



Facultad de Ingeniería
Carrera de Ingeniería Eléctrica

Anteproyecto de trabajo de titulación
Modalidad Proyecto Técnico

Implementación del esquema de protección 87T mediante la aplicación de la
maleta de inyección secundaria Vluuke T1200

Autores:

Pinto Morales Juan Diego
Nevarez Espinoza Luis Denan

Asesor académico: Ing. Dennys Javier García García

Manta – Ecuador

Julio 2026

AUTORÍA DEL PROYECTO TÉCNICO

Nosotros, Luis Denan Nevarez Espinoza (C.I. 0850101338) y Juan Diego Pinto Morales (C.I. 1316762333), egresados de la carrera de Electricidad de la Facultad de Ingeniería, Industria y Arquitectura, manifestamos bajo nuestra entera responsabilidad que la autoría de la investigación, las constataciones y las conclusiones del proyecto de titulación **Implementación del esquema de protección 87T mediante la aplicación de la maleta de inyección secundaria Vluuke T1200** nos pertenecen exclusivamente.

Declaramos haber cumplido con las normas de derechos de autor mediante el uso correcto y ético de las fuentes bibliográficas requeridas. Finalmente, otorgamos la titularidad del patrimonio intelectual de esta obra a la **Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí**.



Validar únicamente en FirmsEC.
Firmado electrónicamente por:
**LUIS DENAN NEVAREZ
ESPINOZA**

Nevarez Espinoza Luis Denan
C.I: 0850101338



Validar únicamente en FirmsEC.
Firmado electrónicamente por:
**JUAN DIEGO PINTO
MORALES**

Juan Diego Pinto Morales
C.I. 1316762333

**DENNYS JAVIER
GARCIA GARCIA**

Firmado digitalmente por
DENNYS JAVIER GARCIA GARCIA
Fecha: 2026.07.24 13:13:45 -05'00'

ASESOR ACADÉMICO
Ing. Dennys Javier García García

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a Dios, por brindarme la sabiduría y fortaleza para afrontar cada obstáculo a lo largo de este camino.

A mi papá, Antonio Nevarez Roa que es un pilar fundamental en mi vida, que me brindo sus consejos, valores y todas las herramientas necesarias para alcanzar esta meta. Asimismo, a mi madre, Teresa Espinoza Muñoz que también es un pilar fundamental en mi vida, que me brindo su amor incondicional, su fe constante para no rendirme durante todo este trayecto. Dedico este título a ustedes dos, que depositaron su vasta confianza en mí y que nunca desistieron para yo alcanzar mi meta.

A mis hermanas, Ana Karen Nevarez Espinoza y Antonella Nevarez Espinoza que me acompañaron en todo el proceso universitario y por su amor incondicional.

A mi pareja sentimental, Pierina Guevara Almeida y mi hijo Deithan que son mi mayor motivación e inspiración para salir adelante.

Luis Denan Nevarez Espinoza

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a Dios por permitirme llegar a este día y a mi familia por el apoyo que siempre tuve en este proceso.

Juan Diego Pinto Morales

AGRADECIENDO

En primer lugar, agradezco a Dios por brindarme salud, sabiduría y fortaleza para alcanzar esta meta anhelada.

Un profundo agradecimiento a mis padres, Antonio Nevarez Roa y Teresa Espinoza Muñoz, por ser un apoyo incondicional, por motivarme a seguir adelante los días que ni yo mismo creía en mí, por esforzarse cada día para que yo pudiera alcanzar esta meta, que depositaron su confianza en mí, por inculcarme valores que me han hecho el hombre que soy hoy, por siempre respaldarme en cada decisión que tomo, los amo y quiero decirles que este logro es tanto mío como suyos.

A mis hermanas, Ana Karen Nevarez Espinoza y Antonella Nevarez Espinoza, que siempre estuvieron ahí, acompañándome todas esas noches largas de estudio a lo largo de toda esta carrera, por sus palabras motivadores que me hicieron seguir adelante.

A mi pareja sentimental, Pierina Guevara Almeida, por convertirse en un pilar fundamental en mi vida, por motivarme a ser mejor cada día, por su apoyo incondicional y darme el mejor regalo de mi vida.

A mi compañero, Diego Pinto Morales, que es uno de mis grandes amigos de la universidad, gracias por tu dedicación, apoyo y amistad logramos culminar este trabajo, te deseo lo mejor.

A mi tutor, Ing. Dennys García al brindarnos su apoyo y conocimientos para lograr terminar la carrera universitario.

Agradecimiento especial a el Ing. Orley Torres Breffe. PhD hizo posible conseguir los resultados pertinentes para este proyecto.

A mi amigo, Yober Solorzano López, por su amistad y apoyo lo largo de la carrera, te deseo muchos éxitos.

Finalmente, agradecido con todas las personas que Dios puso en mi vida e hicieron que todo esto sea posible.

Luis Denan Nevarez Espinoza

AGRADECIENDO

Agradecer a Dios en primer lugar, por brindarme salud, sabiduría y fortaleza de lograr este triunfo personal.

A mis padres Juan y Geomar, por el apoyo y la enseñanza de valores les dedico este logro.

A mi Hermana Yuly, por el amor incondicional, por siempre esperarme con un plato de comida caliente, por los consejos, por los días en que me cuidabas de pequeño y por mucho más, te dedico este logro tan tuyo como mío, espero que te sientas tan orgullosa de mi como yo lo estoy de ti, te amo.

A mi pareja sentimental Angela, por ser mi pilar fundamental en este proceso, por su ayuda en los momentos más difíciles, el amor que me brindas cada día para ser mejor persona tanto en lo personal como en lo profesional y por el regalo más hermoso que me pudiste dar, te amo.

A mi compañero Denan por ser uno de mis mejores amigos de la universidad que gracias a su apoyo y amistad logramos sacar este trabajo adelante.

A mi tutor Ing. Dennys al brindarnos su apoyo y conocimientos para lograr terminar la carrera universitario.

Agradecimiento especial a el Ing. Orley Torres Breffe. PhD hizo posible conseguir los resultados pertinentes para este proyecto.

A mi amigo Yober por su amistad y compañerismo a lo largo de la carrera y ahora en nuestro trabajo.

Y finalmente agradecer a alguien que llego de último momento para darme el empujón, la fuerza y motivación final que necesitaba para terminar esta etapa tan difícil y bonita, espero que en unos años cuando leas esto sepas que fuiste tu mi motor para lograr este triunfo que tanto anhelaba hijo Emiliano.

Juan Diego Pinto Morales

ÍNDICE

1	Título	1
2	Antecedentes	1
3	Justificación.....	1
4	Propuesta	2
5	Objetivo general	3
5.1	Objetivos específicos.....	3
6	Marco Teórico	3
6.1	Criterios generales	3
6.2	Tipos de protecciones eléctricas	3
6.2.1	Protección de sobrecorriente ANSI 50/51	5
6.2.2	Protección de sobretensión ANSI 59 y subtensión ANSI 27	7
6.2.3	Protección diferencial ANSI 87.....	7
6.2.4	Protección REF	7
6.3	Zona de operación y zona de no operación de curva diferencial de transformador	8
6.4	Compensación Automática de magnitud	10
6.5	Factor de corrección de Magnitud (M).....	10
6.6	Compensación de desfase angular	10
6.7	Protecciones Mecánicas del transformador	11
6.7.1	Relé Buchholz	11
6.7.2	Relé de presión súbita	12
6.8	Instrumentos de medición.....	13
6.8.1	Transformadores de instrumentación	13
6.8.2	Transformador de Corriente (TC)	13
6.9	Configuración de conexionado de los transformadores de corriente de protección.....	14
6.9.1	Estrella.....	14
6.9.2	Delta	14

6.10	Curva de saturación de transformadores de corriente	15
6.11	Transformador de Potencial (TP)	16
6.12	Cálculo de burden de carga.....	16
6.13	Desfase fasorial en transformadores trifásicos	17
6.14	Fallas simétricas	18
6.14.1	Fallas trifásicas.....	19
6.15	Fallas asimétricas.....	20
6.15.1	Falla monofásica de línea a tierra.....	20
6.15.2	Falla línea a línea.....	22
6.15.3	Falla doble línea a tierra	23
6.16	Relación X/R	24
6.17	Relé Multilin 345 GE	25
6.17.1	Selección de referencia.....	25
6.17.2	Cálculo del ángulo de compensación neto	26
6.17.3	Aplicación de las matrices de transformación.....	26
6.17.4	Desfases impares	26
6.17.5	Desfases pares	27
6.17.6	Lazo de control diferencial final	27
6.17.7	Toma de lectura fasorial	28
6.18	Protección y control.....	28
6.18.1	Beneficios Claves.....	29
6.19	Dispositivos de testeo de operación de réle	30
6.19.1	Maleta de prueba OMICRON CMC 500	30
6.19.2	Maleta de prueba Megger FREJA549	31
6.19.3	Maleta de prueba Vluuke T1200	32
6.20	Cálculo de la protección diferencial 87T	34
6.21	Cálculo de protección de porcentaje diferencial.....	35

6.22	Protocolo de pruebas para protección diferencial de transformador 87T	37
6.23	Tipos de pruebas	38
6.23.1	Prueba de sensibilidad.....	38
	Según (electric, 2025) esta prueba determina con cuanta corriente dispara el relé ante una falla interna mínima. Es decir, busca hallar el umbral mínimo de operación el cual puede estar ajustado típicamente en $0.30 \times T_c$ o similar.....	38
6.23.2	Prueba de temporización	38
6.23.3	Prueba de repetitividad.....	38
6.23.4	Ajuste de diferencial según cambio de TAP del transformador	38
7	Resultados	39
7.1	Prueba de sensibilidad	42
7.2	Prueba de temporización	43
7.3	Prueba de repetitividad	44
8	Conclusiones	44
9	Recomendación	45
10	Bibliografía.....	46

