



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

SEDE MANIZALES

TESIS DE MAESTRÍA

IMPORTANCIA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE ENSAYO DE RELÉS DE PROTECCIÓN, ERP-UB EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA – SEDE MANIZALES

Autor:

José Apolinar Vallejos Rodríguez

Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2019



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

SEDE MANIZALES

MASTER THESIS

IMPORTANCE OF THE IMPLEMENTATION OF THE PROTECTION RELAY TEST UNIT, ERP-UB AT THE NATIONAL UNIVERSITY OF COLOMBIA – MANIZALES HEADQUARTERS

Author:

José Apolinar Vallejos Rodríguez

Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2019

IMPORTANCIA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE ENSAYO DE RELÉS DE PROTECCIÓN, ERP-UB EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA – SEDE MANIZALES

Autor:

José Apolinar Vallejos Rodríguez

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica

Director:

Ph.D. Eduardo Antonio Cano Plata, UN

Grupo de Investigación en Redes de Distribución y Potencia “GREDyP”

Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2019

A Dios.

A mi esposa y mi hija.

A mis padres y hermanos.

A mi director, Eduardo Antonio Cano Plata.

A mis compañeros de posgrado y amigos.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Eduardo Antonio Cano Plata, por sus invaluable contribuciones, su incondicional apoyo y enseñanzas durante el desarrollo de esta trabajo.

A Colciencias y su programa de Becas Jóvenes Investigadores e Innovadores 2014, por financiar mis estudios de maestría por 1 año.

A mi familia, quienes me han brindado apoyo en todo momento.

A mi esposa y a mi hija, por ser esa fuente de inspiración y motivación, para no desistir en este proceso y poder culminar esta tesis.

A la Universidad Nacional de Colombia, por la formación académica que recibí en los niveles de pregrado y de posgrado.

A los integrantes del grupo de investigación GREDyP, por su acompañamiento, recomendaciones y sugerencias en el desarrollo de este trabajo.

.

RESUMEN

LA TESIS presenta, en primer lugar un análisis acerca de la importancia de contar con la Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales, mediante la cual se puede afianzar los conocimientos sobre sistemas de protección adquiridos en la teoría.

En segundo lugar, se hace una descripción detallada de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB con la que cuenta la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales, posteriormente, se presenta un estudio sobre la base de los sistemas de protección Eléctrica, se hacen ejercicios prácticos. Por último, se realizan sugerencias en cuanto a la implementación de nuevos equipos con el fin de potenciar los experimentos que se puedan hacer enfocados al trabajo de campo y al trabajo investigativo que se desarrolla en la universidad.

Palabras clave: Relés de protección, Unidad ERP-UB, Módulo de inyección de fallos, Sobrecorriente, coordinación de protecciones.

ABSTRACT

THE THESIS presents, firstly, an analysis about the importance of having the Protection Relay Test Unit ERP-UB at the Universidad Nacional de Colombia – Manizales branch, through which knowledge about protection systems, acquired in the theory, can be strengthened.

Secondly, it is made a detailed description of the Protection Relay Test Unit (ERP-UB) at the Universidad Nacional de Colombia -Manizales branch. Subsequently, it is presented a study based on the Electrical protection systems, practical exercises are done. Finally, suggestions regarding the implementation of new equipment are made, in order to enhance the experiments that can be done focused on fieldwork and research work carried out at the University.

Keywords: Protection relays, ERP-UB unit, Fault injection module, Overcurrent, protection coordination

CONTENIDO

	Pág.
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.1. Planteamiento del problema.....	4
1.2. Motivación e interés por el tema	4
1.3. Hipótesis de solución.	4
1.4. Objetivos del presente trabajo.	5
1.5. Estructura del documento	6
1.6. Metodología	7
1.6.1 Importancia de la Implementación de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección Enfocada al Trabajo en Campo.....	7
1.6.2 Importancia de la implementación de un laboratorio de protecciones eléctricas enfocado al trabajo investigativo.	8
1.6.3 Problemas en los esquemas de coordinación de protecciones en presencia de generación distribuida y redes inteligentes.....	8
1.6.4 Implementación de algoritmos genéticos en la coordinación de relés de protección eléctrica.	11
CAPÍTULO 2	14
2. UNIDAD DE ENSAYO DE RELÉS DE PROTECCION, ERP-UB – EDIBÓN .16	
2.1. Unidad de Ensayo de Relés de Protección implementado en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales	16
2.2. Encendido de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB.....	24
2.3. Sistemas de protección eléctrica.....	25
2.3.1. Principios teóricos de los sistemas de protección.	26
2.3.2. Principios de aplicación de relés de protección	27
2.3.3. Implementación de transformadores de tensión en redes eléctricas	29
CAPÍTULO 3	33
3. UTILIZACIÓN Y ALCANCE EN LA FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN	35
3.1. Módulo de Relé de Sobrecorriente Direccional/No Direccional, ERP-SDND .35	
3.2. Sistema “SEL-351A-1 protection system”	39
3.3. Parámetros que se pueden modificar mediante el software AcSELerator	

QuickSET.....	43
CAPÍTULO 4.....	49
4. EJERCICIOS.....	51
4.1. Diagrama de conexión de equipos	51
4.1.1 Inyección de un fallo monofásico a tierra.....	53
4.1.2 Inyección de un fallo bifásico a tierra	54
4.1.3 Inyección de un fallo bifásico.....	56
4.1.4 Inyección de un fallo trifásico	58
CAPÍTULO 5	61
5. PROPUESTAS DE MEJORA DE LA MESA DE PROTECCIONES	63
5.1. Equipo de Control y Protección de Generadores, ERP-PGC.....	63
5.2. Módulo de Relé de Protección de Distancia, ERP-PD.....	64
5.3. Módulo de Relé de Protección Diferencial, ERP-PDF.....	65
5.4. Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente y Fallo a Tierra, ERP-SFT....	67
5.5. Módulo de Relé de Protección de Gestión de Alimentadores, ERP-MA.....	67
CAPÍTULO 6	69
6. SÍNTESIS DEL TRABAJO	71
CAPÍTULO 7	74
7. CONCLUSIONES.....	76
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Suministro de energía eléctrica tradicional – sin Generación Distribuida	10
Figura 2. Suministro de energía eléctrica tradicional – con Generación Distribuida.....	10
Figura 3. Unidad de Ensayo de Relés de Protección ERP-UB.	17
Figura 4. Conexiones principales, tablero de medición y control – Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.....	19
Figura 5. Numeración de los componentes de la parte izquierda del panel - Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.....	19
Figura 6. Numeración de los componentes de la parte derecha del panel – Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.....	20
Figura 7. Módulo de inyección de fallos.....	21
Figura 8. Módulo de simulación de líneas de transmisión.....	23
Figura 9. Orden de encendido de la Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP.....	24
Figura 10. Zonas de protección [2].....	27
Figura 11. Diagrama eléctrico simplificado del transformador de corriente [2].	28
Figura 12. Diagrama eléctrico simplificado del transformador de tensión [2].	30
Figura 13. Conexión del transformador de tensión [2].	31
Figura 14. Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional.	38
Figura 15. Interfaz gráfica AcSELerator QuickSet.	40
Figura 16. Configuración de la comunicación a través de la interfaz AcSELerator QuickSet.	41
Figura 17. Ventana de configuración de parámetros “Settings Editor” de AcSELerator QuickSet.	42
Figura 18. Diagrama de conexión de equipos de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección para la realización de ejercicios prácticos.....	51
Figura 19. Conexión física de los equipos para la implementación de ejercicios prácticos. .	52
Figura 20. Diagrama unifilar simplificado para la implementación de ejercicios prácticos. .	52
Figura 21. Módulo de inyección de fallo en la posición 4 (fallo monofásico a tierra).....	53
Figura 22. Comportamiento de las señales de tensión y de corriente ante la inyección de un fallo monofásico a tierra en la fase A.	54
Figura 23. Módulo de inyección de fallo en la posición 3 (fallo bifásico a tierra).	55
Figura 24. Comportamiento de las señales de tensión y de corriente ante la inyección de un fallo bifásico a tierra entre las fases A y B.	56

Figura 25. Módulo de inyección de fallo en la posición 2 (fallo bifásico).....	57
Figura 26. Comportamiento de las señales de tensión y de corriente ante la inyección de un fallo bifásico entre las fases A y B.....	58
Figura 27. Módulo de inyección de fallo en la posición 1 (fallo trifásico).....	59
Figura 28. Comportamiento de las señales de tensión y de corriente ante la inyección de un fallo trifásico entre las fases A, B y C.....	60

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Investigaciones sobre la implementación de algoritmos genéticos en sistemas de protección eléctrica.....	11
Tabla 2. Elementos de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB.....	17
Tabla 3. Descripción detallada de los componentes de la parte izquierda del panel - Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.	20
Tabla 4. Descripción detallada de los componentes de la parte derecha del panel - Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.....	21
Tabla 5. Descripción detallada de las partes que conforman el módulo de inyección de fallos.	22
Tabla 6. Descripción detallada de las partes que conforman el módulo de simulación de líneas de transmisión.	23
Tabla 7. Descripción detallada de los pasos de encendido de la Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.....	25
Tabla 8. Descripción detallada de las partes que conforman el Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional.	38
Tabla 9. Características del sistema “SEL-351A-1 PROTECTION SYSTEM”	39

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Este capítulo plantea la hipótesis objeto de este trabajo, la justificación, los objetivos mediante los cuales se pretende dar cumplimiento a la justificación de la tesis y la metodología. Por último se presenta la estructura general del documento.

1. INTRODUCCIÓN

EL desarrollo de la industria, el comercio, los avances tecnológicos o cualquier actividad que se desarrolle en el día a día está ligada directa o indirectamente con el uso de la energía eléctrica, convirtiéndose en un elemento indispensable para nuestro diario vivir. Existen muchas formas para generar energía eléctrica, a continuación se mencionan algunas de ellas: (a) energía hidráulica, (b) energía eólica, (c) energía solar, (d) energía nuclear, (e) biomasa, (f) geotérmica, (g) mareomotriz, (h) a través de grupos electrógenos a diésel, etc.

Generalmente, el suministro de energía está compuesto de las siguientes etapas: (a) etapa de generación; la cual consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica, lumínica, nuclear, solar, entre otras), en energía eléctrica, (b) transporte; es el proceso de llevar la energía producida en la etapa de generación hasta los puntos de consumo, para realizar el transporte de energía eléctrica los niveles de tensión deben ser elevados a valores adecuados para reducir pérdidas y facilitar el proceso de transporte, (c) distribución; su función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Existen muchos equipos y dispositivos indispensables en el proceso de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, el presente documento se enfoca en el estudio de los principales dispositivos de protección que se emplean en los sistemas eléctricos.

Para afianzar los conocimientos adquiridos en la teoría, es indispensable contar con una unidad de ensayo de relés de protección, mediante la cual se pueda colocar en práctica lo aprendido teóricamente. Las prácticas de laboratorio motivan al estudiante a profundizar sobre los temas aprendidos en clase y hace que el estudiante se convierta en un profesional integral en cuanto al conocimiento de sistemas de protección eléctrica.

1.1. Planteamiento del problema

¿Cómo formar profesionales con conocimientos integrales en sistemas de protección eléctrica?

1.2. Motivación e interés por el tema

El desarrollo industrial, comercial, y el avance tecnológico hacen que día a día incrementemente el consumo de energía eléctrica a nivel mundial convirtiéndose además en un elemento indispensable para nuestro diario vivir, es por esta razón que es importante realizar el estudio de cada una de las etapas que lo componen.

Dentro de las características importantes de un sistema de suministro, transporte y distribución de energía eléctrica se tiene el contar con altos niveles de calidad y seguridad en el servicio. Generalmente, todos los sistemas eléctricos quedan expuestos a fallas las cuales pueden ocasionar daños impredecibles, por lo tanto, es necesario proporcionar a los sistemas esquemas de protección adecuados para minimizar los efectos de las fallas, disminuir los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio a los consumidores, así como disminuir el número de usuarios afectados [1]. Un sistema de protección se debe diseñar de tal manera que asegure que el sistema eléctrico opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos, de esta manera se protege a las personas y se protege un capital muy grande que puede estar representado en los tiempos largos de interrupción del servicio, o en la reposición de equipos por malas maniobras en los sistemas de protección.

Por lo tanto, es relevante realizar un estudio riguroso sobre el tema de sistemas de protección eléctrica, además de realizar prácticas de laboratorio mediante las cuales se pueda contextualizar y colocar en práctica lo aprendido en clase.

1.3. Hipótesis de solución.

Como se mencionó en el planteamiento del problema, uno de los aspectos fundamentales en las instituciones de educación superior es formar profesionales integrales tanto en la parte teórica como en la parte experimental. Una de las falencias en

algunas instituciones de educación superior es el déficit de laboratorios adecuados para realizar prácticas experimentales. La solución a la falencia descrita anteriormente es implementar laboratorios adecuados mediante los cuales se puedan realizar pruebas experimentales enfocadas tanto al trabajo de campo como al trabajo investigativo.

La Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales cuenta con una Unidad de Ensayo de Relés de Protección nueva con el fin de brindar a sus estudiantes las herramientas necesarias para realizar sus prácticas experimentales.

1.4. Objetivos del presente trabajo.

A continuación se presenta el objetivo general y los objetivos específicos que se plantearon para cumplir con la hipótesis de solución; el presente trabajo aborda el estudio de las bases de los sistemas dispositivos de protección eléctrica, además del estudio de la unidad de ensayo de relés de protección implementado en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales y la realización de ejercicios prácticos.

Objetivo general

Mostrar la importancia de contar la Unidad de Ensayo de Relés de Protección implementado en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales con el fin de realizar prácticas experimentales.

Objetivos específicos

1. Realizar el estudio de las bases de los sistemas de protección eléctrica.
2. Implementar escenarios experimentales en la Unidad de Ensayo de Relés de Protección.
3. Analizar los resultados obtenidos de manera experimental, con el fin de determinar la adecuada implementación de los dispositivos de protección.
4. Determinar los ajustes que necesita la Unidad de Ensayo de Relés de Protección con el fin de potenciar su uso para los estudiantes de la universidad.

Para cumplir los objetivos planteados, es necesario ejecutar una serie de etapas, las cuales se listan a continuación:

Etapa 1: Estudio de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección implementado en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales.

Etapa 2: Estudio de las bases principales de los sistemas de protección eléctrica.

Etapa 3: Implementación experimental de ejercicios de sistemas de protección eléctrica.

Etapa 4: Análisis de los resultados obtenidos.

Etapa 5: Restricciones encontradas con el fin de brindar sugerencias para mejorar la funcionalidad de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección.

1.5. Estructura del documento

La tesis se ha dividido en 7 capítulos, el primero de los cuales corresponde a esta introducción. A continuación, se realiza una breve descripción de cada uno de ellos.

Capítulo 1: Se presenta la introducción, la motivación e interés por el tema, se describen los objetivos del presente trabajo. Finalmente, se presenta la metodología.

Capítulo 2: En este capítulo, se hace una descripción detallada de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección implementado en la universidad.

Capítulo 3: En este capítulo, se da a conocer la utilización y alcance en la filosofía de protección.

Capítulo 4: Se realizan ejercicios experimentales.

Capítulo 5: Se da a conocer la propuesta de mejora del laboratorio de protecciones eléctricas.

Capítulo 6: En este capítulo, se presenta la síntesis.

Capítulo 7: Se presentan las conclusiones de este trabajo.

1.6. Metodología

1.6.1 Importancia de la Implementación de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección Enfocada al Trabajo en Campo.

Todo sistema de potencia eléctrico debe contar con un sistema de protección bien diseñado y coordinado, el cual debe operar dentro de los parámetros y requerimientos previstos. Un sistema de protección se implementa con el fin de brindar seguridad a las redes y a los equipos, protección de las personas y protección del capital invertido en el sistema eléctrico, además de evitar pérdidas por falla en el suministro de energía por daños graves en sus equipos. Por lo tanto, es fundamental contar con personal idóneo capaz de realizar un buen diseño, montaje y programación de un sistema de protección eléctrica.

