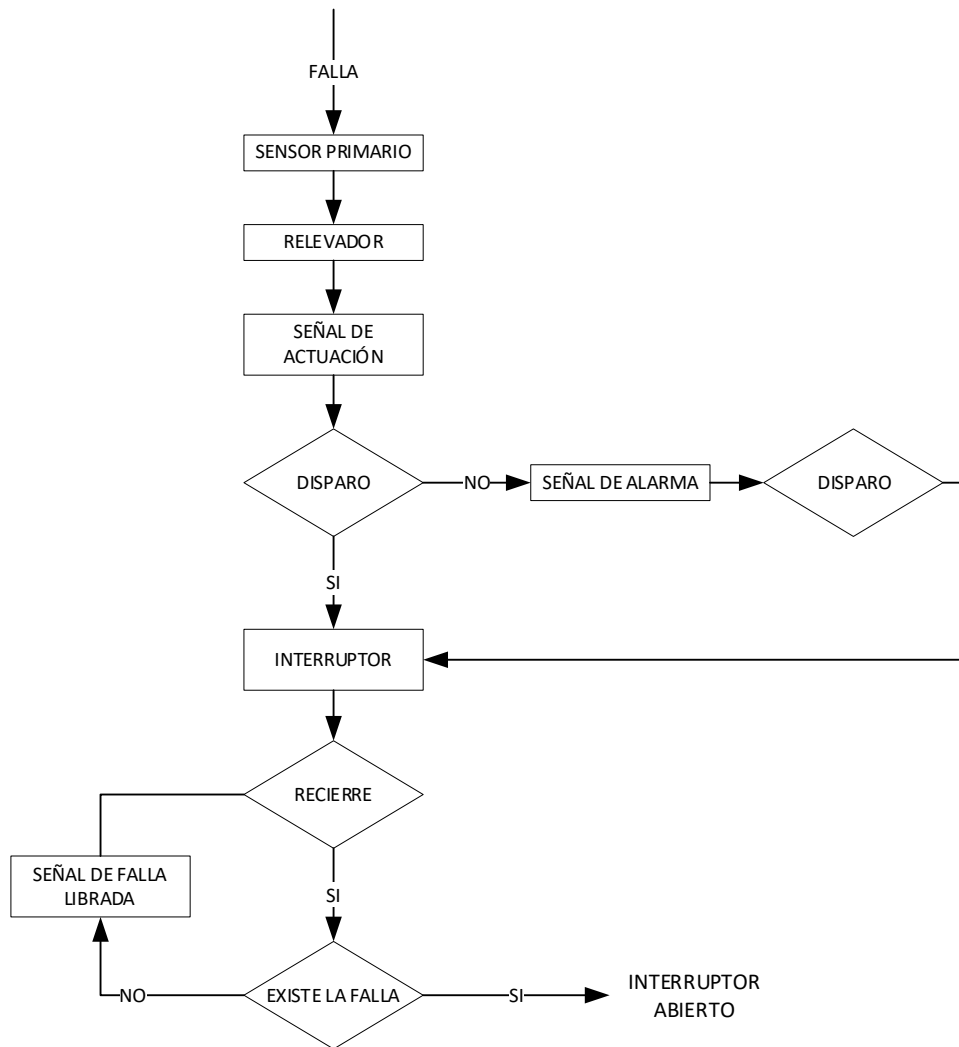


Figura. 17 Esquema de lógica de funcionamiento para un sistema de protección. [autor]

Las Protecciones tienen como objetivo principal disminuir todos los efectos destructivos de las fallas, las cuales forman parte de un grupo de protecciones de las diferentes zonas establecidas para protección. Un SEP debe de satisfacer los requerimientos de los usuarios finales a su vez de mantener un servicio optimo y constante, por eso, todo sistema deberá de cumplir los siguientes objetivos:

- Alta fiabilidad del suministro continuo de energía.
- Un costo de energía bajo.
- Alta calidad de energía, es decir, mantener los niveles de voltaje requeridos, frecuencia, etc.

Las protecciones dentro del SEP deben garantizar la continuidad y calidad del servicio hacia los consumidores en todo momento, la continuidad del servicio se debe preservar debido a que la energía eléctrica no se ha podido almacenar en grandes cantidades y esta

debe de ser consumida al mismo momento en que es generada, siendo que cualquier tipo de interrupción tendrá un impacto negativo directo [5]. Mientras la calidad se refiere a que se debe mantener el suministro de energía eléctrica manteniendo determinadas condiciones, es decir mantener en los márgenes admitidos a diferentes magnitudes como contenido de armónicos, frecuencia, valores de tensión, entre otros.

Cuando ocurre una falla el sistema opera fuera de la condición normal de operación, y podría transmitirse la falla a lo largo de todo el sistema de transmisión pudiendo provocar daños irreversibles a ciertos elementos, por lo que la falla debe de ser eliminada en el menor tiempo posible. Entre los elementos a proteger en un SEP se encuentran, Generadores, transformadores, reactores, capacitores, buses o barras, líneas de transmisión.

Dentro de un SEP ocurrirán siempre fallas aleatorias, las cuales ocurrirán con cierto grado de probabilidad, por lo que siempre se debe diseñar un sistema robusto, económico y flexible que permita tener alternativas de funcionamiento frente a fallas.

2.24 Sistemas de protección primaria y de respaldo

Los sistemas de protección actuarán de manera coordinada dentro del sistema eléctrico, por lo que, en caso de existir una falla, y sea necesario una interrupción selectiva, como se indica en la figura 18, el conjunto de elementos pertenecientes al sistema de protección actuará de manera ordenada o previamente sistematizada [28].

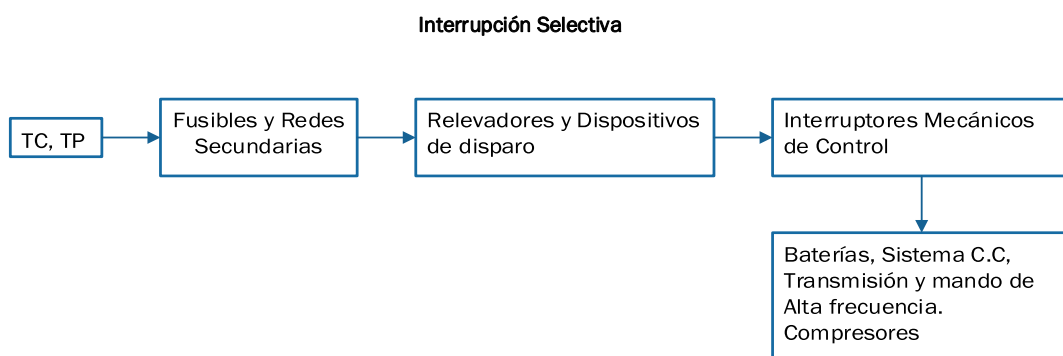


Figura. 18 Elementos que actúan durante una interrupción selectiva. [autor]

Sistema de protección primaria: El sistema por tanto dispondrá de un primer sistema de protección denominada primaria, la cual tiene como objetivo eliminar cualquier tipo de falla en primera instancia, cubriendo una zona conformada por varios componentes del sistema de potencia. Una protección primaria puede estar conformada por varios elementos que protegerán a un único elemento.

Sistema de protección de respaldo: En caso de que cualquiera de los elementos de la cadena falle, el sistema de protección no operará. Para evitar esto, siempre se utiliza un sistema de protección de respaldo, es decir, la protección de respaldo está destinada a cubrir posibles errores de la protección primaria del sistema, y de los equipos de despeje de falla asociados. Un sistema de protección de respaldo puede desempeñar funciones de la protección primaria, cuando estas estén fuera de servicio debido a fallas o mantenimiento [4].

- **Respaldo Local**

Protección usada como respaldo que está integrada dentro de la misma subestación que la protección primaria correspondiente. Para este caso, si se requiere separar los motivos de una falla en cualquiera de los tipos de protección, es necesario duplicar aquellos elementos que sean necesarios.

- **Respaldo Remoto**

Protección usada como respaldo que está implementada en una subestación cercana a la que abarca la protección principal. La ventaja del uso de este respaldo radica en que separa físicamente las causas o motivos de fallo de las protecciones primarias respectivas [29]. Aunque muestra inconvenientes, como los tiempos de despeje de falla que son altos, la selectividad es baja, y su operación siempre producirá el corte de un área de la red mucho mayor.

2.25 Ajuste y coordinación de protecciones

El ajuste de protecciones se encarga de determinar la operación del sistema de protección, considerando la totalidad de las condiciones de operación normal del sistema, esto se logra por medio de la definición de los valores mínimos de las señales de entrada y los valores límites de operación para detectar fallas o condiciones anormales de operación. La coordinación de protecciones significa especificar los tiempos de operación de todos los elementos de protección, de tal manera que en conjunto operen de manera sistematizada garantizando el correcto funcionamiento de protecciones principales y de respaldo además de minimizar los tiempos de actuación. La correcta coordinación de protecciones permite aislar las fallas o condiciones indeseadas, y por tanto proteger a partes no afectadas.

2.26 Requisitos básicos de los sistemas de protección

Entre las principales características a tomar en cuenta para el diseño de un sistema de protección se encuentran [28]:

- **Sensibilidad:** capacidad de identificar fallas incluso muy pequeñas o imperceptibles. Es así que se entiende por mayor sensibilidad a la capacidad de diferenciar situaciones de falla de aquellas situaciones sin falla.
- **Selectividad:** Capacidad de detectar una falla dentro de un área delimitada por la zona de protección. Por lo que la mayor selectividad es definida como la capacidad de descartar fallas aledañas a la zona de protección.
- **Velocidad:** Capacidad de respuesta en el mínimo tiempo posible, minimizando a su vez los daños producidos por cualquier falla.
- **Fiabilidad:** Puede ser visto como la probabilidad de que el sistema de protección cumpla sin fallar la función para la cual fue diseñado durante un período de tiempo estando sujeto a exigencias dentro de sus límites operacionales, o cuando se produzcan tensiones y corrientes transitorias que afecten la capacidad de detección de la falla.
- **Seguridad:** Definida como el grado de certidumbre de que el relé no operara cuando no sea necesario, determina la capacidad del relé para no ejecutar la operación innecesaria durante situaciones normales. Capacidad de no actuar cuando no sea necesario.
- **Capacidad de Registro:** Es la capacidad de registrar información referente a la falla con el propósito de proveer datos sobre las fallas.

2.27 Componentes de un sistema de protección

- **Transformadores de instrumentos:** Elementos que reducen los niveles de voltaje y corriente de tal manera que puedan ser medidos por instrumentos posteriores para ser utilizados como fuente de datos para ciertos procesos, como es el caso de su uso en los relés de protección. Los transformadores de instrumentos pueden ser transformadores de voltaje “TP” y transformadores de corriente “TC”.
- **Sistema de alimentación para el sistema de protección:** Es un sistema de alimentación independiente, utilizado para todo el sistema de protección, de modo que permite su continuidad de operación frente a cualquier inconveniente o falla.

- **Relés de protección:** Son elementos que permiten ser configurados de tal manera que pueden seguir una cierta lógica poder controlar el funcionamiento de los interruptores en la protección del sistema eléctrico.
- **Interruptores:** Son aquellos elementos que permiten una conexión o desconexión del sistema operando directamente en el sistema de potencia, estos elementos son activados por los relés de protección.
- **Sistema de Comunicaciones:** Permite una comunicación entre los elementos del sistema de protección permitiendo saber cada uno de los estados de estos, y por tanto conocer el estado del sistema eléctrico en conjunto, además permite analizar el sistema eléctrico y tener la capacidad de controlarlo u operarlo de manera local o remota.

2.28 Relés de protección

Un sistema de protección estará conformado principalmente por relés, los cuales tienen como finalidad el de activar los interruptores para poder aislar fallas ocasionadas en todas las áreas del sistema eléctrico, generación, transmisión y distribución, protegiendo de daños a todos los elementos que formen parte del sistema.

El relé es un dispositivo eléctrico configurable capaz de medir señales eléctricas, además que produce una señal de respuesta permite el accionamiento de un interruptor que opera directamente en el “SEP”.

Los relés de protección, monitorean los voltajes y corrientes del “SEP”, y así detectar cualquier falla, estas señales de corrientes y voltajes son suministradas por los transformadores de instrumentación, los cuales cumplen con la función de reducir las señales a valores admisibles para los relés [28].

Los principales tipos de relés son:

- **Relé Auxiliar:** Opera de tal manera que tiene la capacidad de suplir otro relé para poder cumplir con el desempeño de su función.
- **Relé Protector:** Tiene la capacidad de detectar elementos defectuosos o condiciones indeseables, por lo que proporcionará señales de aviso o permitirá una interrupción.
- **Relé Regulador:** Opera por medio de un elemento suplementario para regularlo y poder restaurar los límites operantes establecidos, si fuese necesario.
- **Relé Verificador:** Verifica que se cumplan condiciones del sistema con respecto a límites establecidos.

Otra ventaja del uso de relés de protección, es de que permite la división del sistema en zonas, y permitiendo crear zonas más pequeñas, y por tanto una mínima parte del sistema desconectado. Por tanto, se crearía de cierta forma subsistemas, los cuales son conocidos como sistemas primarios y de respaldo. Los elementos más importantes a proteger son, los generadores, reactores, transformadores, líneas de transmisión, y compensadores [12]. Los relés de protección son conectados al sistema por medio de transformadores de corriente y voltaje los cuales reducen los niveles de tensión a valores seguros para el relé, para posteriormente ser conectados hacia el circuito de control, el cuál es el encargado de establecer la operación del interruptor apropiado.

2.29 Tipos de protecciones utilizadas en un sistema eléctrico de potencia

Protección de sobrecorriente:

Estos relés, son mayormente utilizados como protecciones de respaldo en redes de distribución radiales, realizan una medición de corriente constante a lo largo de la operación de cierta parte del sistema a proteger, comparándolo con un valor de referencia establecido previamente, conocido como “set point”, de tal manera que permite conocer si existen valores que sobrepasen los valores deseados, estas condiciones de operación no deseadas pueden ser producto de una sobrecarga o cortocircuito, dando como resultado elevados niveles de intensidad de corriente o falla [29].

Permiten limitar las corrientes para así, proteger dispositivos, equipos o circuitos que sufrirían daños en operaciones con corrientes mayores a las de operación normal, incluso en tiempos muy cortos, además de ser la más sencilla y económica.

Protección direccional:

Este tipo de protección permite determinar una condición de falla en una dirección dada, presentada en la figura 19. Este tipo de protección es necesaria si se tiene:

- Varias fuentes.
- Bucles cerrados o cables en paralelo.

Permite detectar si la potencia es superior a un valor establecido, y puede detectar además un sentido anormal de circulación de la energía eléctrica, por lo que necesitan medir valores de corriente y tensión [30].

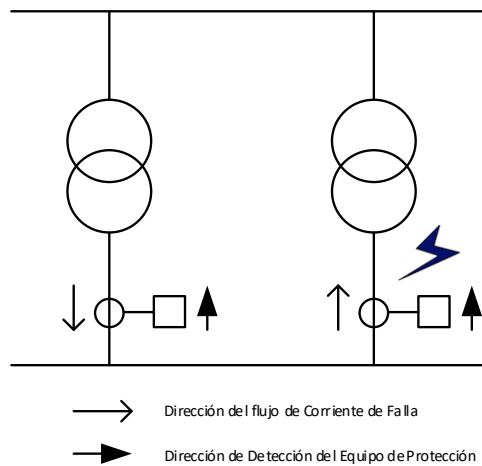


Figura. 19 Protección direccional. [autor]

La protección direccional es muy útil en cualquier parte del sistema en donde la dirección de circulación de la energía podría a cambiar debido a condiciones de falla como cortocircuitos, o fallas a tierra. Para poder detectar una falla este tipo de protección necesita un valor de referencia para poder compararlo, este valor es conocido como magnitud de polarización.

Protección de distancia:

La protección de distancia es utilizada como una protección de respaldo, y es bastante empleada para la protección de líneas de transmisión, este tipo de protección proporciona una selectividad relativa, en el cual su relé se basa principalmente en la medición de la impedancia, es decir, determina la razón entre la tensión y la corriente, por lo que la impedancia será una medida eléctrica de la distancia a través de cierta línea de transmisión, pues la impedancia de una línea de transmisión es directamente proporcional a su longitud [31].

Esta protección actuará cuando el valor de esta impedancia que forma parte de un circuito, aumenta o disminuye, saliendo de sus valores límite previamente determinados.

Protección diferencial:

Este tipo de protección es aquella con mayor selectividad, y la protección de sobrecorriente aquella con menor selectividad, debido a que la protección diferencial opera únicamente dentro de su área de protección, cuyos límites están determinados por la localización de los transformadores de corriente. La protección diferencial permite conocer fallas internas, es una de las relativamente más sensibles y opera de manera rápida, por lo que es la más utilizada en elementos costosos en el sistema eléctrico [32].

La protección diferencial es altamente selectiva de un elemento, esto debido a que se basa en la medición de corrientes entrantes y salientes de un elemento o sección protegido definiendo su área de operación, por lo que es mayormente utilizado en la protección de motores, generadores, transformadores, barras colectoras, reactores. La protección diferencial en transformadores como se presenta en la figura 20, es un tipo de protección principal que, por medio de la medición de corrientes eléctricas, permite realizar una comparación y detectar así una posible falla [33].

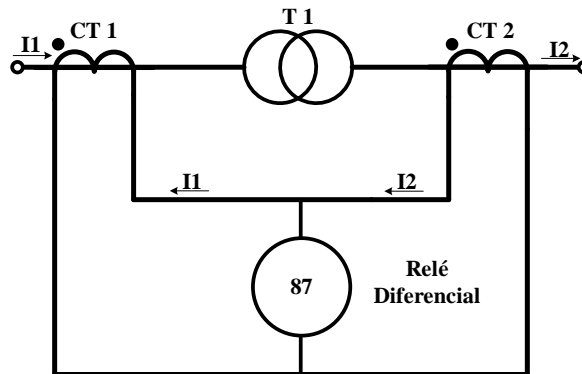


Figura. 20 Protección diferencial en transformadores. [autor]

Este tipo de protección es la más utilizada junto con el relé Buchholz en transformadores de gran potencia como protección ante fallas internas de fase a fase y de fase a tierra [34]. Esta protección es muy fiable debido a cuatro características importantes:

- No necesita coordinación con ninguna otra función.
- La localización de la falla es determinada por la zona de operación.
- Provee una alta velocidad de detección de fallas.
- Protección selectiva.

Este tipo de protección es utilizado en todo equipamiento considerado importante y de gran valor económico, brindando una protección instantánea y una estabilidad en el sistema eléctrico, por lo que puede ser utilizado en:

- Barras.
- Generadores.
- Transformadores.
- Reactores.
- Motores.
- Líneas de transmisión.

Una de las mayores limitaciones es que no operará frente a fallas aledañas o que sucedan fuera de la zona de protección, cuando esta protección se empleaba para líneas de

transmisión, solo se utilizaba para líneas cortas ya que la baja impedancia de las líneas impedía su adecuado funcionamiento. Hoy en día con el uso de fibra óptica, esta protección puede ser empleada para líneas de transmisión de cualquier longitud [35].

Principio de funcionamiento de la Protección Diferencial:

El principio de funcionamiento de la protección diferencial se fundamenta en la ley de Kirchhoff, esta ley establece que “la suma vectorial de las corrientes que entran y salen de un nodo es igual a cero” [36].

Dicha protección medirá las corrientes de fase de cada lado del transformador, comparándolas entre las mismas fases, para un funcionamiento normal estas deberán de tener el mismo valor, si existiese una diferencia entre los valores medidos de una misma fase la protección actuará, es decir una diferencia entre ambas corrientes indicará la presencia de una falla interna [37]. Sin embargo, en la práctica incluso en condiciones normales de operación, la protección podría operar, debido a que las corrientes nunca serán exactamente iguales, esto es debido a diversos factores:

- Saturación en los transformadores de corriente “TC”.
- Errores en transformadores de corriente.
- Transformadores con cambiador de tomas.
- Corrientes de magnetización.

Además, un transformador trifásico además de su relación de transformación, introduce cierto desplazamiento angular entre las corrientes primarias y secundarias dependiendo del tipo de conexión del transformador. Relés actuales permiten solventar algunos de estos problemas por medio del software del relé, por lo que permite realizar compensaciones matemáticas, ya sea en compensaciones de magnitud, o compensaciones por desplazamiento de fase [38].

En la protección de barras de subestaciones y líneas cortas de transmisión, el elemento detector diferencial es por lo general un relé de sobre corriente, mientras que, para máquinas síncronas, asíncronas y transformadores de potencia, es un relé diferencial de porcentaje.

2.30 Protección diferencial porcentual y de alta impedancia

La disposición más utilizada de una protección diferencial es con característica de sobrecorriente ya que es de las más sencillas configuraciones, en donde los bobinados del lado secundario de los transformadores de corriente se encuentran interconectados y a su

vez están conectados con una bobina de un relé de sobrecorriente, como se representa en la figura 21, de tal manera que en condiciones normales de operación no fluiría una corriente a lo largo de la bobina del relé de sobrecorriente, no obstante, en una condición de falla ubicada en la zona de protección, la corriente de falla fluiría hacia el corto circuito desde los dos lados y el valor total de corrientes secundarias fluiría a través del relé. Si la corriente que fluye a través del relé diferencial es mayor al valor de ajuste que se lo realiza previamente, entonces el relé se activará.

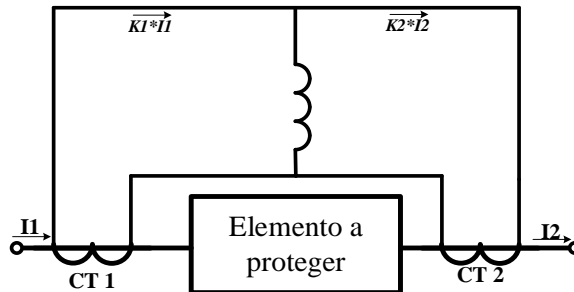


Figura. 21 Relé diferencial con característica de sobrecorriente. [autor]

La protección diferencial con característica de porcentaje, figura 22, de igual manera compara las señales de corrientes que salen y entran del equipo protegido, de tal manera que, si la resta de estos valores supera un valor establecido o un porcentaje dado de la corriente, el relé operará. Este tipo de configuración es más precisa pero mucho más compleja de realizar su configuración debido a que emplea bobinas de restricción y una bobina de operación [33].

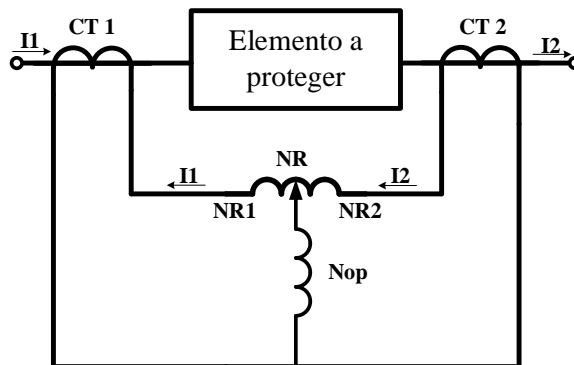


Figura. 22 Relé diferencial con característica de porcentaje. [autor]

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

3.1 Introducción

El módulo propuesto consiste de manera general, en la construcción de una protección para transformadores basado en el principio de funcionamiento de una protección diferencial, permitiendo conocer también el tipo de conexión empleado en el banco de transformadores y en los transformadores de corriente además de corrientes, voltajes, ángulos de desfase (grupo vectorial), así como una señalización y desconexión frente a una falla dentro del área de protección por medio de la obtención de una serie de parámetros. El módulo permitirá a su vez determinar diversos aspectos que permitirán al usuario conocer de manera detallada el funcionamiento interno para funcionar de igual manera que una protección diferencial, los parámetros y otra información podrán ser visualizados por medio de una interfaz gráfica.

De manera adicional se desarrolló la programación de una interfaz que permite simular el funcionamiento del módulo sin necesidad de realizar conexiones externas, logrando obtener resultados aproximados a los que se obtienen al realizar las conexiones del módulo, todo esto bajo la comunicación de “LabView” con “multisim”.

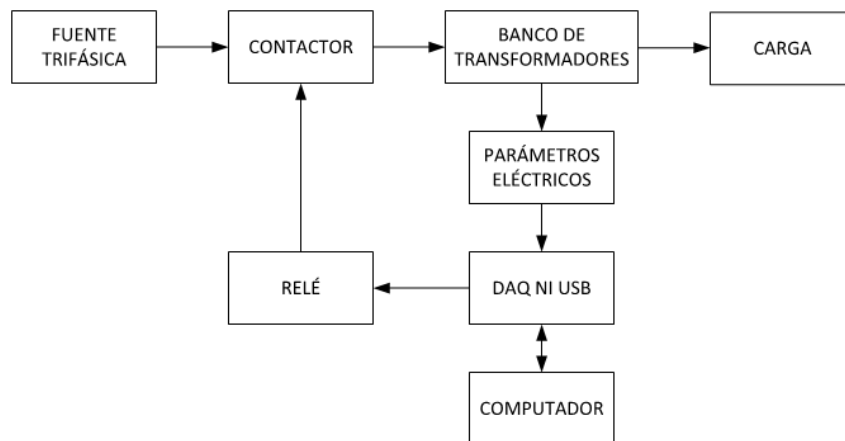


Figura. 23 Representación general del diagrama de bloques del módulo. [autor]

De manera general en la figura 23 se presenta de manera general el diagrama de bloques del funcionamiento del módulo y se necesitará de una fuente trifásica, dos “DAQ”, tarjetas de adquisición de datos, un computador, y el módulo propuesto el cual permite que se adquieran parámetros eléctricos del banco de transformadores y de la carga, para luego ser enviados por medio del enlace entre la tarjeta de adquisición y el computador

hacia el software, de manera que estos puedan ser utilizados. El módulo a su vez dispondrá de una serie de elementos como transformadores de voltaje, transformadores de corriente, circuitos de protección y contactores los cuales son activados por medio de un relé que recibe una señal enviada desde el computador.

El módulo contará con un manual por lo que cualquier estudiante o docente estará en capacidad de manipularlo, además está diseñado de tal manera que el cambio de partes sea lo más sencillo posible, para futuras mejoras o reparaciones si esto se llegase a requerir.

3.2 Elementos y equipos principales

DAQ usb 6009:

La tarjeta de adquisición empleada debido a sus características y a las necesidades que se presentan es la DAQ usb 6009 figura 24, las cuales son proporcionadas por la universidad, entre las principales ventajas de esta tarjeta de adquisición de datos es la de permitir la obtención y manipulación de señales positivas y negativas, con un valor máximo de voltaje de 15V para las entradas analógicas en modo diferencial.



Figura. 24 Tarjeta de Adquisición de datos DAQ usb 6008/6009. [autor]

Este es un dispositivo multifunción robusto de bajo coste, por lo que es muy usado en el área de investigación, este elemento está conformado por diversas partes, las cuales se presentan en la figura 25, ya que deben ser diferenciadas para su correcta conexión.