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Corrientes de falla vs puntos desde el neutro.....	8
Figura 2 Curva de operación de doble pendiente	8
Figura 3 Réle buchholz.....	11
Figura 4 Válvula de presión súbita.....	12
Figura 5 Diagrama de cableado típico – Drawout.....	13
Figura 6 Curva de saturación de un transformador de corriente para protección	15
Figura 7 Curva de saturación.....	16
Figura 8 Conexión de una falla trifásica.....	19
Figura 9 Conexión equivalente de thevenin de una falla trifásica.....	20
Figura 10 Conexión de una falla monofásica a tierra.....	21
Figura 11 Conexión equivalente de thevenin de una falla monofásica a tierra	21
Figura 12 Conexión falla bifásica.....	22
Figura 13 Conexión equivalente de thevenin para una falla bifásica.....	23
Figura 14 Conexión de una falla doble línea a tierra.....	24
Figura 15 Conexión equivalente de thevenin para una falla bifásica a tierra.....	24
Figura 16 Relé Multilin 345 GE.....	25
Figura 17 Diagrama de bloques funcionales	30
Figura 18 OMICRON CMC 500	31
Figura 19 MEGGER FREJA 549	32
Figura 20 Maleta de prueba Vluuke T1200.....	33
Figura 21 Esquema básico de la protección diferencial	35
Figura 22 Pendiente característica de protección de porcentaje diferencial.....	35
Figura 23 Característica del esquema de protección de porcentaje diferencial.....	37
Figura 24 Diagrama unifilar	39
Figura 25 Resolución de la curva característica del diferencial de rele multilin 345 General Eelectric.....	41
Figura 26 Configuración de parámetros de porcentaje del diferencial en EnerVista 3 Series Setup.....	42

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Ecuaciones de las curvas 51 ANSI	6
Tabla 2 Ecuaciones de las curvas 51 IEC	6
Tabla 3 Resultados de la prueba de sensibilidad	43
Tabla 4 Resultados de prueba de temporización	43
Tabla 5 Resultado de prueba de repetitividad.....	44

1 Título

IMPLEMENTACIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN 87T MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA MALETA DE INYECCIÓN SECUNDARIA VLUUKE T1200

2 Antecedentes

Con el paso del tiempo en los sistemas eléctricos de potencia los esquemas de protecciones experimentan una transición hacia tecnologías más avanzadas, en los cuales los relés electromecánicos tradicionales son reemplazados por relés de protección numéricos basado en microprocesadores, comúnmente denominados dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) (Ehsan, y otros, 2021)

El uso de esquemas de protección diferencial en transformadores desempeña un papel esencial, ya que permite detectar posibles daños internos en el transformador e intervenir en su desenergización de forma segura antes que se conviertan en fallas que terminen en la destrucción del activo. Los relés diferenciales, en este contexto, deben cumplir con requisitos de confiabilidad, seguridad, rapidez de operación y continuidad del servicio (Tripathy M. R., 2009)

Se estima que alrededor del 10% de las fallas en los sistemas eléctricos corresponden a transformadores de potencia, y aproximadamente el 70% de estos se deben a cortocircuitos en sus devanados. Estas fallas se encuentran entre las más críticas dentro de las redes de distribución ya que estas se pueden producir por sobrecargas eléctricas debido a que opera por encima de su corriente nominal durante periodos prolongados, también por descargas atmosféricas ya que estas son transitorias de alta tensión que el devanado no está preparado para soportar (Bakhshipour, 2024).

3 Justificación

En el contexto actual del sistema eléctrico ecuatoriano, los transformadores de potencia representan un pilar fundamental dentro de un sistema eléctrico de potencia (SEP). Una falla interna en estos equipos representa interrupciones indefinidas del servicio. Por ello, la implementación de esquemas de protección diferencial que sean confiables, correctamente ajustados y debidamente verificados mediante pruebas técnicas, constituye

una necesidad prioritaria para garantizar la confiabilidad y la continuidad del suministro eléctrico nacional.

Según la (NERC, 2024) entre el 8% y 12% de las operaciones anuales de protección corresponden a falsas operaciones, siendo una de las principales causas de interrupción no planificadas esto se puede generar por saturación de TCs, inrush, problemas en conexiones, errores humanos, etc. Hoy en día, los centros de operación y laboratorios testean el correcto funcionamiento de los relés con dispositivos de inyección secundaria como una maleta de pruebas.

En este caso el uso de la maleta de prueba de inyección secundaria VLUUKE T1200 representa un recurso técnico avanzado el cual permite simular condiciones reales de operación y falla, evaluar el comportamiento del relé Multilin 345 GE, y comprobar la eficacia del esquema diferencial 87T bajo escenarios controlados, adicionalmente, este trabajo aporta al fortalecimiento de la formación académica profesional en el área de protecciones eléctricas, brindando una herramienta practica para el desarrollo del conocimiento de los futuros profesionales.

4 Propuesta

El proyecto consiste en el testeo de un esquema 87T en el relé de protección Multilin 345 GE utilizando la maleta de inyección secundaria VLUUKE T1200, la finalidad de este estudio es verificar el desempeño del relé bajo condiciones reales de operación, lo que permitirá evaluar el comportamiento del relé ante varias condiciones de operación, dicho esquema a testear es el que se encuentra aplicado en la S/E reductora del Café de 69KV/13.8KV, con la cual se han verificado el correcto funcionamiento bajo condiciones reales.

En el Ecuador, según (CENACE, 2024), reflejan que el 1,93% de las interrupciones del servicio eléctrico se debe a fallas en transformadores de potencia. En muchos casos, dichas fallas se agravan por esquemas de protección inadecuadamente ajustados o no verificados de manera periódica por lo que se recomienda una prueba de accionamiento una vez al año, lo que limita su efectividad ante cortocircuitos, corrientes de irrupción o condiciones transitorias de saturación de transformadores de corriente.

La presente propuesta tiene finalidad aplicar un esquema de protección diferencial de transformador 87T utilizando el relé Multilin 345 GE, el cual será puesto a prueba con la maleta de inyección secundaria VLUUKE T1200 para simular condiciones de operación real, que garanticen la calibración, confiabilidad, estabilidad y selectividad del relé de protección. Este proyecto se enfoca en ofrecer una solución técnica que fortalecerá el criterio técnico de los estudiantes y a su vez aportará beneficios significativos a los futuros profesionales en el ámbito.

5 Objetivo general

Probar el correcto funcionamiento del esquema de protección diferencial propuesto por el fabricante del relé GE 345 87T, mediante la utilización de la maleta de inyección secundaria VLUUKE T1200, para validar su desempeño operativo aplicando las calibraciones reales de la S/E reductora del café 69KV/13.8KV.

5.1 Objetivos específicos

- Simular el funcionamiento de relé GE 345 ante fallas pasantes y condiciones nominales de uso.
- Configura y ajusta el relé Multilin 345 GE para usar el esquema diferencial.
- Aplicar pruebas practicas mediante la maleta de inyección secundaria VLUUKE T1200, simulando condiciones de falla transversales en el transformador.

6 Marco Teórico

6.1 Criterios generales

Las protecciones eléctricas según Horowitz (2017) son conjuntos de dispositivos, sistemas y procedimientos diseñados para detectar, localizar y aislar automáticamente las fallas o anomalías que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia, con la finalidad de garantizar fiabilidad, robustez, continuidad del suministro y también salvaguardar la seguridad de las personas.

6.2 Tipos de protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas de los SEP se basan en el uso de distintos esquemas el cual permiten detectar condiciones anormales, aislar fallas y garantizar la estabilidad del

sistema. Cada tipo de protección está diseñada para supervisar variables específicas tales como la corriente, el voltaje, la frecuencia, factor de potencia o incluso la temperatura, y su correcto análisis e interpretación resulta esencial para evitar interrupciones en el suministro o daños a los equipos o personas (Almutairy, 2016).

La IEC 60255-151:2009 es un estándar técnico internacional en la categoría correspondiente a Medidas de relés y equipos de protección – parte 151: Requisitos funcionales de las protecciones de corriente de sobre/escasa corriente. Una vez analizados los estándares, en este caso, la IEC 60255-151:2009, que es un estándar técnico internacional en la categoría correspondiente, comuniqué que se presentan requisitos mínimos de funcionamiento de características de medición y retrasos en el tiempo en relés de sobrecorriente y sub-tensión (IEC, 2009).

Define de forma estricta la equivalencia entre las funciones bajo los códigos estándar ANSI/IEEE C37.2, a diferencia de las normas de la serie IEC, que se enfocan fuertemente en ecuaciones matemáticas de curvas o requerimientos constructivos de hardware, la norma IEEE C37.2 es la que define un lenguaje universal mediante números y acrónimos para identificar de forma idéntica las funciones dentro de un plano unifilar, pantallas de HMIs o la lógica de programación de rele (IEEE I. o., 2008). Que son las básicas de CNEL EP, las protecciones eléctricas las podemos clasificar según el principio de funcionamiento o el elemento protegido, siendo las más comunes las ANSI 50, ANSI 51, ANSI 59, ANSI 27, ANSI 87T, ANSI 81O Y ANSI 81U.

La norma establece una serie de variables matemáticas a utilizar en la coordinación de protecciones:

- G_S : Valor de parametrización o de inicio de la corriente.
- G_T : Valor de umbral preciso para el cual el relé se garantiza que arranque.
- TMS : Dial de tiempo que se puede parametrizar para multiplicar la curva teórica y la curva a coordinar con otros relés.
- G_D : Valor en el cual la curva del relé deja de ser inversa (dependiente) y considera un tiempo definido (independiente) para evitar tiempos infinitos en corrientes extremas.
- *Reset ratio*: Relación porcentual que indica la forma en que el relay puede desactivar su señal de arranque. Para el caso de sobrecorriente, esta ratio será $< 100\%$ y para el caso de subcorriente será $> 100\%$.