Un profesional en sistemas de protección eléctrica debe contar con conocimientos sólidos en:

- 1.Cálculo de fallos.
- 2.Transformadores de medida.
- 3.Características fundamentales del funcionamiento de relevadores.
- 4.Protección de generadores.
- 5.Protección de transformadores de potencia.
- 6.Protección de barras.
- 7.Protección de líneas de transmisión.
- 8.Protección de redes de distribución contra sobrecorrientes y sobrevoltajes.
- 9.Coordinación de dispositivos de protección.
- 10.Protección contra arco eléctrico.

Por lo tanto, es indispensable que las instituciones de educación superior que cuenten con programas de ingeniería eléctrica, electromecánica o afines, dispongan dentro de sus instalaciones un laboratorio de sistemas de protección eléctrica, con el fin de formar profesionales integrales, con bases sólidas no solo en la teoría sino que además con un

amplio bagaje en cuanto a la parte práctica.

Esto permitirá a los egresados de dichos programas tener ventajas significativas sobre otros profesionales a la hora de incursionar en el mercado laboral.

1.6.2 Importancia de la implementación de un laboratorio de protecciones eléctricas enfocado al trabajo investigativo.

En la actualidad, el estudio investigativo en sistemas de protección es de gran importancia, teniendo en cuenta que existe una dinámica cambiante en cuanto al diseño e implementación de sistemas eléctricos. Por lo tanto, es necesario encontrar soluciones prácticas a los problemas que se presentan en los sistemas de protección. Para encontrar este tipo de soluciones es necesario hacer un estudio bibliográfico sobre la forma en que los diferentes investigadores están atacando el problema, proponer una solución a los inconvenientes presentados y en lo posible realizar experimentos prácticos, con el fin de establecer si la metodología propuesta es adecuada, es allí donde se observa que es indispensable que una institución de educación superior cuente con un laboratorio de protecciones eléctricas mediante el cual pueda colocar en práctica las posibles soluciones propuestas a nivel investigativo y cerciorarse de que los métodos propuestos son los adecuados.

A continuación se muestran algunos casos investigativos sobre los problemas que se presentan en los sistemas de protección eléctrica.

1.6.3 Problemas en los esquemas de coordinación de protecciones en presencia de generación distribuida y redes inteligentes.

Varias de las formas en las que se genera energía eléctrica a nivel mundial traen como consecuencia una disminución de los recursos naturales como combustible fósil, problemas de contaminación ambiental, baja eficiencia energética, etc. Esto conduce a la implementación de nuevas alternativas para la generación de energía eléctrica mediante fuentes que no impacten negativamente el medio ambiente [4].

La creciente necesidad de implementar fuentes de energía eléctrica que sean amigables con el medio ambiente ha hecho que se creen sistemas de generación con nuevas

tecnologías los cuales se deben adaptar a los sistemas de distribución existentes. De esta manera nace el término de Generación Distribuida, el cual consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de varias fuentes de energía en lugares próximos a las cargas, la mayoría de estas pequeñas fuentes de energía son renovables no contaminantes con el medio ambiente las cuales están basadas en generación solar, eólica y geotérmica.

La Generación Distribuida trae consigo una serie de beneficios, pero también trae una serie de problemas en cuanto a su funcionamiento de manera paralela con el sistema de suministro de energía actual.

En la actualidad, la gran mayoría de los sistemas de distribución son sistemas radiales [5], [6], [7], es decir el suministro energía eléctrica está formado por las etapas de generación, transmisión y distribución, por lo tanto, los flujos de potencia van de la etapa de generación hacia la etapa de distribución y consumo final, generando de esta manera un flujo de potencia unidireccional “*flujo de potencia en una sola dirección*”. El diseño e implementación de los sistemas de suministro de energía eléctrica existentes se realizaron basados en esta premisa.

Con la introducción de la Generación Distribuida que generalmente se hace en la etapa de distribución, la topología de la red cambia, es decir, el sistema convencional de suministro de energía eléctrica deja de ser un sistema radial y los flujos de energía eléctrica pasan de ser flujos unidireccionales a convertirse en flujos de potencia bidireccionales [8], [9]. La Figura 1 muestra la convención de una red tradicional sin Generación Distribuida en la cual se puede observar la dirección del flujo de potencia que va desde la fuente hacia el usuario final, en la Figura 2 se tiene la red tradicional mostrada en la Figura 1 pero con la diferencia de que en este esquema se ha agregado la etapa de Generación Distribuida, y como consecuencia se generan flujos bidireccionales en el sistema.

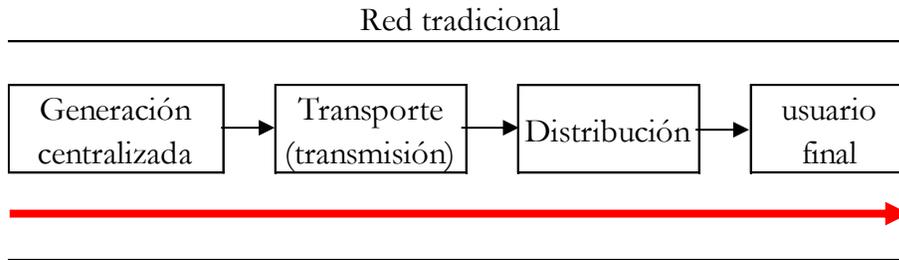


Figura 1. Suministro de energía eléctrica tradicional – sin Generación Distribuida

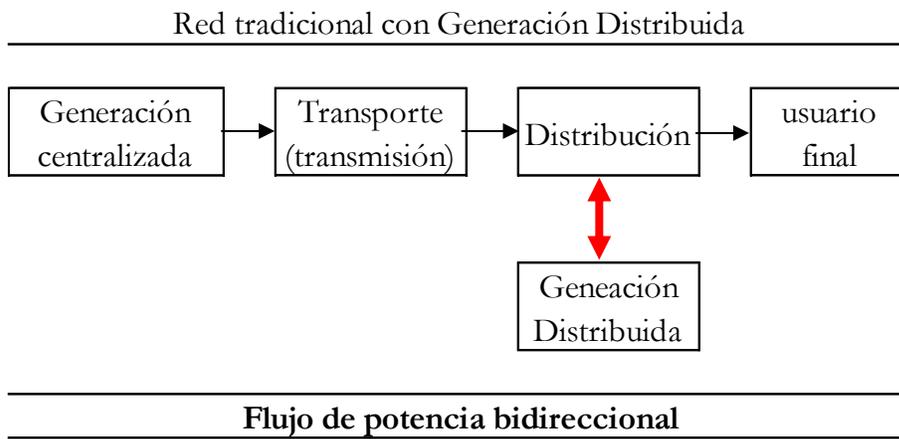


Figura 2. Suministro de energía eléctrica tradicional – con Generación Distribuida

Uno de los aspectos importantes a tener en cuenta en los tipos de redes mencionados, es el sistema de protección, el cual se diseña de acuerdo al sistema de red tradicional existente. Con la inclusión de Generación Distribuida esos sistemas de protección se ven afectados en gran medida partiendo del hecho de que como se mencionó aparecen flujos bidireccionales, incremento en las corrientes de cortocircuito, se pierde el esquema de coordinación de protecciones, se producen recierres de líneas inefectivos después de una falla utilizando dispositivos de recierre automático, islas indeseadas, disparos indeseados [5], [10], [11].

Uno de los puntos esenciales para que el sistema eléctrico funcione adecuadamente es obtener una buena coordinación en los dispositivos de protección, por lo cual, es indispensable realizar un estudio detallado de los problemas que ocasiona la inclusión de Generación Distribuida en los sistemas de distribución y los diferentes métodos mediante

los cuales se puedan superar los problemas presentados.

Teniendo en cuenta la necesidad de superar los inconvenientes descritos anteriormente en los sistemas de protección, se han realizado varias investigaciones enfocadas a solucionar los problemas presentados.

Para solucionar los problemas presentados en los sistemas de protección se han propuesto diferentes métodos, entre los más destacados se tienen: implementación de Limitadores de Corriente de Falla [10], [11], modelos de optimización aplicados a sistemas de protección [12], [13], algoritmos de evolución diferencial caótica [14], desconexión de los Generadores Distribuidos en el momento de presentarse una falla en el sistema, etc.

1.6.4 Implementación de algoritmos genéticos en la coordinación de relés de protección eléctrica.

Día a día se busca que los sistemas de protección eléctrica sean confiables, operen rápidamente, sean selectivos, etc. Actualmente los relés de protección son equipos basados en microprocesadores, es decir son equipos inteligentes, por lo cual, el estudio sobre el mejoramiento en las características de operación se enfoca en mejorar su respuesta del equipo al cambio en las variables del sistema como; corriente, tensión, frecuencia, potencia, desfases. Por lo tanto, varios investigadores se encuentran en la constante búsqueda de encontrar métodos a través de algoritmos genéticos mediante los cuales puedan mejorar las características de respuesta de los equipos como relés de protección.

En la Tabla 1 se muestra algunos artículos de investigadores que se encuentran trabajando en temas relacionados con algoritmos genéticos, los cuales los aplican a sistemas de protección eléctrica.

Tabla 1. Investigaciones sobre la implementación de algoritmos genéticos en sistemas de protección eléctrica

ITEM	TÍTULO	DESCRIPCIÓN	AÑO
1	Optimization of Directional Overcurrent Relay Times by Particle	En este artículo se tratan los problemas para obtener los tiempos optimos de operación de un relé de sobrecorriente direccional,	2008

ITEM	TÍTULO	DESCRIPCIÓN	AÑO
	Swarm Optimization 15	para lo cual los investigadores modelan esto como un problema de optimización no lineal restringido mediante la implementación del método de optimización de enjambre de partículas	
2	Optimal coordination of distance and over-current relays in series compensated systems based on MAPSO 16	En este artículo se tratan problemas que se presentan para obtener una óptima coordinación entre los relés de distancia y los relés de sobrecorriente direccional. La principal contribución de este artículo es la implementación de un modelo de optimización de enjambre de partículas adaptativo mejorado mediante el cual se mejora la respuesta de dichos dispositivos	2011
3	Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in a Microgrid System Using a Hybrid Particle Swarm Optimization 12	En este artículo se trata el problema que surge en los relés de sobrecorriente direccional implementados en una microred cuando se introduce Generación Distribuida en la red. Para atacar este problema, los investigadores proponen el algoritmo de optimización de enjambre de partículas híbrido, mediante el cual mejoran la respuesta de los relés de sobrecorriente direccional	2011
4	Optimal Coordination Of Directional Overcurrent Relays: A Genetic Algorithm Approach 17	En este artículo los investigadores tratan de optimizar la coordinación de relés de sobrecorriente direccional, es decir lograr mayor selectividad en los equipos sin perder sensibilidad y rapidez en el momento de limpiar una falla	2012
5	Coordination of directional overcurrent relays using opposition based chaotic differential evolution algorithm 18	La coordinación de relés de sobrecorriente direccional ha sido considerada como un problema de optimización y ha sido resuelto mediante la implementación de algoritmos. Los investigadores de este artículo proponen la implementación del algoritmo de evolución diferencial caótica basada en oposición, mediante el cual mejoran las	2013

ITEM	TÍTULO	DESCRIPCIÓN	AÑO
		caraterísticas de comportamiento en dichos sistemas de protección	
6	Optimal coordination of directional overcurrent relays using NSGA-II 19	En este artículo se presenta un nuevo método para la coordinación de relés de sobrecorriente direccional con el fin de reducir los tiempos de discriminación del relé primario y de respaldo, para lo cual se utiliza un algoritmo genético de clasificación no dominado.	2014
7	Coordination of directional overcurrent relays in meshed power systems using hybrid genetic algorithm optimization 20	En este artículo se presenta un algoritmo genético híbrido para la coordinación de relés de sobrecorriente direccional, el cual fue implementado en un sistema de transmisión real existente en Brasil.	2014
8	Optimum Coordination of Directional Overcurrent Relay in presence of Distributed Generation Using Genetic Algorithm 21	La inclusión de Generación Distribuida en la red trae problemas en la corrdinacion de los dispositivos de protección, en este artículo proponen un algoritmo genético basado en técnicas de optimización heurístico para solucionar los inconvenientes presentaos en los tiempos de respuestas de dichos dispositivos. Como se mencionó anteriormente, la inclusión de Generación Distribuida en la red trae varios inconvenientes en la coordinación de los dispositivos de protección. Los autores de este artículo proponen un método capaz de identificar de manera óptima un conjunto de configuraciones válidas para los posibles escenarios de introducción de Generadores Distribuidos en un futuro.	2016
9	Planning the Coordination of Directional Overcurrent Relays for Distribution Systems Considering DG 22		2016

CAPÍTULO 2

UNIDAD DE ENSAYO DE RELÉS DE PROTECCIÓN, ERP-UB – EDIBÓN

En este capítulo, se hace una descripción detallada de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección implementada en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales.

2. UNIDAD DE ENSAYO DE RELÉS DE PROTECCION, ERP-UB – EDIBÓN

PARA determinar la importancia de contar con la Unidad de Ensayo de Relés de Protección en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales, es necesario realizar un estudio detallado de la unidad de ensayo y sus componentes, posteriormente, se debe realizar un estudio de las bases teóricas de los sistemas de protección eléctrica para continuar con la etapa experimental del proceso, y finalmente analizar los resultados obtenidos.

2.1. Unidad de Ensayo de Relés de Protección implementado en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales

La Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales cuenta con una Unidad de Ensayo de Relés de Protección, denominada ERP-UB. En la Figura 3 se observa la unidad de ensayo descrita anteriormente



Figura 3. Unidad de Ensayo de Relés de Protección ERP-UB.

En la Tabla 2 se muestran los elementos que componen la Unidad de Ensayos de Relés de Protección; ERP-UB descrita en la Figura 3:

Tabla 2. Elementos de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB

Identificación	Descripción
1	Módulo de inyección de fallos.
2	Módulo de simulación de líneas de transmisión.
3	Alimentación para módulos de relés y de inyección de fallos.

Identificación	Descripción
4	Módulo de relé de protección.
5	Conexiones principales, tablero de medición y control.
6	Selector de regulación de tensión trifásica.
7	Selector de regulación de carga trifásica.

La cantidad de dispositivos, las entradas y salidas, su estructura modular, le permite a la unidad de ensayos de relés de protección, ERP-UB ser utilizada para un amplio abanico de simulaciones de aplicaciones de protección y pruebas en tiempo real de un sistema de relés numéricos [2]. Esta unidad proporciona a los estudiantes experiencia teórica y práctica con relés industriales.

Con la unidad se pueden realizar experimentos para investigar fallos a tierra, sobrecorriente, establecer curvas de disparo, ajustes de relés, clasificación de fallos, etc.

Los relés se ubican en cerramientos portátiles y modernos, la unidad de pruebas puede soportar hasta dos relés al tiempo, los relés tienen la facilidad de programarse directamente o mediante software [2].

Para mayor facilidad, la unidad cuenta con diagramas en los paneles frontales del relé para que los usuarios puedan realizar y entender los experimentos.

El tablero está compuesto por dos partes, la izquierda y la derecha, separadas por el interruptor de parada de emergencia, el cual se encuentra ubicado en el centro. En la Figura 4 se observan las conexiones principales y el tablero de medición y control. En la Figura 5 y en la Figura 6 se numeran todos los componentes del tablero de medición y control.

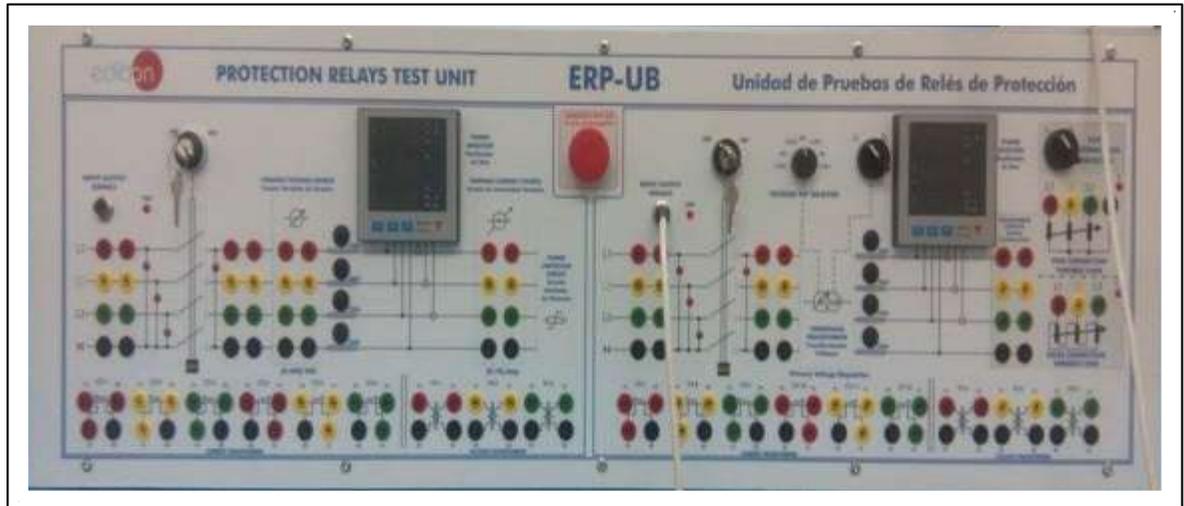


Figura 4. Conexiones principales, tablero de medición y control – Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.