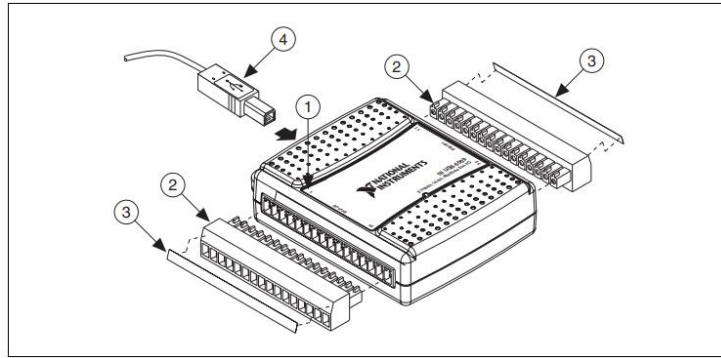


Figura. 25 Partes que comprende una DAQ USB 6008/6009. [39]

- 1: Etiqueta con información de numeración y numeración de pines.
- 2: Borneras que permiten la conexión con los pines.
- 3: Etiquetas de las borneras con la numeración de los pines.
- 4: Cable USB para comunicación.

Este dispositivo presenta un conjunto de cuatro grupos de pines principales, como se muestra en la figura 26, entradas analógicas (AI) que pueden ser configuradas como modo diferencial o modo simple (RSE), salidas analógicas (AO), entradas digitales (DI), salidas digitales (DO), además proporciona fuentes de alimentación para bajo consumo. Permite además convertir señales analógicas a digitales (AD) y convertir señales digitales a analógicas (DA).

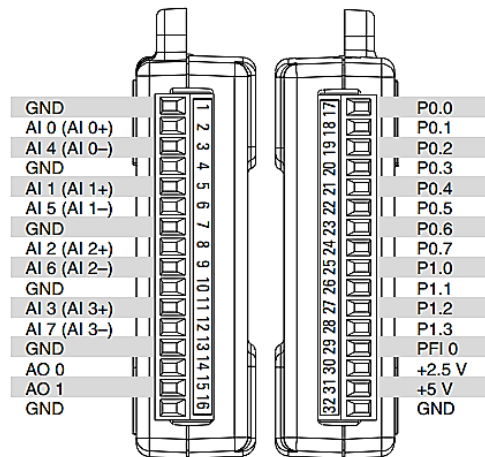


Figura. 26 Disposición de pines en DAQ usb 6009. [39]

La “DAQ usb 6009”, tarjeta de adquisición está conformada por:

- 8 entradas analógicas con un rango de -10V a 10V
- 2 salidas analógicas

- 12 entradas/salidas digitales con un rango de 0V a 5V.

La configuración de las entradas analógicas se las realiza dentro de la programación por medio del software, y dependiendo de su aplicación como se muestra en la figura 27, puede ser de modo simple (RSE) cuando la medición del voltaje tiene un único punto de tierra como referencia o modo diferencial cuando se tiene distintos niveles de voltaje con distintas señales de referencia.

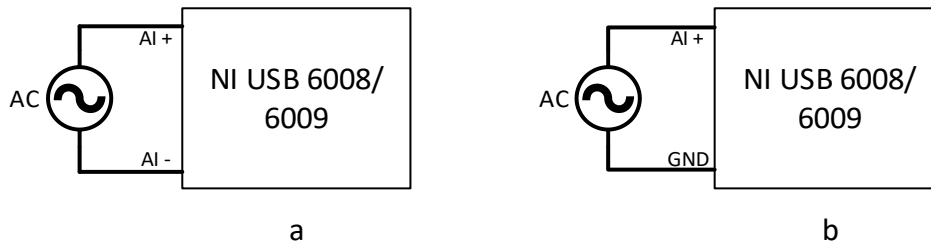


Figura. 27 Entradas analógicas a) modo diferencial b) modo simple o RSE. [autor]

Transformadores

El módulo de protección diferencial está destinado para la protección de un transformador trifásico, el cual podrá ser conectado en cualquier tipo de conexión disponible dentro del grupo de conexiones para transformadores mostradas en el manual, esto dependiendo del análisis que se requiera. El módulo hace uso de tres transformadores monofásicos que tiene instalado, donde sus valores nominales son 220V de entrada, 12V y 2 A de salida, para poder soportar la carga. La capacidad de los transformadores se verá directamente afectadas por la corriente que requiera la carga, por lo que su análisis es importante en la selección de elementos.

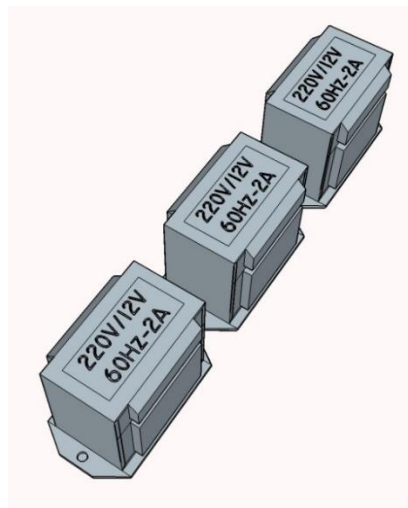


Figura. 28 Transformadores monofásicos 220V/12V-2A-60Hz. [autor]

Transformadores de instrumentación:

- Transformadores de corriente TC

La medición de corrientes, tanto en el lado primario como secundario del transformador, se lo realiza mediante transformadores de corriente no invasivos, los cuales como se muestran en la figura 29, están disponibles en diferentes características, por lo que su uso dependerá del rango de corrientes que necesitemos medir.

Por facilidad del parámetro de salida, se utilizarán los TC de la serie SCT-013 de 5A que se presenta en la figura 30, el cual posee internamente una resistencia para poder entregar un rango de salida de +/- 1V, por lo que no es necesario un acoplamiento de señal adicional para ser enviado a la tarjeta de adquisición de datos, en el caso de la selección de otro tipo de TC, se deberá tomar en cuenta otros parámetros que se deben calcular como el burden o valores de salida que no afecten las entradas analógicas de la “DAQ”.

Model	SCT-013-000	SCT-013-005	SCT-013-010	SCT-013-015	SCT-013-020
Input current	0-100A	0-5A	0-10A	0-15A	0-20A
Output type	0-50mA	0-1V	0-1V	0-1V	0-1V
Model	SCT-013-025	SCT-013-030	SCT-013-050	SCT-013-060	SCT-013-000V
Input current	0-25A	0-30A	0-50A	0-60A	0-100A
Output type	0-1V	0-1V	0-1V	0-1V	0-1V

Figura. 29 Rangos de operación para transformadores de corriente. [40]

Para mejorar el módulo y permitir hacer pruebas con mayores cargas, se podría emplear transformadores de corriente que soporten mayor corriente, el módulo propuesto no necesita transformadores de corriente de mayor capacidad debido a que utiliza una carga simétrica de baja corriente, de aproximadamente 1.7 A.



Figura. 30 Transformador de corriente no invasivo SCT013. [autor]

- **Transformadores de Voltaje TP.**

Para el proyecto propuesto, se quiere de la adquisición de voltajes, los cuales serían señales eléctricas provenientes del módulo desarrollado. Se adquieren voltajes, tanto en el lado de alto voltaje como en el lado de bajo voltaje, permitiendo más adelante utilizarlos dentro del software para realizar diferentes operaciones. Estos voltajes deberán de ser adaptados de tal manera que no sobrepasen los valores operables de las tarjetas “DAQ”, por lo que se deberá de reducir la amplitud del voltaje de entrada, así como limitar los voltajes de entrada en caso de falla.

La utilización de transformadores de voltaje en la adquisición de señales es necesaria, debido a que, además de reducir a valores seguros para su manipulación, este permite una aislación del circuito del lado de alto voltaje, permitiendo una operación segura de la tarjeta de adquisición, y evitando así un accidente eléctrico en cualquier manipulación.

Servicios auxiliares:

- **Transformador de voltaje de servicios auxiliares**

Es necesario el uso de un transformador independiente de voltaje como el de la figura 31, que pueda suministrar energía independiente de baja tensión para alimentar a servicios auxiliares, que en este caso será necesario para garantizar la continuidad de funcionamiento del sistema de protección en caso de ingresar a condiciones anormales de operación, así como suministrar energía independiente a los circuitos de control, de tal manera de que no interfiera en las señales adquiridas.



Figura. 31 Fuente de Voltaje. [autor]

La fuente de voltaje escogida para cumplir como transformador de servicios auxiliares presenta las siguientes características:

- Entrada: 100-240 VAC 50/60 Hz.
- Salida: +/- 12V DC 5 A.
- Protección contra cortocircuito.
- Protección en la salida contra sobrevoltaje.
- Protección contra sobrecorriente.

Circuitos de acoplamiento para adquisición de señal

Para poder medir la señal de entrada a través de la tarjeta de adquisición, se requiere disminuir o limitar el nivel de voltaje a un máximo de +/- 10 V que es el máximo recomendado. El circuito de acoplamiento reduce el voltaje que recibe de los transformadores de voltaje TP, de modo que además de limitar el voltaje a un valor seguro para la tarjeta de adquisición, se separa eléctricamente del circuito de alta tensión, reduciendo los riesgos eléctricos en su manipulación. El método empleado, para la reducción del voltaje es mediante un divisor de voltaje por lo simple y económico que resulta.

Circuitos de protección:

Estos circuitos se conforman por distintas etapas, en las que se busca aislar el circuito electrónico del circuito eléctrico de alta tensión, previniendo cualquier señal eléctrica que pueda provocar daños en dispositivos sensibles como la tarjeta de adquisición o el computador, esto se logra por medio del uso de circuitos optoacopladores que envían una señal hacia relés que a su vez envían señales al circuito de accionamiento de la protección. Estos están diseñados como circuitos PCB como se presenta en las figuras 32 y 33.

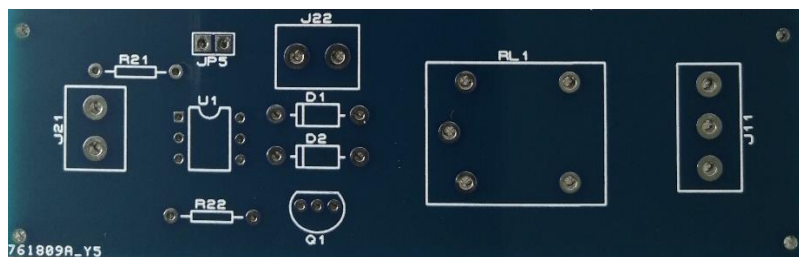


Figura. 32 Circuito impreso para activación de protección, parte frontal.



Figura. 33 Circuito impreso para activación de protección parte posterior.

Contactador trifásico:

El contactador trifásico en la figura 34 simula a un disyuntor en una subestación eléctrica, debido a que será la encargada de la desconexión de la fuente de generación en caso de ingresar a condiciones de operación anormales o fallas. La operación del contactador trifásico será controlada por medio de un circuito optoacoplador en la que ingresa una señal enviada desde el computador en caso de detección de una falla.

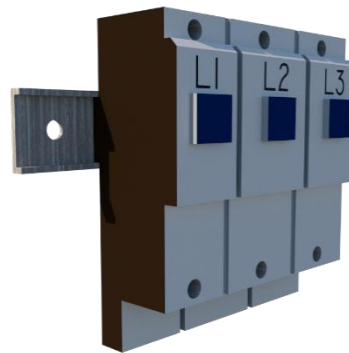


Figura. 34 Contactador Trifásico. [autor]

Carga trifásica balanceada:

La carga estará conformada por tres focos de 12V-10W conectados en triángulo, los cuales simularán lo que en un sistema eléctrico equivaldría a el cliente, siendo este una máxima aproximación a una carga balanceada debido a que de esta manera se podrá realizar un mejor análisis del sistema en condiciones normales y anormales de operación, mostrando mejores resultados en las prácticas.

Interfaz hmi:

La interfaz que permite al usuario u operario conocer sobre el estado de un sistema, así como poder controlarlo es el HMI (Interfaz Hombre-Máquina), esta es la principal herramienta que permite obtener información útil y procesable a partir de la interpretación de variables de procesos complejos. En el módulo planteado, la interfaz HMI estará presentada por medio del uso de pantallas gráficas previamente programadas en LabVIEW, que con ayuda del computador personal permitirá conocer todas las características y comportamiento del sistema de manera simple, gráfica y ordenada, permitiendo un control sobre el sistema.

Sistema scada:

El Sistema de control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) en una subestación eléctrica será representada por la composición de una serie de elementos instalados en el

módulo, los cuales operan en conjunto permitiendo cumplir con los objetivos de un sistema SCADA. Este sistema está formado por elementos como: computador, los circuitos de comunicación, la tarjeta de adquisición de datos, entre otros.

3.3 Diseño de software

Como referencia principal, se tiene que el siguiente proyecto, en la parte de la programación se la realizó en el software, NI LabVIEW® 2019 de 32 bits, bajo el sistema operativo Windows® 10. Se requiere la instalación de un software adicional para realizar una simulación de los circuitos eléctricos, el cual se lo realiza por medio del software NI Multisim versión 14.2, a su vez, para poder llevar a cabo la programación gráfica dentro del software, primero se debe de realizar una serie de pasos previos, como lo es, el instalar ciertos paquetes o complementos necesarios.

Se requiere primero la instalación el Software NI-DAQmx, disponible en la página oficial de “National Instruments®”, el cual es un complemento esencial debido a que permite una configuración sencilla y veloz con diferentes dispositivos físicos diseñados por la empresa mencionada, permitiendo utilizar dispositivos de adquisición de datos y acondicionamiento de señales.

También será necesaria la instalación de la herramienta EPT “Electrical Power Toolkit”, el cual permite una gran variedad de aplicaciones como el monitoreo de medidas, análisis para sistemas eléctricos de 50 Hz/60 Hz, Armónicos de voltaje, entre otros.

Otro módulo necesario, será “Control Design and Simulation module”, el cual permitirá establecer una conexión entre “LabView” y “multisim”, para el desarrollo de la simulación de los circuitos. Todos los módulos necesarios pueden ser obtenidos con la herramienta “NI Package Manager”. Todos los módulos necesarios descritos anteriormente deberán ser verificadas que pertenezcan a la misma versión.

Con los complementos y herramientas necesarias ya mencionadas, se procede con la programación dentro de LabVIEW. El diseño de la programación dentro del software consta de 6 partes principales que, en grupo conforman el funcionamiento del módulo:

- 1.-Detección del tipo de conexión del transformador.
- 2.-Medición de parámetros por medio de “TC”.
- 3.-Compensación de parámetros obtenidos por ecuaciones.
- 4.-Cálculo del error acumulativo y la pendiente de operación.
- 5.-Protección del sistema.
- 6.-Simulación de circuito.

3.4 Herramientas utilizadas dentro de la programación

“DAQ Assistant”: Permite configurar un dispositivo para la adquisición y acondicionamiento de datos, además de establecer parámetros avanzados, para el caso de estudio se realiza la configuración para el dispositivo DAQ usb6008, permitiendo seleccionar el tipo de señal a medir, selección del canal, frecuencia, entre otros.

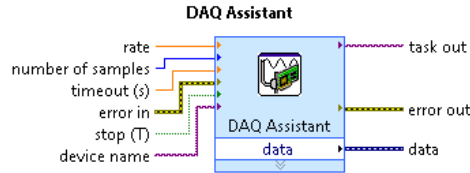


Figura. 35 Descripción de los pines del elemento “DAQ Assistant”.

“Convert from Dynamic Data”: Esta herramienta permite convertir los datos adquiridos por el asistente DAQ, convirtiéndolos en valores numéricos, booleanos, o para el caso de estudio, en una forma de onda que permitirá graficarlo posteriormente.

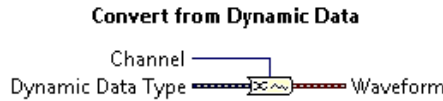


Figura. 36 Descripción de los pines del elemento “Convert from Dynamic Data”.

“Fundamental Vector”: Permite calcular el vector fundamental de una señal de voltaje o corriente, a partir de señales de onda de voltaje y corriente.

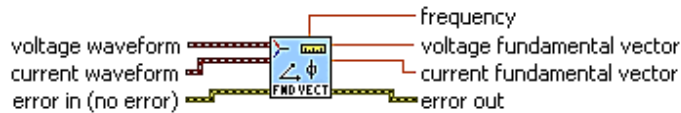


Figura. 37 Descripción de los pines del elemento “Fundamental Vector”.

“Amplitude and Levels”: Permite determinar la amplitud de una señal de entrada, además de proporcionar información sobre el valor de su nivel de estado alto y bajo.

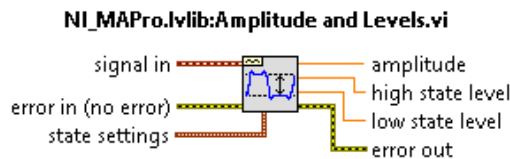


Figura. 38 Descripción de los pines del elemento “Amplitude and Levels”.

“Vector Diagram”: Es una de las herramientas que proporciona el complemento de “Electrical power”, el cual permite realizar una representación fasorial de distintas magnitudes de entrada.



Figura. 39 Elemento “Vector Diagram”.

3.5 Programación para el funcionamiento

El módulo propuesto se comunica con el operador por medio de una interfaz gráfica mostrada por un computador, mediante el uso del software LabVIEW. El programa elaborado, consta de cinco pestañas principales las cuales cumplen con la finalidad de presentar información útil de manera general al usuario.

Las diferentes opciones de la pantalla principal del programa permitirán a su vez una ejecución de un sub VI, es decir, otras pantallas programadas que se ejecutan bajo una pantalla específica, las cuales cumplen con la función de realizar una conexión directa con las tarjetas de adquisición de datos, y así obtener parámetros necesarios para cálculos posteriores que requiere el software. A continuación, se muestran las pantallas pertenecientes a la programación realizada, con una explicación general sobre su función. Pantalla de Inicio: Presenta resultados de manera general, todas los sub VI, enviarán los resultados obtenidos hacia la pantalla principal por medio de variables globales.



Figura. 40 Pantalla de interfaz del inicio del programa.

Pantalla de presentación de datos obtenidos de los Transformadores: Una vez realizada la medición, esta pantalla muestra el grupo de conexión del banco de transformadores, así como voltajes, ángulos de desfase entre las fases con su respectiva gráfica fasorial

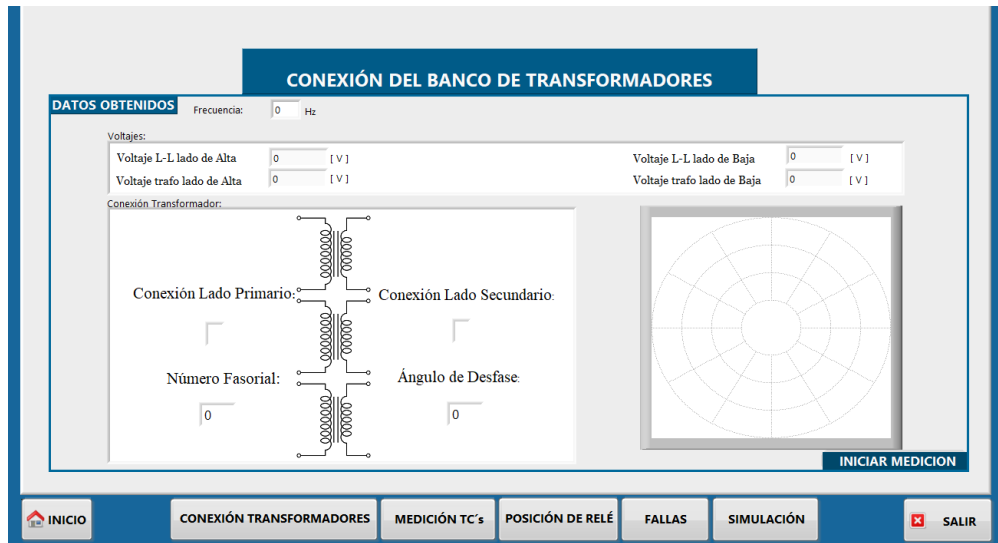


Figura. 41 Pantalla resumen de la conexión del banco de transformadores.

Pantalla de presentación datos obtenidos por los TC's: esta pantalla está destinada a mostrar en resumen los datos obtenidos por los transformadores de corriente, así como su conexión.

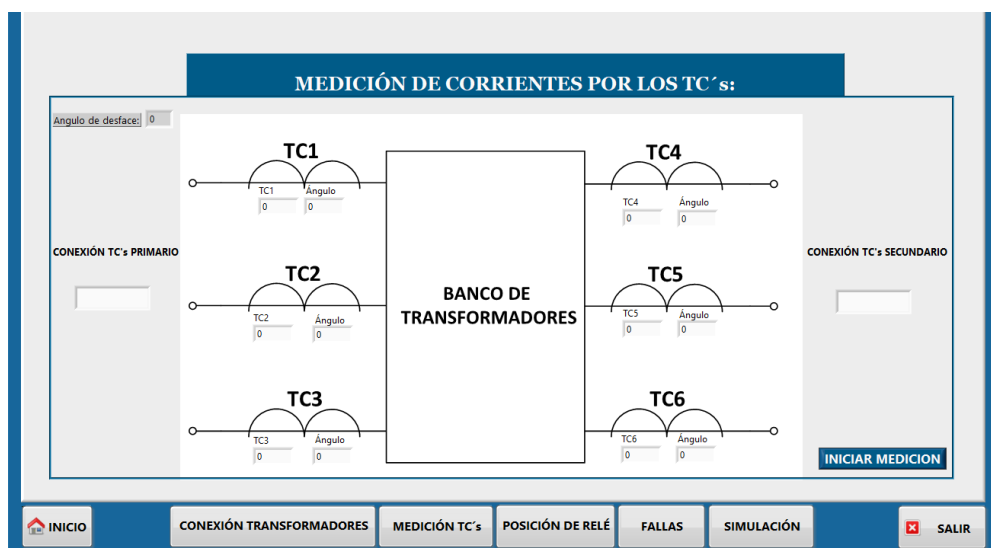


Figura. 42 Pantalla para la determinación de corrientes por los TC's.

Pantalla de presentación de resultados de la selección de parámetros del relé y cálculo de la pendiente de operación: Pantalla destinada a mostrar de manera general resultados

sobre la selección de parámetros de TC, compensación de las corrientes, y el error acumulativo para la activación de la protección.

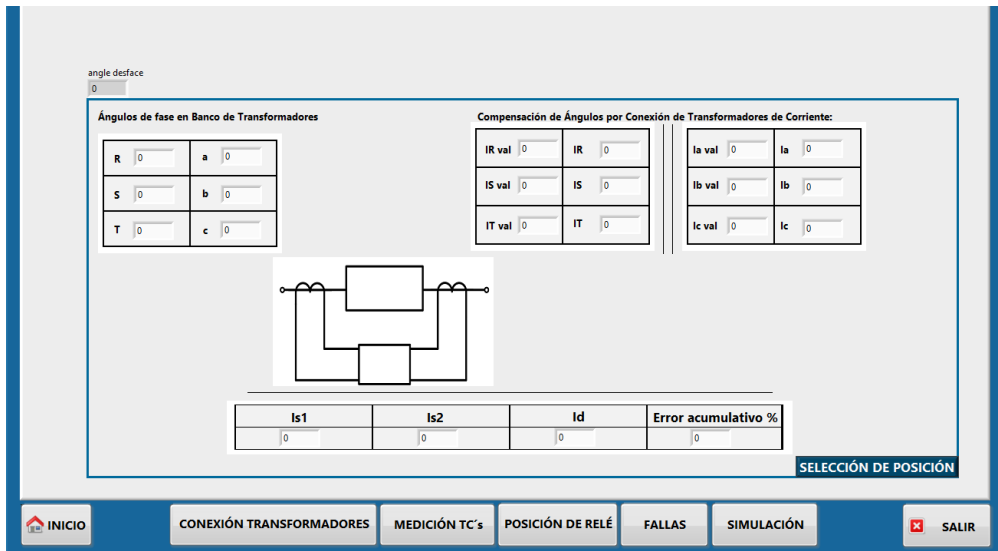


Figura. 43 Pantalla para presentación de datos adquiridos y compensación.

Programación gráfica de pantalla principal: Esta programación mostrada en la figura 44, cumple con la función de permitir una comunicación con variables globales y locales dentro del programa, debido a que presenta de manera resumida los parámetros obtenidos. Esta pantalla únicamente permite desplazarse entre las pantallas generales, mostrando resultados, por lo que no posee una programación muy compleja.

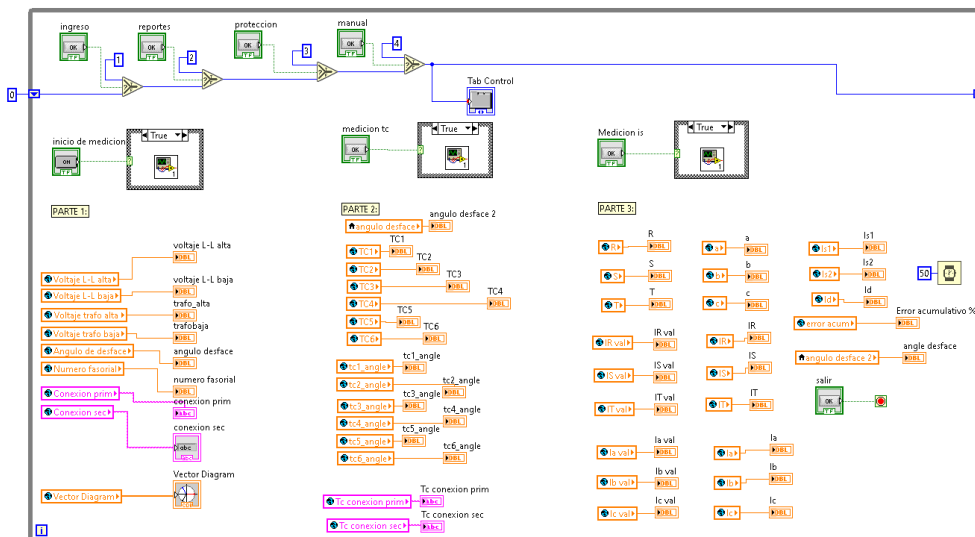


Figura. 44 Programación gráfica de la pantalla principal.

La figura 45 muestra la pantalla para la determinación del grupo de conexiones de los transformadores, y su programación gráfica: Compuesta por un sub VI que permite una

conexión con la primera tarjeta de adquisición, cumple con el objetivo de obtener las señales de los voltajes del lado de alta y baja del transformador, permitiendo consecuentemente obtener el tipo de grupo de conexión del banco de transformadores, los resultados que se obtienen son mostrados en la pantalla del VI principal.