- *Transient Overreach*: Medicion de como afecta la componente de corriente continua de un cortocircuito al arranque del rele.

La norma exige que G_T se ubique estrictamente entre G_S y $1.3 \times G_S$ y el valor mínimo de G_D debe ser igual a $20 \times G_S$.

Para las curvas de sobrecorriente de tiempo inverso, la norma obliga a los fabricantes a seguir la siguiente ecuación matemática de integración.

$$t(G): TMS \left(\frac{k}{\left(\frac{G}{G_S} \right)^\alpha - 1} + c \right)$$

Donde k, c, α son las constantes de diseño de la norma para definir si la curva es una combinación de tipo inversa, muy inversa o extremadamente inversa. Además, para corrientes que varían en el tiempo, exige una metodología de acumulación integral para coordinar fallas intermitentes.

$$\int_0^{T_0} \frac{1}{t(G)} dt = 1$$

6.2.1 Protección de sobrecorriente ANSI 50/51

La protección ANSI 50/51 actúa cuando la corriente que circula por un circuito supera un valor preestablecido durante un tiempo determinado. Su función es desconectar el tramo afectado antes de que se produzcan daños en los conductores, transformadores o interruptores. Dependiendo de las necesidades podemos encontrar tres variantes de la protección de sobrecorriente de secuencia positiva: protección por corriente definida, protección por tiempo definido y protección por tiempo inverso (Martínez, 2019).

Según (SEL, 2025) existen diferentes fórmulas para las curvas de tiempo inverso, lo cual permite que, a mayor corriente de falla, menor es el tiempo de operación, esto permite que el sistema ignore sobrecargas leves momentáneas, pero pueda evitar cortocircuitos severos de forma instantánea.

Tabla 1 Ecuaciones de las curvas 51 ANSI

Tipo de curva	Tiempo de operación	Tiempo de reinicio
U1 (Moderadamente inversa)	$t_p = TD * \left(0,0226 + \frac{0,0104}{M^{0,02} - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{1,08}{1 - M^2} \right)$
U2 (Inversa)	$t_p = TD * \left(0,180 + \frac{5,95}{M^2 - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{5,95}{1 - M^2} \right)$
U3 (Muy inversa)	$t_p = TD * \left(0,0963 + \frac{3,88}{M^2 - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{3,88}{1 - M^2} \right)$
U4 (Extremadamente inversa)	$t_p = TD * \left(0,0352 + \frac{5,67}{M^2 - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{5,67}{1 - M^2} \right)$
U5 (Inversa de tiempo corto)	$t_p = TD * \left(0,00262 + \frac{0,00342}{M^{0,02} - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{0,323}{1 - M^2} \right)$
t_p = Tiempo de operacion en segundos t_r = tiempo que el rele tarda en regresar a su estado inicial TD = Time – Dial M = Multiplos de la corriente de disparo		

Fuente: (SEL, 2025)

Tabla 2 Ecuaciones de las curvas 51 IEC

Curve Type	Operating Time	Reset Time	Figure
C1 (Standard Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{13.5}{1 - M^2} \right)$	Figure 4.15
C2 (Very Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{13.5}{M - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{47.3}{1 - M^2} \right)$	Figure 4.16
C3 (Extremely Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{80}{M^2 - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{80}{1 - M^2} \right)$	Figure 4.17
C4 (Long-Time Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{120}{M - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{120}{1 - M} \right)$	Figure 4.18
C5 (Short-Time Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{0.05}{M^{0.04} - 1} \right)$	$t_r = TD * \left(\frac{4.85}{1 - M^2} \right)$	Figure 4.19
where: t_p = operating time in seconds t_r = electromechanical induction—disk emulation reset time in seconds (if you select electromechanical reset setting) TD = time-dial setting M = applied multiples of pickup current [for operating time (t_p), $M > 1$; for reset time (t_r), $M \leq 1$]			

Fuente: (SEL, 2025)

6.2.2 Protección de sobretensión ANSI 59 y subtensión ANSI 27

Estas protecciones analizan continuamente el nivel de voltaje del sistema. Las caídas o subidas de tensiones dentro de los transformadores y motores eléctricos son fenómenos eléctricos que pueden surgir debido a la fuente de alimentación de la planta o por deficiencia en el diseño eléctrico del equipo, lo cual puede provocar que el rendimiento de los equipos decaiga significativamente ya que existen parámetros tales como la potencia, corriente, factor de potencia y eficiencia son dependientes del voltaje de operación. (Santillán, 2023)

6.2.3 Protección diferencial ANSI 87

La protección diferencial se fundamenta en el principio de Kirchhoff de corrientes, por lo que establece que dicha suma de las corrientes que entran y salen de una zona protegida debe ser cero en condiciones normales (Moravej, 2023).

Este método es altamente selectivo y rápido, y se utiliza para proteger transformadores (87T), Generadores (87G), Barras (87B) y Líneas (87L). Si nos adentramos al manual de relé de protección GE multilin 345, nos muestra una las características de operación de doble pendiente (dual slope) de la protección diferencial 87T. Una herramienta fundamental para garantizar que el relé sea sensible ante fallas internas y seguro ante falla externas o corrientes transitorias (electric, 2025).

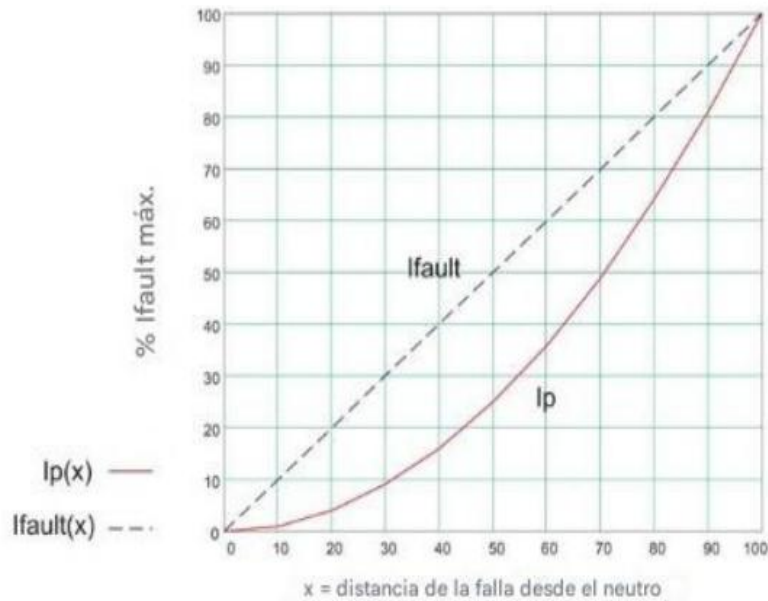
6.2.4 Protección REF

La protección REF es un esquema diferencial diseñado específicamente para detectar fallas a tierra internas en el devanado de un transformador por lo general en la zona cercana al punto neutro. Su objetivo es ofrecer una detección sensible de defectos entre fase y tierra dentro de la zona protegida, que a menudo no generan corriente suficiente para accionar otras protecciones que pueden permanecer sin disparo por causas de baja magnitud (Aires, 2021).

La protección de falla a tierra restringida (REF) proporciona detección de falla a tierra para corrientes de falla a tierra de baja magnitud, principalmente para fallas a tierra cerradas al neutro. Una falla a tierra interna en un devanado en estrella conectado a tierra por impedancia producirá una corriente de falla a tierra de baja magnitud dependiendo de la posición de la falla con respecto a los diagramas a continuación, que expresan la

dependencia de la corriente de falla con respecto a la distancia de falla desde el punto neutro.

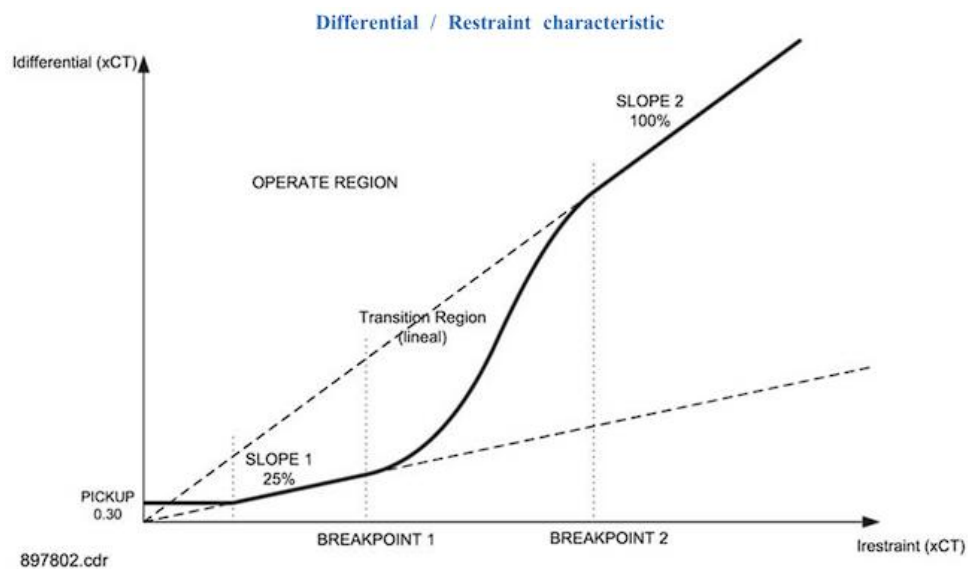
Figura 1 Corrientes de falla vs puntos desde el neutro



Fuente: (Zhangallimbay & Ponce Chóez, 2026)

6.3 Zona de operación y zona de no operación de curva diferencial de transformador

Figura 2 Curva de operación de doble pendiente



Fuente: Manual del réle multilin GE 345 de (GE Vernova, 2026)

Para comprender la curva tenemos en el eje vertical Idiferencial que representa la corriente de operación calculada como la suma vectorial de las corrientes de los devanados $I_d = \vec{I}_1comp + \vec{I}_2comp$, en condiciones normales, esta suma es casi cero (electric, 2025).