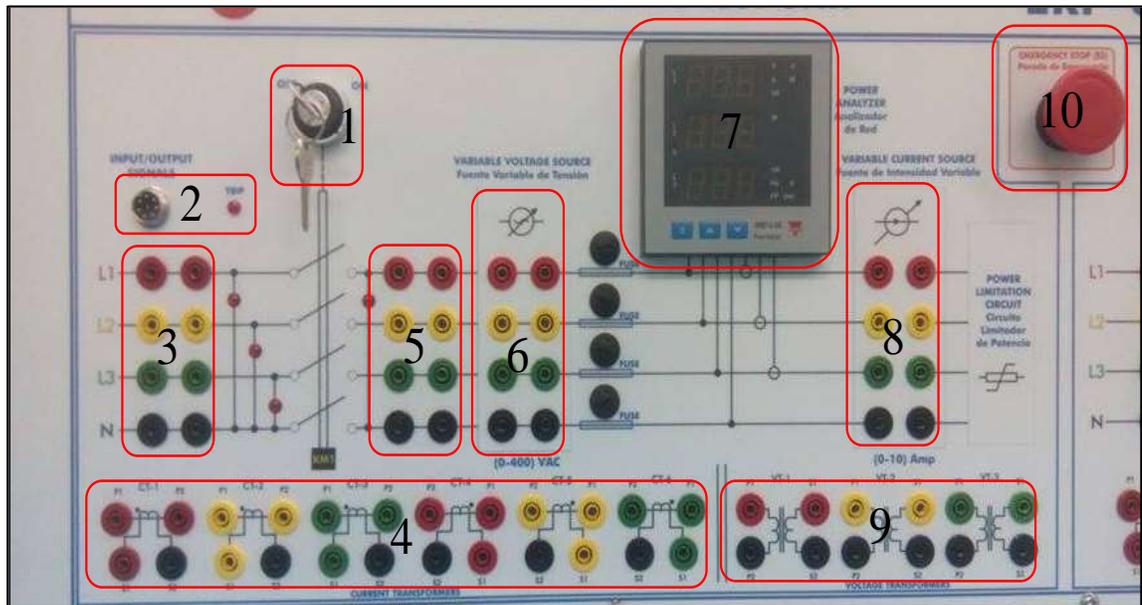


Figura 5. Numeración de los componentes de la parte izquierda del panel - Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.

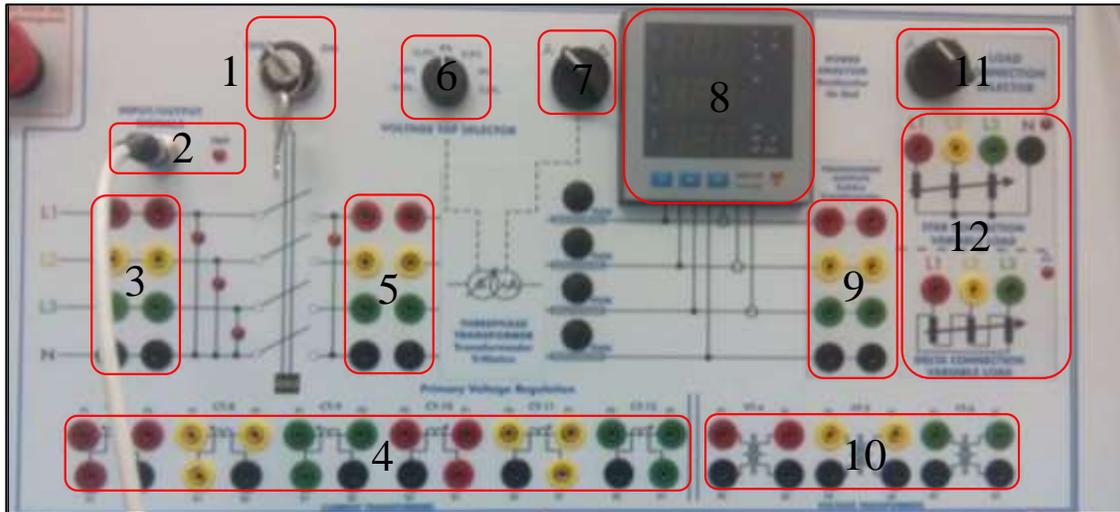


Figura 6. Numeración de los componentes de la parte derecha del panel – Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.

En la Tabla 3 se hace la descripción detallada de cada componente numerado en la Figura 5.

Tabla 3. Descripción detallada de los componentes de la parte izquierda del panel - Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.

Identificación	Descripción parte izquierda del panel
1	Llave de conexión de seguridad de la alimentación (Interruptor de seguridad).
2	Señales de entrada/salida e indicador de disparo de relé.
3	Terminales de salida de tensión trifásica fijos.
4	Transformadores de corriente con relación de transformación 50/5 CT=10.
5	Terminales de salida de tensión trifásica fijos secundarios.
6	Terminales de salida de tensión trifásica variable.
7	Display de medidas de potencia.
8	Terminales de salida de corriente trifásica variable.
9	Transformadores de tensión con relación de transformación: PT=3.64.
10	Interruptor de parada de emergencia.

En la Tabla 4 se hace la descripción detallada de cada componente numerado en la Figura 6.

Tabla 4. Descripción detallada de los componentes de la parte derecha del panel - Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB.

Identificación	Descripción parte derecha del panel
1	Llave de conexión de seguridad de la alimentación (Interruptor de seguridad).
2	Señales de entrada/salida e indicador de disparo de relé.
3	Terminales de salida de tensión trifásica fijos.
4	Transformadores de corriente con relación de transformación de $10/5$ CT=2.
5	Terminales de salida de tensión trifásica fijos secundarios.
6	Selector del conmutador de tensión primaria del transformador.
7	Selector del tipo de conexión secundaria del transformador.
8	Analizador de medidas de potencia.
9	Terminales de salida de tensión trifásica del transformador.
10	Transformadores de tensión PT con relación de transformación: PT=3,64.
11	Selector del tipo de conexión de carga.
12	Conectores del terminal de carga en triangulo y estrella.

En la Figura 7 se numeran las partes por las que está conformado el módulo de inyección de fallos.

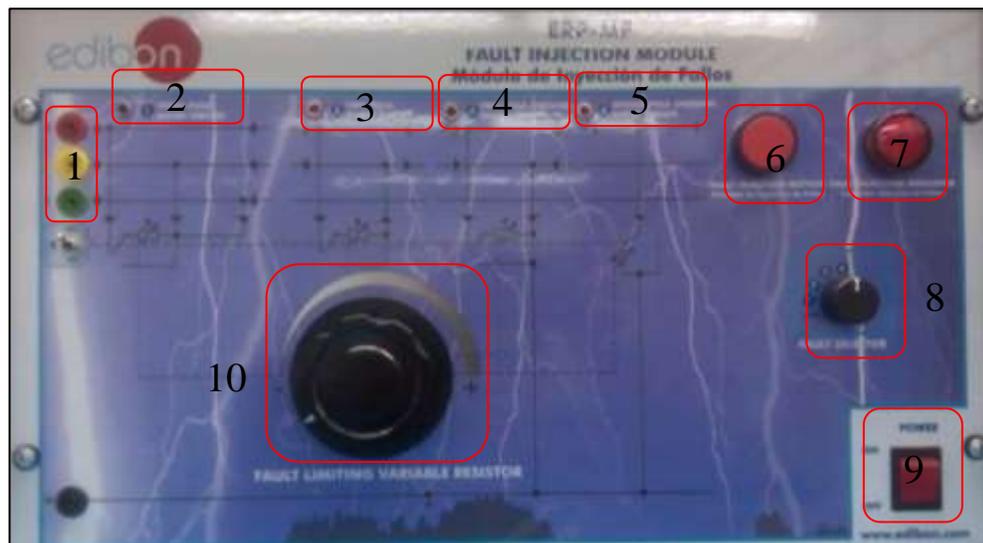


Figura 7. Módulo de inyección de fallos.

En la Tabla 5 se hace la descripción detallada de cada componente numerado en la Figura 7.

Tabla 5. Descripción detallada de las partes que conforman el módulo de inyección de fallos.

Identificación	Descripción del módulo de inyección de fallos
1	Terminales de salida.
2	Indicador de fallo trifásico.
3	Indicador de fallo bifásico.
4	Indicador de fallo bifásico a neutro.
5	Indicador de fallo monofásico.
6	Pulsador para la inyección del fallo.
7	Indicador de inyección del fallo.
8	Selector del tipo de fallo.
9	Interruptor de encendido del relé.
11	Selector de regulación del resistor de fallo.

En la Figura 8 se numeran las partes por las que está conformado el módulo de simulación de líneas de transmisión.

El módulo representa conceptos básicos del funcionamiento de líneas de transmisión de energía eléctrica trifásicas de alta tensión. Este módulo simula un valor que modifica una línea de parámetros concentrados que permite diferentes configuraciones y consiste en tres líneas conductoras (R, S, T) y una línea de retorno o neutro (N) [2].

Cada fase está representada, siguiendo el modelo teórico de parámetros concentrados, mediante una asociación en serie de resistencia e inductancia, junto con una asociación en paralelo entre cada una de ellas en un efecto capacitivo [2].

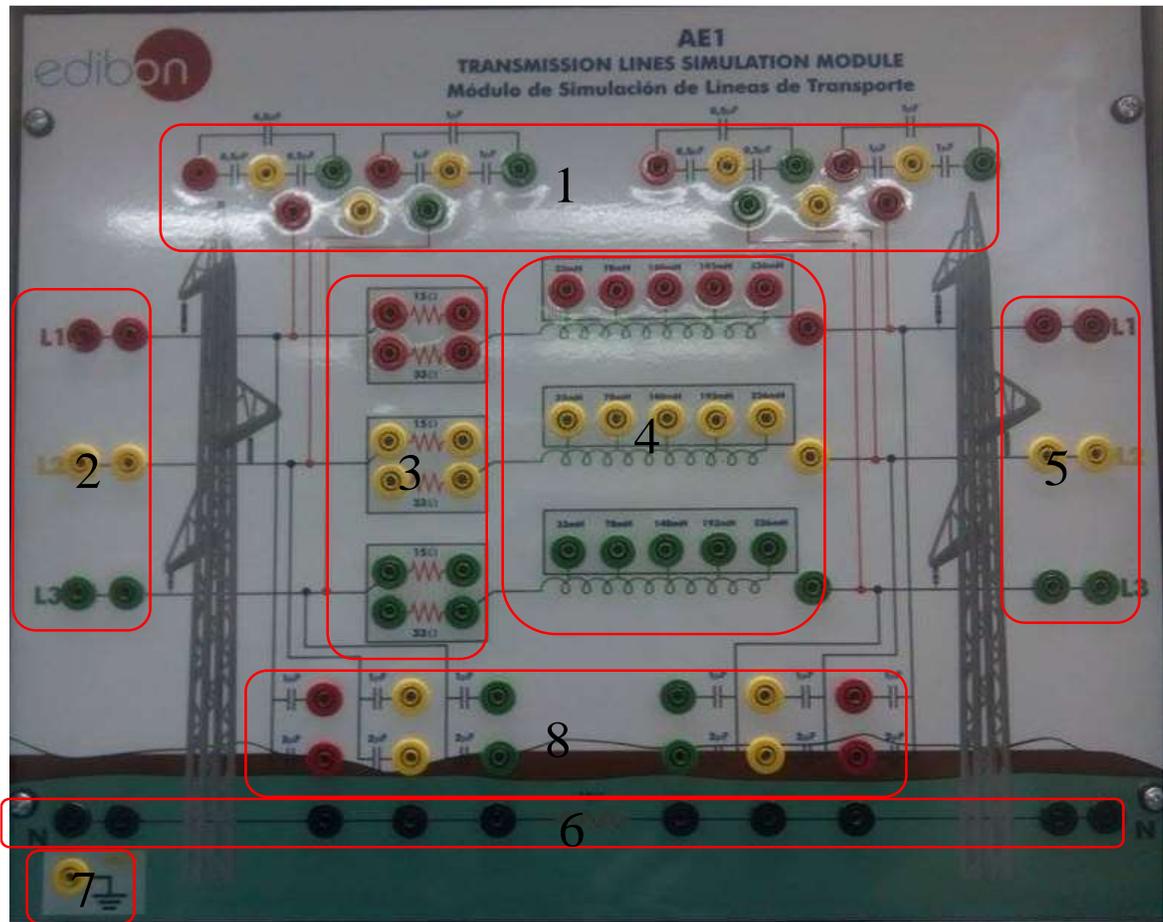


Figura 8. Módulo de simulación de líneas de transmisión.

En la Tabla 6 se hace la descripción detallada de cada componente numerado en la Figura 8.

Tabla 6. Descripción detallada de las partes que conforman el módulo de simulación de líneas de transmisión.

Identificación	Descripción del módulo de simulación de líneas de transmisión
1	Terminales de conexión para los parámetros de las capacitancias de la línea de transmisión.
2	Terminales de conexión de entrada de la línea de transmisión.
3	Terminales de conexión para los parámetros de los valores resistivos de la línea de transmisión.
4	Terminales de conexión para los parámetros de los valores de inductancia de la línea de transmisión.
5	Terminales de conexión de salida de la línea de transmisión.

Identificación	Descripción del módulo de simulación de líneas de transmisión
6	Terminales de conexión de neutro.
7	Terminal de conexión de tierra.
8	Terminales de conexión de las capacitancias paralelas a la carga

2.2. Encendido de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB.

La Unidad cuenta con una protección térmica que actúa por sobrecarga, en caso de disparo de esta protección, se debe esperar de 10 a 20 minutos antes de conectar nuevamente la fuente de tensión y corriente variable.

En la Figura 9 se muestra el orden de encendido de la Unidad ERP-UB.

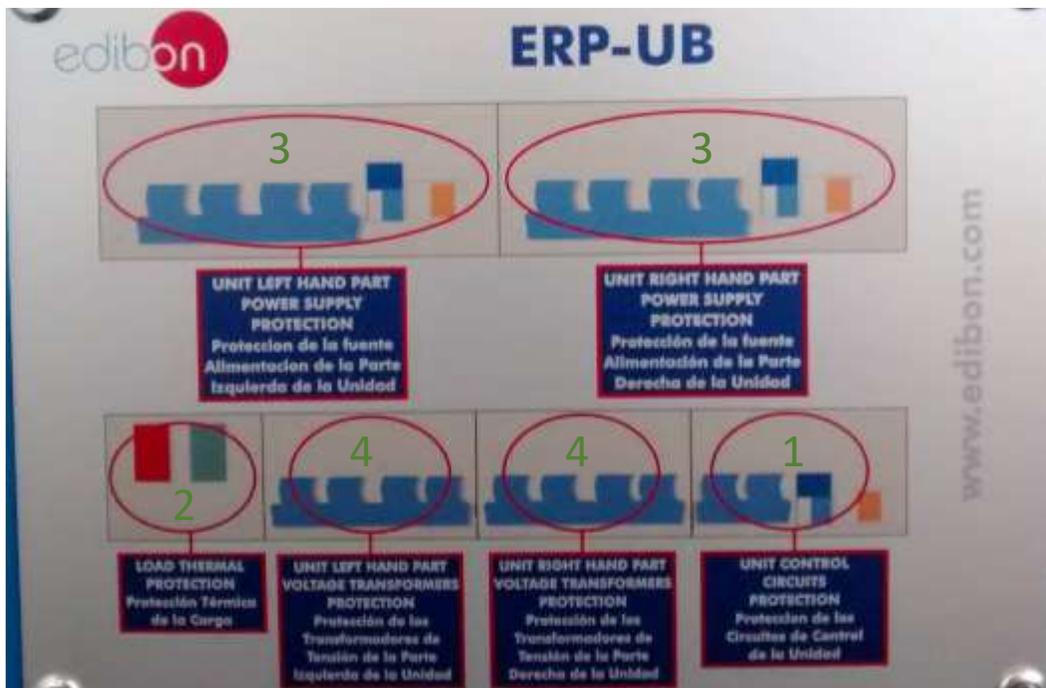


Figura 9. Orden de encendido de la Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP.