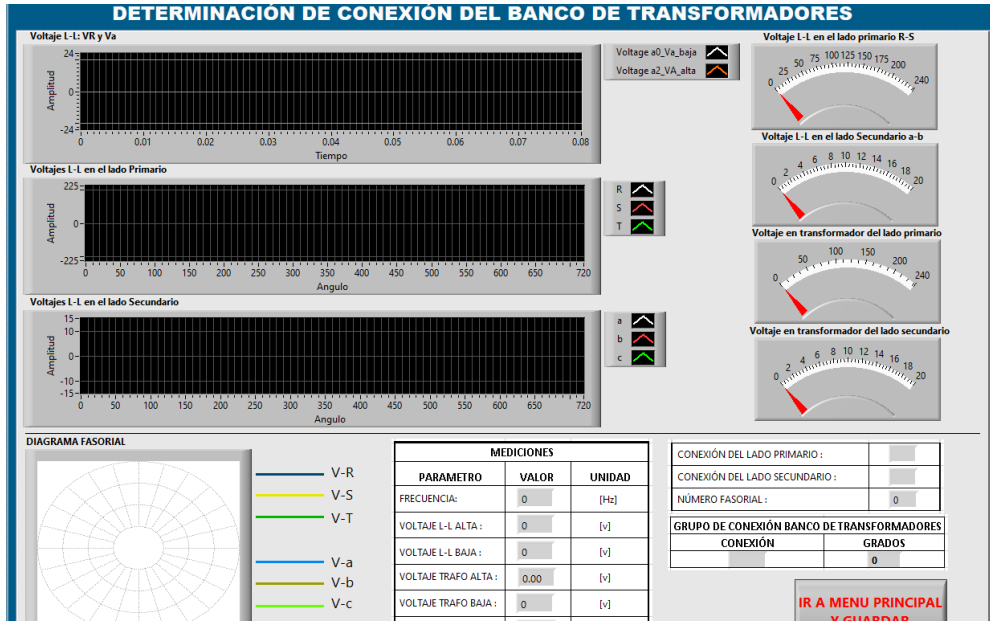


Figura. 45 Pantalla de para determinar de conexión del transformador.

Con los parámetros y señales obtenidas por la tarjeta “DAQ”, se puede emplearlos internamente en el programa, de manera que desplazando las señales a una misma referencia y por medio de operaciones matemáticas podemos identificar el grupo de conexión al que pertenece. La figura 46, muestra la programación utilizada para determinar el tipo de conexión del transformador.

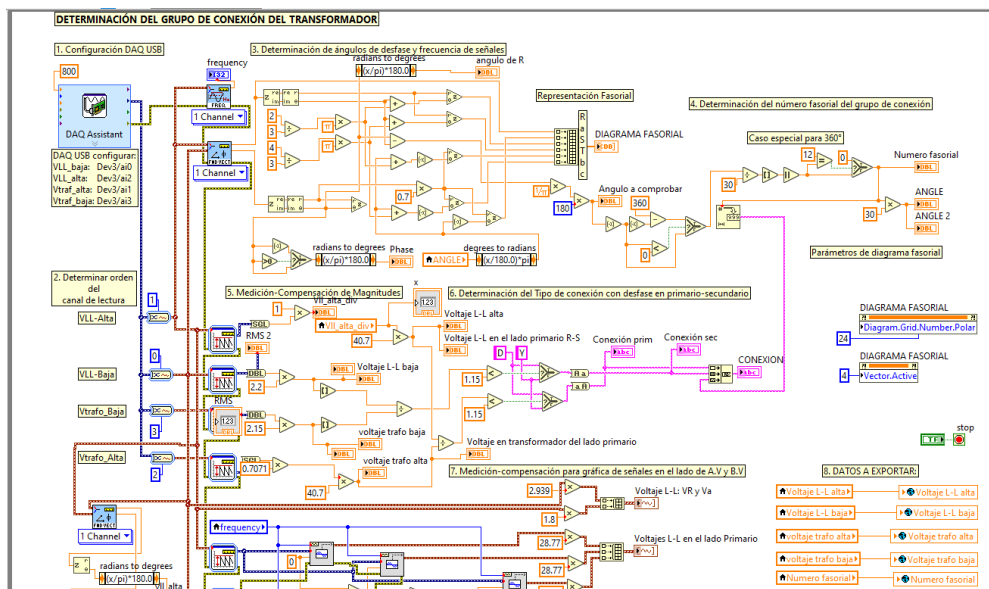


Figura. 46 Programación para determinar el grupo de conexión del transformador.

Pantalla para medir datos obtenidos por los Tc's:

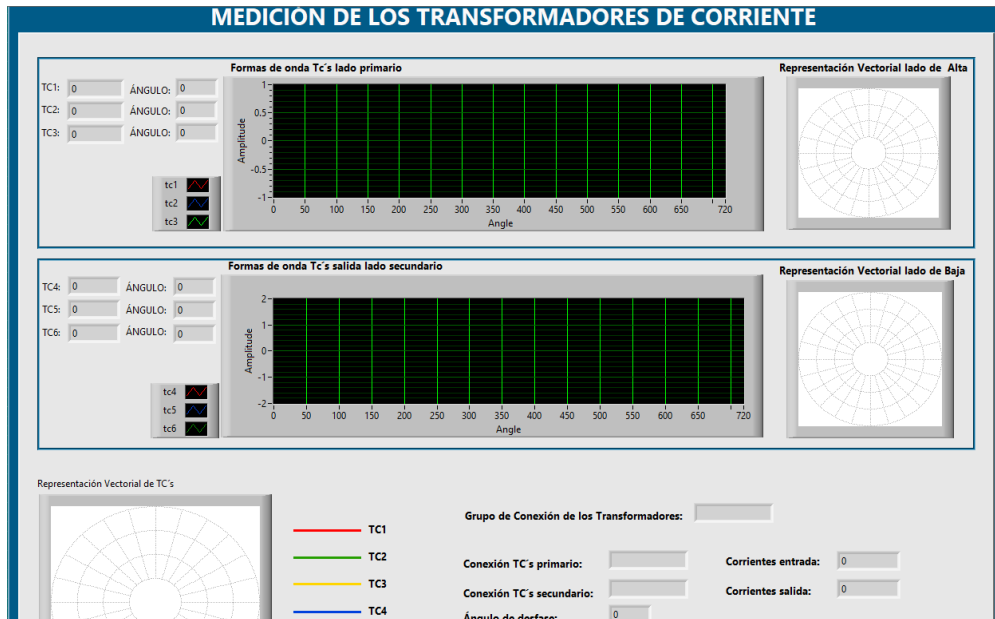


Figura. 47 Pantalla de la interfaz para adquisición de señales por los TC's.

La figura 47 muestra la pantalla para mostrar las mediciones de los TC, por medio de la conexión con la segunda tarjeta "DAQ", la cual permitirá la obtención de parámetros por medio de los transformadores de corriente, empleando sus entradas analógicas. La programación empleada se muestra en la figura 48, y se podrá determinar las magnitudes, ángulos de desplazamiento, presentando a su vez las formas de onda obtenidas.

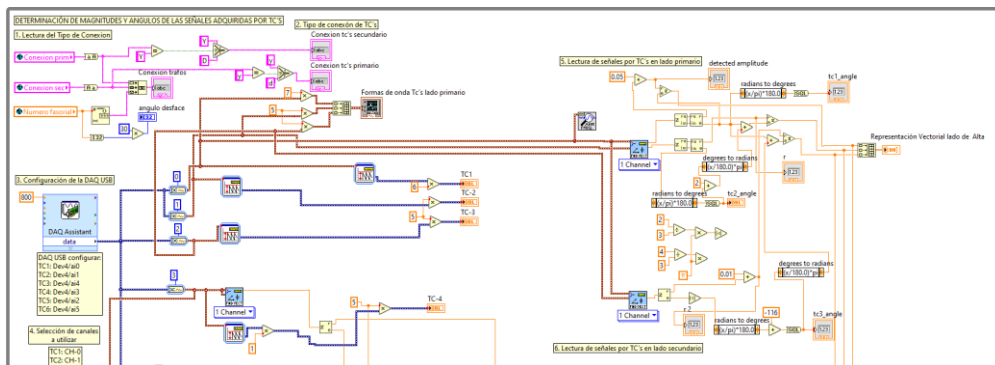


Figura. 48 Programación gráfica para adquisición de señales por los TC's.

Pantalla para la determinación de ajustes de la protección diferencial: En esta pantalla se podrá determinar la compensación de las corrientes por medio de la conexión de los transformadores de corriente, y se podrá calcular además el error acumulativo para la operación de la protección y la determinación de la pendiente de operación.

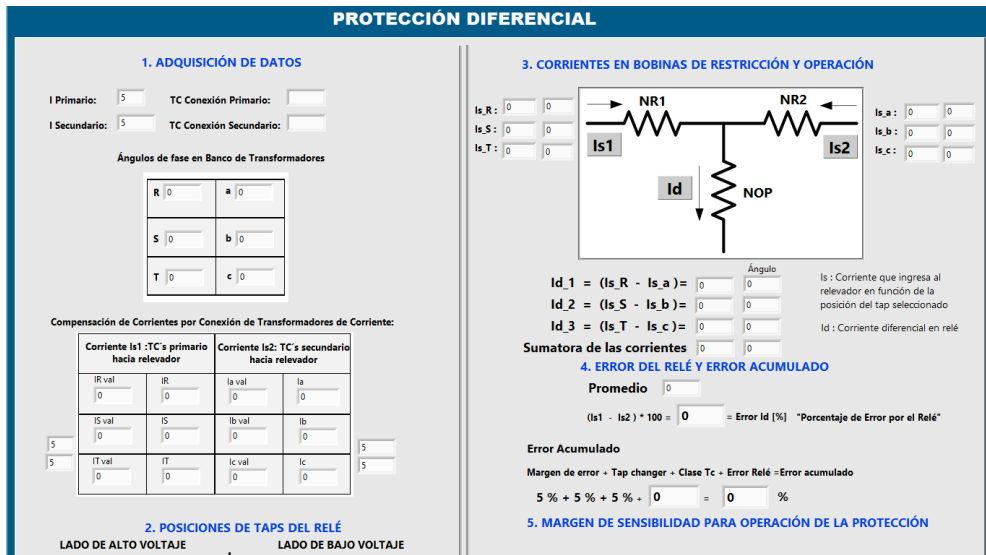


Figura. 49 Pantalla para selección del relé de protección y compensación.

La programación presentada en la figura 50, permite realizar una compensación de las corrientes de manera matemática, simulando la operación de una selección manual de un relé. Esta compensación se la realiza dependiendo de la posición del relé seleccionada dentro del programa, así como del tipo de conexión del transformador de corriente, el cual a su vez también es compensado angularmente de manera matemática dentro de la programación, y dependerá del grupo de conexión en el que esté conectado el banco de transformadores.

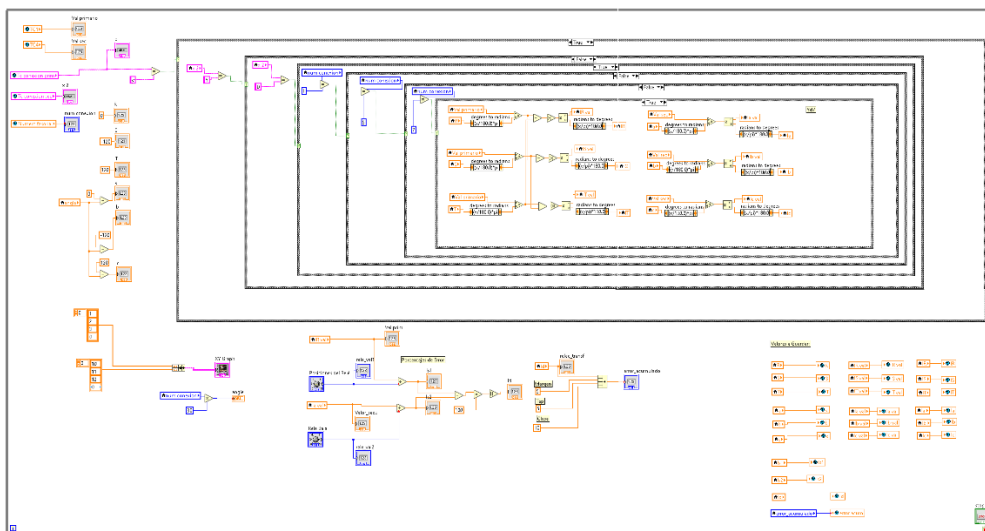


Figura. 50 Programación gráfica para compensar corrientes y seleccionar relé de protección.

3.6 Diseño eléctrico

En cuanto al diseño eléctrico del módulo, se mencionará todo lo relacionado a la parte de acondicionamiento de señales, protecciones del módulo, sistema de control, sistema de comunicación, entre otros.

En la implementación del banco de transformadores en el módulo, se debe de tomar en cuenta la polaridad de los transformadores, o la ubicación del “punto” de los mismos, ya que se requiere conocer esta característica para realizar los diferentes grupos de conexiones. Si no se determina la polaridad los ángulos de desfase entre las señales serán incorrectos.

Medición de voltajes:

El voltaje de entrada requerido por el transformador trifásico, es demasiado alto como para poder ser utilizado directamente como señal de entrada en las tarjetas de adquisición, por tal motivo el voltaje es reducido. La reducción de voltaje debe mantener características similares de manera proporcional a la señal original, y se lo puede realizar por medio del uso de un transformador de voltaje, y también se puede realizar por medio de un divisor de voltaje, para este caso, se emplearán los dos métodos, como protección como ya se había mencionado, ya que de esta manera se separará eléctricamente del circuito de alta tensión.

La reducción del nivel del voltaje permite mantener los valores en rangos admisibles de entrada, para poder ser enviados a las entradas analógicas disponibles de la tarjeta “DAQ”. Cabe mencionar que se utilizaran fusibles como protección en sus entradas analógicas, previniendo corrientes que pudiesen provocar daños.

En el cálculo de las resistencias, se emplea la ecuación (5), teniendo en cuenta que nuestro voltaje de entrada es de 12V debido a la reducción del voltaje por los transformadores, nuestro voltaje de salida final deberá ser menor a 10V. Se necesitará un total de cuatro divisores de voltaje como se muestra en la figura 51, uno para la medición del voltaje de línea de la fuente trifásica, y el segundo para la medición del voltaje en la entrada del transformador en el lado primario, el tercero permitirá medir el voltaje de salida del transformador en el lado secundario, y el cuarto divisor de voltaje permitirá realizar la medición del voltaje línea a línea del lado de baja del banco de transformadores.

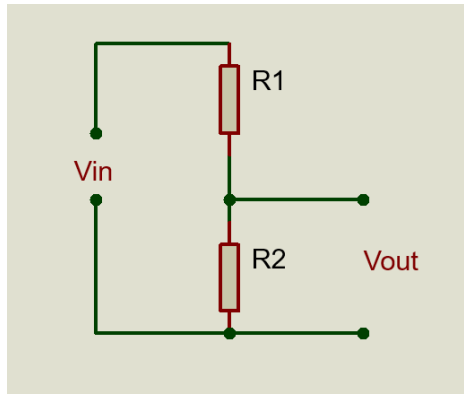


Figura. 51 Divisor de Voltaje.

$$V_{out} = V_{in} \times \left(\frac{R_2}{R_1 + R_2} \right) \quad (5)$$

Donde:

V_{out} : Voltaje de Salida del divisor de voltaje.

V_{in} : Voltaje de Entrada del divisor de voltaje.

Para obtener el valor de las resistencias, se estableció un valor alto para la primera resistencia, de modo que el valor de la corriente sea un valor muy bajo para evitar cualquier tipo de daño. Se emplean dos resistencias en serie de 47KΩ, con una resistencia de 2.7 KΩ por tanto se obtiene un voltaje de salida de 6.14V, con una corriente de 2.275 mA, valores que ya son admisibles por la tarjeta de adquisición. La conexión de los divisores de voltaje, se muestran en la figura 52.

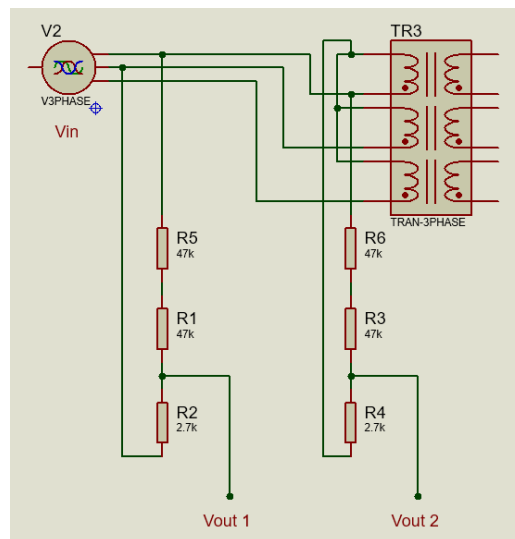


Figura. 52 Diagrama de conexión para divisores de voltaje.

Para la medición de los voltajes del lado secundario del transformador, también se requiere de un divisor de voltaje, comprobando que la salida de voltaje no supere los 10V. Se realizará la medición del voltaje de línea que suministra dependiendo de su tipo de conexión y del voltaje que entrega un solo transformador del banco de transformadores. De igual manera se realiza la conexión de un fusible para cada una de las señales que ingresaran en la tarjeta de adquisición para evitar posibles daños por corrientes. Las conexiones de los divisores de voltajes, junto con las señales enviadas a la tarjeta de adquisición, se muestra de manera general en la figura 53.

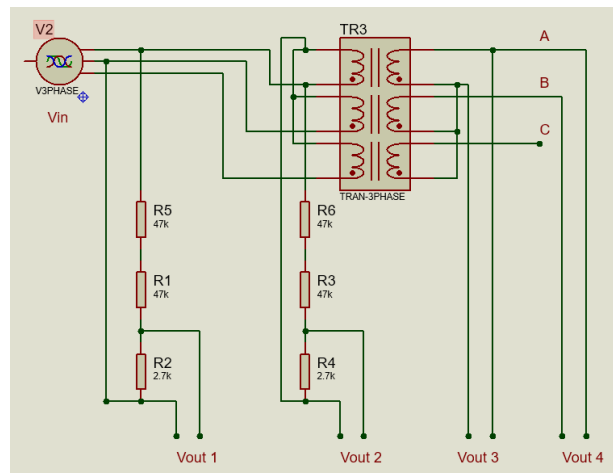


Figura. 53 Diagrama de conexión para cada divisor de voltaje, y voltajes de salida.

En el caso del voltaje de salida 3 y 4, se deberá utilizar divisores de voltaje si sus valores superan los valores admisibles por la tarjeta de adquisición.

Cada uno de los voltajes de salida serán los voltajes que entren como señal en la tarjeta de adquisición, por lo que serán enviados a las entradas analógicas que posee. Las entradas analógicas son configuradas como entradas analógicas diferenciales, permitiendo obtener valores de voltajes con diferentes referencias. Estos voltajes de salida serán conectados a las entradas analógicas según muestra la figura 54.

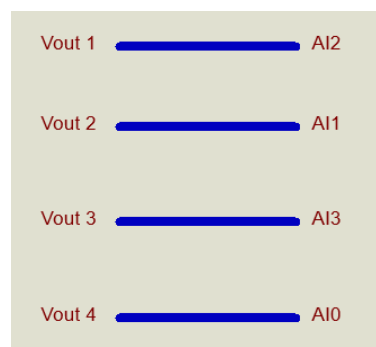


Figura. 54 Conexión de voltajes a entradas analógicas de la tarjeta de adquisición.

Medición de corrientes

La siguiente fase para el análisis de las señales, será el uso de transformadores de corriente no invasivos, de serie SCT-013 de 5A, el cual posee internamente una resistencia para poder entregar un rango de salida de $\pm 1V$, como su voltaje de salida máximo será de $\pm 1V$, no es necesario realizar ningún circuito de acoplamiento para las señales.

El transformador de corriente utilizado dispone de un conector “plug” de audio estéreo como aparece en la figura 55, el cual muestra su disposición de conexión. Para su conexión es necesario el uso de un conector Jack hembra de audio estéreo, pero para una mejor conexión es necesario cortar el conector y ubicar los cables correspondientes.

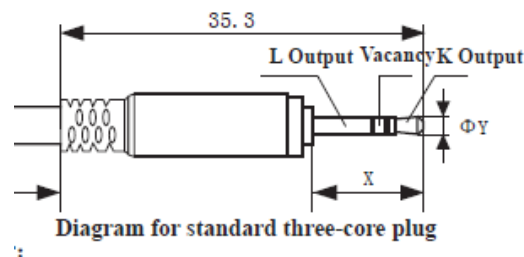


Figura. 55 Conector del transformador de corriente. [40]

Este tipo de transformadores pueden tener dos tipos de salida, pueden entregar una señal de corriente o pueden entregar una señal de voltaje, esto dependiendo de su construcción interna como se presenta en la figura 56.

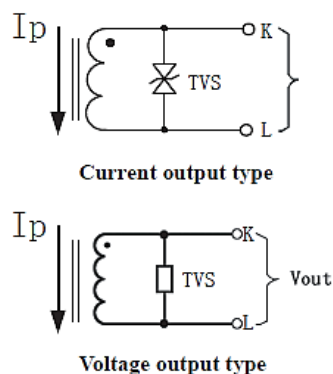


Figura. 56 Señal de salida tipo voltaje o corriente. [autor]

Para el caso de los transformadores utilizados en el módulo, entregan una señal de salida tipo voltaje debido a que estos presentan una resistencia interna, entregando un voltaje de $\pm 1V$, por lo que para un valor de 1V sería equivalente a una medición de 5 A.

Las conexiones de los transformadores de corriente con la segunda tarjeta DAQ, se detalla en la figura 57, se debe de tomar en cuenta la polaridad, ubicado por el punto del transformador.

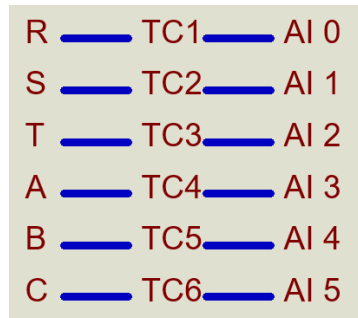


Figura. 57 Conexiones de TC con las entradas analógicas de la DAQ.

Mientras el diagrama de conexión más detallado de los transformadores de corriente, se detalla en la figura 58, donde se muestra su conexión con el banco de transformadores, así como la conexión con la correspondiente entrada analógica de la tarjeta de adquisición.

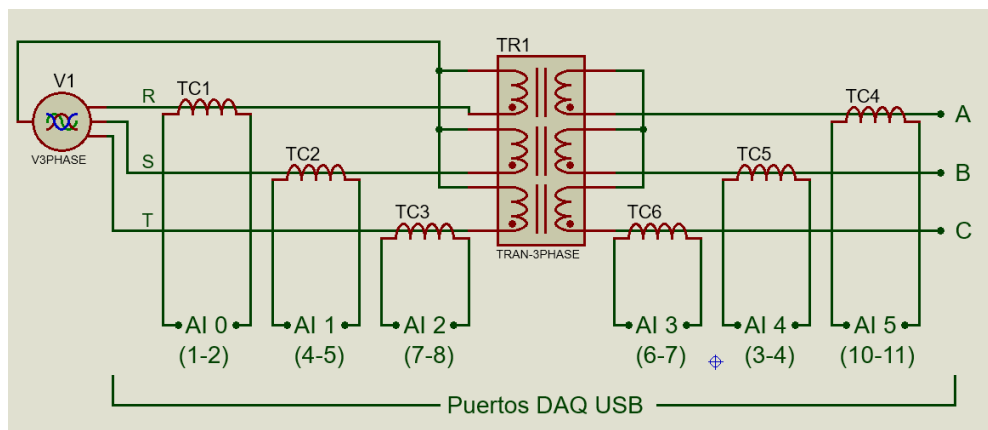


Figura. 58 Conexión de TC's con el transformador y DAQ.

Para realizar una conexión correcta de los TC, se deberá detectar la salida o “punto” de los mismos, para evitar tener errores en los resultados en cuanto a la medición de las corrientes, sobre todo en sus ángulos de desfase y su posterior compensación angular.

Conexión de carga

Para la adquisición de corrientes por parte de los transformadores, es necesario la conexión de una carga balanceada, para que las corrientes sean similares y poder analizarlas de una manera más sencilla. La carga estará conectada en triángulo, teniendo

en cuenta a su vez que la corriente que circulará en cada foco será determinada por la ecuación (6), esta corriente deberá de ser menor a la corriente nominal del transformador para evitar sobrecargarlo y evitar daños.

$$I_{load} = \frac{P_{load}}{V_{load}} \quad (6)$$

La ecuación (7) muestra la corriente resultante obtenida al aplicar la ecuación anterior con valores de los elementos utilizados.

$$I_{load} = \frac{10 \text{ W}}{12 \text{ V}} = 0.833 \text{ A} \quad (7)$$

La conexión para la carga se la realizara como se representa en la figura 59 por medio de interruptores, debido a que la carga debe ser conectada únicamente cuando se necesite realizar la medición de corrientes, así como realizar pruebas de la protección diferencial en caso de fallas. La desconexión de la carga deberá ser únicamente en la primera parte de la adquisición de datos para determinar la conexión de los transformadores.

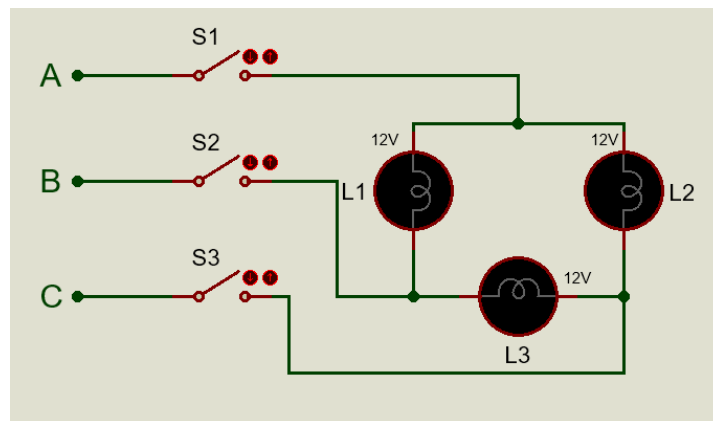


Figura. 59 Conexión del transformador con la carga por medio de interruptores.

Circuito de desconexión en caso de falla

Se utilizará un contactor trifásico que funcionará como accionamiento de protección del módulo, de tal manera que, frente a una operación anormal o falla, el contactor sea activado por una señal enviada por un relé hacia la su bobina del contactor, y por tanto se enclavaría, abriendo la circulación de voltaje del suministro de energía. Cabe mencionar que el circuito de protección contará con un suministro de energía independiente. La conexión de los componentes que actúan para la desconexión en caso de falla, se detalla en la figura 60.