En el eje Horizontal encontramos la Irestraint, es la corriente de frenado que evita disparos en falso, la podemos calcular tomado el valor máximo de las corrientes compensadas de los devanados $I_r = \max(|\vec{I}_1comp| * |\vec{I}_2comp|)$. Esta curva se divide en varias etapas para adaptarse a diferentes niveles de estrés del sistema.

- PICO 0.30: Elimina la corriente mínima diferencial para que el rele empiece a operar. Este parámetro se ajusta para ignorar las posibles corrientes de magnetización, los eventuales errores de los TCS y el efecto correspondiente el variar el TAP.
- SLOPE 1 25%: Es la pendiente inicial que garantiza sensibilidad durante cargas normales, es aplicada desde una corriente de restricción de cero hasta el breakpoint 1.
- BREAKPOINT 1: Marca el fin de la zona donde no se espera saturación de los TCs, generalmente se basa en la corriente nominal del devanado al 100% carga.
- BREAKPOINT 2: Debe ajustarse por debajo de la corriente de falla externa que probablemente saturaría los TCs debido únicamente a la componente AC
- SLOPE 2 100%: Proporciona estabilidad extrema durante fallas externas severas que producen saturación de los TCs, una pendiente alta asegura que el rele no dispare ante corrientes diferenciales causadas por saturación (electric, 2025).
- TRANSITION REGION LINEAL: Es el área entre los dos puntos de quiebre donde la pendiente cambia suavemente para mantener la estabilidad.
- OPERATE REGION: Si el punto de operación calculado cae por encima de la línea negra sólida, el rele enviara una señal de disparo a los interruptores de ambos devanados.
- ZONA DE RESTRICCION: En esta región, el relé considera que cualquier diferencial de corriente es producto de errores de medición o fallas externas, por lo que no opera, manteniendo la continuidad del servicio.

6.4 Compensación Automática de magnitud

Debido a que el transformador posee voltajes nominales distintos en el primario y secundario, las corrientes nominales de línea también difieren significativamente. Para que sean comparables, el rele las normaliza llevándolas a una base común de valores en por unidad utilizando los transformadores de corriente.

Si el transformador es del tipo Delta-Estrella, se introduce un desfase angular intrínseco de $\pm 30^\circ$ entre corrientes de alta y baja tensión. Como la protección ANSI 87T compra vectorialmente las corrientes, si no se corrige este desfase, el rele verá una corriente de operación falsa masiva y se disparará inmediatamente en condiciones de carga nominal (electric, 2025).

El rele toma siempre como referencia de magnitud los datos ingresados del voltaje de línea y la relación del TC primario correspondiente al devanado primario ejemplo:

Para un transformador de 5 MVA, 13,8 KV/4.16 KV, con TCs de 500/5 y 1500/5 en el devanado 2.

El algoritmo calcula cuál sería la relación primaria ideal en el devanado 2 para que coincida perfectamente con el escalamiento del devanado 1:

$$TC_{S2}(Ideal) = TC_1 * \frac{V1}{V2} = 500 * \frac{13.8Kv}{4.16Kv} = 1658.6 A$$

6.5 Factor de corrección de Magnitud (M)

Con respecto al ejemplo anterior dado que el TC real instalado en el devanado 2 es de 1500 A y no el ideal de 1658.6 A, las corrientes del secundario sean unitariamente mas altas. Para corregir este desajuste, el rele calcula el factor M(w2).

$$M(w2) = \frac{Kv(w2) * TC(w2)}{Kv(w1) * TC(w1)} = \frac{4.16Kv * 1500}{13.8Kv * 500} = 0.904$$

Al operar al 100% de carga (5MVA), las corrientes nominales son 209 A en devanado 1 y 659^a en el devanado 2. Al normalizarlas a valores por unidad en base al TC de referencia, el rele multiplica la señal del devanado 2 por el factor 0.904, logrando un balance perfecto de 0.418* TC en ambos lados (electric, 2025).

6.6 Compensación de desfase angular

Según el manual de (electric, 2025), para la rotación de los fasores, el rele selecciona una referencia de fase (Winding reference wf). El criterio de selección automatizado

define que la referencia será el devanado en delta o ZIG-ZAG que posea el menor índice. Si el transformador fuera enteramente Wye/Wye, utiliza el devanado 1.

Para calcular el ángulo de compensación (Φ_{comp}) por el cual se va a desplazar digitalmente la señal de cada devanado, el rele procesa la siguiente lógica (para secuencia ABC):

$$\Phi_{comp}[W] = |\Phi[wf] - \Phi[W]|$$

En el caso de un transformador Y/d30 (donde la delta retrasa 30° a la estrella, equivalente a Yd1 en norma IEC, la referencia es la delta ($wf=2$, fijando su ángulo base en -30°):

Para W1: $\Phi_{comp}[1] = -30^\circ - 0^\circ = -30^\circ$

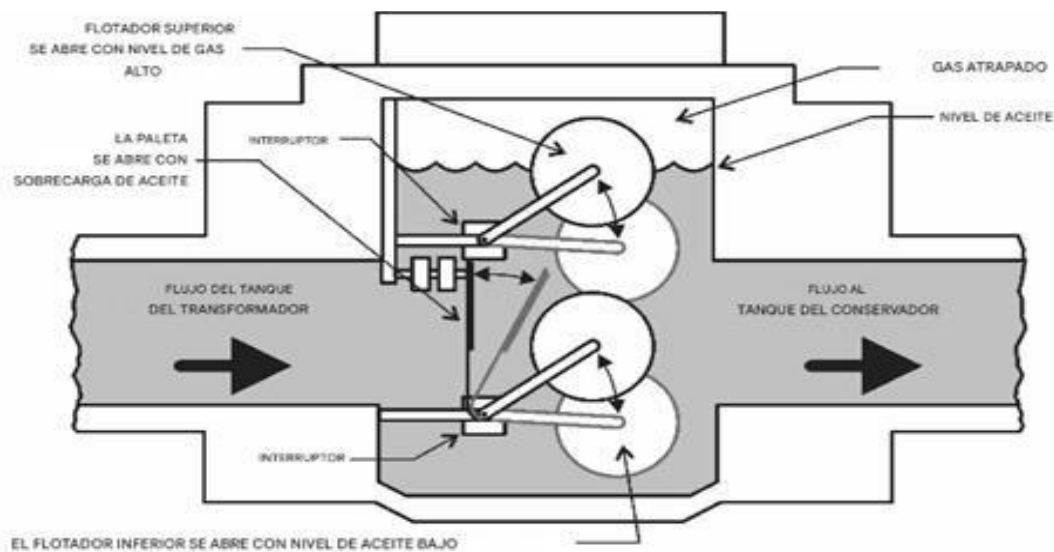
Para W2: $\Phi_{comp}[2] = -30^\circ - (-30^\circ) = 0^\circ$

6.7 Protecciones Mecánicas del transformador

6.7.1 Relé Buchholz

El relé Buchholz es un aparato de protección que se encuentra intercalado en la tubería que conecta el depósito de expansión con la cuba en la que se almacenan los aceites usados para proteger el transformador de las averías internas.

Figura 3 Réle buchholz



Fuente: (GlobeCore, 2026)

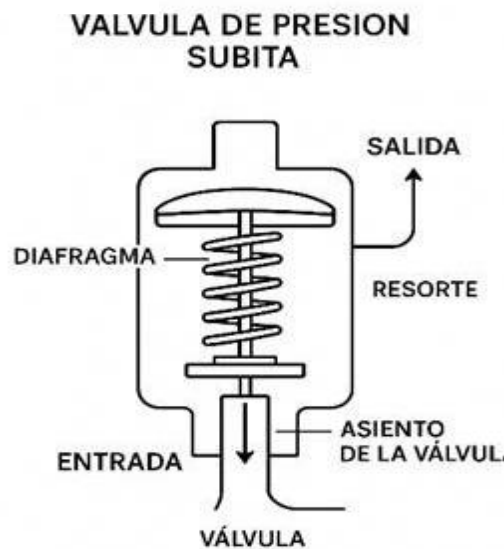
Si el transformador tiene una avería interna del transformador se generan burbujas de gas que suben hasta el depósito de expansión y el relé las detecta en su camino y si es avería pequeña (se generan pocas burbujas produce la señal de alarma y si hay una avería grande, provocando más cantidad de gas desconecta el transformador (Isaias, 2022)

6.7.2 Relé de presión súbita

Relé de presión súbita está colocado en el tanque principal del transformador. Su función es la de proteger este tanque de una anormal elevación de presión interna provocada por una falla interna, liberando dicho exceso de presión a la atmósfera. Está equipado con contactos de alarma que informan al operador de una situación anormal y producen la activación del circuito de interrupción.

Este dispositivo está constituido por un muelle, válvula de sellado, aguja de interrupción, diafragma de explosión.