En la Tabla 7 se hace una descripción detallada de los pasos mostrados en la Figura 9.

Tabla 7. Descripción detallada de los pasos de encendido de la Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB

Pasos	Descripción de los pasos de encendido de la Unidad ERP-UB
1	Encienda la protección magnetotérmica del circuito de control.
2	Encienda la protección térmica de sobrecarga de la fuente de corriente.
3	Encienda las protecciones magnetotérmicas de la alimentación de las partes izquierda y derecha del panel.
4	Encienda las protecciones de los circuitos de medición de tensión de las partes izquierda y derecha del panel.
5	Encienda los módulos de relés de protección conectados al ERP-UB.

Para apagar la Unidad ERP-UB se realiza la secuencia descrita anteriormente pero de forma inversa.

Las descripciones realizadas anteriormente se tomaron del Manual de Prácticas proporcionado por la empresa EDIBON.

2.3. Sistemas de protección eléctrica.

Los sistemas de protección eléctrica se utilizan para evitar la destrucción de equipos o instalaciones eléctricas por causa de fallas. Dentro de los objetivos principales de un sistema de protección eléctrica se tiene; proteger efectivamente a las personas y los equipos, disminuir el efecto de las fallas sobre las líneas y los equipos, monitorear continuamente las variables de; tensión, corriente, frecuencia, potencia e impedancia para detectar condiciones de falla, mantener un muy alto nivel de confiabilidad del servicio.

Una de las características principales de un sistema de protección es la remoción del servicio cuando existe un cortocircuito o cuando existe un comportamiento anormal en el sistema. Dentro de las principales fallas que se presentan en el sistema tenemos; Falla en el sistema de potencia (Cortocircuito), Falla de la red (Sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes y daños). Generalmente, el 72% de las fallas son de tipo monofásico, el 22% bifásicas, y el 6% son trifásicas [1].

Las fallas mencionadas pueden ser causadas por:

1. Sobrevoltajes debido a las descargas atmosféricas.
2. Sobrevoltajes debido suicheo y a la ferorresonancia.
3. Rompimiento de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a

vientos, sismos, hielo, árboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.

4. Daño de aislamiento.
5. Incendio.
6. Falla de equipos.

Se pueden presentar diferentes tipos de falla:

1. *Fallas Temporales*: Se pueden despejar antes de que ocurran daños graves, se autodespejan o se despejan mediante la operación de dispositivos de despeje.
2. *Fallas permanentes*: persisten a pesar de que el circuito es desenergizado.

2.3.1. Principios teóricos de los sistemas de protección.

Los relés de protección son unidades compactas formadas por componentes de estado sólido como; amplificadores operacionales y redes de microprocesadores digitales conectados al sistema de potencia los cuales se encargan de detectar las anomalías presentadas. Se utilizan para detectar condiciones intolerables, en su mayoría fallos presentes en el sistema.

La mayoría de fallos en un sistema con una red de líneas aéreas son fallos de una fase a tierra originados de una tensión alta transitoria, inducida por un rayo o por la caída de árboles y ramas.

El objetivo principal de un sistema de protección es aislar el área que presenta el fallo del sistema de potencia lo más rápido posible, de tal manera que se minimice el efecto sobre el resto del sistema. Existen siete aspectos relevantes en la implementación de un relé de protección:

1. *Confiabilidad*: certeza de que la protección funcione correctamente.
2. *Selectividad*: mínima desconexión del sistema y máxima continuidad de servicio.
3. *Velocidad de funcionamiento*: mínima duración del fallo.
4. *Simplicidad*: equipos de protección y circuitos asociados mínimos para obtener los objetivos de protección.
5. *Economía*: máxima protección a un coste total mínimo.

6. *Seguridad*: que no cause desenergización del circuito debido a desbalanceo de carga, corrientes inrush, puesta en marcha de carga en frío, armónicos y otras condiciones de estado estable y transitorias.
7. *Sensitividad*: detección de fallas temporales y permanentes y diferenciarlas.

2.3.2. Principios de aplicación de relés de protección

El sistema de potencia se divide en seis zonas de protección: 1) generadores y unidades transformador – generador, 2) transformadores, 3) buses o barras, 4) líneas de transmisión, subtransmisión y distribución, 5) motores, cargas estáticas y otros, y 6) bancos de reactores. La mayoría de las zonas de protección descritas se muestran en la Figura 10.

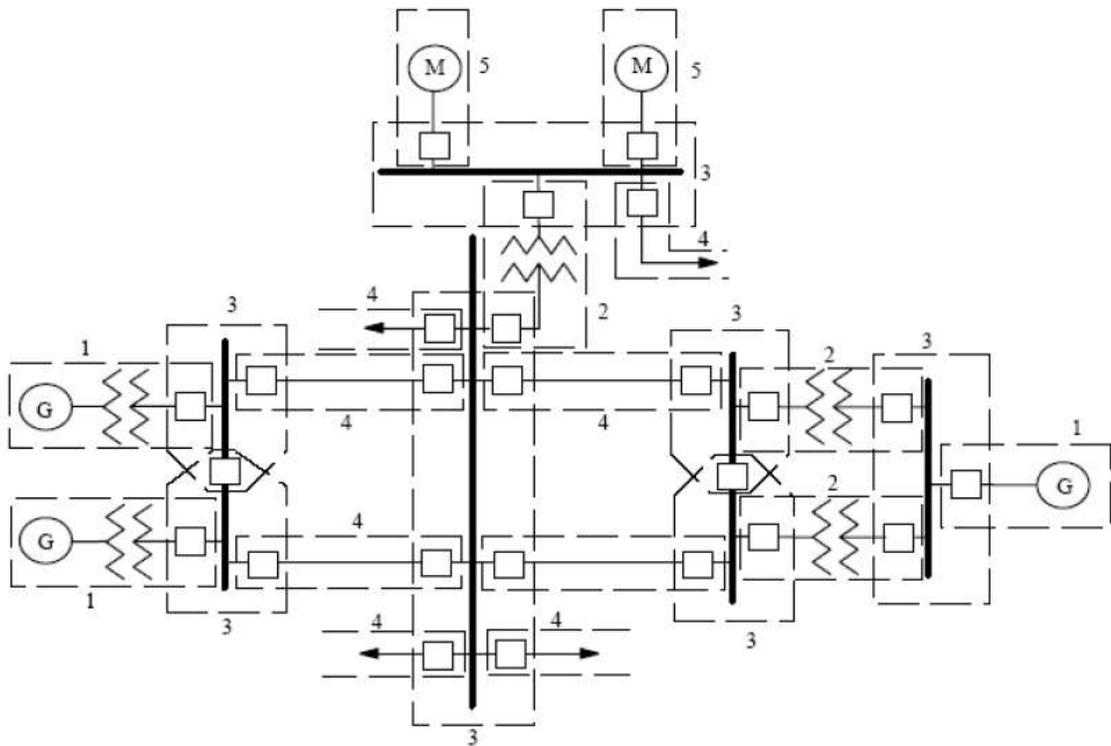


Figura 10. Zonas de protección [2].

Cada zona está compuesta por relés de protección, diseñados específicamente para protección primaria, basados en las características de los equipos que se pretende proteger. La protección en cada zona debe solapar a la de la zona adyacente, con el fin de que no ocurra un vacío de protección primaria entre zonas de protección.

Implementación de transformadores de corriente en redes eléctricas.

Los transformadores de corriente (TC) alimentan dispositivos de monitorización, control y medición. El transformador de corriente se diseña de manera que la corriente inducida en el secundario sea proporcional a la corriente que atraviesa el primario. En un transformador de corriente la relación entre la corriente primaria y secundaria es constante, generalmente se denomina relación de transformación

En la Figura 11 se muestra el diagrama eléctrico simplificado del transformador de corriente.

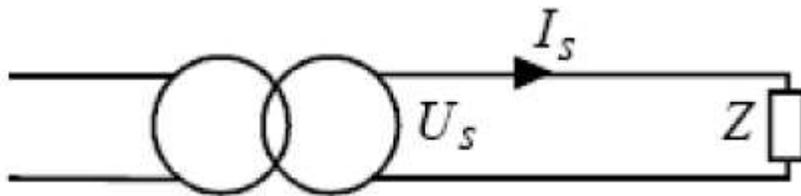


Figura 11. Diagrama eléctrico simplificado del transformador de corriente [2].

La Z es la impedancia de carga del lado secundario del transformador de corriente, entonces:

$$P = ZxI_s^2 \quad (1)$$

$$V_s = ZxI_s \quad (2)$$

Si se cortocircuita el secundario de un transformador de corriente, $Z = 0, P = 0, V_s = 0$, por lo tanto, no hay riesgo de destrucción, por lo cual se puede cortocircuitar el secundario de un transformador de corriente sin ningún riesgo. Esta es una de las prácticas que se efectúa frecuentemente cuando se va a realizar cambios de medidores de medida semidirecta, o cuando se van a intervenir equipos de medida.

De otra manera, si se deja abierto el secundario de un transformador de corriente, Z tiende al infinito y teóricamente la potencia y la tensión serían infinitas pero físicamente estas magnitudes están limitadas por las pérdidas magnéticas y de cobre del transformador de corriente, sin embargo la tensión puede tomar valores de varios kV. Por lo tanto, nunca se debe dejar el circuito secundario de un transformador de corriente abierto.

El transformador de corriente debe cumplir con unos requisitos relacionados con los dispositivos de medición y protección.

Corriente primaria nominal: se debe elegir entre los siguientes valores: 10, 12.5, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75 y sus múltiplos o factores decimales [2].

Corriente secundaria nominal: le corresponde un valor de 1A o 5A.

Relación de transformación (K_n): relación entre la corriente primaria nominal y la corriente secundaria nominal.

$$K_n = \frac{I_{pn}}{I_{sn}} \quad (3)$$

Potencia de precisión: potencia aparente en VA que el transformador de corriente puede suministrar al circuito secundario. Los valores estándar que se manejan en la actualidad son: 1, 2.5, 5, 10, 15 y 30 VA.

Clase de precisión: establece los límites de error de la relación de transformación y desfase bajo condiciones específicas de corriente y potencia.

Error de la relación de transformación: error que introduce el transformador en la medición de corriente el cual se expresa como porcentaje:

$$Error(\%) = \frac{(K_n I_s - I_p) \times 100}{I_p} \quad (4)$$

Error de desfase o fase: diferencia de fase entre la corriente primaria y secundaria, la cual se expresa en minutos.

Corriente de cortocircuito térmica nominal (I_{th}): valor eficaz o RMS de la corriente primaria que el transformador de corriente puede soportar durante un segundo, con el lado secundario cortocircuitado.

Corriente dinámica nominal (I_{dyn}): valor pico de la corriente primaria que el transformador puede soportar con el lado secundario cortocircuitado. El valor de la corriente dinámica nominal se calcula así:

$$I_{dyn} = 2.5I_{th} \quad (5)$$

2.3.3. Implementación de transformadores de tensión en redes

eléctricas

El transformador de tensión proporciona al secundario una tensión proporcional a la aplicada en el primario. La relación de transformación entre la tensión primaria y secundaria es constante. La tensión secundaria no depende de la carga.

En la Figura 12 se observa el diagrama eléctrico simplificado del transformador de tensión.

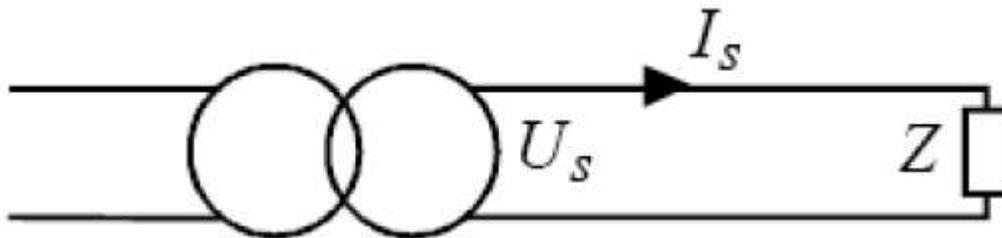


Figura 12. Diagrama eléctrico simplificado del transformador de tensión [2].

Si Z es la impedancia de la carga en el secundario del transformador de tensión, entonces:

$$P = \frac{U_s^2}{Z} \quad (6)$$

$$I_s = \frac{U_s}{Z} \quad (7)$$

Es posible instalar una impedancia en el secundario que oscile entre la impedancia nominal del transformador de tensión y el infinito. Por lo tanto, se puede dejar el secundario de un transformador de tensión en circuito abierto.

De otra manera, si se reduce la impedancia del lado secundario, la corriente suministrada incrementará de forma desmedida ocasionando deterioro en el transformador de tensión. Por lo tanto, nunca se debe cortocircuitar el secundario de un transformador de tensión.

El transformador de tensión debe cumplir con las especificaciones de red. A continuación se describen las especificaciones generales que tiene un transformador de tensión:

Factor de tensión nominal: factor por el que se debe multiplicar la tensión primaria

nominal con el fin de establecer la tensión máxima para la que el transformador debe alcanzar los niveles requeridos de calentamiento y precisión. El transformador de tensión debe ser capaz de soportar la tensión máxima durante el tiempo necesario para solucionar un fallo.

Tensión primaria nominal (U_p): esta depende de su diseño. Los transformadores de tensión se pueden conectar de la siguiente manera.

1. Entre fase y tierra.
2. Entre fases.

Las configuraciones mencionadas se observan en la Figura 13.

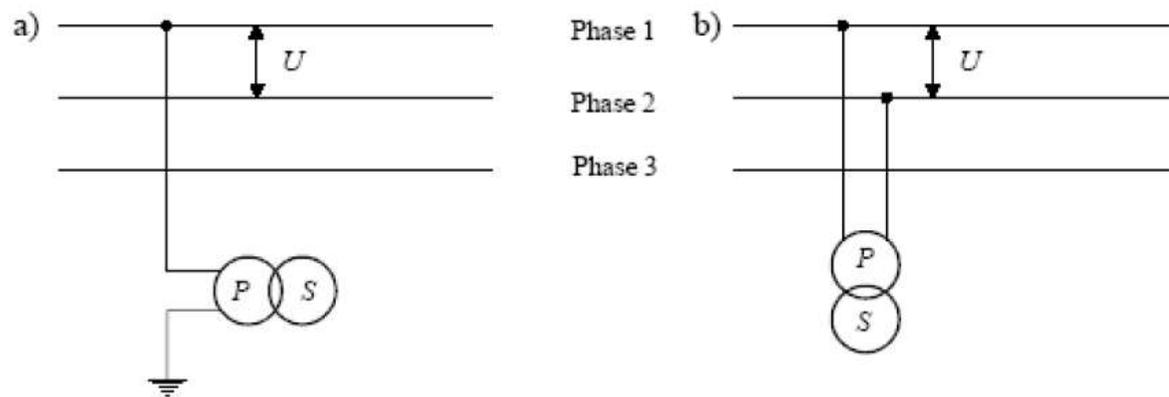


Figura 13. Conexión del transformador de tensión [2].

El transformador de tensión se debe adaptar a los requisitos relacionados con la protección y los dispositivos de medición.

Tensión secundaria nominal: para transformadores de tensión fase/fase el valor es de 100V o 110V. Para transformadores de tensión monofásicos diseñados para ser conectados entre fase y tierra, la tensión secundaria nominal se divide por $\sqrt{3}$.