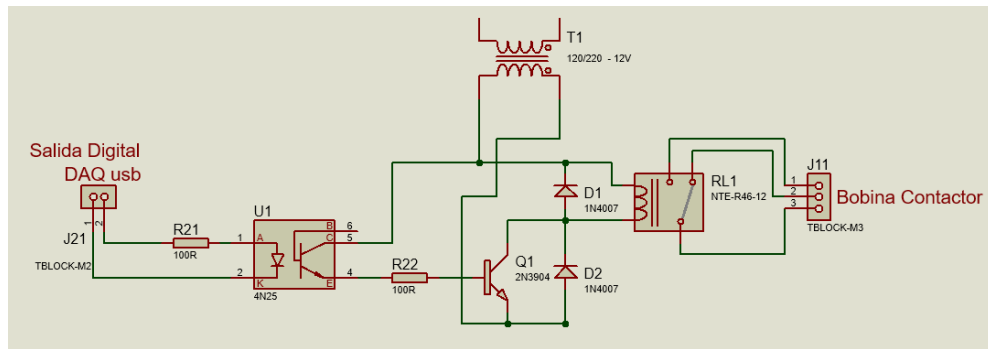


Figura. 60 Diagrama electrónico para activar contactor trifásico.

3.7 Diseño físico

Para el diseño físico del módulo se realizó primero en un software para determinar los espacios necesarios por todos los componentes, tomando en cuenta las medidas reales de elementos como transformadores, placas pcb, contactor, entre otros, estableciendo así la ubicación de todos estos en el módulo. La figura 61, hasta la figura 64 muestra el diseño del módulo visto desde distintas perspectivas.

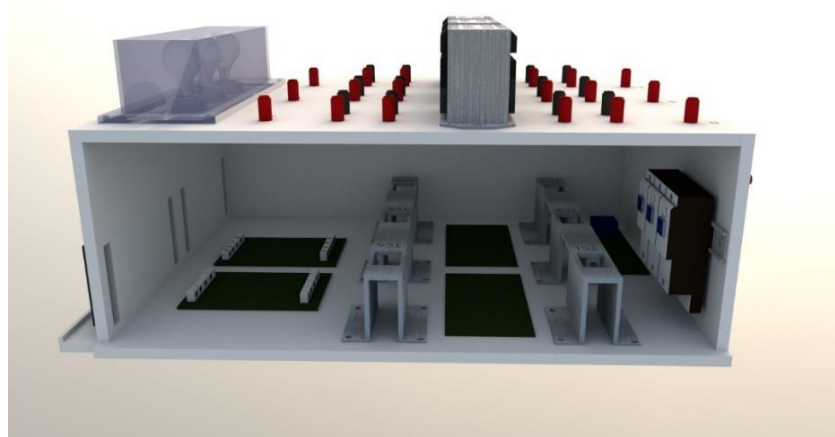


Figura. 61 Diseño del módulo, y ubicación de elementos, parte trasera.

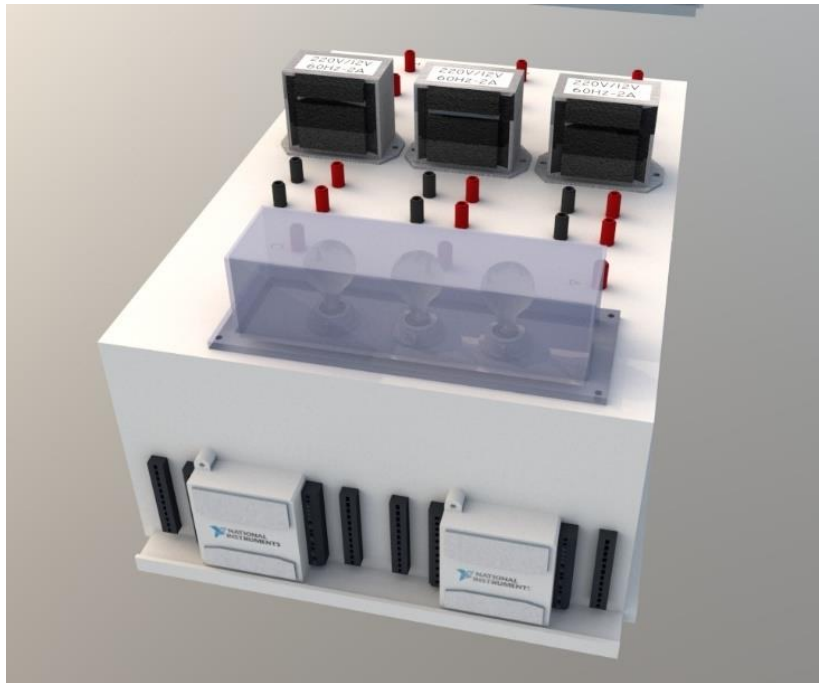


Figura. 62 Diseño del módulo, y ubicación de elementos, parte lateral izquierda.

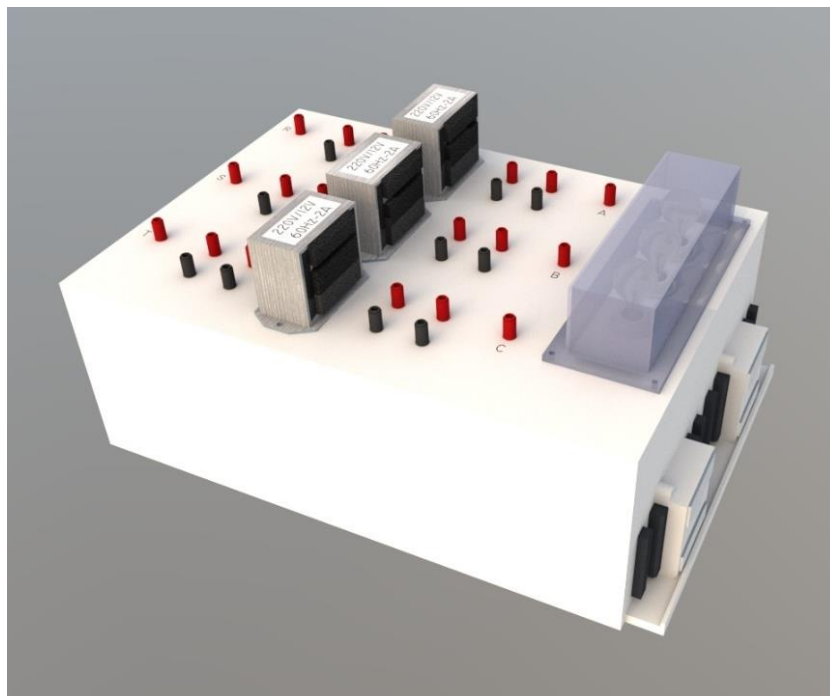


Figura. 63 Diseño del módulo, y ubicación de elementos, parte frontal.

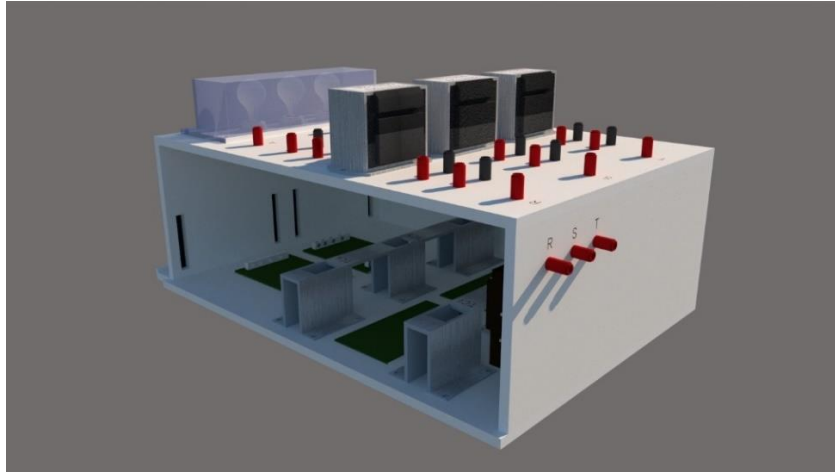


Figura. 64 Diseño del módulo, y ubicación de elementos, parte lateral derecha.

3.8 Placas para transformadores de corriente

La figura 65, muestra el diseño de las bases construidas para ubicar los transformadores de corriente dentro del módulo, debido a que es necesario preservar distancia entre cada uno para así evitar posibles disturbios en las lecturas de los parámetros eléctricos, así como mayor facilidad en su colocación, o reemplazo.

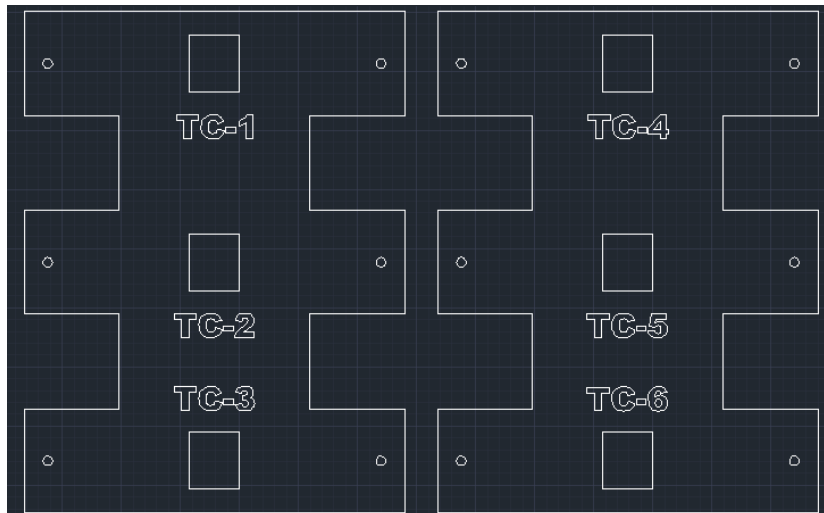


Figura. 65 Diseño de bases para TC's en AutoCAD.

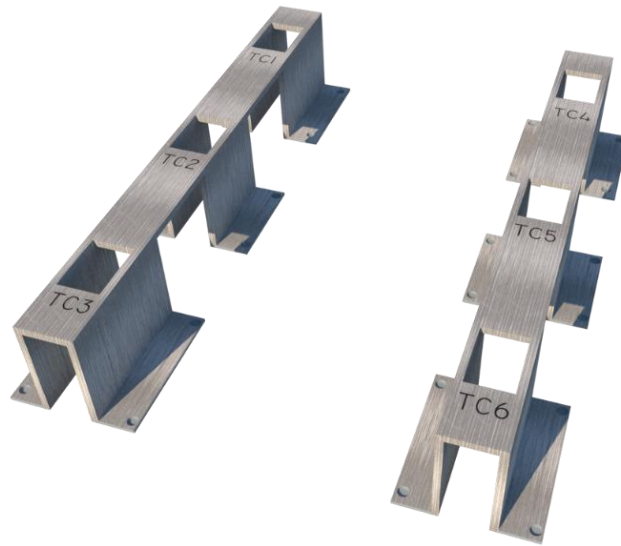


Figura. 66 Diseño de bases para TC's.

3.9 Diseño de placas electrónicas pcb

Placas PCB diseñados para circuitos de acondicionamiento control y protección:

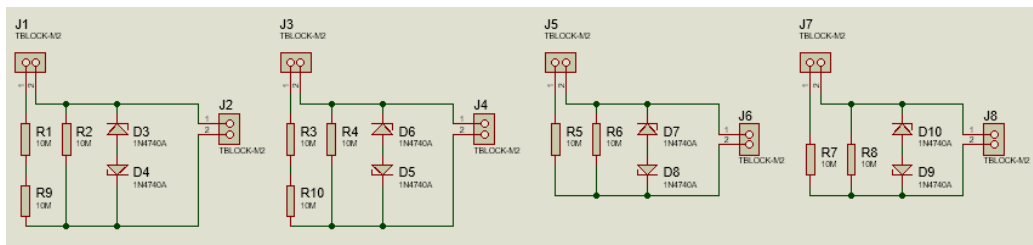


Figura. 67 Diseño de circuito de Acondicionamiento de Señal.

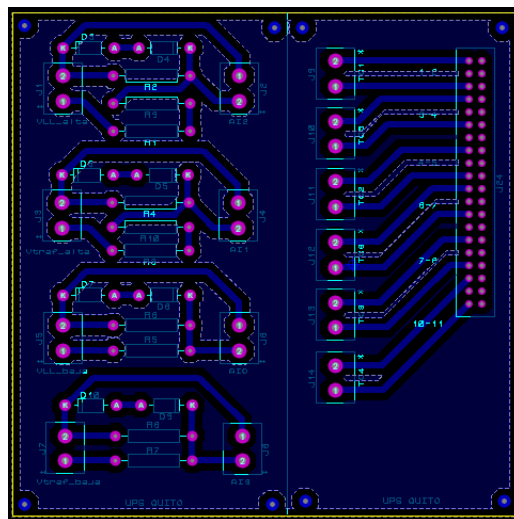


Figura. 68 Diseño de Placas PCB para circuito de Acondicionamiento de Señal.

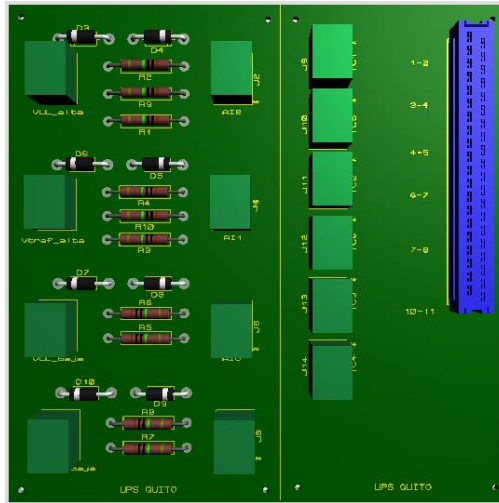


Figura. 69 Ubicación de Elementos en Placa de Circuito de Acondicionamiento de Señal.

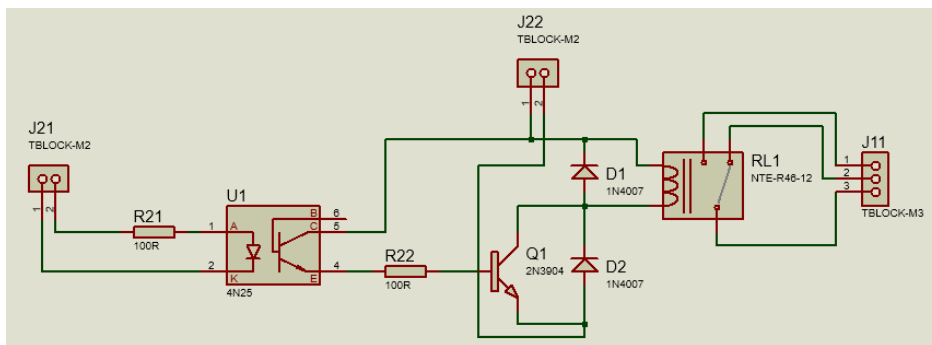


Figura. 70 Diseño de circuito de Activación de Protección.

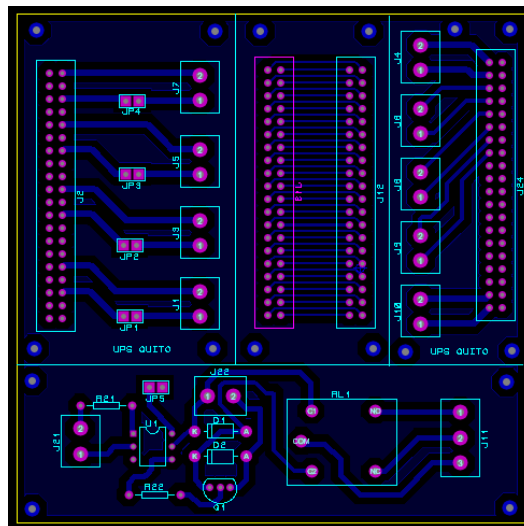


Figura. 71 Diseño de Placas del circuito de Activación de Protección.

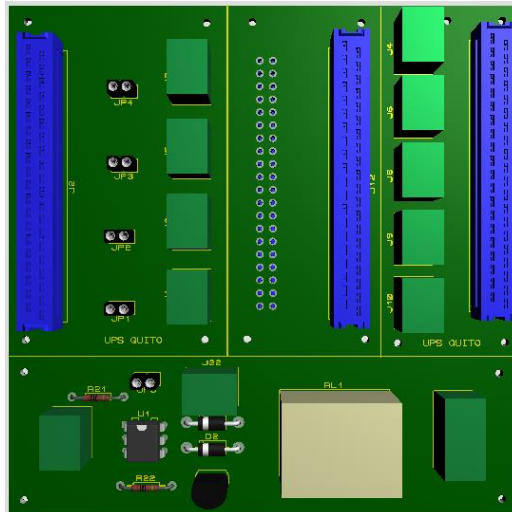


Figura. 72 Ubicación de elementos en Placa PCB.

3.10 Implementación y armado del módulo:

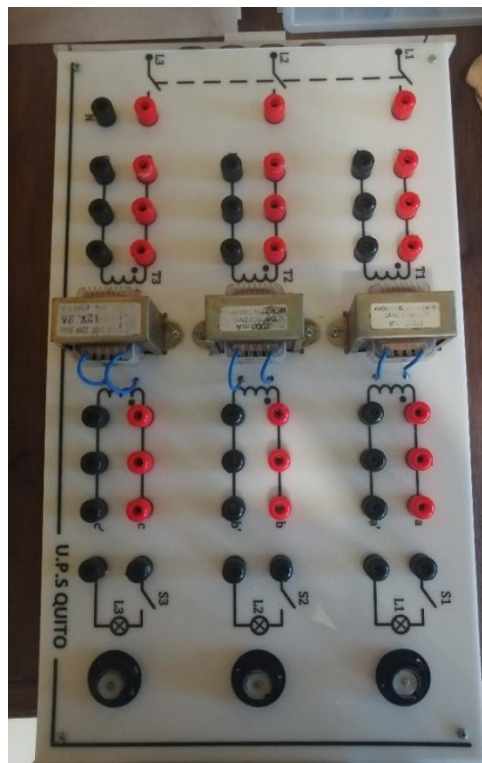


Figura. 73 Armado del panel superior del módulo.



Figura. 74 Circuito optoacoplador para activación de protección.

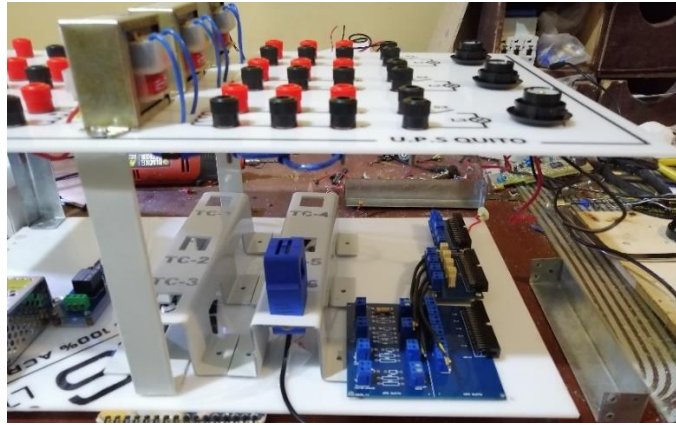


Figura. 75 Implementación de los elementos internos del módulo.

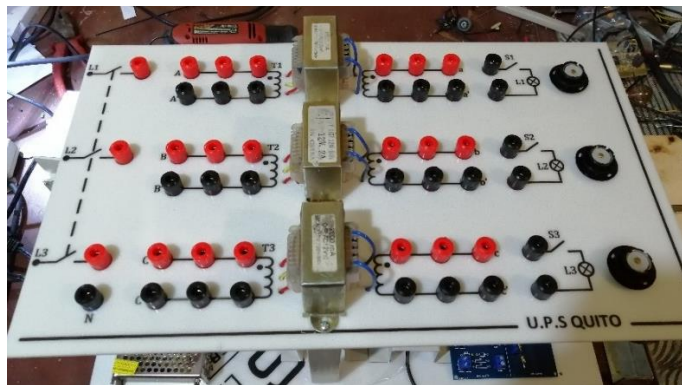


Figura. 76 Elementos instalados en la parte superior del módulo.



Figura. 77 Vista lateral Izquierda del módulo.



Figura. 78 Parte interna del módulo.

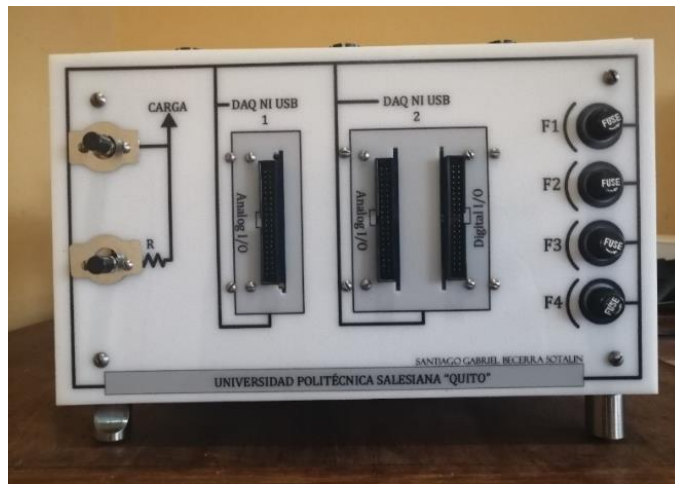


Figura. 79 Parte lateral derecha del módulo.

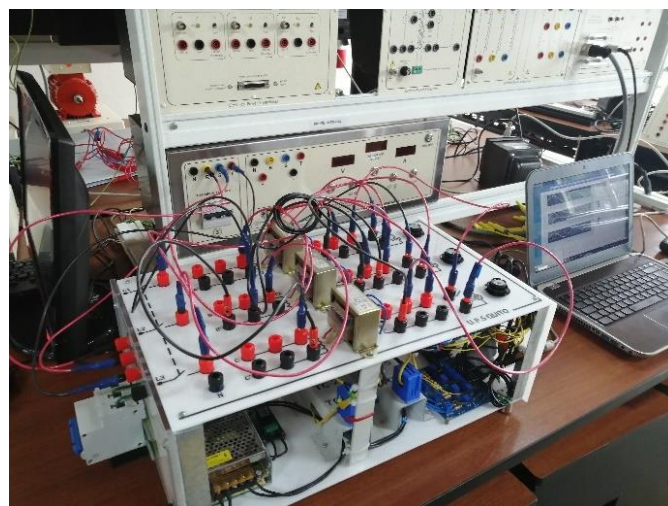


Figura. 80 Módulo armado y conectado en laboratorio para pruebas.

3.11 Método aplicado en la operación y funcionamiento como protección diferencial de transformadores

El presente proyecto técnico se basa en la operación en conjunto del módulo construido con la programación desarrollada en LabView enlazada al software multisim. Se estableció como base de funcionamiento un relé de protección diferencial porcentual, debido a que permite un mejor ajuste en su sensibilidad para la detección de fallas.

Una protección diferencial de transformadores requiere conocer primero el grupo de conexión del transformador a proteger. Las líneas de entrada al transformador tendrán un desfase de las líneas de salida del transformador, debido al grupo de conexión. Para determinar esto se adquieren voltajes entre líneas en el lado de bajo y alto voltaje, se adquiere también el voltaje que ingresa al bobinado del primer transformador, de manera que podamos hacer una comparación entre el voltaje línea a línea y el voltaje que ingresa al bobinado primario del primer transformador. De manera que se podrá saber el tipo de conexión en el lado primario como secundario, solo con la comparación de estos voltajes. Para la determinación del grupo vectorial perteneciente del banco de transformadores, se realiza la obtención de la forma de onda de las líneas R-S-T, estableciendo a la línea R como referencia. La medición del desfase de las líneas S-T se lo realiza por software, obtenido su magnitud como ángulo de desfase con respecto a R, y si dividimos su desfase para 30, encontraremos su grupo vectorial perteneciente el cual puede ser: 0, 1, 5, 7, 6, 11. Se debe tomar en cuenta que los ángulos deberán ser convertidos de tal manera que sean todos positivos o negativos para no tener dificultades en realizar operaciones generales más adelante.

La ventaja principal de emplear las tarjetas de adquisición “DAQ” para este módulo es que esta tarjeta permite la medición de una señal AC, por lo que solo es necesario realizar un acoplamiento de señal para no superar los niveles de voltaje admisibles por esta, con lo que facilita la adquisición de las señales de onda manteniendo todos sus parámetros originales como forma de onda, magnitud, frecuencia y ángulo de fase, los cuales son necesarios para realizar un análisis dentro de algún software. Para la medición de corrientes se utilizó transformadores de corrientes TC's, los cuales entregan una señal analógica de voltaje en su salida, por lo que se facilita nuevamente en la adquisición de parámetros como forma de onda, magnitud, frecuencia, y ángulo de desfase.

Estas corrientes tendrán que ser sometidas a una compensación debido al desfase producido por el grupo de conexión del banco de transformadores. Este inconveniente se puede solventar por medio de una compensación matemática dentro del software, por lo

que los transformadores de corriente no tendrán que ser conectados de diferente manera para cada tipo de conexión. La compensación matemática se la realiza mediante un análisis de corrientes, las cuales resultan en operaciones entre las corrientes de entrada, como se presenta en la figura 81.

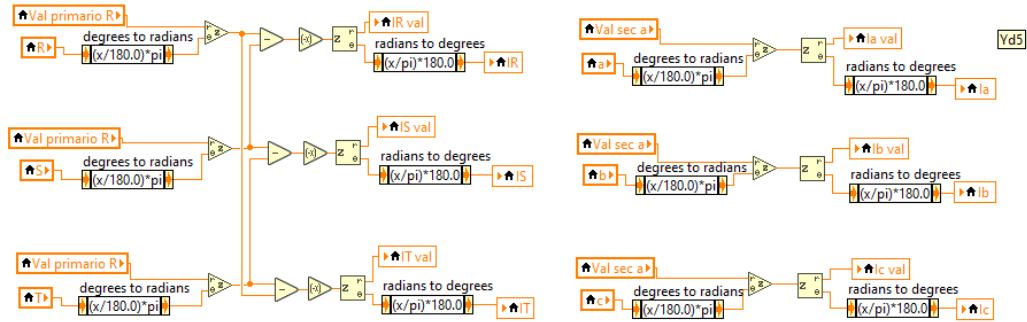


Figura. 81 Compensación matemática en LabView para una conexión Yd5.