Figura 4 Válvula de presión súbita



Fuente: (GlobeCore, 2026)

Una presión interna anormal produce la apertura de la válvula de sellado y extiende el muelle, rompe el diafragma de explosión empujando a la aguja de interrupción, luego de lo cual la presión es evacuada a la atmósfera. Después de que se ha aliviado el exceso de presión, la válvula de sellado se cierra y el muelle vuelve a su posición inicial (Martinez, 2024)

6.8 Instrumentos de medición

6.8.1 Transformadores de instrumentación

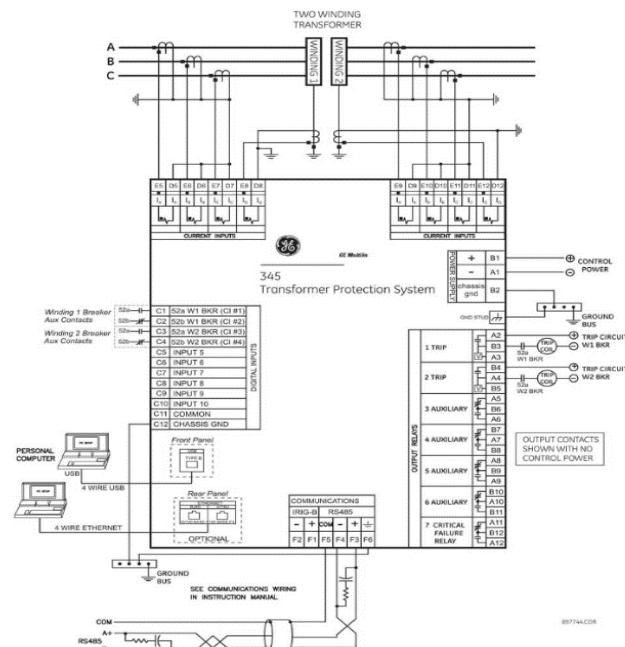
Un transformador de instrumento es un dispositivo que se utiliza para transformar o reducir los valores de corriente o tensión a niveles seguros y manejables, de forma que puedan ser medidos con facilidad por instrumentos estándar, medidores, relés de protección u otros dispositivos de control. (Olivarez, 2021)

Existen dos tipos principales:

6.8.2 Transformador de Corriente (TC)

Reduce la corriente a un valor más pequeño y proporciona aislamiento entre el circuito primario y el secundario en la siguiente figura extraída del manual del rele GE multilin 345 podemos observar donde van ubicados.

Figura 5 Diagrama de cableado típico – Drawout



Fuente: (GE Vernova, 2026)

Conexiones comunes:

- **TC barra:** El conductor eléctrico en serie del circuito que se desea medir atraviesa una abertura del TC, o el devanado primario es una barra conductora que está contenida en el propio TC.
- **TC tipo bobinado:** Tiene un devanado primario con un número específico de aspiraciones, a través del cual pasa la corriente del circuito.

6.9 Configuración de conexionado de los transformadores de corriente de protección

El conexionado de los TC (transformadores de corriente) para protección es vital, ya que de él depende que los relés actúen correctamente ante una falla real y no actúe por errores de lectura.

El conexionado TC para protección se realiza en función del esquema de protección requerido y del tipo de falla que se desea detectar utilizando configuraciones como:

6.9.1 Estrella

De acuerdo con el autor (Litvinov, 2021) la configuración estrella en TC para protección se utiliza principalmente en sistemas trifásicos para medir corriente de fase y detectar desequilibrios o fallas a tierra, conectando su terminal principal de cada TC de protección (S1) a los relés, mientras el terminal secundario (S2) de cada uno a un neutro en común.

6.9.2 Delta

La conexión delta en TC para protección se utiliza en esquemas de protección diferencial de transformadores de potencia, con un doble propósito de compensar el desfase angular de 30° que introduce el transformador de potencia (por ejemplo, cuando el transformador de potencia es delta-estrella, se conectan los TC para protección del lado de estrella en delta) y actuar como filtro eliminando las componentes homopolares, evitando que las corrientes de falla a tierra lleguen al relé diferencial. (Khan, 2014)

La configuración delta en TC para protección consiste en conectar físicamente los secundarios de los TC en serie, en modo que el final de una bobina de una inicie de la

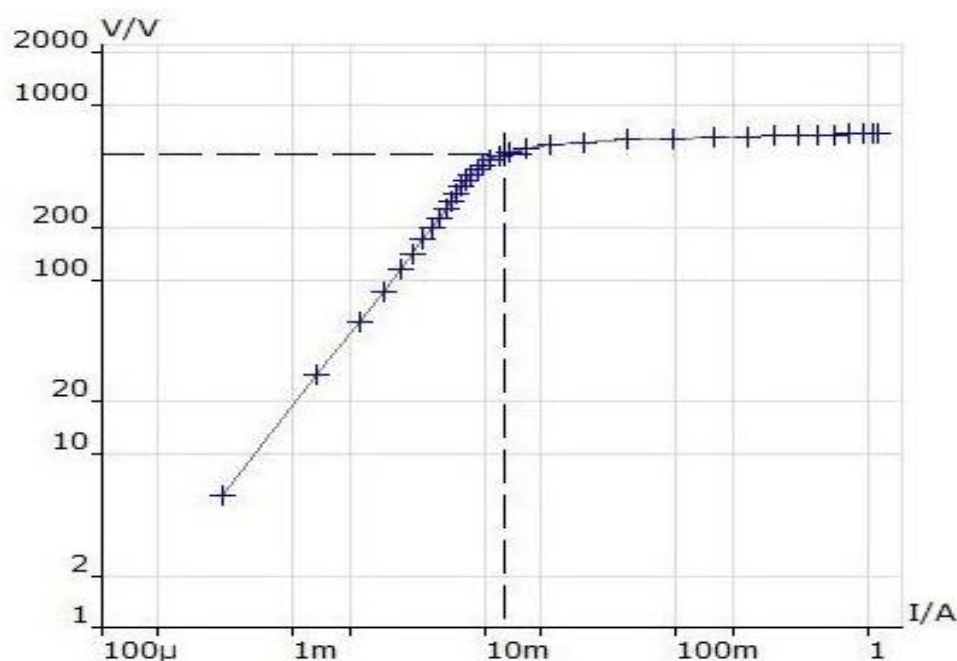
siguiente, las señales de corriente para relé se toman de las tres puntas de las esquinas de ese triángulo (Khan, 2014)

6.10 Curva de saturación de transformadores de corriente

La curva de magnetización define el límite de comportamiento lineal de TC e identificando el punto crítico conocido como “punto rodilla”, donde, por debajo de este punto el TC opera en zona lineal reflejando correctamente la corriente primaria; por encima de este punto, el núcleo entra en saturación, donde la relación de transformación deja de ser proporcional y la corriente secundaria se distorsiona generando error en la medición. (Stanbury, 2015)

De acuerdo con el autor (Medeiros, 2018), la curva de saturación de TC para protección es una representación gráfica que muestra la relación que existe entre el voltaje inducido en el secundario y la corriente de magnetización necesaria para excitar el núcleo, con el devanado primario en circuito abierto.

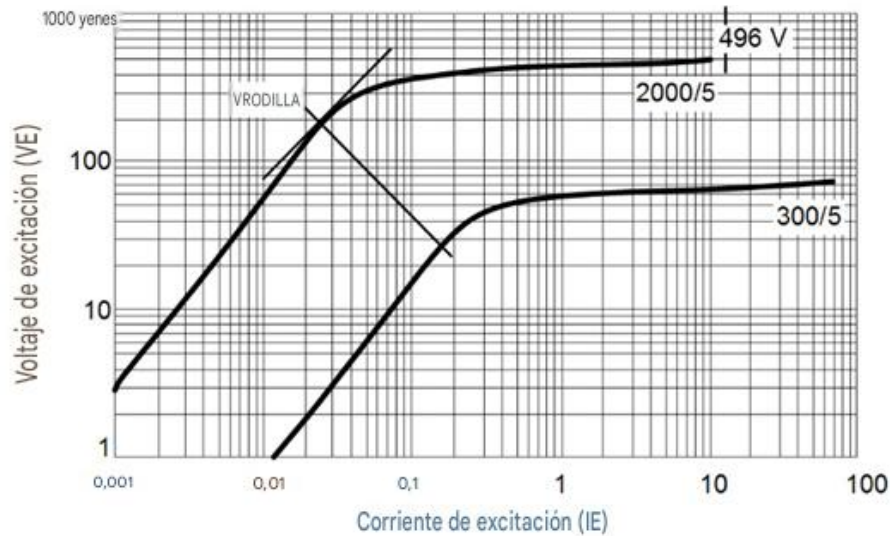
Figura 6 Curva de saturación de un transformador de corriente para protección



Fuente: (Oliveira, 2024)

Por otra parte, existen los transformadores de corriente para servicios de medición que presentan características de buena precisión y una baja corriente de saturación de acuerdo al autor (Hargrave, 2020)

Figura 7 Curva de saturación



Nota. Curva de saturación de un transformador de corriente para servicios de medición. Tomado de (Hargrave, 2020).

6.11 Transformador de Potencial (TP)

Reduce la tensión a un valor más pequeño y proporciona aislamiento entre el circuito primario y el secundario, se conectan en paralelo con la carga en el circuito de potencia para medir la tensión.

Conexiones típicas:

- **TP monofásico:** Conecta una fase y neutro, o dos fases.
- **TP trifásico:** Puede ser un banco de TPs monofásicos o una unidad trifásica. Las conexiones pueden ser estrella-estrella, delta-estrella, etc

6.12 Cálculo de burden de carga

El burden de carga es la carga total en voltamperios (VA) impuesta en el circuito secundario de un transformador de corriente (TC), por ende, es fundamental para asegurar que el TC opere con la precisión esperada y sin saturación.

Para calcular la carga se suman las impedancias de todos los componentes conectados a el secundario del TC:

1. **Impedancia de los cables de conexión ($Z_{Conductor}$):** La resistencia de los cables que van desde el TC hasta los relés. Se calcula:

$$Z_{Conductor} = \frac{\Omega}{Km}$$

Donde:

Ohmio (Ω): es la resistividad del material del cable y esta medido en Ohmios

Km: es la distancia total de la longitud del cable.