Potencia de precisión: potencia aparente que puede suministrar el transformador de tensión al secundario cuando se conecta bajo la tensión primaria nominal y conectado a su carga de precisión, está dada en VA. Los valores estándares manejados por los transformadores de tensión son: 10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400 y 500 VA.

Clase de precisión: define los límites de error de fase y relación de transformación en condiciones de tensión y potencia especificados.

Error de proporción de tensión: error que introduce el transformador en la medición de tensión.

$$Error(\%) = \frac{(K_n U_s - U_p) \times 100}{U_p} \quad (8)$$

Error de desplazamiento de fase: diferencia de fase entre la tensión primaria y secundaria, la cual se expresa en minutos.

Salida limitante térmica nominal: potencia aparente que puede suministrar el transformador de forma permanente a su tensión secundaria nominal sin exceder los límites de calentamiento estipulados.

CAPÍTULO 3

UTILIZACIÓN Y ALCANCE EN LA FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

En este capítulo, se dan a conocer las características del Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional – No Direccional, ERP-SDND, el alcance y su filosofía de protección.

3. UTILIZACIÓN Y ALCANCE EN LA FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

PARA establecer la utilización y alcance en la filosofía de protección es necesario realizar un estudio minucioso del funcionamiento del Módulo de Relé de Sobrecorriente Direccional/No Direccional el cual hace parte de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección implementada en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales.

3.1. Módulo de Relé de Sobrecorriente Direccional/No Direccional, ERP-SDND

Este equipo hace parte de la familia SEL-351A y cuenta con un paquete de características de localización de fallos, control, monitorización y protección.

Funciones de protección

1. Posee elementos de sobrecorriente de fase, secuencia negativa, residual tierra y neutro tierra con control direccional, los cuales optimizan la protección de red radial y en circuito cerrado. Tiene la posibilidad de distinguir entre carga elevada y fallos trifásicos [2].
2. Implementación del reparto de carga y otros sistemas de control con elementos de subfrecuencia/sobrefrecuencia y subtensión/sobretensión.

Comprobación de sincronismo y reconexión automática.

1. Se pueden programar hasta cuatro intentos de reconexión automática.
2. Controla los sistemas de reconexión para anular los disparos.
3. Supervisa la reconexión manual o automática con lógica de comprobación de sincronismo y condición de tensión.

Interfaz y controles del operador.

1. Mediante los LED target se puede observar el estado y disparo del relé.
2. La pantalla LCD brinda información adicional sobre el operador con puntos de visualización programables.
3. Los pulsadores de cierre/disparo SafeLock opcionales con LEDs de estado del interruptor eliminan los costosos interruptores de control montados en el panel y las luces indicadoras de posición.

Software de ajustes lógicos y del relé

1. El Software ACCELERATOR QuickSet® SEL-5030 reduce costes de ingeniería para ajustes de relé y programación lógica.

Medición, Monitorización, Mediciones del Sincrofasor, Calidad de la Potencia y Localizador de Fallos

1. Mejora la programación del mantenimiento utilizando monitores para el desgaste del contacto de los interruptores y para la tensión de la batería de la subestación.
2. Analiza informes del Registrador de Eventos Secuencial (SER) e informes de eventos oscilográficos para una rápida puesta en marcha, testeo y diagnóstico posterior al fallo.
3. Las mediciones del sincrofasor mejoran los conocimientos del operador del sistema sobre las condiciones del sistema.

Entradas de tensión conectadas en triángulo o en estrella trifásica o monofásica.

1. Los ajustes permiten entradas de tensión trifásica o monofásica en estrella o trifásica en triángulo.
2. La entrada de tensión monofásica permite tensión de fase simulada para medición trifásica equilibrada y otras funciones dependientes de la tensión.
3. La entrada de tensión VS (sólo SEL-351A) se puede utilizar para comprobación del sincronismo o conexión de tensión broken-delta (secuencia cero) al relé.

Aplicaciones.

El sistema de protección SEL-351A tiene muchas aplicaciones de control, monitorización y protección del sistema de potencia.

Las funciones de sobrecorriente direccional y no direccional del SEL-351A se pueden utilizar para proteger de manera virtual cualquier circuito o dispositivo del sistema de potencia, incluyendo líneas, alimentadores, transformadores, bancos de condensadores, reactores y generadores.

Los elementos de sobrefrecuencia/subfrecuencia, sobretensión/subtensión y comprobación de sincronismo (solo SEL-351A) son muy adecuadas para aplicaciones en lugares de generación distribuida.

El módulo cuenta con las funciones de protección de; sobrecorriente de fase, secuencia – negativa, neutro – tierra, residual – tierra, control direccional, lógica de delimitación de carga con el fin de diferenciar entre una condición de sobrecarga y fallos trifásicos.

Posee un sistema de sincronismo y reconexión automática que permite:

1. Supervisar la reconexión manual o automática con lógica de comprobación de sincronismo y condición de tensión.
2. Controla los sistemas de reconexión para anular los disparos e inhibe la reconexión para el mantenimiento de líneas.
3. Programa hasta cuatro intentos de reconexión automática con dos formatos de reconexión seleccionables.

Tiene un sistema de monitorización con opciones de sincrofasor, calidad de la potencia y localizador de fallos. Con las mediciones del sincrofasor le permite al operador contar con un mejor conocimiento sobre las condiciones del sistema, visualiza ángulos de carga, mejora el análisis de eventos y proporciona medición de datos en tiempo real.

Permite llevar un registro de la cantidad de veces que ha operado el interruptor con lo cual se puede programar fácilmente las rutinas de mantenimiento, presenta informes de Registrador de Eventos Secuencial (SER) e informes de eventos oscilográficos.

Con las características mencionadas, se pueden utilizar las funciones de

sobrecorriente direccional y no direccional para proteger de manera virtual; líneas, alimentadores, transformadores, banco de condensadores, generadores, etc.

En la Figura 14 se numeran las partes por las que está conformado el Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional.

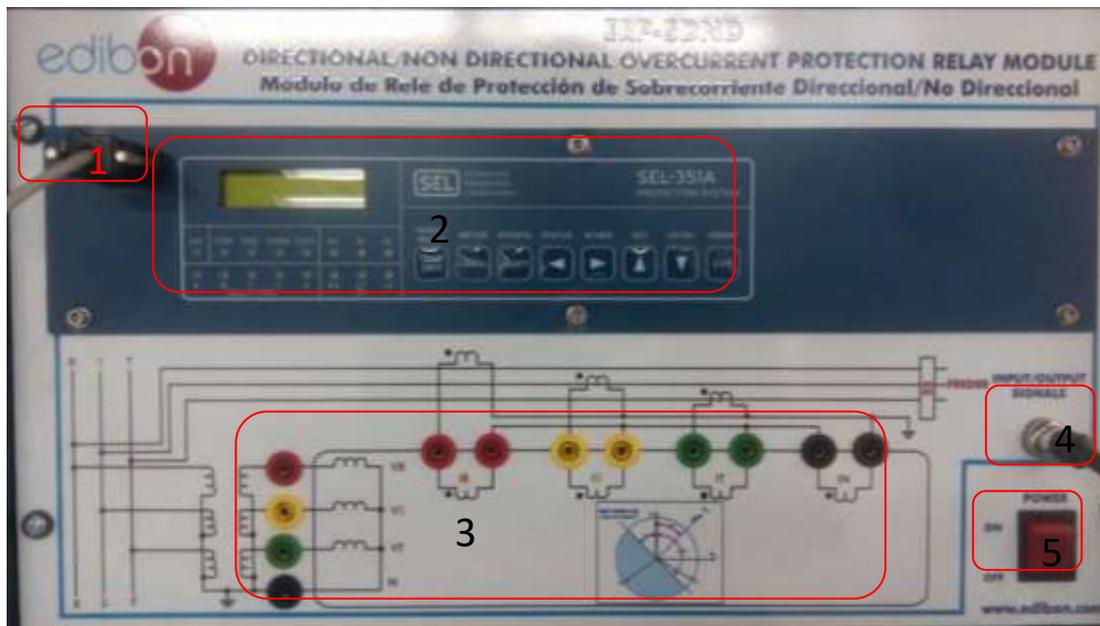


Figura 14. Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional.

En la Tabla 8 se hace la descripción detallada de cada componente numerado en la Figura 14.

Tabla 8. Descripción detallada de las partes que conforman el Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional.

Identificación	Descripción del Módulo de Relé de Sobrecorriente Direccional/No Direccional
1	Terminal de conexión del puerto RS 232.
2	Indicadores del panel frontal del relé de protección.
3	Conectores de entrada/salida de medición eléctrica.
4	Conector de señales de entrada/salida.
5	Interruptor de encendido del relé.

Con este equipo se puede realizar diversas prácticas experimentales, tales como:

1. Verificación de la función de protección direccional.
2. Protección direccional con diferentes condiciones de circuitos de medición.
3. Aplicación de la protección direccional a la línea de transmisión bajo diferentes condiciones de carga.

Con estos tipos de prácticas experimentales se afianza el conocimiento sobre sistemas de protección y se verifica el comportamiento del equipo ante diferentes situaciones del sistema implementado.

Para realizar pruebas experimentales con la Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones en su encendido y en su programación.

3.2. Sistema “SEL-351A-1 protection system”

El sistema de protección “SEL-351A-1” fue construido por “Schweitzer Engineering Laboratoriers” (SEL). Las características de este sistema se describen en la Tabla 9.

Tabla 9. Características del sistema “SEL-351A-1 PROTECTION SYSTEM”

ITEM	Características del sistema "SEL-351A-1 PROTECTION SYSTEM"
1	Protección.
2	Control.
3	Monitorización.
4	Localización de fallos.
5	Reporte de eventos.

La programación del Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional se hace a través de la interfaz AcSELerator® QuickSet que se presenta en la Figura 15. El software puede realizar la comunicación con el módulo ERP-SDND de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional.



Figura 15. Interfaz gráfica AcSELERator QuickSet.

Para realizar la comunicación con el módulo ERP-SDND, hay que dirigirse a la pestaña “Configuración” y seleccionar la opción “Comunicación”, al seleccionar esta opción se despliega el menú que se muestra en la Figura 16.

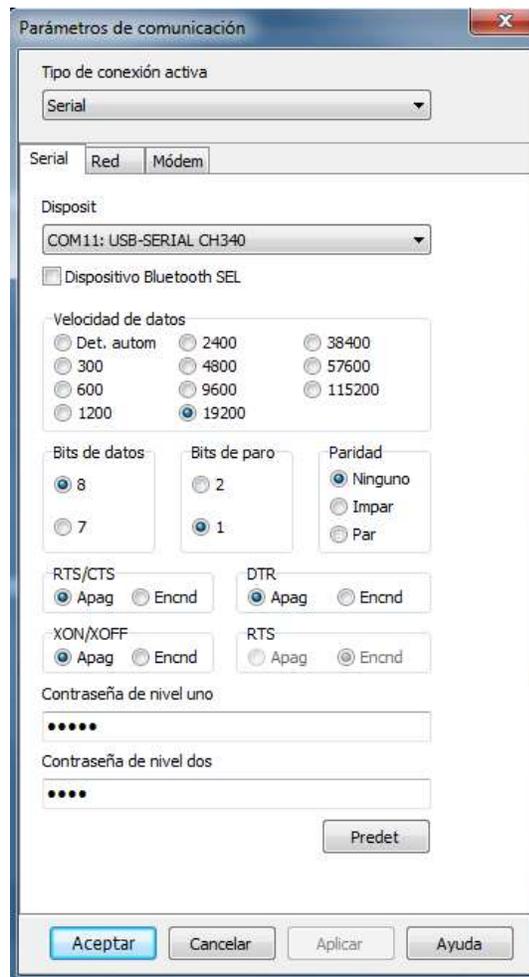


Figura 16. Configuración de la comunicación a través de la interfaz AcSELerator QuickSet.

La comunicación se debe realizar en modo “Serial” utilizando un dispositivo COM11: USB-SERIAL CH340, se debe seleccionar una velocidad de datos de 19200 Kbps, y las demás opciones se dejan con la configuración que aparece por defecto [3].

Para programar las condiciones en las cuales va a operar el relé se puede realizar a través de la opción “Nuevo” mediante la pestaña “Settings Editor” o a través de la opción “Ajustes”. Al seleccionar cualquiera de las opciones, se despliega una ventana como la que se muestra en la Figura 17.

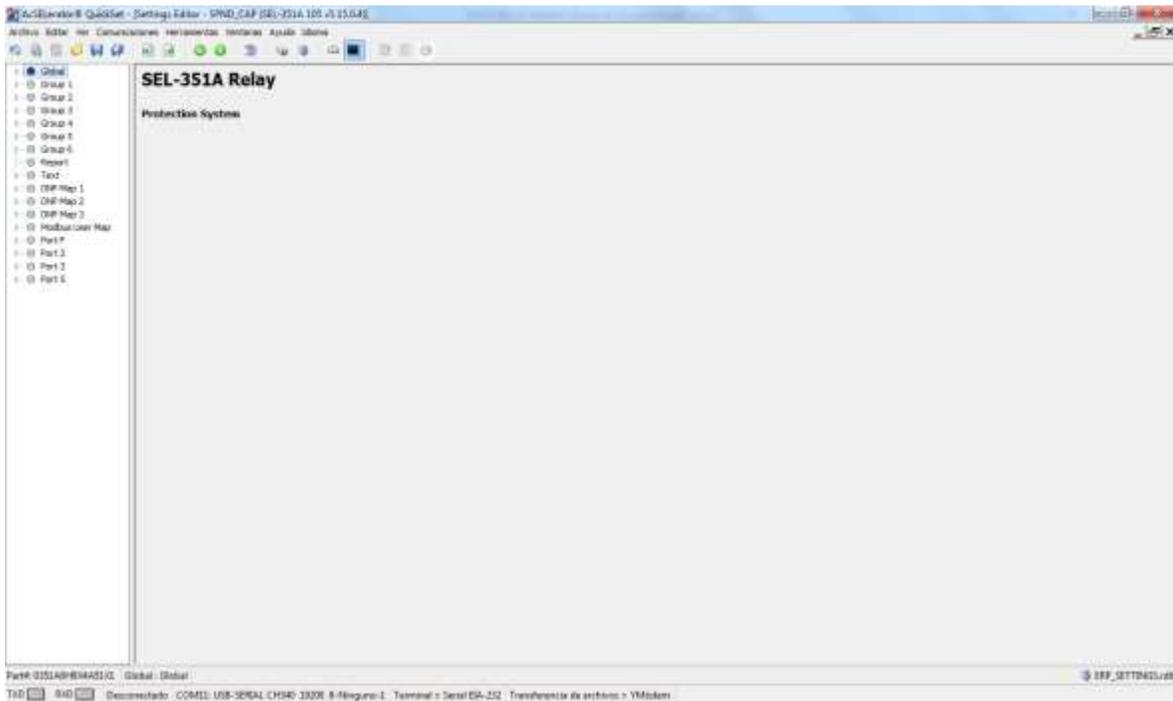


Figura 17. Ventana de configuración de parámetros “Settings Editor” de AcSELeRator QuickSet.

A continuación se describen las principales opciones de la ventana mostrada en la Figura 17.

Global: a través de esta opción se ingresa a las configuraciones generales del sistema tales como; conexión de transformadores de medida, secuencia de fases, frecuencia, ciclos para los reportes generados (antes y después de generada la falla), etc.

Group 1: a través de esta opción se puede programar las condiciones de; disparo, cierre y recierre del relé de protección, además de las condiciones con las cuales se realiza la medición a través de los transformadores de tensión y de corriente en el módulo ERP-UB. Existen 6 grupos, los cuales se pueden configurar de acuerdo a las necesidades del usuario.

Report: Mediante esta opción se puede configurar las condiciones mediante las cuales se desee generar un registro de eventos, con el fin de observar el comportamiento del sistema cuando ocurre una condición de operación inesperada.

3.3. Parámetros que se pueden modificar mediante el software AcSELeRator QuickSET

A continuación se describen los parámetros del módulo que se pueden modificar mediante el software AcSELeRator QuickSET:

Parámetros generales “General Settings”.