Las ecuaciones (8) a la (10), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Yy6:

$$I_R \angle(\alpha + 180^\circ) \quad (8)$$

$$I_S \angle(\alpha + 180^\circ) \quad (9)$$

$$I_T \angle(\alpha + 180^\circ) \quad (10)$$

Las ecuaciones (11) a la (13), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Yd1:

$$I_R - I_T \quad (11)$$

$$I_S - I_R \quad (12)$$

$$I_T - I_S \quad (13)$$

Las ecuaciones (14) a la (16), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Yd5:

$$I_S - I_R \quad (14)$$

$$I_T - I_S \quad (15)$$

$$I_R - I_T \quad (16)$$

Las ecuaciones (17) a la (19), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Yd7:

$$I_T - I_R \quad (17)$$

$$I_R - I_S \quad (18)$$

$$I_S - I_T \quad (19)$$

Las ecuaciones (20) a la (22), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Yd11:

$$I_R - I_S \quad (20)$$

$$I_S - I_T \quad (21)$$

$$I_T - I_R \quad (22)$$

Las ecuaciones (23) a la (25), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Dd6:

$$I_S - I_R ; I_a - I_b \quad (23)$$

$$I_T - I_S ; I_b - I_c \quad (24)$$

$$I_R - I_T ; I_c - I_a \quad (25)$$

Las ecuaciones (26) a la (28), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Dy1:

$$I_a - I_b \quad (26)$$

$$I_b - I_c \quad (27)$$

$$I_c - I_a \quad (28)$$

Las ecuaciones (29) a la (31), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Dy5:

$$I_R \angle(\alpha + 180^\circ); I_a - I_c \quad (29)$$

$$I_S \angle(\alpha + 180^\circ); I_b - I_a \quad (30)$$

$$I_T \angle(\alpha + 180^\circ); I_c - I_b \quad (31)$$

Las ecuaciones (32) a la (34), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Dy7:

$$I_R \angle(\alpha + 180^\circ); I_a - I_b \quad (32)$$

$$I_S \angle(\alpha + 180^\circ); I_b - I_c \quad (33)$$

$$I_T \angle(\alpha + 180^\circ); I_c - I_a \quad (34)$$

Las ecuaciones (35) a la (37), muestran la compensación matemática que se hace para una conexión Dy11:

$$I_a - I_c \quad (35)$$

$$I_b - I_a \quad (36)$$

$$I_c - I_b \quad (37)$$

Con las corrientes adquiridas y compensadas matemáticamente, se puede realizar el cálculo para la selección de la pendiente “k” de operación del relé, tomando en cuenta que la selección de la pendiente de la recta dependerá del error de los elementos

utilizados, este error será la suma del margen de error, error en la relación de transformación en TC's, la clase del TC y el cambiador o taps del relé. La figura 82 muestra la gráfica que representa la caracterización del funcionamiento del relé, en la gráfica se podrá representar además la corriente diferencial y la corriente de restricción, si el punto se ubica sobre la recta, quiere decir que la diferencia de corrientes de entrada y salida del relé superan el margen de error y la corriente mínima de operación que se seleccionó por lo que el relé operará. Si se encuentra debajo de la recta quiere decir que se encuentra en condiciones normales de operación por lo que no se activará el relé.

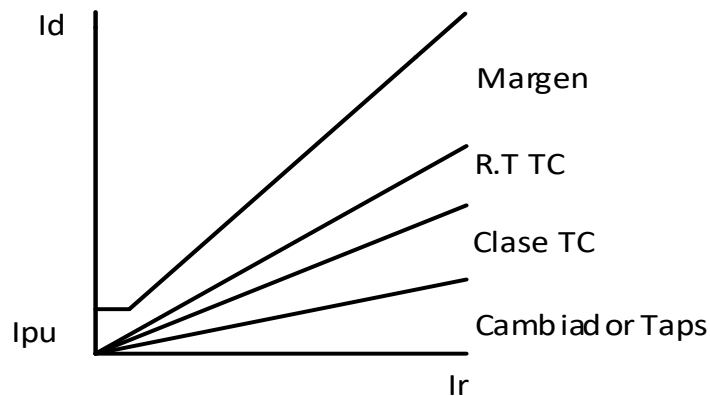


Figura. 82 Curva característica del relé diferencial porcentual de protección. [autor]

En donde la corriente diferencial “ I_d ”, puede ser obtenida por la ecuación (38), y la corriente de restricción “ I_r ” puede ser obtenida por la ecuación (39):

$$I_d = I_1 - I_2 \quad (38)$$

$$I_r = \frac{(I_1 + I_2)}{2} \quad (39)$$

Donde:

I_d : Corriente diferencial

I_r : Corriente de restricción

I_1 : Corriente de entrada del relé

I_2 : Corriente de salida del relé

Con la gráfica de la curva característica podemos conocer si el relé se activará o no, pero también se puede comprobar esto de manera matemática, de manera que se puede conocer

de manera precisa si tiene que operar o no. Para saber esto se tiene que cumplir la relación descrita por la ecuación (40), la cual describe si opera o no el relé.

$$I_d \geq (k * I_r) + I_{pickup} \quad (40)$$

Donde:

I_d : Corriente diferencial

k : Pendiente de operación

I_r : Corriente de restricción

I_{pickup} : Corriente mínima de operación

3.12 Presupuesto para la construcción del módulo

Tabla 3. Presupuesto Económico del módulo

Ítem	Nombre	Descripción	Precio Unitario (USD)	Cantidad	Precio Total (USD)
1	Placas de acrílico	Placas de acrílico para cobertura del módulo, corte e impresión	\$ 17.00	6	\$ 102.00
2	Placas de aluminio	Placas de metal y aluminio para soporte interior del módulo	\$ 1.50	6	\$ 9.00
3	Placas de Metal	Placas de metal para soporte de Tc's	\$ 7.00	2	\$ 14.00
4	Puntas soporte de base	Puntas tipo cilindro para soporte	\$ 1.25	6	\$ 7.50
5	Cable 14 awg	Conductor para conexión	\$ 0.25	6	\$ 1.50
6	Cable 16 awg	Conductor para conexión y construcción de cables banana.	\$ 0.25	12	\$ 3.00
7	Cable timbre	Conductor para conexión	\$ 0.22	6	\$ 1.32
8	Abrazaderas	Abrazaderas plástico	\$ 0.80	1	\$ 0.80
9	Pintura Spray	Pintura spray para elementos de metal	\$ 2.00	2	\$ 4.00
10	Contactador Trifásico	Contactador trifásico	\$ 18.00	1	\$ 18.00
11	Protección termomagnética trifásico	Protección termomagnética trifásico	\$ 22.00	1	\$ 22.00
12	Riel din	Riel din para soporte de contactor y breaker trifásico	\$ 3.00	1	\$ 3.00
13	Sensor Corriente	SCT-013 5A +/-1V	\$ 13.00	6	\$ 78.00
14	Fusible	Fusibles 0.5 A	\$ 0.30	6	\$ 1.80
15	Placas PCB	Placas electrónicas de PCB de 10x10cm	\$ 11.00	2	\$ 22.00
16	Porta fusibles	Porta fusibles	\$ 0.40	6	\$ 2.40
17	Fuente de poder	Fuente de poder 100-240V a 12V 5A	\$ 7.00	1	\$ 7.00
18	Transformador	Monofásico 110/220 V a 12V 2A	\$ 9.90	3	\$ 29.70
19	Borneras bananas hembra	-	\$ 0.20	51	\$ 10.20

Ítem	Nombre	Descripción	Precio Unitario (USD)	Cantidad	Precio Total (USD)
20	Base para foco 12v	-	\$ 0.80	3	\$ 2.40
21	Relé 12v	-	\$ 0.45	1	\$ 0.45
22	Foco 12v 21w	-	\$ 0.40	3	\$ 1.20
23	Conector IDE macho 40 pines	-	\$ 1.25	12	\$ 15.00
24	Conector IDE hembra 40 pines	-	\$ 1.20	9	\$ 10.80
25	Cable IDE 40 pines	-	\$ 1.20	3	\$ 3.60
26	Cable puente 10 cm macho - hembra	-	\$ 1.10	4	\$ 4.40
27	Tubo termo retráctil	-	\$ 0.70	4	\$ 2.80
28	Terminal redondo 16-14 awg	-	\$ 0.14	40	\$ 5.60
29	Borneras 2 polos	-	\$ 0.24	25	\$ 6.00
30	Resistencias	1 watt	\$ 0.04	12	\$ 0.48
31	Diodo Zener	-	\$ 0.04	10	\$ 0.40
32	Optoacoplador	4n-25	\$ 0.35	1	\$ 0.35
33	Puntas tipo banana macho	-	\$ 0.15	30	\$ 4.50
Subtotal					\$ 395.20

Elaborado por Autor

CAPÍTULO IV

MANUAL

- Preparación previa

Comprobar el funcionamiento del abastecimiento de energía eléctrica, verificando que los niveles de voltaje sean correctos, se debe de comprobar los niveles de tensión en cada una de las fases de la fuente trifásica, así como el funcionamiento de su protección.

Antes de realizar cualquier conexión, verificar el estado de todos los conductores a emplear en la conexión de todos los elementos del módulo.

Comprobar el estado de los fusibles antes de operar el módulo.

Para poder realizar cualquier conexión del módulo, se debe comprobar que la fuente de energía este desenergizado, como medida de seguridad.

- Conexiones previas al encendido del módulo

Se debe realizar la conexión de los transformadores antes de alimentar el módulo para poder continuar con el resto de mediciones.

La conexión entre el módulo y las tarjetas de adquisición se lo debe de hacer mediante los conductores, comprobando el orden de conexión en las entradas de la “DAQ” tarjeta de adquisición según el manual.

Configurar las tarjetas “DAQ”, comprobando además que coincida los nombres con los que ya se encuentran denominados dentro de la programación. La configuración de las tarjetas de adquisición se las debe de realizar con el software “NI MAX”, el cual viene instalado junto con LabView.

Una vez abierto el programa, se deberá de renombrar a las tarjetas de adquisición de la siguiente manera:

“Dev3”, para la primera tarjeta de adquisición, encargada de la lectura de voltajes, por lo que estará configurada como modo diferencial.

“Dev4”, para la segunda tarjeta de adquisición, encargada para la lectura de los parámetros enviados por los TC’s, esta tarjeta estará configurada como RSE.

La configuración de las tarjetas DAQ USB deben resultar como se muestra en la figura 83, y guardando los cambios realizados antes de salir del programa.

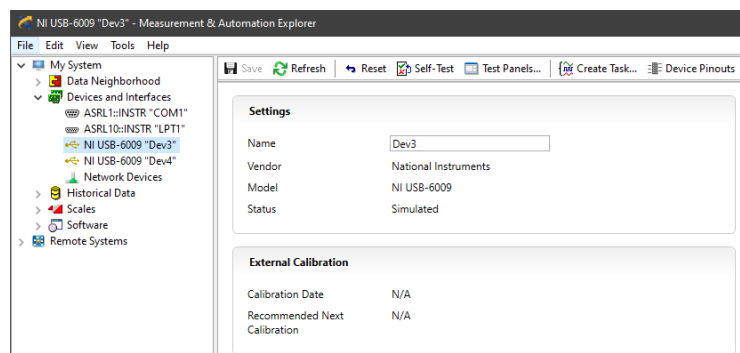


Figura. 83 Pantalla de configuración de las DAQ, dentro del software “NI MAX”.

- **Conexión de las tarjetas DAQ NI USB 6009**

Las tarjetas de adquisición de datos permitirán establecer una comunicación con el módulo, mediante la utilización de un cable plano para conector tipo IDE de 40 pines, el cual será conectado en el conector que dispone el módulo en su lateral derecho. La conexión física que se debe de realizar se muestra en la figura 84 para la tarjeta de adquisición uno y la figura 85 para la tarjeta de adquisición dos.

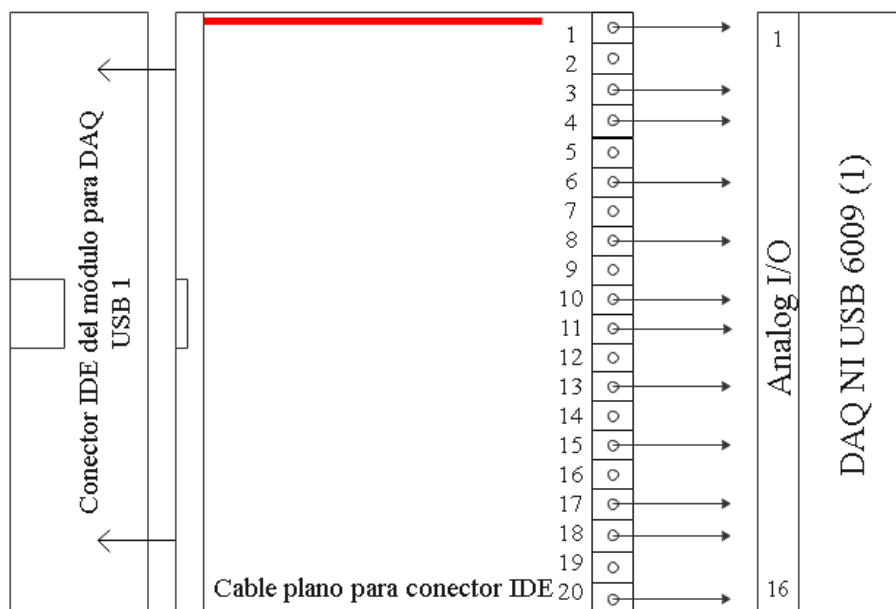


Figura. 84 Conexión entre módulo y la primera tarjeta de adquisición de datos.

Para la primera tarjeta DAQ usb se tendrá la siguiente conexión con el conector del cable IDE:

Tabla 4. Conexión de la DAQ USB 1 con el cable IDE

Pin del cable IDE	Pin de DAQ
1	1
3	2
4	4
6	5
8	7
10	8
11	10
13	11
15	3
17	4
18	6
20	7

Elaborado por Autor

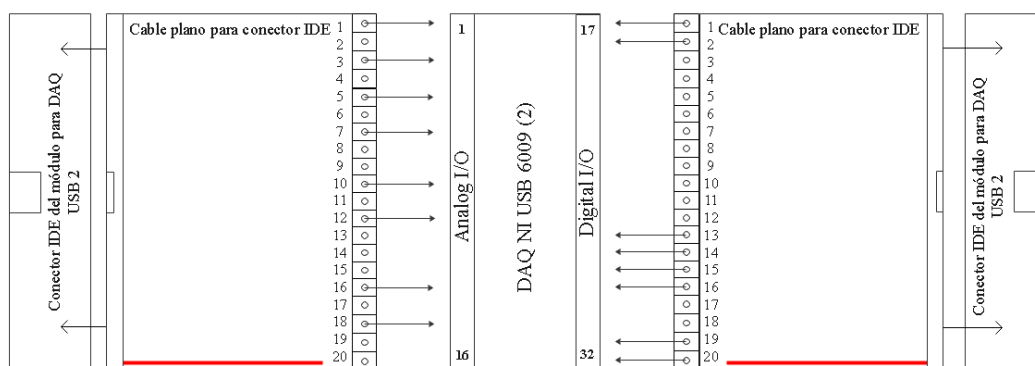


Figura. 85 Conexión entre módulo y la segunda tarjeta de adquisición de datos.

Para la segunda DAQ usb se tendrá la siguiente conexión con los conectores de los cables IDE:

Tabla 5. Conexión de la DAQ USB 2 con los cables tipo IDE

E/S Analógica		E/S Analógica	
Pin del cable IDE	Pin de DAQ	Pin del cable IDE	Pin de DAQ
1	11	1	16
3	12	2	17
5	2	13	25
7	3	14	26
10	5	15	27
12	6	16	28
16	8	-	-
18	9	-	-

Elaborado por Autor

Conexiones del banco de transformadores

Las conexiones disponibles que se pueden realizar en el banco de transformadores, se muestran en el Anexo 1, y se deberá de comprobar cada conexión realizada antes de su energización.

Operación del módulo

Una vez realizados los pasos descritos en la preparación para la operación del módulo, se procederá con el funcionamiento del software.

Se inicializa el programa, abriendo el archivo denominado “pantalla_inicio”.

Se realiza el tipo conexión requerido para el banco de transformadores, verificando que la fuente se encuentre desenergizado.

Una vez inicializado el programa, se puede encender el módulo con todas las conexiones previamente comprobadas.

Dentro de la interfaz del programa, primero se seleccionará la opción “Medición de Transformadores”, la cual abrirá una nueva ventana. En esta primera etapa, el programa permite determinar el grupo de conexión utilizado en el banco de transformadores, esto es posible mediante una primera medición de diversos parámetros eléctricos. Para la medición en esta primera etapa, es necesario que la medición se la realice sin conexión de la carga.



Figura. 86 Pantalla para la medición de parámetros de Transformadores.

Una vez encendido el módulo se comprueba que coincida el grupo de conexiones en pantalla con el realizado en los transformadores, para regresar a la pantalla principal, se debe presionar el botón “salir”. De esta manera los datos se almacenarán dentro de la

interfaz de la pantalla principal, almacenados como variables globales los cuales servirán para el resto de operaciones necesarias en las etapas posteriores de su funcionamiento.

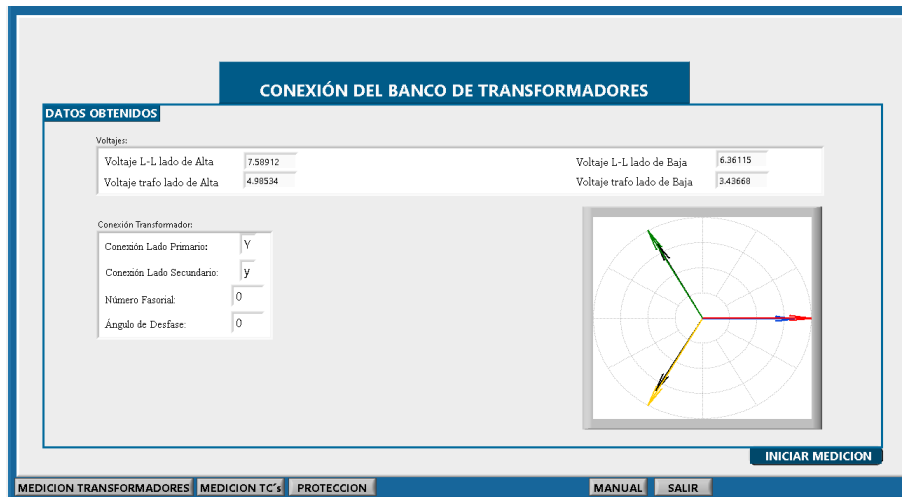


Figura. 87 Parámetros obtenidos en la medición del banco de transformadores.

Una vez obtenido el grupo de conexiones del transformador, ingresamos a la segunda etapa, la cual consiste en la medición de parámetros por los TC's. Para esto seleccionamos la opción "Medición TC's", y seleccionamos "Iniciar medición", la cual abrirá una nueva pestaña.



Figura. 88 Medición de Parámetros por medio de los TC's.

Una vez seleccionada la opción dentro del programa, primero debemos conectar la carga presionando el primer pulsador. Presionado el pulsador, se comprueba el funcionamiento de las tres luminarias, esto es necesario debido a que necesitamos el funcionamiento de la carga para poder obtener una medición de corrientes que circulen por los transformadores de corriente.

Una vez comprobado que, al encender la carga, el software adquirió los parámetros que se muestran en el programa, seleccionamos la opción “salir”, de esta manera nuevamente almacenamos los datos obtenidos y los muestra en la pantalla principal.

Terminado esta medición se puede pasar a la siguiente etapa, la cuál es la de calcular el “Error Acumulativo”.

En esta pantalla se puede seleccionar la posición más adecuada del relé, de manera que se busque reducir al máximo el error acumulativo, por medio del cálculo del porcentaje de error “Id”. Una vez seleccionado las posiciones del relé, podemos seleccionar la opción salir, y así almacenar nuevamente la información.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL

1. ADQUISICIÓN DE DATOS

I Primario: 5 TC Conexión Primario:

I Secundario: 5 TC Conexión Secundario:

Ángulos de fase en Banco de Transformadores

R	0	a	0
S	0	b	0
T	0	c	0

Compensación de Corrientes por Conexión de Transformadores de Corriente:

Corriente Is1: TC s primario hacia relevisor		Corriente Is2: TC s secundario hacia relevisor	
IR val	IR	Ia val	Ia
IS val	IS	Ib val	Ib
IT val	IT	Ic val	Ic

2. POSICIONES DE TAPS DEL RELÉ

LADO DE ALTO VOLTAJE

LADO DE BAJO VOLTAJE

Corriente TC Primario / Posición Relé 1 = Is1

5 / 5 = 0

Corriente TC Secundario / Posición Relé 2 = Is2

5 / 5 = 0

3. CORRIENTES EN BOBINAS DE RESTRICCIÓN Y OPERACIÓN

Is_R: 0 0

Is_S: 0 0

Is_T: 0 0

Is_a: 0 0

Is_b: 0 0

Is_c: 0 0

Diagrama de bobinas de restricción (NR1, NR2) y operación (Id, NOP).

$Id_1 = (Is_R - Is_a) = 0$

$Id_2 = (Is_S - Is_b) = 0$

$Id_3 = (Is_T - Is_c) = 0$

Sumatoria de las corrientes: 0 0

4. ERROR DEL RELÉ Y ERROR ACUMULADO

Promedio: 0

$(Is1 - Is2) * 100 = 0 = \text{Error Id [\%]}$ "Porcentaje de Error por el Relé"

Error Acumulado

Margen de error - Tap changer - Clase Tc - Error Relé = Error acumulado

5 % + 5 % + 5 % + 0 = 0 %

5. MARGEN DE SENSIBILIDAD PARA OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN

Porcentaje Nominal: 25 30 35 40 45 50 [%]

Margen de Sensibilidad = Porcentaje nominal relé [%] - Error Acumulado [%]

Margen de Sensibilidad = 0 [%] - 0 [%]

Margen de Sensibilidad = 0 [%]

SELECCIONAR POSICIÓN

MENU PRINCIPAL

Figura. 89 Selección de la posición más adecuada para el relé.

Una vez realizadas todas las etapas anteriores, podemos revisar todos los parámetros obtenidos en modo resumen en las pantallas principales, de manera que puedan ser usados para otros análisis.

Detección de una falla interna

Para realizar la detección de una falla, se deberá de caracterizar los parámetros de funcionamiento del relé en condiciones normales de operación, determinando así el

margen de error y la pendiente de operación, para ser usados de base en caso de una diferencia de corrientes en la medición.

Para la comprobación de la activación en caso de una falla interna, vamos a la opción falla, y seleccionamos en “iniciar”, una vez en esta nueva pantalla, activaremos la carga. Una vez activado, la corriente de carga aumentara, de tal manera que las corrientes medidas por los transformadores de corriente no serán iguales, enviando una señal para la desconexión del módulo. Actuando de la misma manera que un relé de protección diferencial de transformadores.

La sensibilidad de la protección diferencial será directamente proporcional al porcentaje de margen de error seleccionado y a nuestra pendiente de operación.

Para reiniciar el funcionamiento, primero debemos desactivar el pulsador de la falla, para que de esta manera no se desactive el módulo por el accionamiento de la protección.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se pretende exponer los resultados obtenidos en la mayoría de casos que puede existir, dependiendo del grupo de conexiones del transformador, y mostrar una comparación con resultados que se esperarían tomando en cuenta la parte teórica, es decir se compararán los datos teóricos con datos reales.

Este tipo de análisis es primordial en el caso del uso de módulos prácticos, debido a que permiten conocer de mejor manera el funcionamiento de todos los elementos que lo conforman, así como determinar las ventajas y desventajas que presenta.

Resultados obtenidos para los grupos de conexiones del transformador:

- Conexión Yy0:

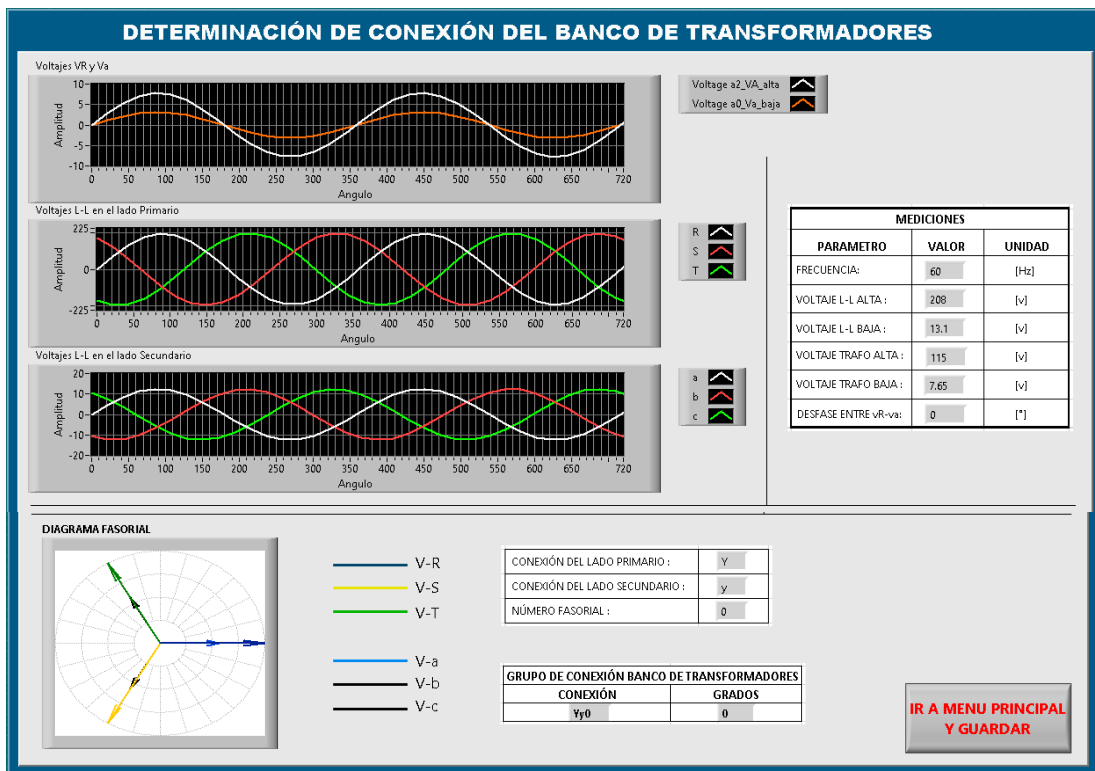


Figura. 90 Resultados obtenidos para una conexión Yy0.

- Conexión Yy6:

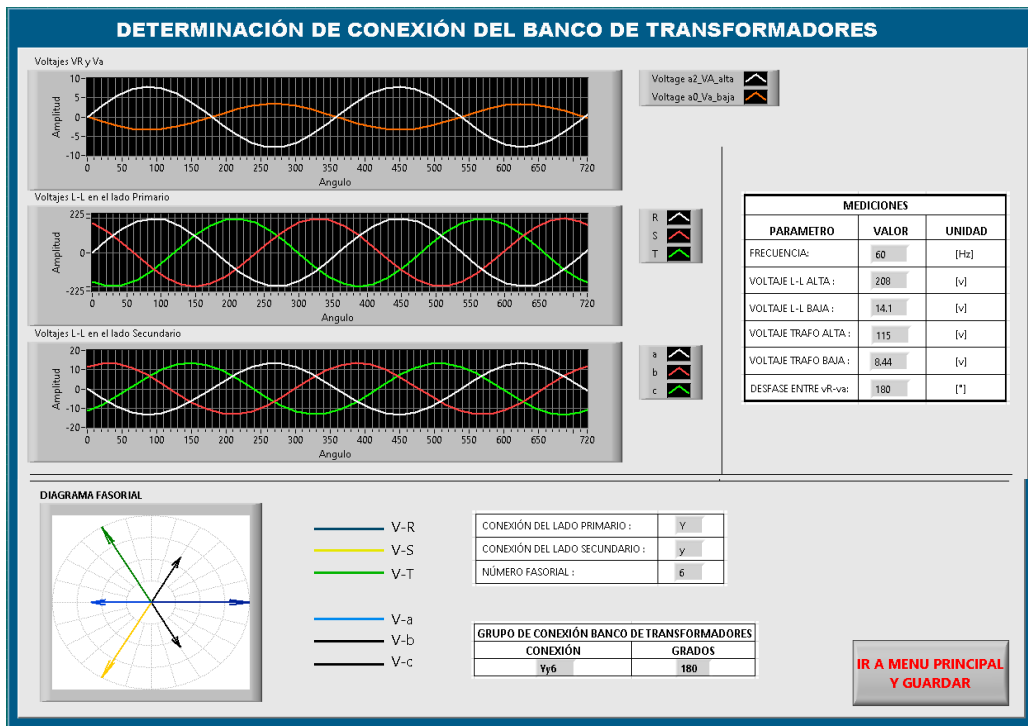


Figura. 91 Resultados obtenidos para una conexión Yy6.