Impedancia de otros dispositivos (Z_{otros}): Cualquier otro dispositivo conectado al secundario del TC, como relés, amperímetros, medidores, etc.

Calculo del burden en (VA)

Si la carga se expresa en VA, se calcula a la corriente nominal secundaria del TC por lo general según la norma ANSI o IEC es de 5A o 1A.

$$VA: (Z_{Conductor} + Z_{dispositivos} + \dots + Z_{otros}) * I^2$$

6.13 Desfase fasorial en transformadores trifásicos

El desfase fasorial en transformadores trifásicos (índice horario), de acuerdo al autor (Augusto, 2014) representa el desfase angular entre la tensión del devanado de alta tensión y la de baja tensión, medido entre tensión de fase o de línea.

Este desfase angular siempre es múltiplo de 30° , por lo que existen 12 posibles valores (0 a 11), los más comunes son:

Índice 0

En el desfase angular 0° las tensiones están en fase y son empleados generalmente en sistemas de transmisión donde no se requiere un desplazamiento de fase.

Índice 1

Indica un desfase de 30° donde la tensión de BT se adelanta 30° respecto al lado de AT, por lo tanto, esta conexión es más común en redes de distribución para permitir el uso del neutro.

Índice 5

Indica un desfase de 150° donde las tensiones de línea del secundario se retrasan 150° respecto al primario.

Índice 11

Indica un desfase de 330° entre la tensión del secundario respecto al primario, utilizado en sistemas de distribución para mitigar efectos de armónicos y mejora la estabilidad del sistema.

6.14 Fallas simétricas

De acuerdo al autor (Kasikci, 2017) en los sistemas eléctricos de potencia, una falla se define como cualquier anomalía física que altera la circulación nominal de la corriente eléctrica. La evidencia operativa e histórica demuestra que entre el 70% y el 80% de las contingencias en estas redes corresponden a fallas de carácter monofásico a tierra, generadas por la aparición de un arco eléctrico entre el conductor activo a la estructura de la torre aterrizada. En contraste, los cortocircuitos que comprometen simultáneamente a los tres conductores de fase representan una minoría estadística, aproximándose apenas al 5% del total, y son clasificados técnicamente como fallas trifásicas simétricas.

6.14.1 Fallas trifásicas

Un sistema balanceado permanece simétrico después de que ocurre una falla trifásica que tiene la misma impedancia entre cada línea y el punto común. Solamente fluyen corrientes de secuencia positiva. Formula obtenida de (Kasikci, 2017)

$$I_{fa}^1 = \frac{V_f}{Z_{kk}^1}$$

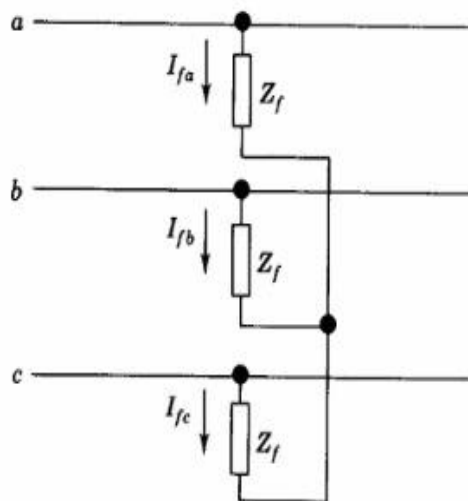
Donde:

Z_{kk}^1 = Es la impedancia de thevenin de secuencia positiva.

V_f = Voltaje pre-fallo.

I_{fa}^1 = Corriente de falla secuencia positiva.

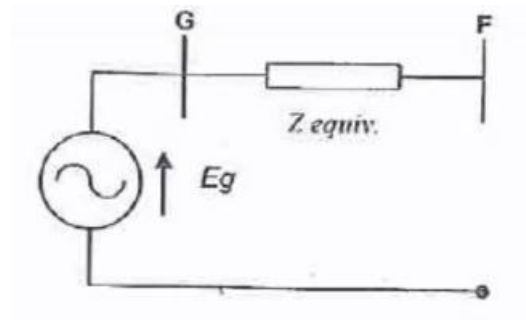
Figura 8 Conexión de una falla trifásica



Nota. Conexión de una falla trifásica que tiene la misma impedancia entre cada línea.

Fuente: (Stevenson, 1994)

Figura 9 Conexión equivalente de thevenin de una falla trifásica



Fuente: (Chancay, 2010)

6.15 Fallas asimétricas

Según el libro (Stevenson, 1994) un sistema se vuelve asimétrico cuando los fasores de voltaje o corriente pierden su equilibrio, esto ocurre principalmente por cortocircuitos línea a tierra, línea a línea y doble línea a tierra. Para comprender estas fallas podemos tener en cuenta el teorema de fortescue que nos dice que debemos tener en cuenta tres secuencias de corriente.

- Secuencia Positiva: presente en todas las fallas, es la energía que intenta seguir fluyendo normalmente.
- Secuencia Negativa: El indicador de asimetría, los relés modernos como el de GE Multilin 345 la usan para detectar fallas que la unidad de sobrecorriente normal no ve.
- Secuencia cero: Indica contacto con tierra, su análisis depende de cómo este aterrizado al neutro del transformador.

6.15.1 Falla monofásica de línea a tierra

El mal enlace del sistema monofásico a tierra ocurre con bastante frecuencia. Esto puede suceder ya sea por rayos o por cortocircuitos entre los cables y de las estructuras que están en conexión de tierra. La fórmula que se utiliza para describir esta situación, según la obra (Stevenson, 1994) es la siguiente:

$$I_{fa}^0 = I_{fa}^1 = I_{fa}^2 = \frac{V_f}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0}$$

Donde:

I_{fa}^0 = Corriente de falla de secuencia 0.

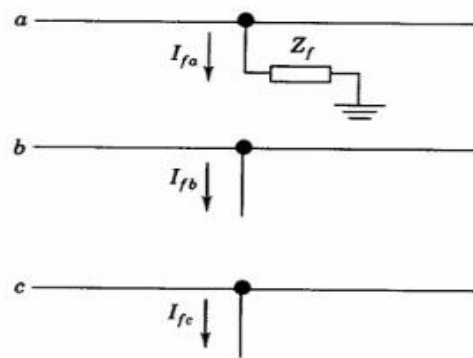
I_{fa}^1 = Corriente de falla de secuencia positiva.

I_{fa}^2 = Corriente de falla de secuencia negativa.

V_f = Voltaje de prefalla.

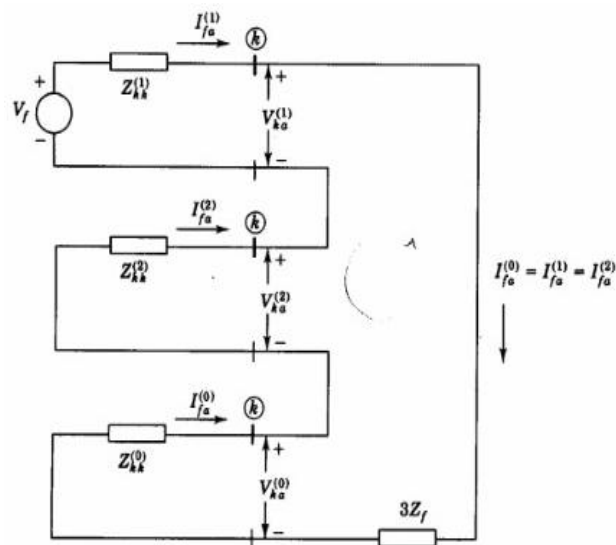
$Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0$ = Impedancias de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.

Figura 10 Conexión de una falla monofásica a tierra



Fuente: (Stevenson, 1994)

Figura 11 Conexión equivalente de thevenin de una falla monofásica a tierra



Nota. Conexión de los equivalentes de thevenin para simular una falla monofásica a tierra de la fase a en la barra del sistema. **Fuente:** (Stevenson, 1994)

6.15.2 Falla línea a línea

La ecuación tomada por el autor (Kasikci, 2017) para la corriente de secuencia positiva en la falla se puede determinar cómo:

$$I_{fa}^1 = -I_{fa}^2 = \frac{V_f}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2}$$

Donde:

I_{fa}^1 = Corriente de falla de secuencia positiva.

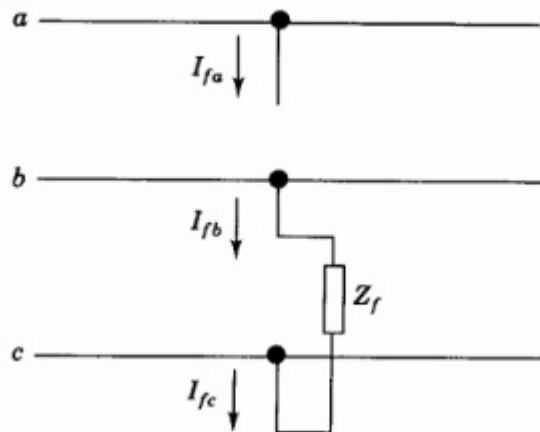
I_{fa}^2 = Corriente de falla de secuencia negativa.

V_f = Voltaje de prefalla.

Z_{kk}^1 = Impedancias de secuencia positiva.