1. Tipos de conexión:

- a) “*PTCONN Phase Potential Transformer Connection (WYE, DELTA o SINGLE)*”: está relacionada con el tipo de conexión que tiene el transformador de entrada a la mesa de protecciones, puede ser estrella (de 4 hilos), delta abierto (de 3 hilos) o monofásico. La configuración cambia internamente la forma en que se manipula la tensión en la mesa de protecciones.
- b) “*VSCONN VS Channel Input Connection (VS o 3V0)*”: se utiliza para ejecutar algunas operaciones específicas del relé tales como: chequeo de sincronismo a la red (VS), selección (3V0) para habilitar operaciones que requieren tensión de secuencia cero.

2. “Setting group change delay” – Ajustes de cambio de retardo del grupo.

- a) “*TGR Group Change Delay (cycles in 0.25 increments Range from 0.00 to 16000.00)*”: define el tiempo de verificación de los grupos de ajustes, sólo uno de los grupos puede estar activo.

3. “Front-Panel Display Operation” – Operación del display de panel frontal.

- a) “*FP_TO Front Panel Timmout (minutes in steps of 1)*”: define el tiempo en el que se muestra alguna información en particular en el display frontal (es una configuración opcional).
- b) “*SCROLL Display Uptade Rate (seconds)*”: control de duración de tiempo en la visualización de un valor mostrado en la pantalla.
- c) “*FPNGD Front Panel Neutral/ Ground Display*” (OFF, IN, IG): determina si

la corriente del neutro (del canal IN) o la corriente de tierra (“residual-ground current” se muestra o no en el display del panel.

4. “Event Report Parameters” – Parámetros del reporte de eventos.
 - a) “*LER length of event report (cycles)*”: ofrece la opción de establecer la longitud del reporte de eventos y los ciclos de prefalla (15, 30 o 60 ciclos).

Entrada de tiempo de optoaisladores “Optoisolated Input Timers”.

1. “*IN101D Input Debounce Time Range = 0.00 to 1.00, AC*”: tiempo de estabilidad para realizar la conexión en el momento que la señal de control determina un cambio de estado a un dieciseisavo de ciclo.

Monitor de los Breakers “Breaker Monitor”.

1. “*EBMON Breaker monitor Select Y N*”: permite programar el mantenimiento del breaker.
2. *COSP(1,2,3)* y *KASP(1,2,3)* corresponden a “*Cantidad máxima de interrupciones*” (*COSP*) y a “*kilo amperios punto de interrupción*” (*KASP*): son parámetros inversamente proporcionales, determina que a mayor cantidad de corriente en kilo amperes (*KASP*) la cantidad de interrupciones (*COSP*) será limitada. La mayor cantidad de interrupciones, *COSP1*, está relacionada con la menor capacidad de interrupción *KASP1*. La menor cantidad de interrupciones *COSP3* está relacionada con la mayor capacidad de interrupción *KASP3*

Ajuste de los “DNP Settings”.

El protocolo DNP es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladoras, componentes de sistemas SCADA.

“Time and Data Management Settings”.

La configuración de tiempos del equipo 351A permite que pueda ser utilizado como una unidad PMU que envía datos a una unidad externa.

1. “*IRIGC IRIG-B Control Bits Definition (Select NONE or IEEE C37.118)*”:

permite seleccionar una definición de tiempo según segundo-minuto-hora o el IEEE C37.118 Standard for Synchrophors for Power Systems (These control functions include the year, leap second, daylight-saving time information, UTC offset, time quality indicator codes, and a parity bit).

2. “UTC_OFF Offset from UTC (Range = -24.00 to 24.00)”: utiliza este ajuste para calcular el tiempo local de la fuente UTC cuando se configura para actualización Simple Network Protocol SNTP vía Ethernet, esto permite actualizar el tiempo del relé mediante un protocolo o controlador externo.

GROUP 1

Current and potential transformer ratios.

Las relaciones de transformación de los transformadores de corriente son independientes para fases y neutros, si el canal de neutro está conectado residualmente con IA, IB, IC y, CTR y CTRN son iguales.

Las relaciones de transformación son utilizadas en los reportes de los relés y en las funciones de medición para escalar las corrientes del secundario en valores del primario.

Se debe determinar el tamaño del CT para evitar saturación por la máxima corriente asimétrica de falla. Requiere una clasificación de tensión CT ANSI mayor a $(1+X/R)$ veces la tensión de burden para la máxima corriente simétrica de falla, donde X/R es la relación de reactancia a resistencia del sistema primario.

Para la selección de los CTs se recomienda seguir los parámetros de “AG2005-04, Current Transformer Selection Criteria for Relays with Adaptive Overcurrent Elements, available on the SEL website”.

1. “CTR y CTRN”: el número que se asigna en el rango es utilizado como un factor de escalamiento de corrientes secundarias en valores primarios.
2. “PTR y PTRS”: el número que se asigna en el rango es utilizado como un factor de escalamiento de tensión primaria a la entrada de tensión del relé. PTRS es la relación de transformación en tensión desde el sincronismo o de una fuente delta abierta.

Line settings and fault locator.

Los parámetros de impedancia de la línea ($Z1MAG$, $Z1ANG$, $Z0MAG$ y $Z0ANG$) son utilizados en la localización de la falla y en la selección de los ajustes de la función direccional ($Z2F$, $Z2R$, $Z0F$ y $Z0R$).

Los ajustes de impedancia de línea están dados en Ohms del secundario, es decir, se debe aplicar la relación de transformación del PT y CT, para ver a qué valor se ve reflejada la impedancia de la línea. El parámetro de la longitud de la línea es en millas. Una distancia en kilómetros se debe convertir antes de ingresarlo al software.

Fault locator.

1. “EFLOC Fault locator (Y or N)”: proporciona un detector de localización de falla con base en la impedancia de la línea y de la fuente.

Phase overcurrent elements Settings.

Estos parámetros se definen para determinar si existe una falla por sobrecorriente instantánea.

Están disponibles cuatro niveles de elementos de sobrecorriente instantánea y dos niveles adicionales de elementos de fase. Estos elementos se habilitan con el ajuste E50P.

Los ajustes pickup para cada nivel (50P1P – 50P6P) se comparan con la magnitud de las corrientes de fase individuales IA, IB e IC.

Phase instantaneous overcurrent elements.

1. “67P1D Level 1 (cycles in 0.25 increments) Range = 0.00 to 16000.00”: determina el tiempo en que se verifica que la magnitud de alguna de las fases sobrepase el valor de pickup.

Phase to phase instantaneous overcurrent elements.

1. “50PP1P Level 1 Amps of secondary Range = 1.00 to 170.00”: definen la corriente pickup a ser comparada entre corrientes de fase.

Phase time overcurrent elements Settings.

Están disponibles 4 elementos de sobrecorriente, los cuales se habilitan mediante la

instrucción E51P.

Load Encroachment Element settings.

1. “ELOAD Load Encroachment element select Y or N”: permite ajustar los elementos de sobrecorriente de fase sin importar los valores de carga.

Directional Elements settings.

Permite controlar los elementos direccionales del módulo de protección. Existen 4 puertas lógicas que habilitan elementos direccionales.

1. “E32 Directional control elements select Auto, Y or N”: mediante esta opción se habilita el control para los elementos de sobrecorriente.
2. “50P32P Phase DIrectional Element Three Phase Current Pickup setting range 0.50 to 10.00A”: permite definir la corriente pickup para las tres fallas que deben ser cubiertas por los elementos de sobrecorriente.

Voltage elements.

1. “EVOLT select Y or N”: habilita elementos de tensiones de fase a neutro, fase a fase, secuencia positiva, secuencia negativa, secuencia cero y sincronismo.

Synchronism Check Elements.

1. “E25 Synchronism check select Y or N”: habilita elementos de sincronismo de fase.

Frequency Elements.

1. “E81 frequency elements select Y or N”: habilita elementos de frecuencia.

Reclosing relay.

1. “E79 Reclosures select N, 1-4, C1-C4”: habilita elementos de recierre.

Demand elements.

1. “EDEM Demand metering type select THM, ROL”: THM es medida de demanda termica, ROL es medida de demanda continua. El relé permite realizar la

medida de demanda y demanda pico para las corrientes de fase, neutro, tierra, secuencia negativa y potencia en MW1 ϕ , MVAR1 ϕ , MW3 ϕ , MVAR3 ϕ .

CAPÍTULO 4

EJERCICIOS

En este capítulo se presentan los ejercicios de sistemas de protección eléctrica implementados en la Unidad de Ensayo de Relés de Protección ERP-UB de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales.

4. EJERCICIOS

EN este capítulo se presentan los ejercicios prácticos ejecutados en la Unidad de Ensayo de Relés de Protección y el análisis de los resultados obtenidos.

4.1. Diagrama de conexión de equipos

En la Figura 18 se observa el diagrama de conexión de los equipos, el cual fue implementado para la realización de ejercicios experimentales.

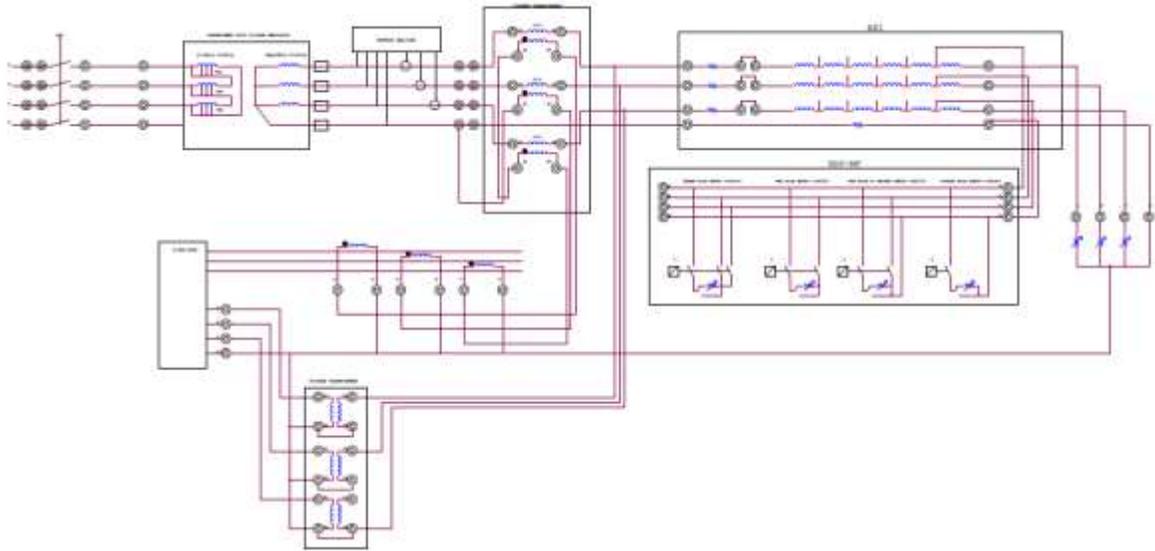


Figura 18. Diagrama de conexión de equipos de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección para la realización de ejercicios prácticos.

En la Figura 19 se observa la conexión física de los equipos de acuerdo al diagrama de conexión mostrado en la Figura 18.

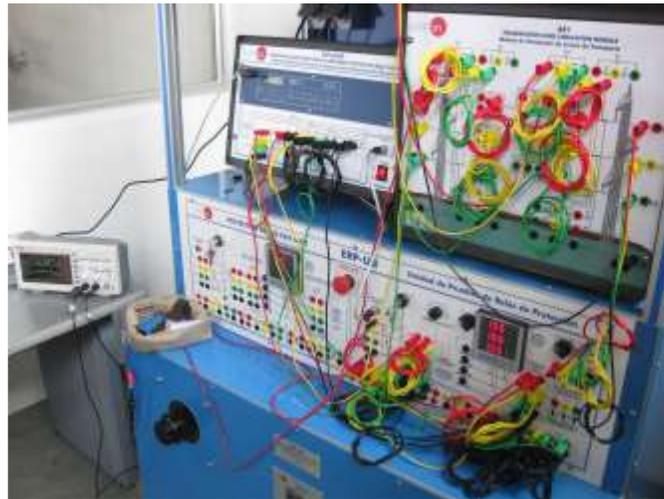


Figura 19. Conexión física de los equipos para la implementación de ejercicios prácticos.

En la Figura 20 se muestra el diagrama unifilar simplificado, el cual fue utilizado para la realización de las pruebas prácticas.

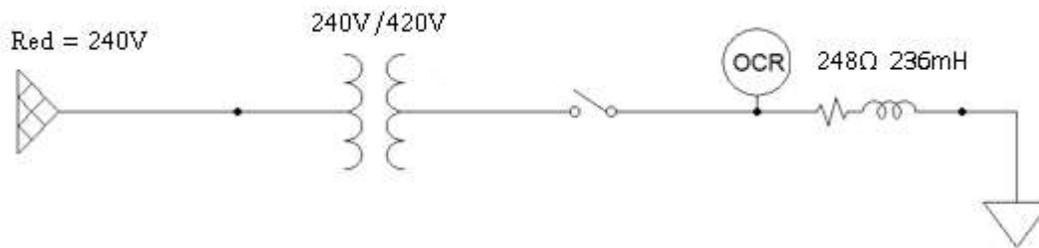


Figura 20. Diagrama unifilar simplificado para la implementación de ejercicios prácticos.

A continuación se hace una descripción del diagrama unifilar mostrado en la Figura 20.

El nivel de tensión de la fuente de alimentación es de 240V, por su parte, el transformador tiene una relación de transformación de 240V/420V, las medidas de tensión y corriente se obtuvieron mediante la interfaz gráfica HMI que posee el Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional el cual se encuentra ubicado después del interruptor que se encarga de la conexión del sistema, por último se puede observar que la línea de transmisión tiene los siguientes parámetros; 48Ω y 236mH.

Para realizar los ejercicios prácticos se utilizó el módulo de inyección de fallos. Mediante este módulo se simuló 4 tipos de fallos; a) fallo monofásico a tierra, b) fallo

bifásico a tierra, c) fallo bifásico y d) fallo trifásico, cabe aclarar que la inyección de los fallos se hizo en el módulo de simulación de líneas de transmisión.

Se configuró el Módulo de Relé de Protección Direccional/No Direccional para realizar reconexión automática cuando exista una falla en el sistema, dicha reconexión se hace mediante el interruptor mostrado en la Figura 20, además de la configuración del módulo para que realizara una captura y tomara una muestra de los datos de 15 ciclos, 3 ciclos prefallo y 12 postfallo.

Inyección de un fallo monofásico a tierra

En este ejercicio se inyecta un fallo monofásico a tierra en el módulo de línea de transmisión mediante el módulo de inyección de fallos con el fin de observar el comportamiento del sistema.

En la Figura 21 se observa el módulo de inyección de fallos en la posición número 4.



Figura 21. Módulo de inyección de fallo en la posición 4 (fallo monofásico a tierra).

En la Figura 22 se muestra el comportamiento de las señales de tensión y de corriente cuando se inyecta un fallo monofásico a tierra en la fase A. En la gráfica se observa que

en el tercer ciclo existe un incremento substancial en la corriente de la fase A, después de 1.75 ciclos de ocurrido el fallo se generó la apertura del interruptor, por lo tanto, los niveles de corriente de las tres fases se caen a 0A, al igual que los niveles de tensión, además se observa que en el momento de apertura del interruptor se generan transitorios en las señales de tensión, lo cual es un fenómeno normal en este tipo de acciones. A los 9 ciclos de la apertura del interruptor ocurre el recierre de éste, en dicho recierre se observa que el fallo aún no ha sido despejado, teniendo en cuenta que el nivel de corriente de la fase A no ha vuelto a su valor normal. La gráfica de la Figura 22 fue tomada mediante el software AcSELerator QuickSet.