- Conexión Yd1:

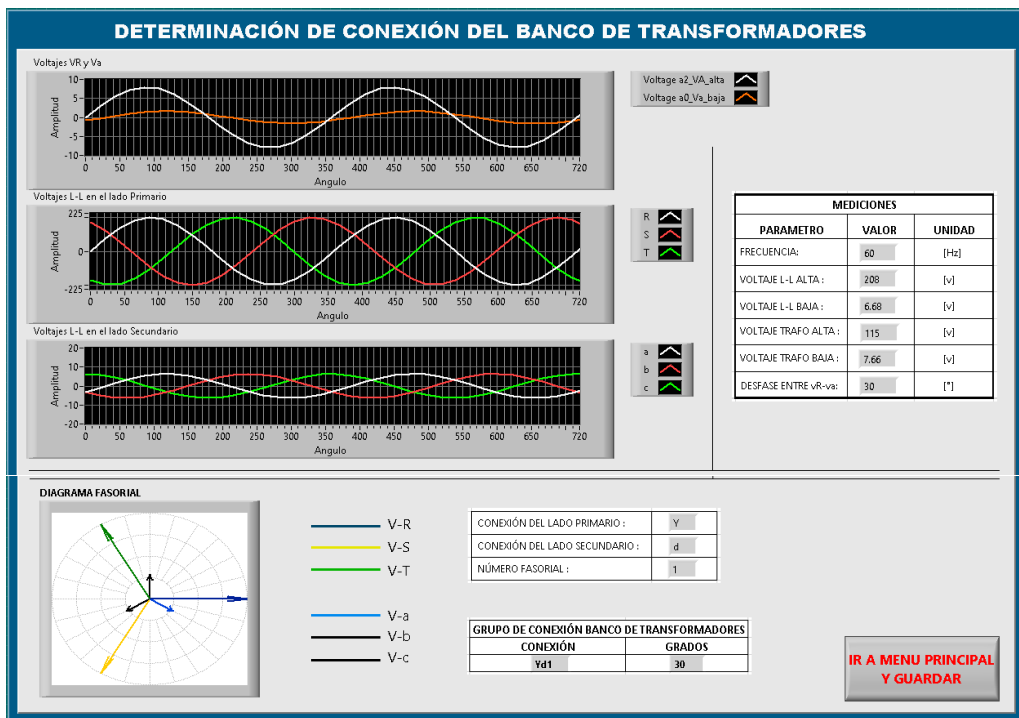


Figura. 92 Resultados obtenidos para una conexión Yd1.

- Conexión Yd7:

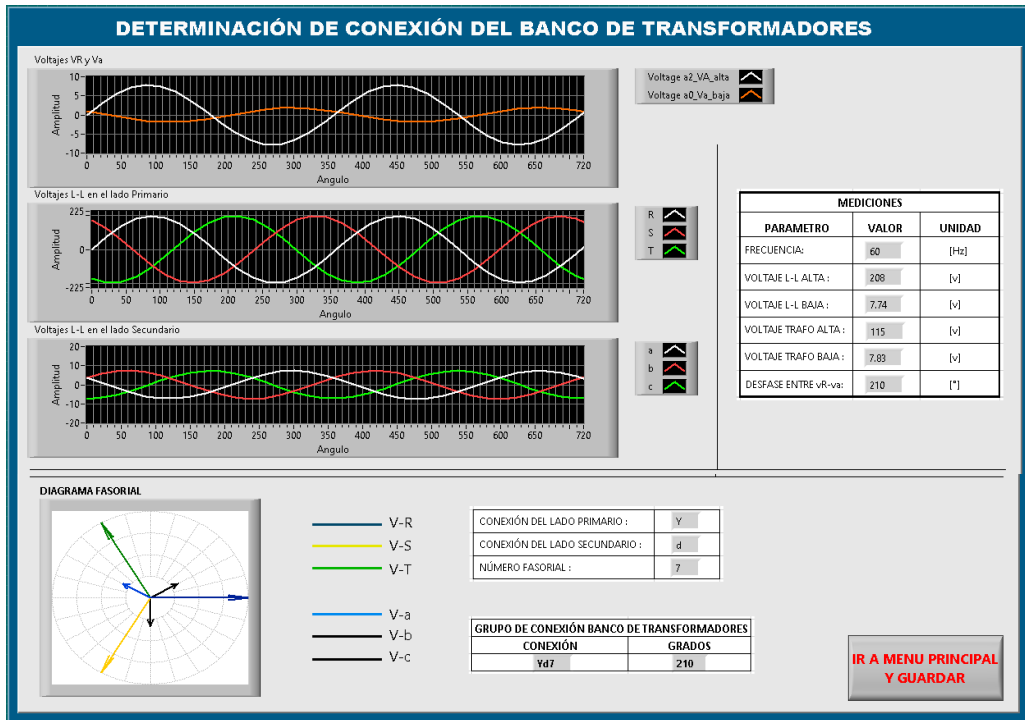


Figura. 93 Resultados obtenidos para una conexión Yd7.

- Conexión Yd5:

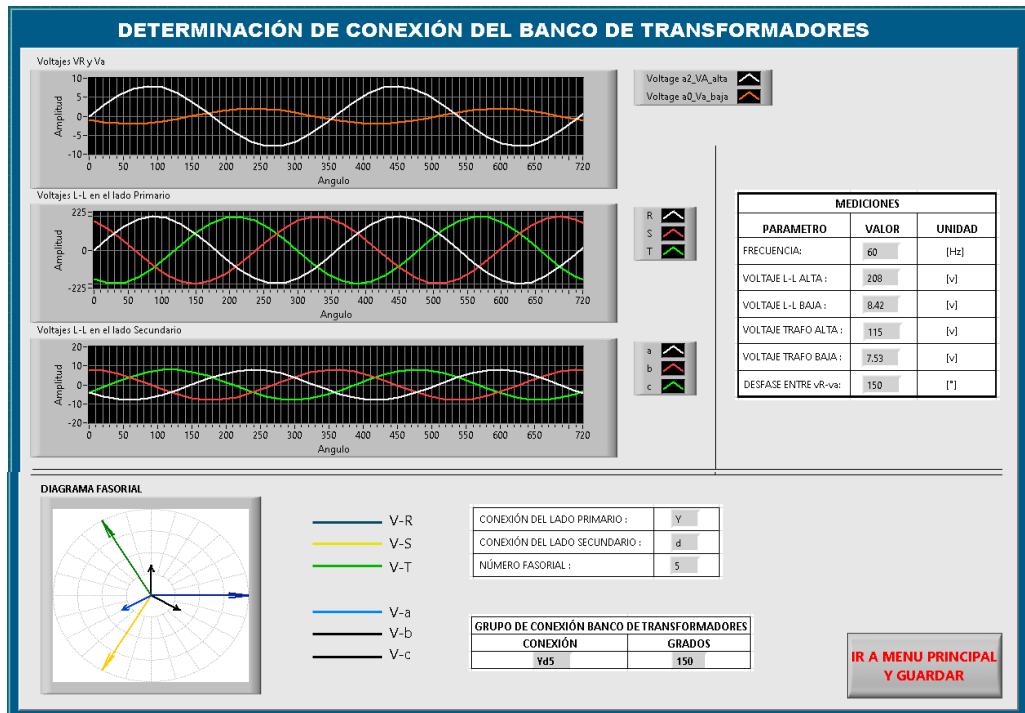


Figura. 94 Resultados obtenidos para una conexión Yd5.

- Conexión Yd11:

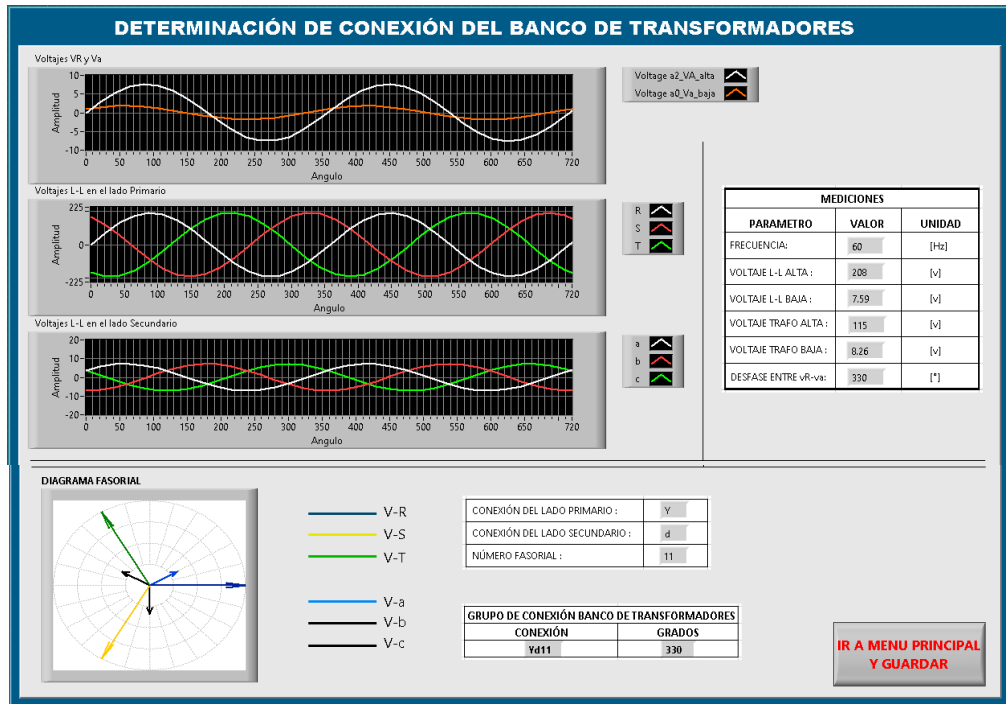


Figura. 95 Resultados obtenidos para una conexión Yd11.

- Conexión Dd0:

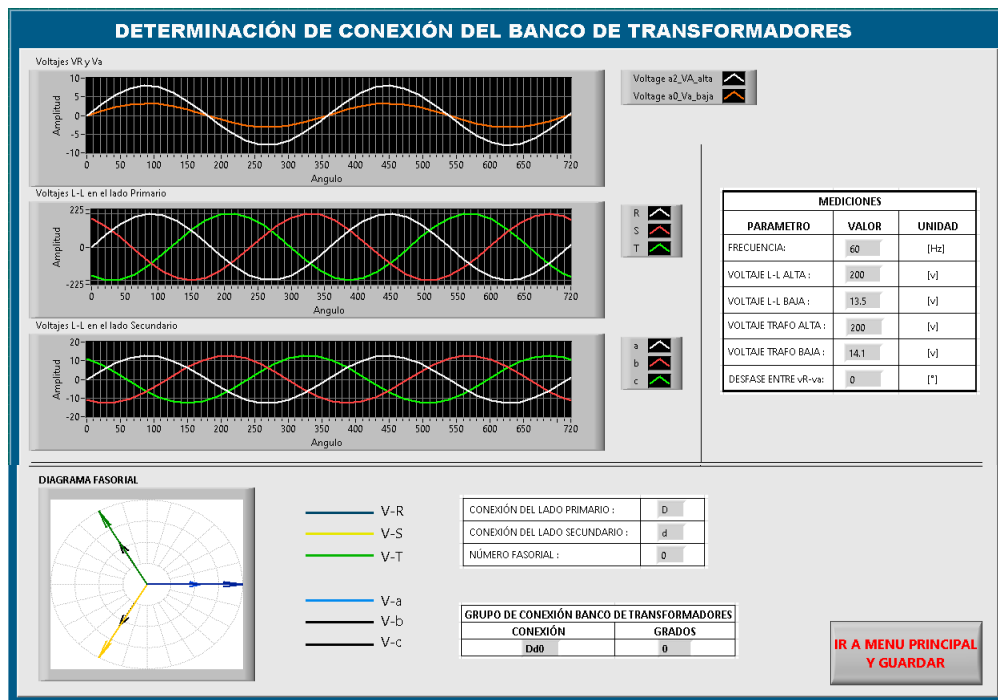


Figura. 96 Resultados obtenidos para una conexión Dd0.

- Conexión Dd6:

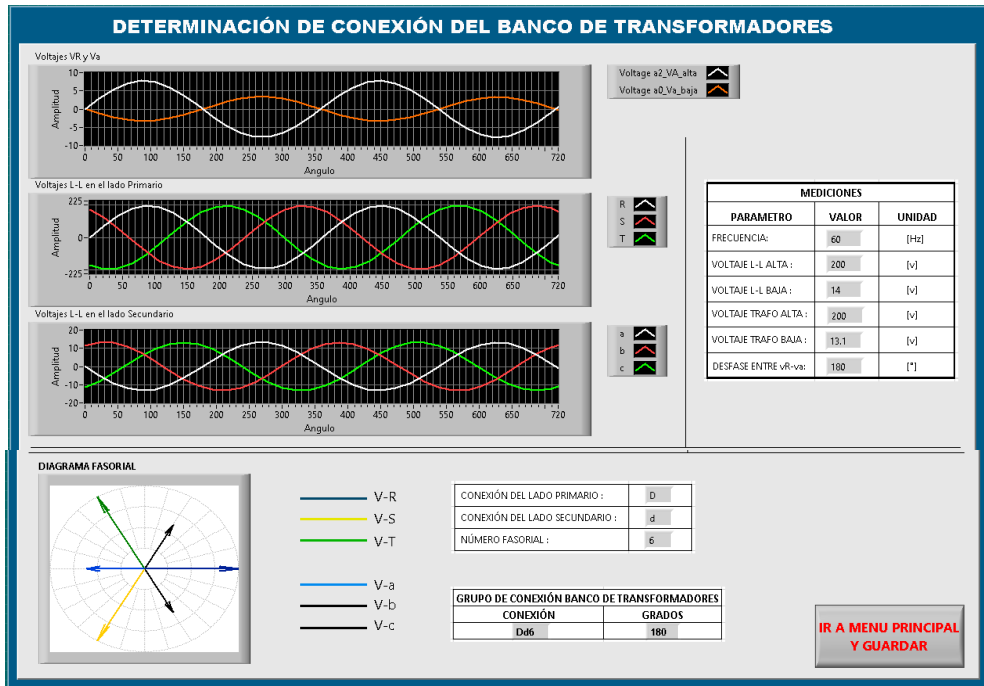


Figura. 97 Resultados obtenidos para una conexión Dd6.

- Conexión Dy1:

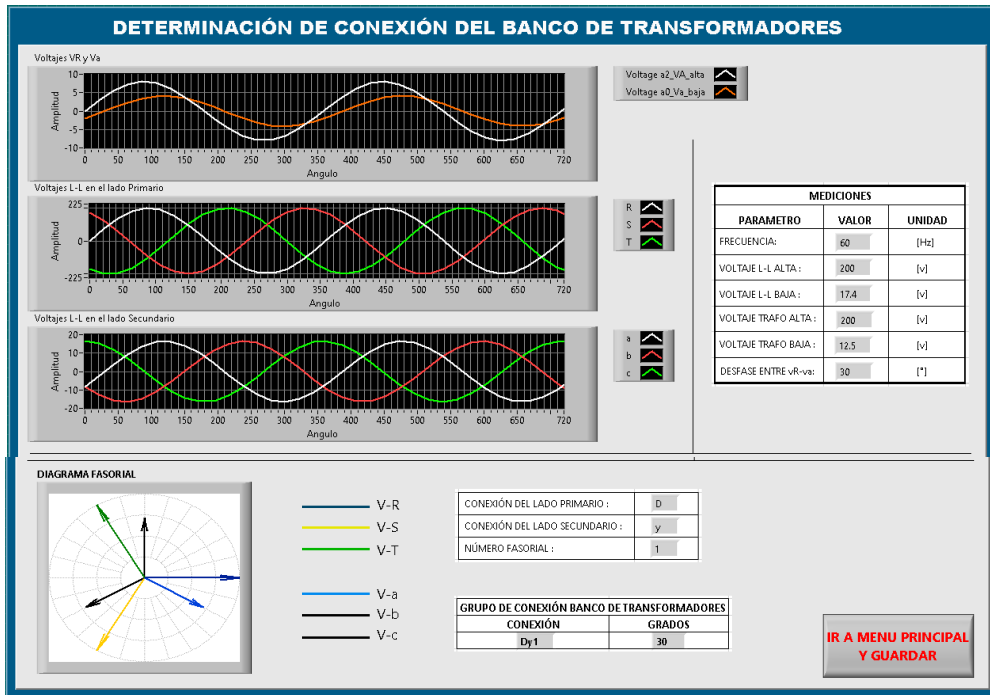


Figura. 98 Resultados obtenidos para una conexión Dy1.

- Conexión Dy7:

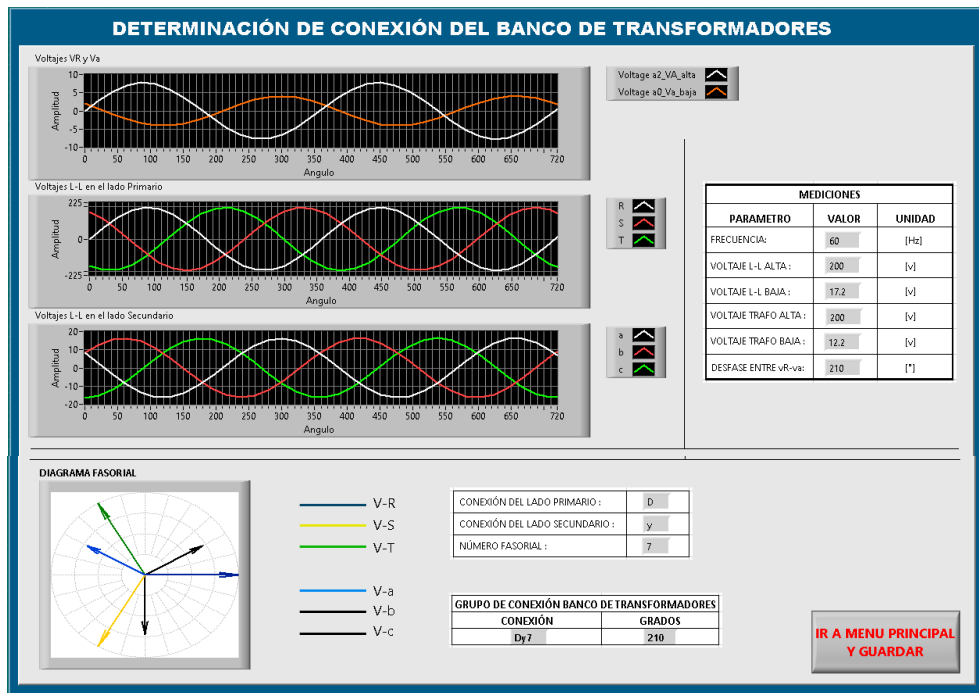


Figura. 99 Resultados obtenidos para una conexión Dy7.

- Conexión Dy5:

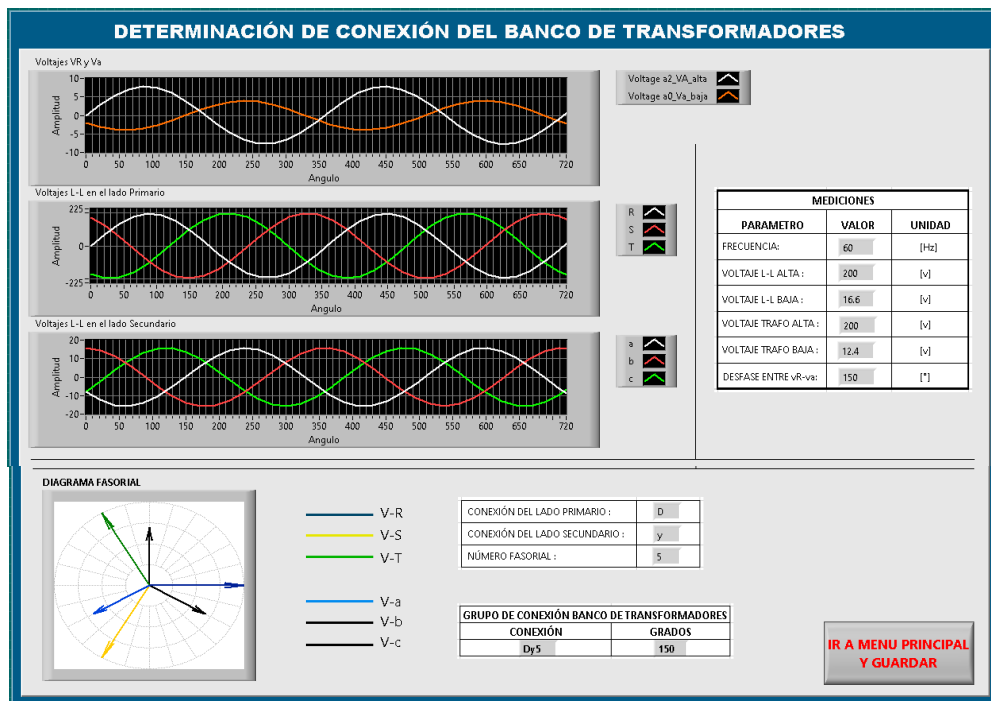


Figura. 100 Resultados obtenidos para una conexión Dy5.

- Conexión Dy11:

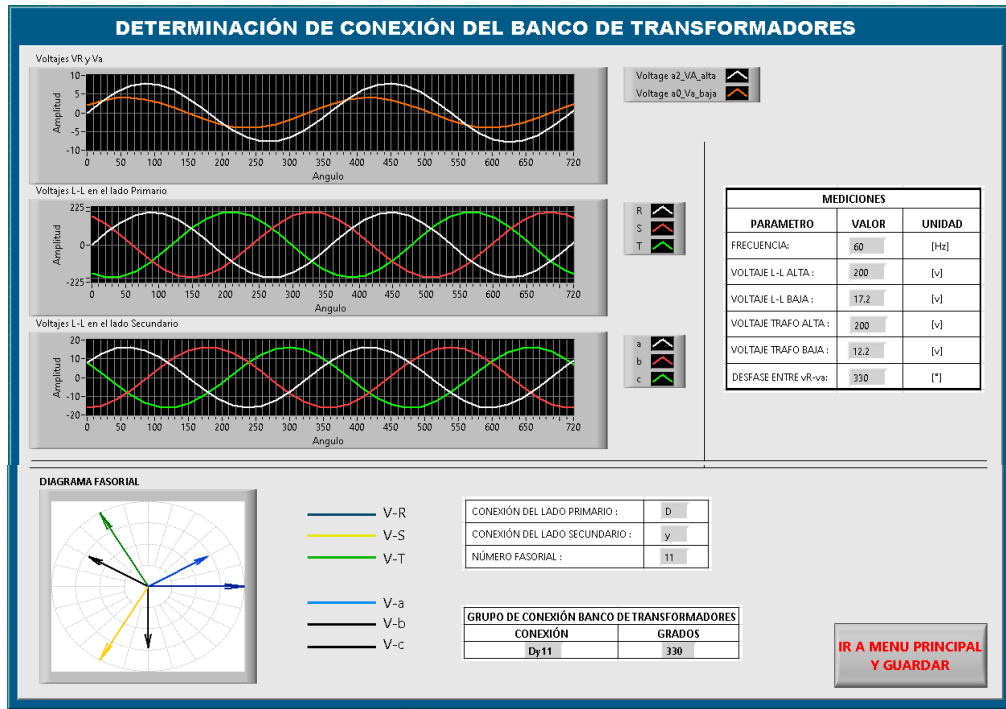


Figura. 101 Resultados obtenidos para una conexión Dy11.

Resultados obtenidos de la medición de parámetros obtenidos por los transformadores de corriente para una conexión Yy0:

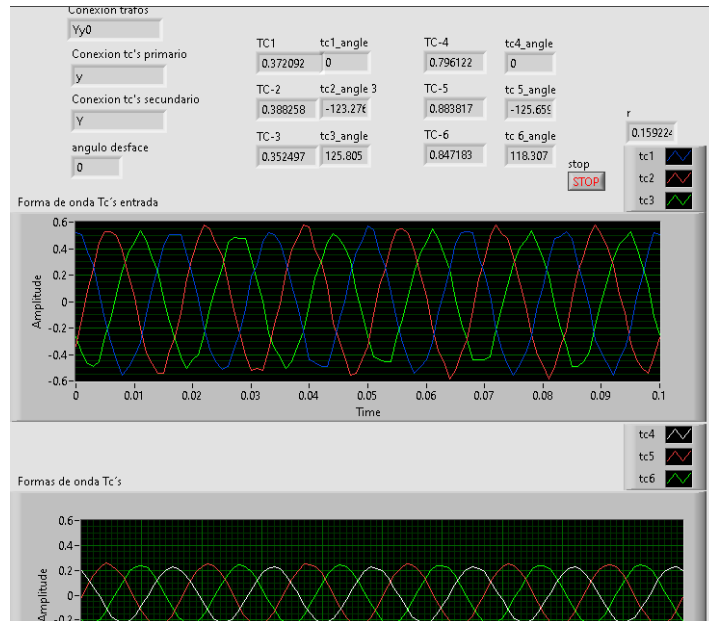


Figura. 102 Parámetros obtenidos por TC's para una conexión Yy0.

La figura 103 muestra el cálculo de nuestra corriente diferencial “Id” y la corriente de restricción “Ir”. Según la caracterización de nuestro relé, podemos calcular los errores de nuestras mediciones debido a la precisión de los elementos de medida, además de podemos realizar de manera matemática la compensación de las corrientes debido al desfase producido por el grupo de conexión de nuestro banco de transformadores.



Figura. 103 Selección de la posición del relé y margen de error obtenido para una conexión Yy0.

La figura 104, muestra un resumen de los parámetros obtenidos a partir de la caracterización de nuestros transformadores de corriente y del relé de protección.