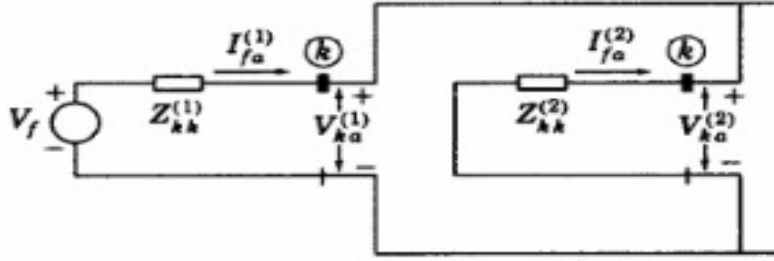
Z_{kk}^2 == Impedancias de secuencia negativa

Figura 12 Conexión falla bifásica



Fuente: (Stevenson, 1994)

Figura 13 Conexión equivalente de thevenin para una falla bifásica



Nota. Conexión de los equivalentes de thevenin de las redes de secuencia positiva y negativa para una falla línea a línea entre las fases b y c en la barra del sistema. **Fuente:** (Stevenson, 1994)

6.15.3 Falla doble línea a tierra

Para una falla doble línea a tierra las ecuaciones tomadas por el autor (Montoya, 2014) son:

- $$I_{fa}^1 = \left(\frac{V_f}{\frac{Z_{kk}^2(Z_{kk}^0 + 3Z_f)}{Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_f}} \right)$$
- $$I_{fa}^2 = -I_{fa}^1 \left(\frac{Z_{kk}^0 + 3Z_f}{Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_f} \right)$$
- $$I_{fa}^0 = -I_{fa}^1 \left(\frac{Z_{kk}^2}{Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_f} \right)$$

Donde:

I_{fa}^0 = Corriente de falla de secuencia 0.

I_{fa}^1 = Corriente de falla de secuencia positiva.

I_{fa}^2 = Corriente de falla de secuencia negativa.

V_f = Voltaje de prefalla.

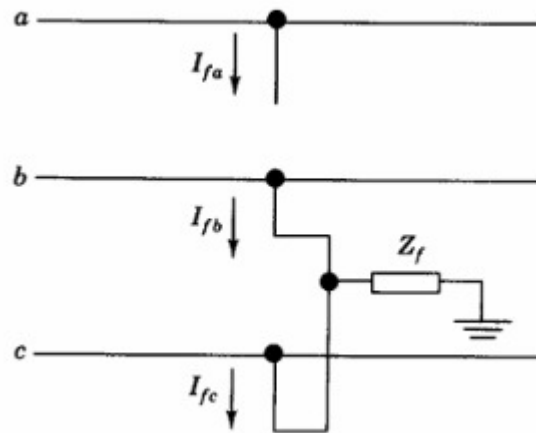
Z_{kk}^1 = Impedancias de secuencia positiva

Z_{kk}^2 = Impedancias de secuencia negativa

Z_{kk}^0 = Impedancias de secuencia cero

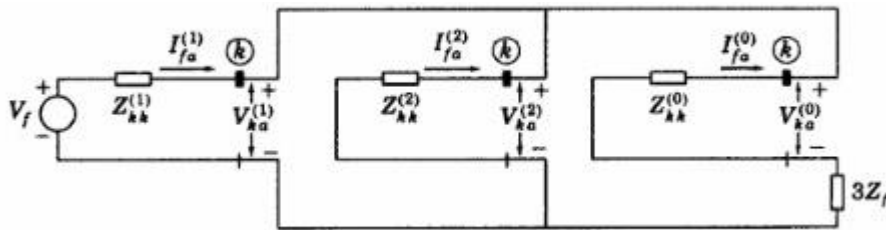
Z_f = impedancia de falla.

Figura 14 Conexión de una falla doble línea a tierra



Fuente: (Montoya, 2014)

Figura 15 Conexión equivalente de thevenin para una falla bifásica a tierra



Nota. Conexión de los equivalentes de thevenin de las redes de secuencia para una falla bifásica a tierra de las fases b y c en la barra del sistema. **Fuente:** (Montoya, 2014)

6.16 Relación X/R

Dicha razón está vigente en sistemas compuestos por una reactancia y por una resistencia, esta relación será la que fije los niveles de corto circuito que existan en él, puesto que está formada a partir de una corriente asimétrica, la cual se caracteriza por ser una componente de tipo continua la cual, en un determinado instante de tiempo sufre un decaimiento, esto viene determinado por el valor de la razón X/R siendo estas dos inversamente proporcionales lo cual implica que un mayor valor para la razón X/R representará una disminución más lenta en esta componente (Páez, 2021)

6.17 Relé Multilin 345 GE

Los Multilin™ 345 están concebidos para la protección, el control y la supervisión de transformadores de potencia, como equipo de protección principal del transformador o como equipo de protección en respaldo. El 345 permite una protección, control y monitorización avanzados de transformadores en un diseño económico y libre de móviles o, en su defecto, para ser montado en unidades no libres de móviles. El 345 incluye toda la gama de elementos de protección y control independientes y de comunicaciones, para medición, monitorización y diagnóstico avanzados (GE VERNOVA, 2025)

Figura 16 Relé Multilin 345 GE



Fuente: (GE Vernova, 2026)

El proceso mediante el cual el relé Multilin 345 de GE calcula y aplica la matriz de compensación fasorial según el grupo de conexión del transformador se realiza de forma completamente digital en su firmware. El algoritmo interno ejecuta rigurosamente los siguientes pasos matemáticos:

6.17.1 Selección de referencia

Antes de aplicar cualquier matriz, el rele debe elegir uno de los devanados como su base o referencia de fase sea delta o estrella.

- El transformador posee un devanado conectado en delta o en zig-zag, el relé selecciona automáticamente ese devanado como la referencia de fase.
- Si existen múltiples devanados en delta o si todos están en estrella, el relé toma por defecto el devanado 1 como referencia de fase.
- El ángulo de este devanado elegido como referencia se define matemáticamente como $\Phi[wf]$

6.17.2 Cálculo del ángulo de compensación neto

Con la referencia definida, el relé determina el desplazamiento angular exacto en grados que debe corregir para cada uno de los devanados del transformador empleado la siguiente ecuación:

$$\Phi_{comp}[W] = |\Phi[wf] - \Phi[W]|$$

Donde:

- $\Phi[W]$ representa el desfase físico natural del devanado bajo análisis.
- $\Phi_{comp}[W]$ es el desplazamiento angular digital neto que el relé aplicará a los fasores de corriente de ese devanado.

Un ejemplo de esto es un transformador conectado en estrella-delta donde delta retrasa 30° a la estrella YD1, la delta se autoselecciona como referencia $wf = 2 \rightarrow \Phi[wf] = -30^\circ$. Para el devanado en estrella w1, $\Phi_{comp}[1] = -30^\circ - 0^\circ = -30^\circ$ el relé determina que debe aplicar un retraso digital de 30° a las corrientes de la estrella para alinearlas perfectamente con la delta (electric, 2025).

6.17.3 Aplicación de las matrices de transformación

Una vez que el relé calcula el ángulo Φ_{comp} requerido para un devanado, elige la matriz de transformación correspondiente para convertir las corrientes de fase analógicas medidas I_A, I_B, I_C en corrientes compensadas de salida I_A^P, I_B^P, I_C^P , dependiendo si el desfase neto es un múltiplo par o impar de 30° , el algoritmo emplea dos tipos de álgebra matricial:

6.17.4 Desfases impares

Estas configuraciones, el relé ejecuta una resta de fases consecutivas combinadas de forma obligatoria con un factor de escala multiplicativo de $\frac{1}{\sqrt{3}}$ para la matriz de

transformación de un desfase calculado de 30° en retraso se procesa internamente de la siguiente forma.

$$\begin{bmatrix} I_A^P \\ I_B^P \\ I_C^P \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

Al desglosar la operación por cada fase individual, el procesador ejecuta:

$$I_A^P = \frac{1}{\sqrt{3}}(I_A - I_C)$$

$$I_B^P = \frac{1}{\sqrt{3}}(I_B - I_A)$$

$$I_C^P = \frac{1}{\sqrt{3}}(I_C - I_B)$$

6.17.5 Desfases pares

Cuando el desfase angular neto es par, no ocurre una ganancia de magnitud por restas trigonométricas a 30° , por lo que el factor de escala de $\frac{1}{\sqrt{3}}$ desaparece de las ecuaciones. Para una compensación neutra de 0° , si el devanado se encuentra solidamente aterrado, el relé simplemente calcula la componente de secuencia cero $I_0 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C)$ y la sustrae directamente de cada fase para limpiar y blindar la señal:

$$I_A^P = I_A - I_0$$

$$I_B^P = I_B - I_0$$

$$I_C^P = I_C - I_0$$

6.17.6 Lazo de control diferencial final

Una vez que el firmware del relé ha aplicado estas matrices correspondientes según la conexión, obtiene las corrientes corregidas y puras para cada extremo $I_A^C[w1]$ e $I_A^C[w2]$. Con estos valores, se procesa las variables operativas finales de la función ANSI 87T (electric, 2025).

Donde la corriente diferencial esta dada por $I_{dA} = I_A^C[w1] + I_A^C[w2]$ y la corriente de restricción por $I_{rA} = \max[|I_A^C(w1)|, |I_A^C(w2)|]$.

6.17.7 Toma de lectura fasorial

El relé no lee fasores directamente de las líneas físicas, los calcula a partir de ondas de corriente analógicas mediante los siguientes pasos:

6.17.7.1 Conexión Física Uniforme

Para que el relé pueda interpretar correctamente las lecturas, la norma de diseño exige que todos los transformadores de corriente de todos los devanados se conecten físicamente en estrella, con sus polaridades apuntando hacia el exterior del transformador de potencia. Esto unifica la referencia física de entrada (electric, 2025).

6.17.7.2 Muestreo Analógico-Digital (A/D)

Las corrientes secundarias de los TCs entran al relé, donde un convertidor analógico-digital muestrea las ondas continuamente. En relés de esta generación, se toman múltiples muestras por ciclo (por ejemplo, 32 muestras por ciclo) para digitalizar la onda senoidal pura y sus transitorios.