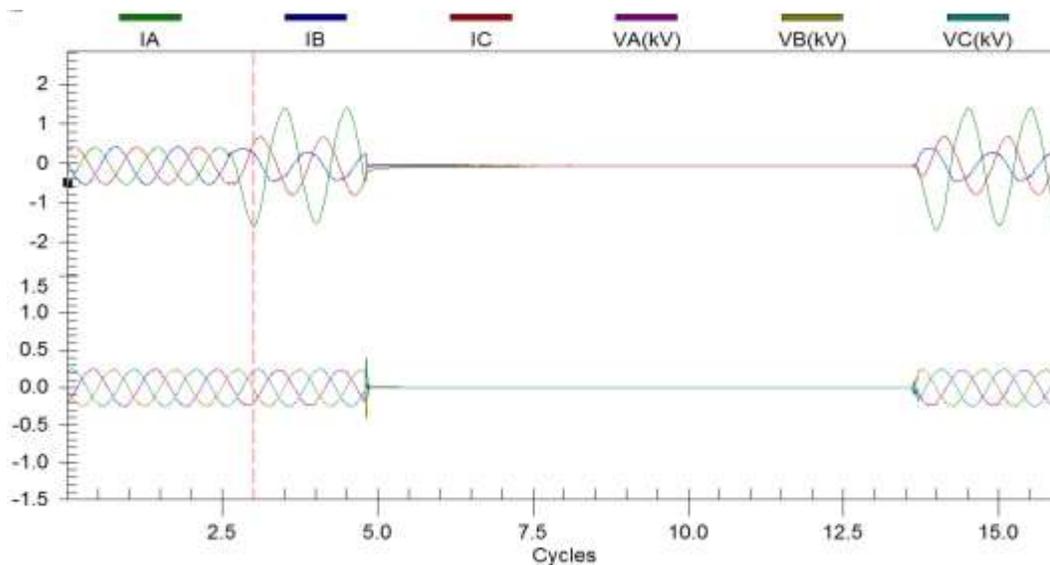


Figura 22. Comportamiento de las señales de tensión y de corriente ante la inyección de un fallo monofásico a tierra en la fase A.

Inyección de un fallo bifásico a tierra

En este ejercicio se inyecta un fallo bifásico a tierra en el módulo de línea de transmisión mediante el módulo de inyección de fallos con el fin de observar el comportamiento del sistema.

En la Figura 23 se observa el módulo de inyección de fallos en la posición número 3



Figura 23. Módulo de inyección de fallo en la posición 3 (fallo bifásico a tierra).

En la Figura 24 se muestra el comportamiento de las señales de tensión y de corriente cuando se inyecta un fallo bifásico a tierra en las fases A y B. En la gráfica se observa que en el tercer ciclo existe un incremento substancial en las corrientes de las fases A y B, después de 1.75 ciclos de ocurrido el fallo se generó la apertura del interruptor, por lo tanto, los niveles de corriente de las tres fases se caen a 0A, al igual que los niveles de tensión, además se observa que en el momento de apertura del interruptor se generan transitorios en las señales de tensión, lo cual es un fenómeno normal en este tipo de acciones. A los 9 ciclos de la apertura del interruptor ocurre el recierre de este, en dicho recierre se observa que el fallo aún no ha sido despejado, teniendo en cuenta que el nivel de corriente de las fases A y B no han vuelto a su valor normal. La gráfica de la Figura 24 fue tomada mediante el software AcSELerator QuickSet.

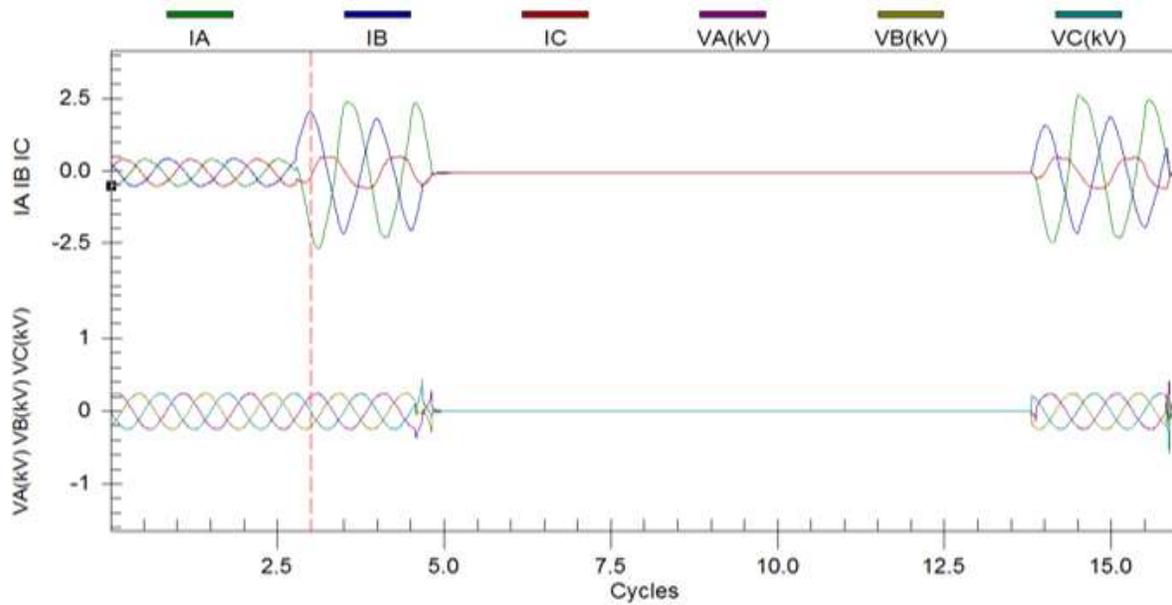


Figura 24. Comportamiento de las señales de tensión y de corriente ante la inyección de un fallo bifásico a tierra entre las fases A y B.

Inyección de un fallo bifásico

En este ejercicio se inyecta un fallo bifásico en el módulo de línea de transmisión mediante el módulo de inyección de fallos con el fin de observar el comportamiento del sistema.

En la Figura 25 se observa el módulo de inyección de fallos en la posición número 2.



Figura 25. Módulo de inyección de fallo en la posición 2 (fallo bifásico).

En la Figura 26 se muestra el comportamiento de las señales de tensión y de corriente cuando se inyecta un fallo bifásico entre las fases A y B. En la gráfica se observa que en el tercer ciclo existe un incremento substancial en las corrientes de las fases A y B, después de 1.75 ciclos de ocurrido el fallo se generó la apertura del interruptor, por lo tanto, los niveles de corriente de las tres fases se caen a 0A, al igual que los niveles de tensión, además se observa que en el momento de apertura del interruptor se generan transitorios en las señales de tensión, lo cual es un fenómeno normal en este tipo de acciones. A los 9 ciclos de la apertura del interruptor ocurre el recierre de este, en dicho recierre se observa que el fallo aún no ha sido despejado, teniendo en cuenta que el nivel de corriente de las fases A y B no han vuelto a su valor normal. La gráfica de la Figura 26 fue tomada mediante el software AcSELeator QuickSet.

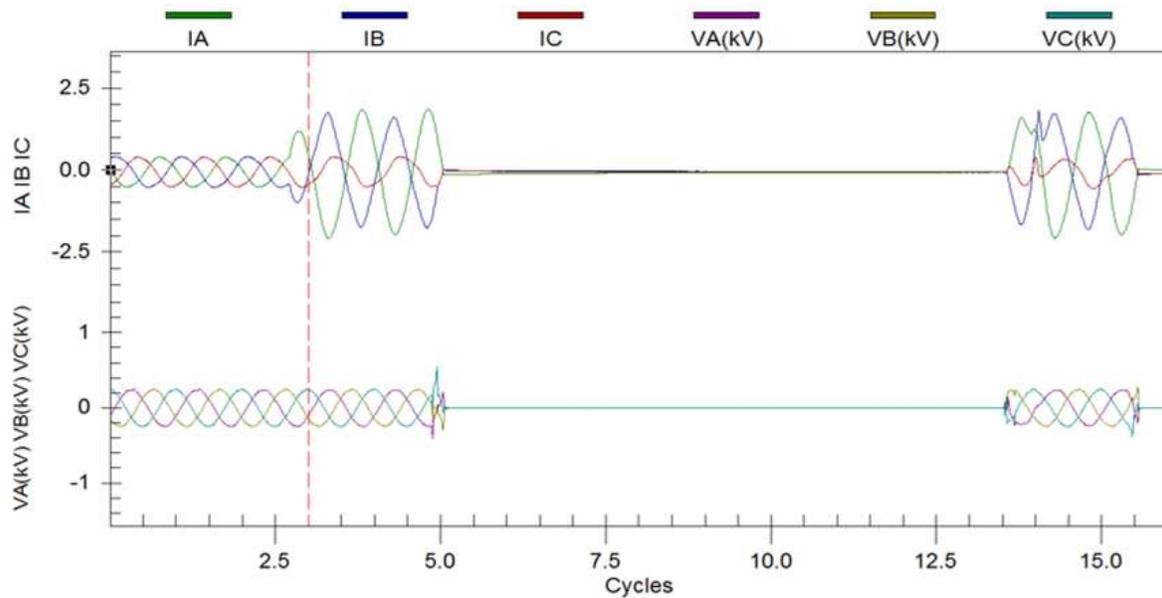


Figura 26. Comportamiento de las señales de tensión y de corriente ante la inyección de un fallo bifásico entre las fases A y B.

Inyección de un fallo trifásico

En este ejercicio se inyecta un fallo trifásico en el módulo de línea de transmisión mediante el módulo de inyección de fallos con el fin de observar el comportamiento del sistema.

En la Figura 27 se observa el módulo de inyección de fallos en la posición número 1.



Figura 27. Módulo de inyección de fallo en la posición 1 (fallo trifásico).

En la Figura 28 se muestra el comportamiento de las señales de tensión y de corriente cuando se inyecta un fallo trifásico entre las fases A, B y C. En la gráfica se observa que en el tercer ciclo existe un incremento substancial en las corrientes de las fases A, B y C, después de 1.75 ciclos de ocurrido el fallo se generó la apertura del interruptor, por lo tanto, los niveles de corriente de las tres fases se caen a 0A, al igual que los niveles de tensión, además se observa que en el momento de apertura del interruptor se generan transitorios en las señales de tensión, lo cual es un fenómeno normal en este tipo de acciones. A los 9 ciclos de la apertura del interruptor ocurre el recierre de este, en dicho recierre se observa que el fallo aún no ha sido despejado, teniendo en cuenta que el nivel de corriente de las fases A, B y C no han vuelto a su valor normal. La gráfica de la Figura 28 fue tomada mediante el software AcSELerator QuickSet.

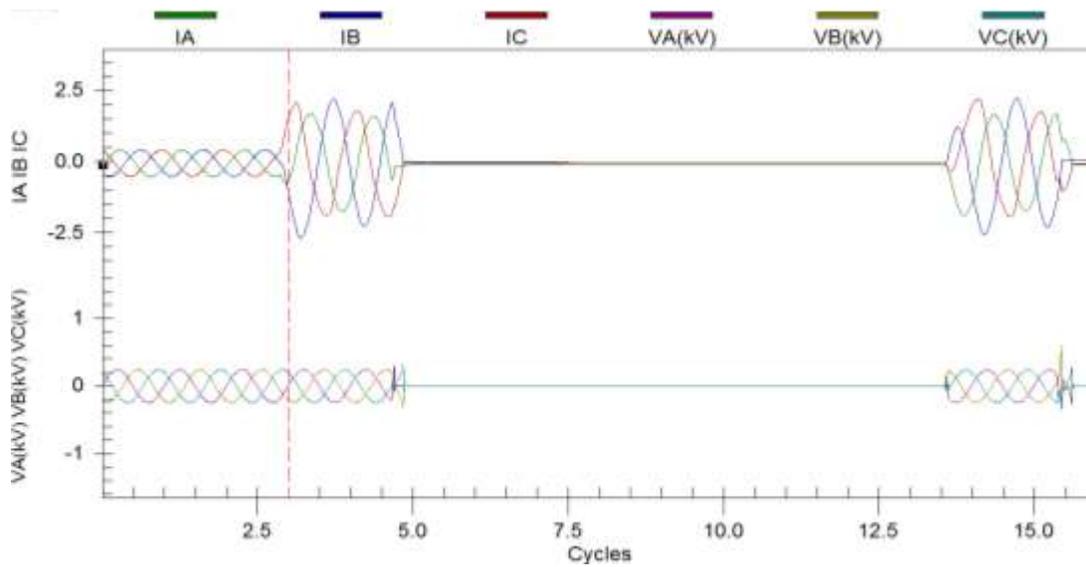


Figura 28. Comportamiento de las señales de tensión y de corriente ante la inyección de un fallo trifásico entre las fases A, B y C.

CAPÍTULO 5

PROPUESTAS DE MEJORA DE LA MESA DE PROTECCIONES

En este capítulo se presentan las propuestas de mejora de la mesa de protecciones (Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB) implementada en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales.

5. PROPUESTAS DE MEJORA DE LA MESA DE PROTECCIONES

LA MESA de protecciones implementada en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales cuenta con varias características importantes convirtiéndola de esta manera en un elemento de gran relevancia a la hora de realizar ejercicios experimentales enfocados a afianzar los conocimientos de sistemas de protección adquiridos de manera teórica. Sin embargo, esta mesa de protecciones se puede mejorar implementando los siguientes equipos.

5.1. Equipo de Control y Protección de Generadores, ERP-PGC

Es un equipo de control para un sistema de simulación de motor – generador. Sus características físicas permiten utilizar el ERP-PGC para un amplio abanico de aplicaciones.

Este equipo cuenta con las siguientes funciones:

1. Control del motor primario.
2. Protección del motor, red y generador.
3. Medición de datos del motor (temperatura y presión del combustible, temperatura del refrigerante, tensión de la batería, velocidad, horas de servicio, etc.).
4. Medición de datos del generador y de la red (tensión, corriente, potencia, kVar, kW, kWh, etc.).
5. Reparto de la potencia activa/reactiva.
6. Arranque/parada dependiente de la carga.
7. Modos de funcionamiento de parada: manual y automático.
8. *Logics Manager* para procesamiento de valores medios, entradas discretas y estados internos.

9. Secuenciamiento del arranque del motor.
10. Visualización del estado de la alarma del disparo del disyuntor y de la parada del motor de combustión.
11. Funcionamiento en modo crítico.
12. Sincronización (adaptación de fases y frecuencia de deslizamiento) y funcionamiento de red en paralelo.
13. Historial de eventos FIFO (Primera entrada primera salida) con 300 entradas.
14. Comunicación bus CAN a los controladores del motor, sistemas de gestión de planta, tarjetas de expansión y configuración Toolkit y software de visualización.

Con la implementación de este equipo se pueden hacer diferentes prácticas experimentales tales como:

1. Verificación del funcionamiento de la protección de rotor a tierra del generador.

Con esta práctica experimental se puede determinar el funcionamiento del sistema de protección cuando ocurre un fallo en el rotor del generador.

5.2. Módulo de Relé de Protección de Distancia, ERP-PD

Este es un equipo de protección que hace parte de la familia SEL-311A, es un relé de disparo/reconexión de 3 polos utilizado generalmente para aplicaciones de protección de transmisión.

Este equipo está compuesto por:

1. **Sincrofasores:** el operador puede tener conocimiento de las condiciones del sistema en tiempo real, se pueden visualizar ángulos de carga y obtener análisis de eventos.
2. **Protección:** se encarga de proteger las líneas mediante dos zonas de elementos de fase y tierra – distancia en esquemas de distancia escalonados.
3. **Monitorización:** se puede programar el mantenimiento del disyuntor y notificar al personal de la subestación el estado de tensión de la batería.

4. **Localizador de fallos:** envía de manera eficiente grupos de líneas para aislar rápidamente problemas de línea y restaurar el servicio rápidamente.

El relé SEL-311A está compuesto por elementos de protección y una lógica de control que se encargan de proteger las líneas de transmisión aéreas y los cables subterráneos.

El relé tiene integrado seis grupos de ajustes independientes. Por lo tanto, el relé se puede configurar de forma automática para muchas condiciones de funcionamiento: sustituir relé de línea, cambios en la configuración de la línea, cambios en la fuente, etc.

Con la implementación de este equipo se pueden hacer diferentes prácticas experimentales tales como:

1. Verificación de la función de protección de distancia de línea.
2. Protección de distancia de línea con diferentes condiciones de circuito de medición.
3. Protección de distancia de línea con diferentes condiciones de carga de línea.

Con estas prácticas experimentales se puede determinar el funcionamiento del sistema de protección cuando ocurre un fallo en la zona del módulo de línea en diferentes condiciones de operatividad del sistema.