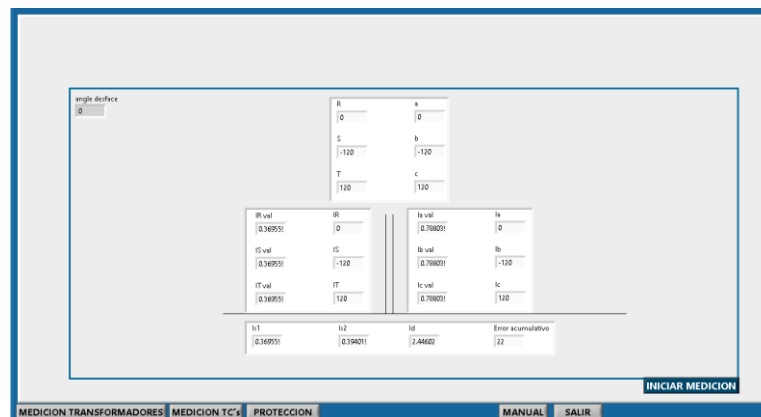


Figura. 104 Resumen de Resultados obtenidos en la pantalla de Protección.

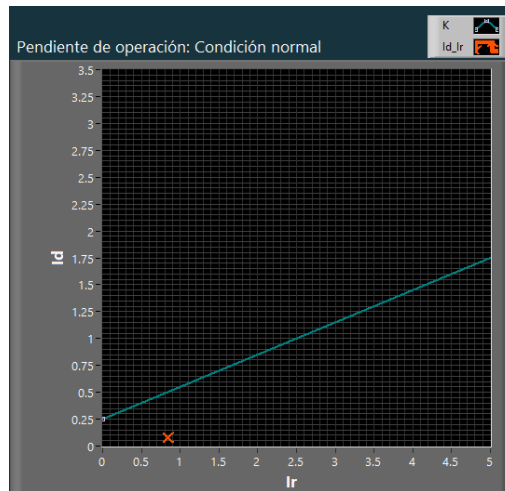


Figura. 105 Recta de operación característica para el relé de protección.

Con estos datos, podemos realizar el cálculo de nuestra corriente diferencial y nuestra corriente de restricción, y poder seleccionar a su vez el margen de error de operación del relé, con todo esto nuestro relé de protección estaría finalmente caracterizado para operar en condiciones normales. En la figura 105 se muestra su pendiente de operación que está determinada por todos los parámetros seleccionados anteriormente. Esta pendiente será la suma de todos los errores asociados a las mediciones con un margen de error que seleccionamos nosotros dependiendo de la sensibilidad que queremos que opere nuestra protección.

Por medio de esta gráfica podemos determinar si nuestro circuito se encuentra o no en condiciones de falla, y por ende enviar una señal hacia nuestra tarjeta de adquisición de datos para activar nuestro contactor y desconectar nuestro circuito del sistema eléctrico, cumpliendo con la función de una protección diferencial de transformadores.

Resultados Obtenidos de Circuito Simulado

Primer paso, seleccionamos la amplitud del voltaje de generación de nuestra fuente, también seleccionamos el tipo de conexión de nuestro transformador, y luego oprimimos el botón “Selección”.



Figura. 106 Selección de parámetros de fuente de generación.

Una vez seleccionado se abrirá una nueva pantalla, el cual estará enlazado a su vez al programa multisim, el cual permitirá simular en tiempo real el circuito con los parámetros seleccionados previamente. Los circuitos diseñados en multisim se muestran en los anexos 2 al 13.

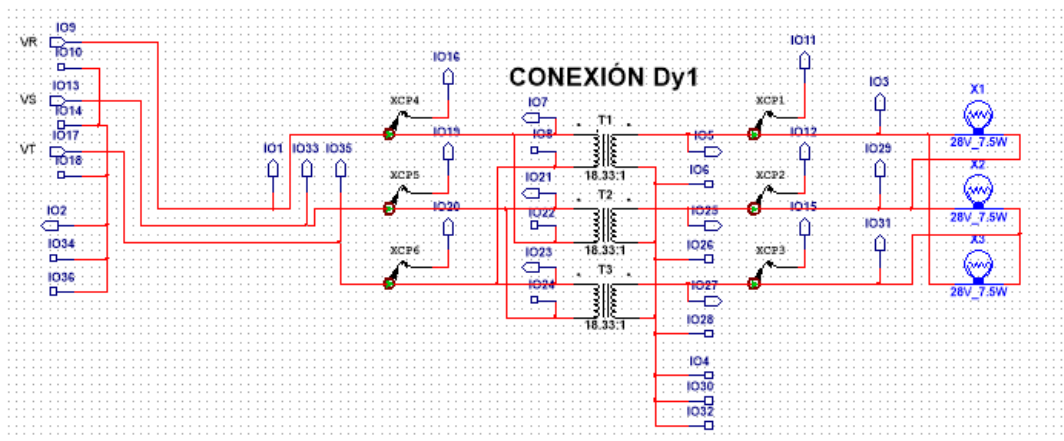


Figura. 107 Circuito Simulado en Multisim para la conexión Dy1.

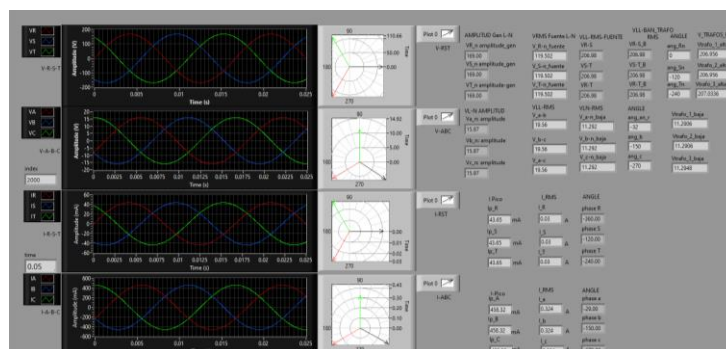


Figura. 108 Adquisición de parámetros de la simulación del circuito en multisim.

Terminada la ejecución de la nueva pantalla, esta se cerrará automáticamente, y se mostrarán los resultados obtenidos en la pantalla principal.

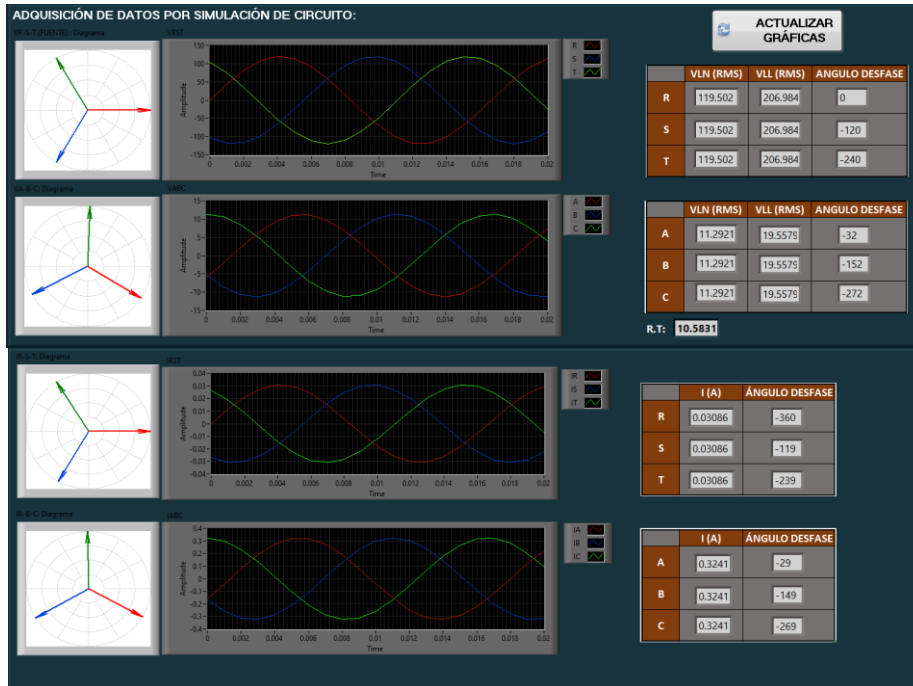


Figura. 109 Resultados obtenidos de la simulación del circuito para conexión Dy1.

Con los resultados obtenidos, y verificados, podemos pasar al siguiente paso, la selección de los parámetros del TC. En esta sección seleccionaremos la relación de transformación de nuestros transformadores de corriente, tanto en el lado primario, como en el lado secundario tomando en cuenta de que el valor deberá ser mayor a la corriente medida. Los TC's tienen como relación de transformación en su lado secundario, a 5 Amperios. La figura 110, muestra la pantalla de selección de la relación de transformación para los TC, en donde se puede apreciar de que el valor seleccionado no será exacto al valor de la corriente medida, por lo que siempre habrá un error que añade la relación de transformación de los TC. Para reducir este error, los relés cuentan con un selector de taps, que se aproximan mucho a los valores de los TC, esto se realizará más adelante.



Figura. 110 Especificación del TC.

Se deberá realizar una compensación de las corrientes, por medio de las diferentes conexiones de los transformadores de corriente, esto debido a los desfases producidos por el tipo de conexión del banco de transformadores. Con la selección de los parámetros de los TC's, ahora podemos realizar de manera matemática la compensación de las corrientes medidas, con la compensación matemática se evita tener que realizar una conexión distinta de los TC's para cada caso de conexión del banco de transformadores. Para realizar una compensación dentro del programa seleccionamos la opción "Compensar".

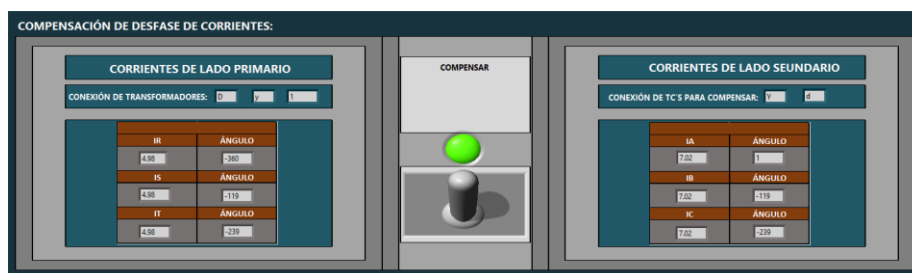


Figura. 111 Compensación matemática de Corrientes.

Una vez compensadas las corrientes adquiridas por los TC's, podemos seleccionar los taps del relé, los cuales deberán ser lo más cercanos al valor de la corriente. Con la selección de los taps, reducimos mucho más el error producido por la relación de transformación de los TC's. Con la selección de los taps se podrá calcular el porcentaje del error en la medición, el cual nos permitirá a su vez calcular el porcentaje del error acumulado, como se muestra en la figura 112.

Realizados estos cálculos, podremos seleccionar nuestro valor de la pendiente K, la cual deberá ser mayor al porcentaje del error acumulado. El valor de la pendiente K establecerá los límites para la activación o no, de la protección diferencial.

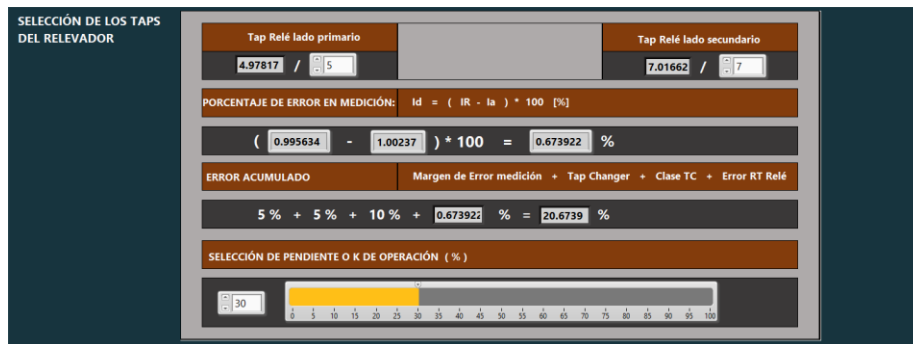


Figura. 112 Cálculo del error acumulado, y selección de la pendiente K.

Como se muestra en la figura 113, con la selección del porcentaje de K, podremos saber gráficamente, si se encuentra o no en la zona de operación de la protección diferencial. Siendo todos los valores para el cual se encuentren bajo la recta, valores en los que la protección diferencial no deberá operar, y para los que se encuentren sobre la recta, aquellos en donde la protección diferencial si deberá de operar desconectando el circuito. Además, se deberá de escoger el valor de corriente mínima de operación del relé, llamada corriente “pickup”, el cual suele ser un valor aproximado al 0.25%, y añadiendo un tiempo de retardo en la operación del relé al iniciar, debido a las corrientes que se producen al encender un transformador.

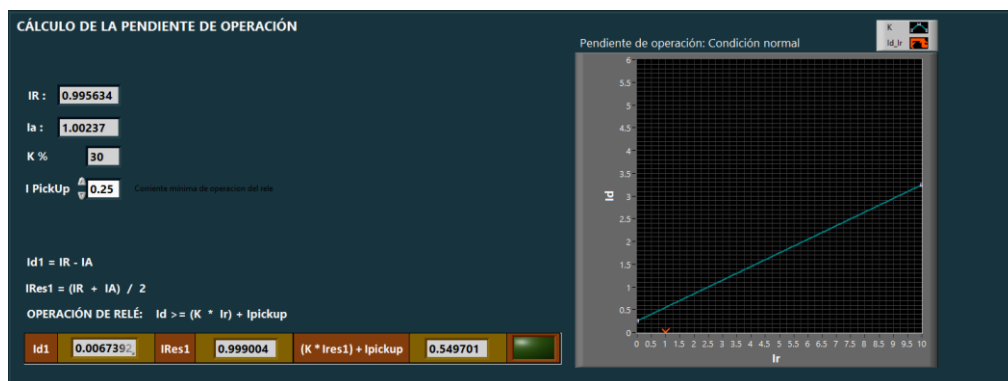


Figura. 113 Resultados obtenidos de Id vs Ir.

En la figura 113, se puede apreciar los resultados obtenidos para una simulación en caso de condiciones normales de operación con las corrientes de carga nominal. Podemos obtener su punto de operación en la gráfica, por medio del cálculo de la corriente diferencial (Id), y la corriente de restricción del relé (Ir). Finalmente podemos saber de

manera matemática, si opera o no la protección diferencial, si se cumple que la corriente diferencial es mayor que la corriente de restricción multiplicada por la pendiente “k”, sumada la corriente “pickup”.

Con la selección de los parámetros de funcionamiento en condiciones normales, podemos definir las áreas de operación del relé frente a una diferencia de corrientes debido a una falla interna. Para comprobar el funcionamiento del relé con su porcentaje de operación, se simula una falla interna en el circuito inicial mostrada en la figura 107, los resultados obtenidos de la simulación están presentados en la figura 114.

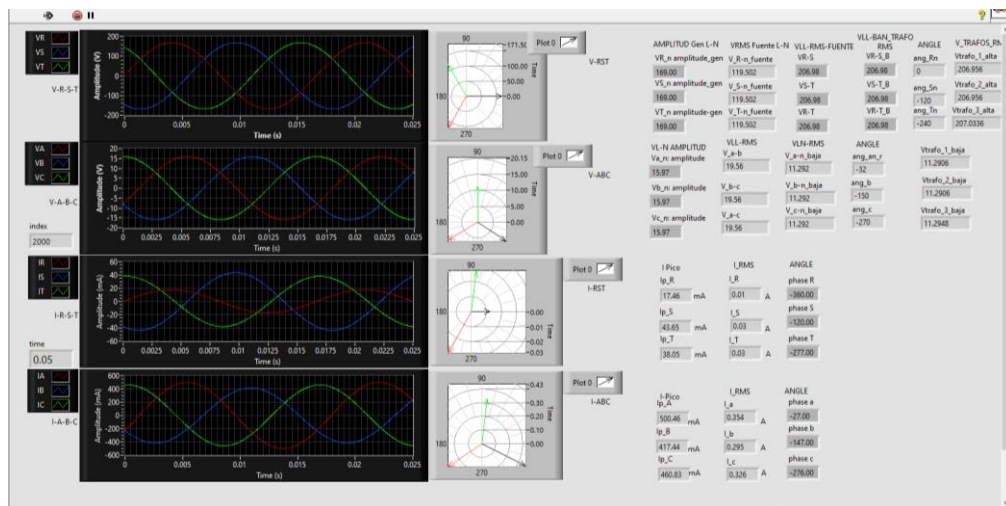


Figura. 114 Resultados obtenidos de falla interna para una conexión Dy1.

Con los datos conseguidos en la simulación, podemos calcular los valores de las corrientes medidas por los TC's, y poder calcular las corrientes diferenciales y corrientes de restricción que ingresan al relé, de manera que podemos observar su punto de operación en la gráfica de la pendiente “k”. Como se presenta en la figura 115, el punto de operación dada por las corrientes medidas “IR” e “Ia”, se ubica sobre la pendiente de operación “k”, por lo que existe una diferencia de corrientes mayor al porcentaje de operación mínimo establecido anteriormente, y la protección diferencial deberá desconectar el circuito.

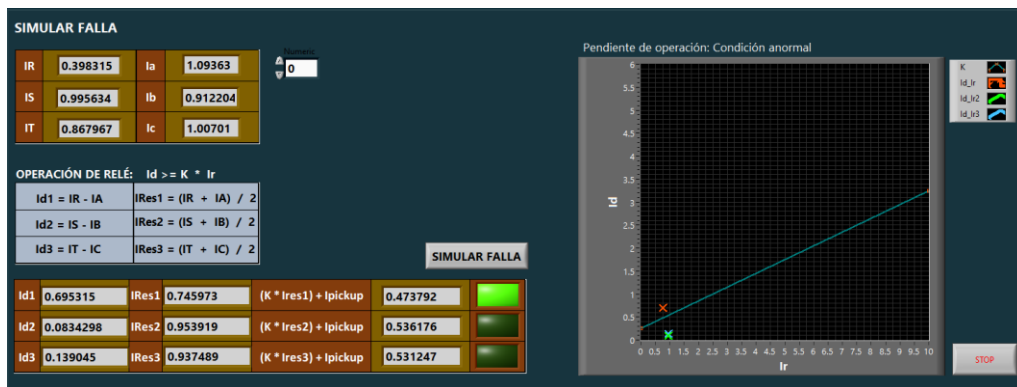


Figura. 115 Corriente diferencial y corriente de restricción en caso de falla interna.

Debemos ser cuidadosos al momento de seleccionar nuestro margen de error, ya que como se muestra en la figura 116, lado derecho, si seleccionáramos un valor de “K” muy alto, el relé sería menos sensible a las corrientes de falla, por lo que no actuaría ante esta falla. La figura de la izquierda sería la pendiente para una “K” del 30%, mientras que la figura de la derecha sería la pendiente para una “K” del 70%.

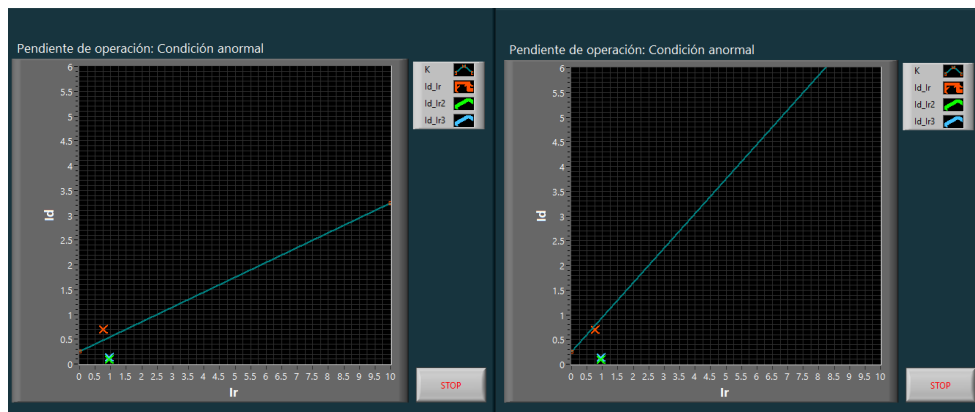


Figura. 116 Selección de diferentes valores de “K” para la pendiente de operación del relé.

Podemos calcular la diferencia de las corrientes de entrada y salida (Id), si multiplicamos esta diferencia de corrientes por las relaciones de transformación escogidas en la configuración de los TC’s y luego multiplicamos por la posición del “tap” escogido, podemos encontrar la corriente de falla existente en el circuito, expresada en amperios. Finalmente, como se muestra en la figura 117, podemos calcular la corriente total mínima que no verá o no hará actuar al relé por todas las configuraciones escogidas anteriormente. Por tanto, si la corriente de falla es menor a la corriente total mínima de operación, entonces el relé no operará, y si la corriente de falla es mayor que la corriente total mínima de operación, entonces el relé operará desconectándolo del sistema eléctrico.



Figura. 117 Comprobación matemática de resultados obtenidos.

Teniendo en cuenta estos aspectos, podemos concluir que:

- Los resultados obtenidos anteriormente son adecuados y coinciden con los resultados obtenidos según la gráfica de la recta característica de operación del relé.
- El presente relé de protección diferencial opera según los criterios de operación escogidos, respetando los márgenes de error que seleccionemos.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Se logró modelar, diseñar físicamente y poner en servicio el módulo de tal manera que opere basándose en el principio de operación de una protección diferencial para transformadores.

Se comprobó la factibilidad de la implementación de un relé diferencial programado en computador frente a un relé de protección con partes mecánicas.

Se comprobó los resultados obtenidos por medio de una compensación matemática complementada por software de magnitudes eléctricas obtenidas, de manera que se evita añadir más elementos físicos y así se reducen costos.

El desarrollo del software en LABVIEW permitió reconocer y mostrar por medio de una interfaz gráfica el tipo de conexión empleado en el banco de transformadores.

Se comprobó la robustez de la programación del módulo para la protección de los elementos que lo conforman en caso de existir una falla.

Se logro modelar un relé diferencial por software de modo que mantenga en lo máximo posible todas las características reales de funcionamiento de un relé diferencial, permitiendo al operador una similitud práctica en cuanto a la configuración real, basándose en principios teóricos.

5.2 Recomendaciones

Se debe establecer los niveles de tensión adecuados de manera que no influya negativamente en la relación de transformación por los transformadores de corriente.

Para realizar cualquier cambio de conexión, siempre realizarlo con el módulo apagado, debido a que podría afectar en la lectura de magnitudes eléctricas, además de ser peligroso por el voltaje que maneja.

Realizar las conexiones de las tarjetas de adquisición de datos, comprobando que las protecciones a sus entradas estén en buen estado, ya que a pesar de que las corrientes que ingresan sean bajas, se protegerán de posibles corrientes de otros circuitos.

Antes de operar el módulo verificar el estado de protecciones principales, y el estado de la fuente de alimentación a utilizar.

Verificar periódicamente el estado de transformadores tanto de voltaje como corriente, debido a pueden aumentar su porcentaje de error, por el sobrecalentamiento y disminución del aislamiento de sus bobinas, debido al continuo uso.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

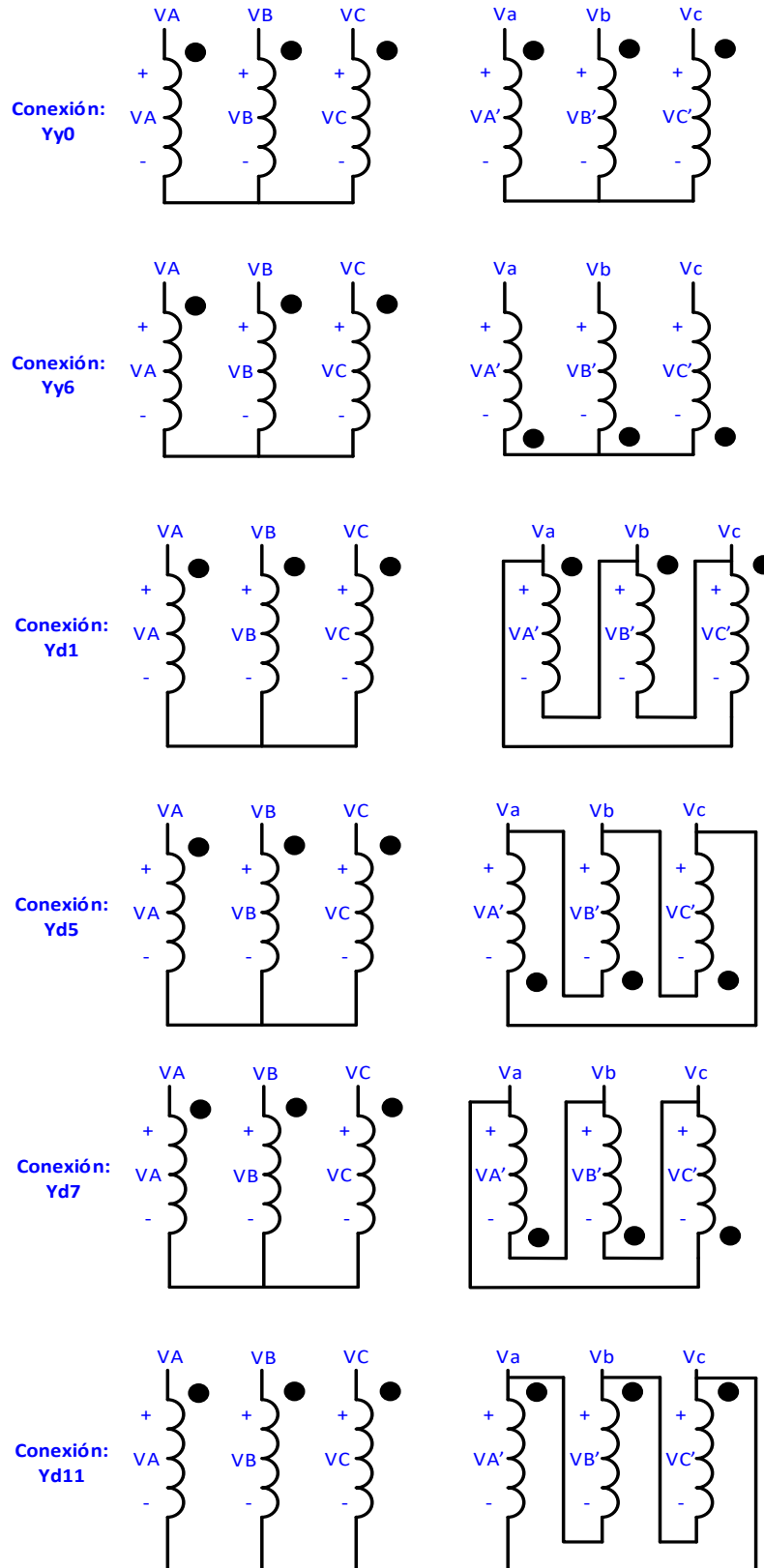
- [1] C. Juárez Sosa, R. Rodríguez Nuñez, and F. Garzón, “Calidad de la Energía en los Sistemas Eléctricos de Potencia,” Nacional Autónoma de México, 2008.
- [2] S. W. Blume, *Electric Power System Basics For the Nonelectrical Professional*. 2007.
- [3] J. Rodríguez Alava and G. Solís Holguin, “Análisis Matemático Y Simulación En Matlab De La Protección Diferencial En Transformadores De Potencia,” p. 75, 2018.
- [4] V. Cantu Gutierrez, “Fundamentos en la aplicación de relevadores de protección en sistemas eléctricos de potencia,” Autónoma de Nuevo León, 1994.
- [5] J. Baez Martinez, “Protección en Sistemas Eléctricos de Potencia,” Autónoma de Nuevo León, 1997.
- [6] M. A. Pernia, “Conceptos Básicos de Transformadores Eléctricos monofásicos,” in *Universidad Nacional Experimental del Táchira*, no. Febrero, 2017.
- [7] TECSA Energy Expertise, “Fallas más comunes en transformadores,” 2015. [Online]. Available: <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/las-fallas-mas-comunes-en-un-transformador/>. [Accessed: 01-Nov-2019].
- [8] G. E. Harper, *ABC de las Máquinas Eléctricas*, 1st ed. México: Noriega, 1989.
- [9] J. Alvarez, “Transformadores,” 1st ed., 2009, pp. 1–38.
- [10] A. Pernia Marino, “Circuitos Magnéticos y Transformadores,” *Universidad Nacional Experimental del Táchira*, no. 2004, pp. 1–39, 2014.
- [11] A. Ibatullayeva, “Power Transformers in Electrical Transmission and Distribution Grids,” Czech technical university in Prague, 2017.
- [12] R. Bernal González, “Cálculo de Ajustes y Programación de un Esquema de Protección Digital para un Transformador de 230/23 Kv,” Nacional Autónoma de México, 2016.
- [13] W. Méndez Villeda, “Fallas en los Transformadores de Potencia y Sistemas Auxiliares de Prevención, para Evitar que el Transformador Explote,” San Carlos de Guatemala, 2010.
- [14] H. Ding, R. Heywood, J. Lapworth, and S. Ryder, “¿Por qué fallan los transformadores?,” *CPYCIE*, vol. 4, p. 21, 2016.
- [15] Ieee, *Std C37.91 - Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers*, vol. 2000. 2000.