5.3. Módulo de Relé de Protección Diferencial, ERP-PDF

Este es un equipo de protección que hace parte de la familia SEL-587, el cual combina elementos diferenciales y de sobrecorriente en un paquete de protección diferencial fácil de aplicar.

Este equipo está compuesto por:

1. **Protección:** protege transformadores de dos terminales, generadores, reactores, y otros equipos de potencia utilizando una combinación de elementos de sobrecorriente de tiempo inverso y definido, instantáneos y diferenciales.
2. **Monitorización:** este equipo tiene la capacidad de medir corrientes armónicas, diferenciales, de secuencia negativa, de tierra y de fase. Además, proporciona

informes de eventos para realizar análisis postfallo, se pueden almacenar hasta 10 informes de eventos en memoria no volátil.

3. **Software de ajustes lógicos y del relé:** el software ACCELERATOR® QuickSet™ SEL-5030 reduce los costes ingenieriles para los ajustes del relé y la programación lógica. La interfaz hombre-máquina (HMI) proporciona diagramas de fasores que ayudan con la puesta en funcionamiento y solución de problemas.

El relé es un relé de corriente diferencial y de sobrecorriente, el cual proporciona una protección diferencial de corriente. El relé mide corrientes de lado bajo y alto, el diferencial opera y restringe las cantidades así como el segundo y quinto armónico de las corrientes aplicadas.

Este relé puede proteger.

1. Transformadores de potencia de dos devanados.
2. Transformadores de potencia de tres devanados donde el devanado terciario no se conecta.
3. Reactores, generadores, motores grandes y otros aparatos de potencia de dos terminales.

Con la implementación de este equipo se pueden hacer diferentes prácticas experimentales tales como:

4. Verificación del funcionamiento de la protección diferencial.
5. Protección diferencial del transformador con regulación de tensión de TAP variable.
6. Protección diferencial del transformador con diferentes conexiones del transformador.
7. Verificación de la función de protección de distancia de línea.

Con estas prácticas experimentales se puede determinar el funcionamiento del sistema de protección en diferentes condiciones de operatividad.

5.4. Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente y Fallo a Tierra, ERP-SFT.

Este equipo de protección cuenta con las siguientes características:

1. Protección por sobrecorriente de secuencia negativa, tierra y fase.
2. Curvas de tiempo – sobrecorriente US e IEC.
3. Relé de reconexión de disparo múltiple con coordinación de secuencia.
4. Lógica de control local/remota para conmutar esquemas, operar disyuntores, etc.
5. Registrador de eventos secuenciales (SER) e informe de eventos guardados en memoria no volátil.
6. Medición de demanda con amperímetro.

Con la implementación de este equipo se pueden realizar diferentes prácticas experimentales tales como:

1. Verificación de la función de protección por sobrecorriente.
2. Verificación de los elementos de sobrecorriente de fase.
3. Verificación de los elementos de sobrecorriente de tierra residual.

Con estas prácticas experimentales se puede determinar el funcionamiento del sistema de protección en diferentes condiciones de operatividad.

5.5. Módulo de Relé de Protección de Gestión de Alimentadores, ERP-MA

Este equipo hace parte de la familia SEL-751A y cuenta con las siguientes características.

1. **Características de protección estándar:** protege líneas y equipamiento con elementos de sobrecorriente de fase, de secuencia negativa, de tierra a residual y de tierra a neutro.
2. **Protección por arco eléctrico:** los elementos de sobrecorriente de neutro y fase

de arco eléctrico ajustables combinados con elementos de detección de la luz del arco eléctrico proporcionan una protección contra eventos de arco eléctrico segura, fiable y rápida.

3. **Reconexión y controles del operador:** fácil disparo y desconexión del interruptor con cuatro pulsadores en el panel frontal programables. Implementación de funciones de control remoto y local y reconexión selectiva con comprobación de tensión y sincronismo (opcional).
4. **Medición y monitorización:** utiliza funciones de medición integradas para eliminar dispositivos de medición montados por separado. Analiza informes del Registrador de Eventos Secuenciales (SER) e informes de eventos oscilográficos para una rápida puesta en marcha, testeo y diagnóstico posterior al fallo.
5. **Entradas de tensión en triángulo o en estrella:** permiten obtener entradas de tensión simple al relé, conectadas en triángulo o en estrella.

El SEL-751A está compuesto por un conjunto robusto de elementos de sobrecorriente de fase, de secuencia negativa, residual y neutro.

Con la implementación de este equipo se pueden realizar diferentes prácticas experimentales tales como:

1. Verificación del funcionamiento del relé de gestión de alimentadores.
2. Elemento de sobrecorriente de fase del relé de gestión de alimentadores.
3. Elemento de sobrecorriente de tierra residual del relé de gestión de alimentadores.
4. Elemento de sobretensión del relé de gestión de alimentadores.

Con estas prácticas experimentales se puede determinar el funcionamiento del sistema de protección en diferentes condiciones de operatividad.

Con la implementación de los equipos descritos anteriormente se amplía el abanico de ejercicios prácticos que se pueden desarrollar con la Unidad de Relés de Protección, ERP-UB, además permitiría efectuar ejercicios prácticos de coordinación de protecciones eléctricas.

CAPÍTULO 6

SÍNTESIS DEL TRABAJO

En este capítulo se presenta la síntesis del trabajo expuesto en esta tesis.

6. SÍNTESIS DEL TRABAJO

Este trabajo se realizó con el fin de dar a conocer la importancia de la implementación de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales. A continuación se hace barrido general de los temas expuestos en cada capítulo desarrollado en esta tesis.

1. Capítulo 1: en este capítulo se presenta la introducción del trabajo, posteriormente, se identifica el problema, se da a conocer la motivación e interés por el tema, hipótesis de solución, se presentan tanto el objetivo general como los objetivos específicos del trabajo, la estructura del documento y por último se realiza la metodología en la cual se expone la importancia de la implementación de la mesa de protecciones (Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB) enfocada al trabajo desarrollado en campo y al trabajo investigativo realizado por la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales.
2. Capítulo 2: en este capítulo se hace una descripción detallada de los equipos que conforman la Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB, además de la numeración y descripción de cada componente. Para finalizar y con el fin de comprender los temas tratados en este trabajo se hace una introducción sobre los principios teóricos de los sistemas de protección eléctrica, los principios de aplicación de relés de protección y la implementación de transformadores de corriente y de tensión en redes eléctricas.
3. Capítulo 3: en este capítulo se presenta la utilización y alcance en la filosofía de protección, para lo cual se hace una descripción detallada del Módulo de Relé de Sobrecorriente Direccional/No Direccional, ERP-SDND, sus funciones de protección, el software implementado y las aplicaciones. Se hace una descripción del sistema “SEL-351A-1 protection system” además de exponer la forma de programar el módulo de relé de protección a través de la interfaz AcSELerator®

QuickSet. Para finalizar, se muestra de manera general los parámetros que se pueden modificar mediante el software AcSELeRator QuickSET.

4. Capítulo 4: en este capítulo se realizan ejercicios prácticos, para lo cual se da inicio con la presentación del diagrama de conexión de equipos y se muestra el diagrama unifilar simplificado del circuito implementado para las prácticas experimentales. Posteriormente, se realizan los siguientes ejercicios prácticos; a) simulación de un fallo monofásico a tierra (inyectado en la fase A), este fallo se inyectó en el módulo de línea de transmisión, b) simulación de un fallo bifásico a tierra (inyectado en las fases A y B y estas a tierra), este fallo se inyectó en el módulo de línea de transmisión, c) simulación de un fallo bifásico (inyectado entre las fases A y B), este fallo se inyectó en el módulo de línea de transmisión, d) simulación de un fallo trifásico (inyectado entre las fases A, B y C), este fallo se inyectó en el módulo de línea de transmisión, cabe recalcar que en cada ejercicio se hace el análisis del comportamiento de las señales de tensión y corriente y el análisis de la respuesta del sistema de protección (apertura y cierre del interruptor) ante cada uno de los fallos inyectados, así como de los tiempos de apertura y cierre del interruptor después de que ocurre el fallo.
5. Capítulo 5: en este capítulo se presentan las propuestas de mejora de la mesa de protecciones (Unidad de Ensayo de Relés de Protección-ERP), para lo cual se propone implementar los siguientes módulos: a) Equipo de Control y Protección de Generadores, ERPPGC, b) Módulo de Relé de Protección de Distancia, ERP-PD, c) Módulo de Relé de Protección Diferencial, ERP-PDF, d) Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente y Fallo a Tierra, ERP-SFT, e) Módulo de Relé de Protección de Gestión de Alimentadores, ERP-MA. Los equipos propuestos hacen parte de la familia SEL y son compatibles con los existentes en la Unidad de Ensayos de Relés de Protección, ERP-UB, además, mediante la implementación de estos equipos se puede ampliar el abanico de prácticas experimentales que se pueden desarrollar en la mesa de protecciones.

6. Capítulo 6: en este capítulo se presenta la síntesis del trabajo, para lo cual, se hace un barrido general de cada uno de los capítulos desarrollados en la tesis.
7. Capítulo 7: por último, en este capítulo se presentan las conclusiones del trabajo desarrollado.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones principales de este trabajo.

7. CONCLUSIONES

En este último capítulo se presentan las principales conclusiones del trabajo:

- La implementación de la Unidad de Ensayo de Relés de Protección ERP-UB en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales es de gran importancia teniendo en cuenta que esta unidad permite formar profesionales integrales en sistemas de protección eléctrica con bases sólidas tanto en su conocimiento teórico así como en conocimiento práctico.
- El desarrollo de la metodología presentada en esta tesis, permitió identificar que los temas de investigación sobre sistemas de protección eléctrica son constantes, considerando que día a día se busca que estos sistemas sean más rápidos y precisos, además de lograr una buena coordinación entre dispositivos. Por lo tanto, la implementación de un laboratorio de protecciones permite que los investigadores de la universidad puedan realizar prácticas experimentales y de esta manera validen sus propuestas de investigación en cuanto a sistemas de protección eléctrica.
- La Unidad de Ensayo de Relés de Protección ERP-UB cuenta con varios equipos dentro de los cuales está el Modulo de Relés de Protección Direccional/No direccional, dicho módulo cuenta con elementos de sobrecorriente de; fase, secuencia negativa, residual – tierra y neutro – tierra con control direccional; elementos de subfrecuencia/sobrefrecuencia, subtensión/sobretensión, comprobación de sincronismo, reconexión automática, interfaz gráfica, etc. Por lo tanto, se puede observar que este módulo es un equipo muy completo mediante el cual se pueden realizar un fin de ejercicios prácticos.
- Actualmente no es suficiente contar con dispositivos de protección eléctrica rápidos y efectivos, sino que además estos equipos deben tener la capacidad de ser coordinados con otros equipos de manera eficaz. Por lo tanto, se evidenció que la mesa de protecciones implementada en la universidad cuenta

con un solo módulo de protección (Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional, ERP-SDND) que aunque es uno de los módulos de protección más completos no es suficiente para realizar ejercicios prácticos de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico.

- En el capítulo 4 se realizaron ejercicios prácticos y se observó que además de la respuesta del sistema de protección (apertura del interruptor) ante la inyección de los diferentes tipos de fallos se puede verificar el comportamiento de las variables del sistema y los fenómenos que ocurren en estas; así como los transitorios de tensión y la reconexión del sistema después de un determinado tiempo.
- La Unidad de Ensayo de Relés de Protección ERP-UB es una mesa de protecciones muy completa, teniendo en cuenta que posee un módulo de protección (Módulo de Relé de Protección de Sobrecorriente Direccional/No Direccional, ERP-SDND), un módulo de líneas de transmisión, un módulo de inyección de fallos, además de los componentes internos como transformadores de corriente, transformadores de tensión, diferentes tipos de conexión de la fuente de tensión (delta o estrella), regulador de tensión, entre otras. Aunque la Unidad de Ensayo de Relés de Protección, ERP-UB es una unidad muy completa, esta se puede potenciar con la implementación de los módulos de protección descritos en el capítulo 5 con los cuales se amplía el abanico de ejercicios experimentales que se pueden implementar además de realizar ejercicios de coordinación de protecciones eléctricas.

Proyectos de investigación

- 1) *JÓVENES INVESTIGADORES E INNOVADORES DE COLCIENCIAS AÑO 2014 – CONVOCATORIA 645: " Integración de componentes y programas de uso industrial en sistemas de desarrollo y entrenamiento para automatización y electrónica industrial".* Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales, Colombia. Investigador principal: Dr. Eduardo Antonio Cano Plata.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ramirez Castaño, José Samuel, Protección de Sistemas Eléctricos
- [2] EDIBON, “Manual de prácticas”, 2014.
- [3] SEL, SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC., “SEL-351A, -1, Protection System, Instruction Manual”, 2013.
- [4] Sohrab Mirsaedi, Dalila Mat Said, Mohd. Wazir Mustafa, Mohd. Hafiz Habibuddin, Kimia Ghaffari, Progress and problems in micro-grid protection schemes, 2014.
- [5] Stefania Conti, Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation, 2008.
- [6] Eric Sortomme, S. S. Venkata, and Joydeep Mitra, Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 25, NO. 4, OCTOBER 2010.
- [7] Abhisek Ukil, Bernhard Deck, Vishal H Shah, Smart Distribution Protection Using Current-Only Directional Overcurrent Relay, 2010.
- [8] Manjula Dewadasa, Arindam Ghosh and Gerard Ledwich, Protection of distributed generation connected networks with coordination of overcurrent relays, 2011.
- [9] Ashwin Kumar Sahoo, Protection of Microgrid through Coordinated Directional Over-current Relays, 2014 IEEE Global Humanitarian Technology Conference - South Asia Satellite (GHTC-SAS) | September 26-27, 2014 | Trivandrum.
- [10] Walid El-Khattam, and Tarlochan S. Sidhu, Restoration of Directional Overcurrent Relay Coordination in Distributed Generation Systems Utilizing Fault Current Limiter, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 23, NO. 2, APRIL 2008.
- [11] Mostafa Barzegari, Arash Navace Fard, Milad Moghassem Hamidi, Amir Jalali Shahrood, Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in the Presence of Distributed Generation Using FCLs, 2010 IEEE International Energy Conference.
- [12] Yaser Damchi, Habib Rajabi Mashhadi, Javad Sadeh, Mohsen Bashir, Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in a Microgrid System Using a Hybrid Particle Swarm Optimization, 2011 The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection.
- [13] Manohar Singh, B.K. Panigrahi, A.R. Abhyankar, Optimal coordination of directional over-current relays using Teaching Learning-Based Optimization (TLBO) algorithm, 2013.

-
- [14] Thanga Raj Chelliah, Radha Thangaraj, Srikanth Allamsetty, Millie Pant, Coordination of directional overcurrent relays using opposition based chaotic differential evolution algorithm, 2013.
- [15] Jagdish Chand Bansal and Kusum Deep, Optimization of Directional Overcurrent Relay Times by Particle Swarm Optimization, IEEE Swarm Intelligence Symposium St. Louis MO USA, September 21-23, 2008.
- [16] Zahra Moravej ↑, Mostafa Jazaeri, Mehdi Gholamzadeh, Optimal coordination of distance and over-current relays in series compensated systems based on MAPSO, 2011.
- [17] Dharmendra Kumar Singh, S. Gupta, Optimal Coordination Of Directional Overcurrent Relays: A Genetic Algorithm Approach, 2012 IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science.
- [18] Thanga Raj Chelliah, Radha Thangaraj, Srikanth Allamsetty , Millie Pant, Coordination of directional overcurrent relays using opposition based chaotic differential evolution algorithm, 2013.
- [19] Zahra Moravej, Farhad Adelnia, Fazel Abbasi, Optimal coordination of directional overcurrent relays using NSGA-II, 2014.
- [20] F B Bottura, W M S Bernardes, M Oleskovicz, E N Asada, S A de Souza, M J Ramos, Coordination of directional overcurrent relays in meshed power systems using hybrid genetic algorithm optimization, 2014.
- [21] Sahebrao V. Chakor , Tanuja N. Date, Optimum Coordination of Directional Overcurrent Relay in presence of Distributed Generation Using Genetic Algorithm, 2016.
- [22] Łukasz Huchel, Hatem H. Zeineldin, Planning the Coordination of Directional Overcurrent Relays for Distribution Systems Considering DG, 2016.