- [16] CIGRE WG, “CIGRE WG 12.18 Life Management of Transformers. Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers,” 2002.
- [17] S. T. Jan, R. Afzal, and A. Z. Khan, “Transformer Failures, Causes & Impact,” *ICDMCME*, pp. 49–52, 2015.
- [18] E. Csanyi, “Power transformer protection relaying (overcurrent, restricted earth fault & differential),” *EEP Electrical Engineering Portal*, 2018. [Online]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/power-transformer-protection-relaying-overcurrent-restricted-earth-fault-differential>. [Accessed: 11-Nov-2019].
- [19] AESoluciones, “Los Efectos De Los Armónicos Y Sus Soluciones,” p. 10, 2014.
- [20] Schneider Electric, “Análisis comparativo de los grupos de conexión más importantes,” pp. 1–18, 2013.
- [21] N. Muñoz-Galeano, J. M. López-Lezama, and F. Villada-Duque, “Metodología para la determinación del desplazamiento angular en transformadores trifásicos,” *TecnoLógicas*, vol. 20, no. 38, p. 41, 2017.
- [22] Comisión Federal de Electricidad, “Curso de formación de ingenieros aspirantes a jefes de subestaciones, líneas, protecciones y control: Transformadores,” in *Comisión Federal de Electricidad México*, 2016.
- [23] M. Villarroel, “Protecciones de Sistemas Eléctricos,” Universidad de la Frontera Temuco, 2003.
- [24] E. A. Martínez Londoño, “Diagnóstico De Transformadores De Corriente Y De Potencial a Partir De La Evaluación Y Análisis De Resultados De Pruebas,” p. 111, 2018.
- [25] Artech Group, “Transformadores Combinados,” 2019. [Online]. Available: <https://www.artech.com/es/productos/transformadores-combinados>. [Accessed: 12-Nov-2019].
- [26] Artech Group, “Transformadores de Tensión para Servicios Auxiliares,” *Artech*, pp. 42–49, 2019.
- [27] R. I. Gonzalez, “Selección de fuentes de alimentación para los servicios auxiliares en centrales de generación y subestaciones,” vol. 1, p. 200, 1994.
- [28] R. Samuel, *Protección de Sistemas Eléctricos*, 1st ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2014.
- [29] J. Grifaldo Villegas, “Protección en Sistemas Eléctricos de Potencia,” *Semin. Ing. mecánica eléctrica*, p. 15, 2012.

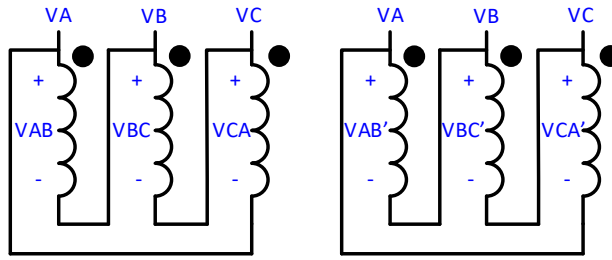
- [30] P. Bertrand, “CT-181 Las Protecciones Direccionales,” in *Protecciones*, 2nd ed., 2000, p. 23.
- [31] O. PérezBaluja, O. E. TorresBrefe, and L. Padrón, “La protección de distancia y las condiciones de prefalla,” *Ing. Energética*, vol. 40, no. 2, pp. 103–111, 2019.
- [32] A. Granero, “Protección diferencial de Transformadores (ANSI 87 T),” 2015.
- [33] J. M. Gers and E. J. Holmes, *Protection of electricity distribution networks, 3rd edition*. 2011.
- [34] G. E. Harper, *Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores*, 6th ed. México: Editorial Limusa, 1993.
- [35] F. L. Martínez, “Protección de Subestaciones de Transmisión,” 1st ed., 2011.
- [36] R. L. Sánchez and A. A. Fonseca, “Modelación y análisis de la protección diferencial de barras de baja impedancia. Aplicación a la barra de 69 kV de la S/E Machala,” *JIEE*, vol. 25, no. 8. 2014.
- [37] B. Kasztenny, A. Kulidjian, B. Campbell, and M. Pozzuoli, “Operate and Restraint Signals of a Transformer Differential Relay,” in *Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, 2000, pp. 1–26.
- [38] M. Giménez, J. Fuentes, and Á. Molina, “Desarrollo e Implementación de una Función de Protección Diferencial en el Sistema SASensor de la empresa Locamation B.V.,” Universidad Politécnica de Cartagena, 2011.
- [39] National Instrument Team, “User Guide Ni Usb-6008/6009,” vol. 1. National Instruments, pp. 1–26, 2015.
- [40] L. Echun Electronic Co., “Split Core Current Transformer ECS1030-L72,” *Echun Electronic Co., Ltd.* YHDC, p. 3, 2018.

ANEXOS

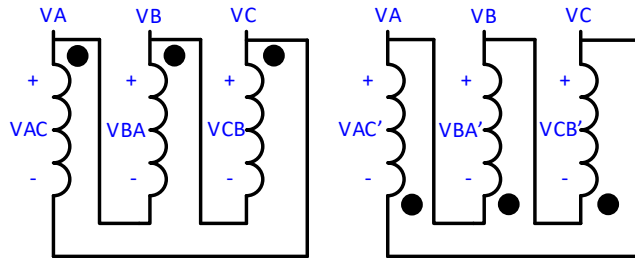
Anexo 1: Conexiones para el banco de transformadores del módulo.



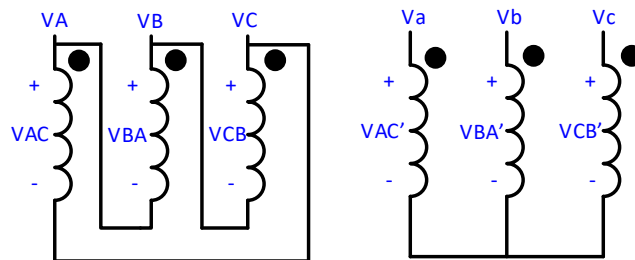
Conexión:
Dd0



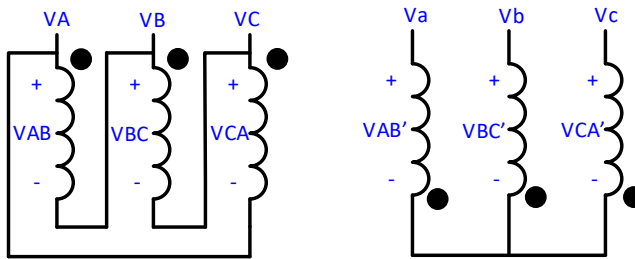
Conexión:
Dd6



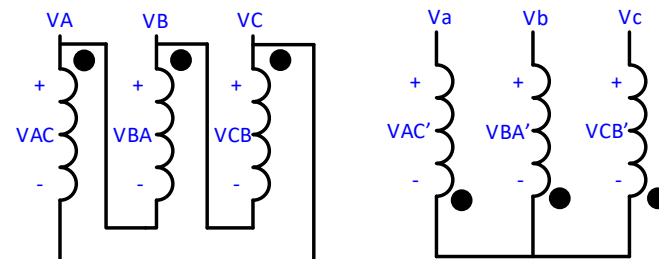
Conexión:
Dy1



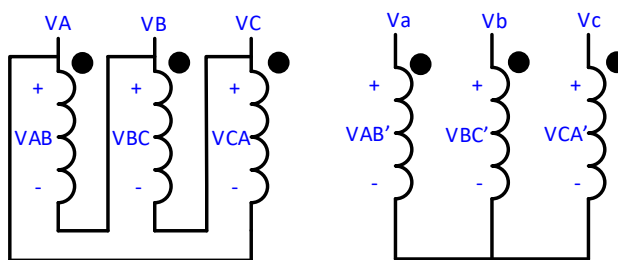
Conexión:
Dy5



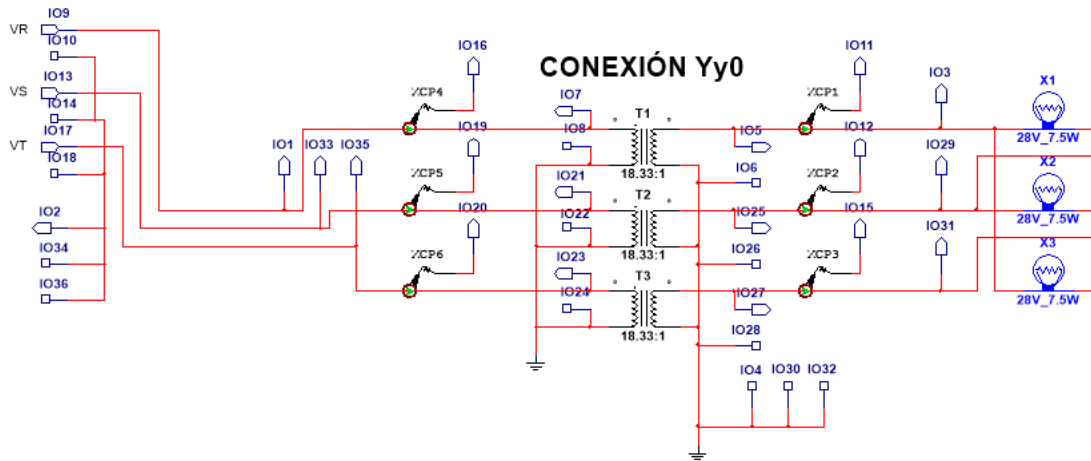
Conexión:
Dy7



Conexión:
Dy11

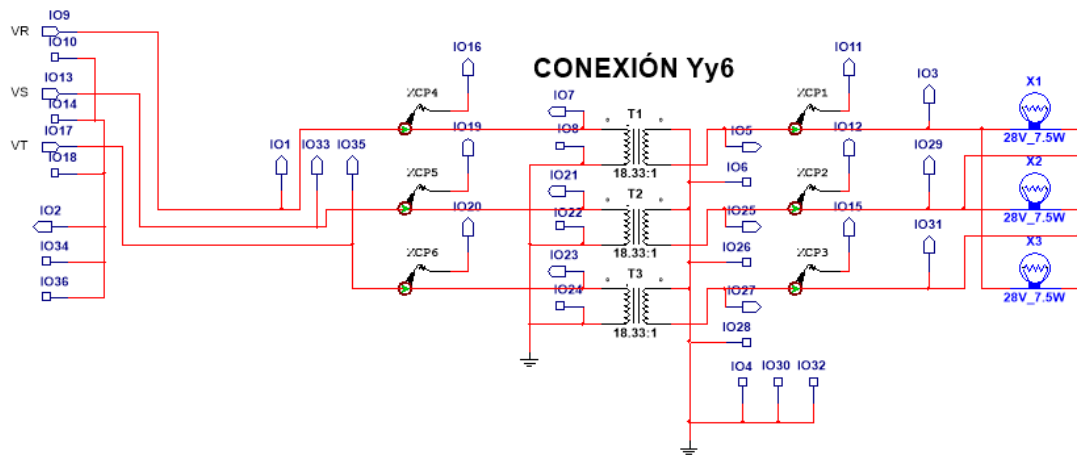


Anexo 2: Circuito en multsim conexión Yy0



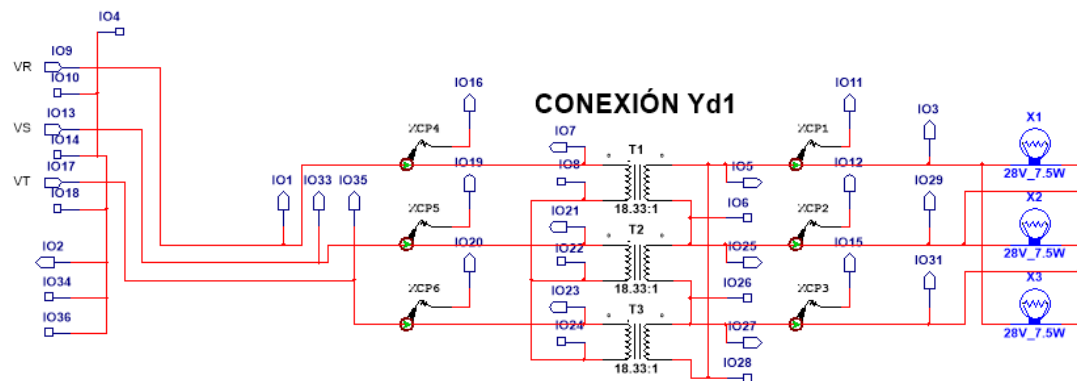
Elaborado por Autor

Anexo 3: Circuito en multsim conexión Yy6



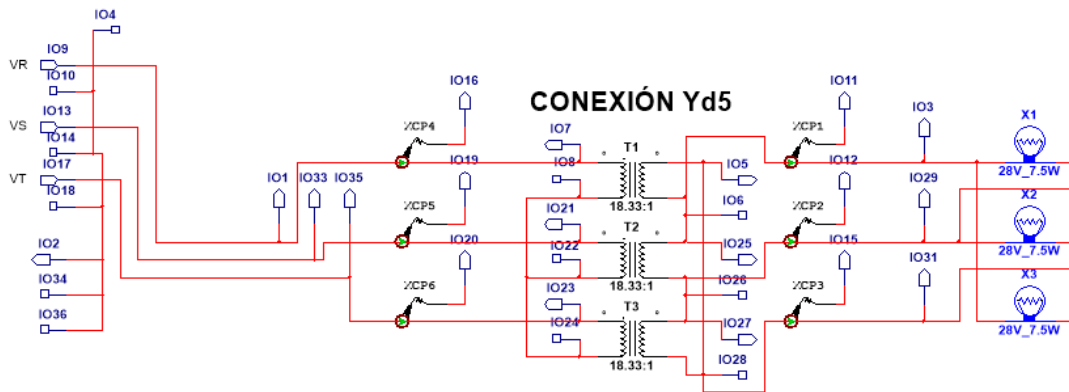
Elaborado por Autor

Anexo 4: Circuito en multsim conexión Yd1



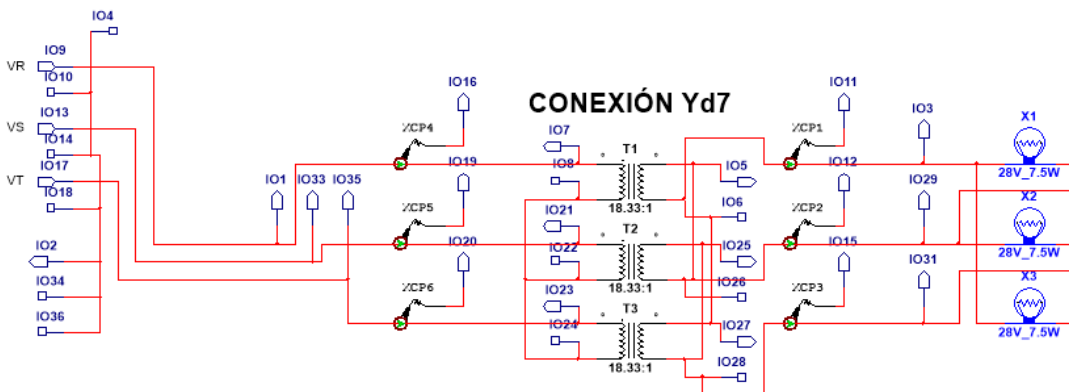
Elaborado por Autor

Anexo 5: Circuito en multsim conexión Yd5



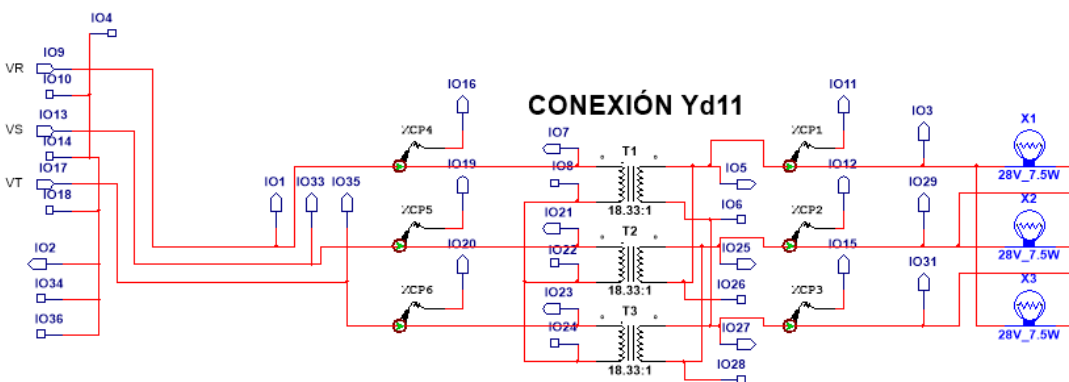
Elaborado por Autor

Anexo 6: Circuito en multsim conexión Yd7



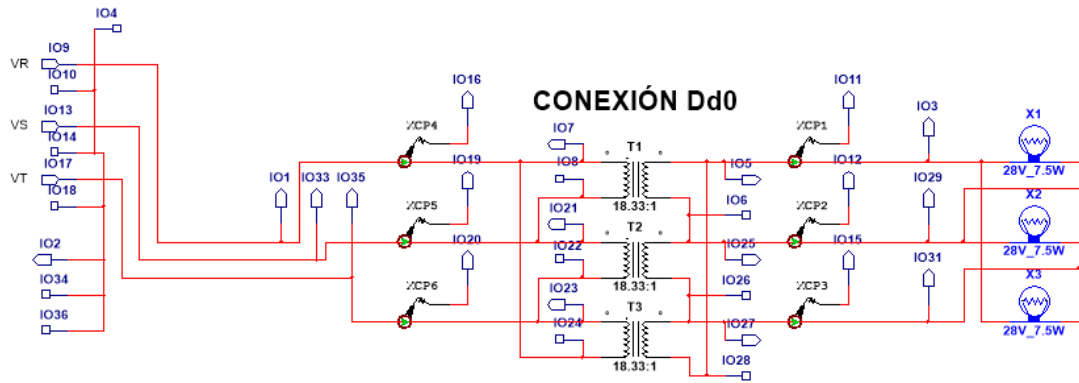
Elaborado por Autor

Anexo 7: Circuito en multsim conexión Yd11



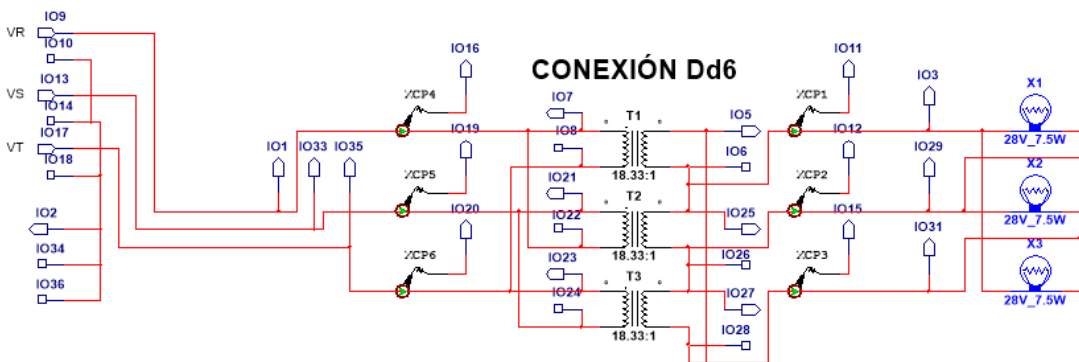
Elaborado por Autor

Anexo 8: Circuito en multsim conexión Dd0



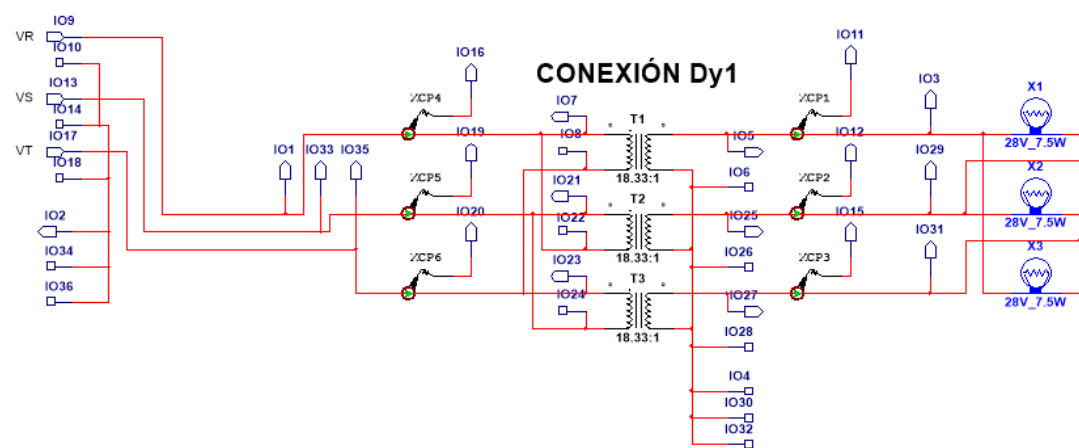
Elaborado por Autor

Anexo 9: Circuito en multsim conexión Dd6



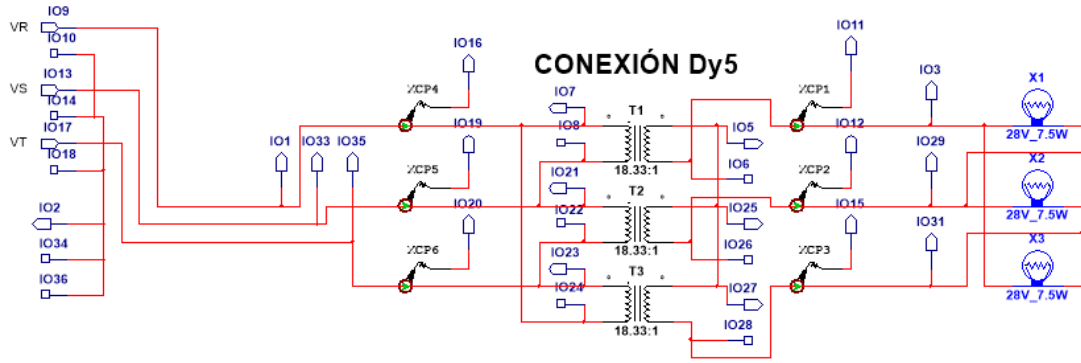
Elaborado por Autor

Anexo 10: Circuito en multsim conexión Dy1



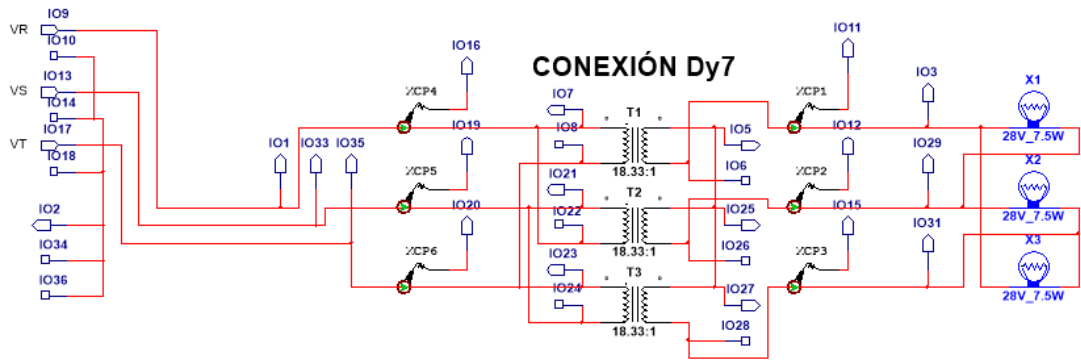
Elaborado por Autor

Anexo 11: Circuito en multsim conexión Dy5



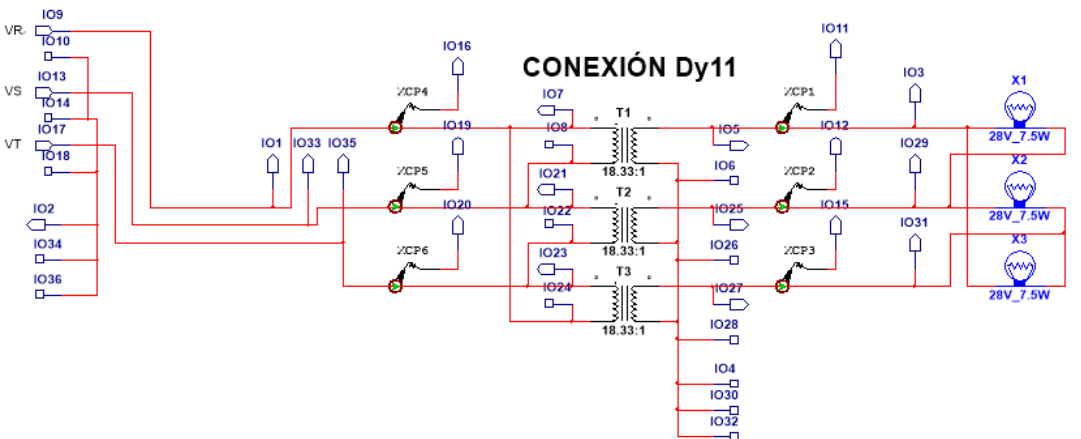
Elaborado por Autor

Anexo 12: Circuito en multsim conexión Dy7



Elaborado por Autor

Anexo 13: Circuito en multsim conexión Dy11



Elaborado por Autor