6.17.7.3 Extracción del Fasor mediante la Transformada de Fourier (DFT)

Las extracciones en crudo de muestras digitales son filtradas/medidas a través del mecanismo del Algorítmico de la Transformada Discreta de Fourier, que se encarga de eliminar las componentes de continua (CC), el ruido de frecuencia alta y los armónicos superiores, con lo que se obtendrá únicamente la componente fundamental a la frecuencia del sistema 60Hz.

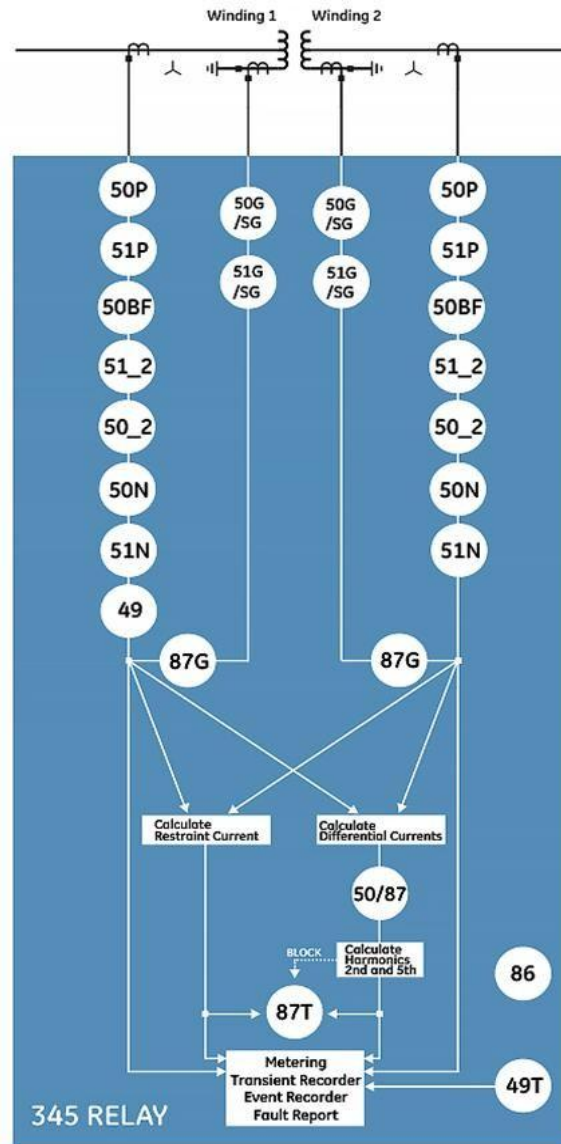
6.18 Protección y control

El sistema 345 para la protección de transformadores está destinado a proteger y controlar transformadores de potencia de tamaño reducido a tamaño medio. Flexible y potente, el 345 proporciona, en su diseño extraíble y con un coste más que competitivo, protección, control y supervisión avanzados de transformadores. El 345 también incluye un conjunto completo de elementos de protección y control autónomos, como se pueden consultar en el diagrama en Bloques Funcionales y en la tabla de Características. El 345 también puede utilizarse, incluso, para el gestionar en la protección de 2 alimentadores (vernova, 2025).

6.18.1 Beneficios Claves

- **Desempeño y Seguridad del Despeje de Falla** Dispone de una desconexión acelerada implementando algoritmos de inhibición en alta calidad, los cuales determinan si las corrientes de activación (inrush) provienen del equipo o bien de fallas.
- **Mantenimiento Proactivo y Monitorización de Activos** Incorporando supervisión térmica y control de temperatura a partir de módulos RTD (máx. 12 sens.), se logra alargar el Ciclo Vida del transformador.
- **Sensibilidad de la Detección de Fallas a Tierra** La topología del relé es capaz de detectar fallas a tierra de elevada sensibilidad de hasta un 5% de la bobina.
- **Flexibilidad, Integración y Mantenimiento** El equipo destaca por ser interoperable a través de varios protocolos de comunicación y de puertos para llegar a la integración en los sistemas SCADA. El diseño tipo drawout (extracción) y las herramientas de diagnóstico (por ejemplo, la supervisión de un circuito de disparo) logran simplificar las maniobras de prueba y mantenimiento, lo que, a su vez, reduce el tiempo de la parada.
- **Robustez y Programabilidad Lógica** Fabricado bajo estándares de grado automotriz y tras ser sometido a pruebas de vida acelerada, el dispositivo presenta una mejora de la confiabilidad para ser aplicado en entornos industriales de alta exigencia. La flexibilidad también se ve incrementada (vernova, 2025).

Figura 17 Diagrama de bloques funcionales



Fuente: (GE Vernova, 2026)

6.19 Dispositivos de testeo de operación de réle

6.19.1 Maleta de prueba OMICRON CMC 500

La OMICRON CMC 500 es un equipo modular y multifásico de prueba y puesta en marcha de relés de protección que establece un nuevo estándar en la industria. Este equipo ligero y robusto está diseñado para enfrentarse a los desafíos de la infraestructura actual y la extensión de las redes eléctricas. Gracias a sus dos paradigmas: pruebas basadas en parámetros y pruebas basadas en simulación de eventos del sistema, se da

una validación completa del sistema de protección. Totalmente compatibles con las subestaciones digitales e híbridas (IEC 61850), haciendo uso de protocolos como GOOSE y Sampled Values. Ciberseguridad por diseño, criptochip, comunicación encriptada son solo algunos de las nuevas características que tiene la CMC 500 que garantizan una alta calidad de prueba con máxima eficiencia, hasta un 80% de reducción del esfuerzo de prueba. El diseño está basado en la seguridad del usuario, terminales en el frente, concepto de seguridad multinivel. Pero no solo pone a prueba relés, sino que también pone a prueba funcionalmente otros activos como transformadores y disyuntores. Solución versátil y a prueba del futuro, dado que puede adaptarse a los cambios en las exigencias de prueba (OMICRON, 2025)

Figura 18 Maleta OMICRON CMC 500



Fuente: (OMICRON, 2025)

6.19.2 Maleta de prueba Megger FREJA549

El FREJA549 ofrece la configuración inteligente para probar los relés de sobre corriente electromecánicos, también de estado sólido y basados en microprocesadores, incluyendo relés de sobre corriente de tierra controlados por tensión, con restricción de tensión y direccionales de alta impedancia. El sistema de prueba del FREJA549 se puede controlar manualmente con la pantalla integrada. La pantalla integrada, con su gran pantalla táctil TFT LCD a todo color, permite al usuario realizar pruebas manuales, de estado estable y dinámicas de forma rápida y sencilla, además de usar las rutinas de pruebas predefinidas para los relés más comunes. (MEGGER, 2025)

Figura 19 MEGGER FREJA 549



Fuente: (MEGGER, 2025)

6.19.3 Maleta de prueba Vluuke T1200

La Vluuke T1200 es un equipo de inyección de corriente para pruebas de todo tipo de equipos de protección, tiene integrado seis potentes fuentes de corriente de modo trifasico hasta 30 A con una potencia máxima de salida por fase de 320 VA lo cual permite realizar pruebas a relés de alta carga. Este equipo puede ser controlado desde una PC con Windows o simplemente desde el mismo equipo. Permite una gran cantidad de pruebas como, Prueba de CA, CC, Frecuencia, Sincronismo, corriente/voltaje, diferencial, Dirección de potencia, Secuencia cero, Armónica y más (Vluuke, 2025).

Figura 20 Maleta de prueba Vluuke T1200



Fuente: (Vluuke, 2025)

Principales características

1. Este instrument genera voltaje Corriente estandarizados de seis fases que se pueden utilizar para probar una diversidad de relés convencionales y dispositivos de protección, así como una gran variedad de protecciones microcomputarizadas, de tal forma que se hacen pruebas especialmente adecuadas y completas para la proteccion de potencia diferencial de transformadores o dispositivos de conmutación automática de protección (Vluuke, 2025).
2. Cumplir con los estándares de GB / T 7261-2016 Métodos de prueba básicos para dispositivos automáticos de seguridad y protección de relés" y DL / T 624-2010 Condiciones técnicas para dispositivos de prueba basados en microcomputadoras para protección de relés" (Vluuke, 2025).
3. Interfaz operativa clásica de Windows XP, interfaz hombre-máquina fácil de usar, operación fácil y rápida; Una computadora de control industrial integrada de alto rendimiento y una pantalla de visualización LED de color verdadero de 800 × 600 LED con resolución de 10.4 pulgadas pueden proporcionar información rica e intuitiva, incluido el estado de funcionamiento actual del dispositivo y diversa información de ayuda (Vluuke, 2025).

4. El panel del dispositivo está equipado con botones de conexión rápida multifuncionales ultradelgados y un mouse óptico, que puede completar varias operaciones a través del teclado o el mouse al igual que operar una PC normal (Vluuke, 2025).
5. La placa de control principal adopta una estructura DSP + FPGA y una salida DAC de 16 bits que puede generar una onda sinusoidal de alta densidad de 2000 puntos, mejorando en gran medida la calidad de la forma de onda y mejorando la precisión del probador (Vluuke, 2025).
6. El amplificador de potencia adopta un amplificador de potencia lineal de alta fidelidad, que garantiza la precisión de la corriente pequeña y la estabilidad de la corriente grande (Vluuke, 2025).
7. Utiliza una interfaz USB, para comunicarse directamente con la PC sin ningún adaptador

6.20 Cálculo de la protección diferencial 87T

Se sigue el principio de comparación de la corriente existente en el lado primario y en el secundario (de acuerdo con la ley de Kirchhoff de corriente). La corriente que entra en el transformador es igual a la corriente que sale; por tanto, la corriente diferencial es igual a cero (Tajdinian, 2021)

La expresión es:

$$I_{OP} = |I'_1 - I_2|$$

Donde:

I_{OP} = Corriente diferencial

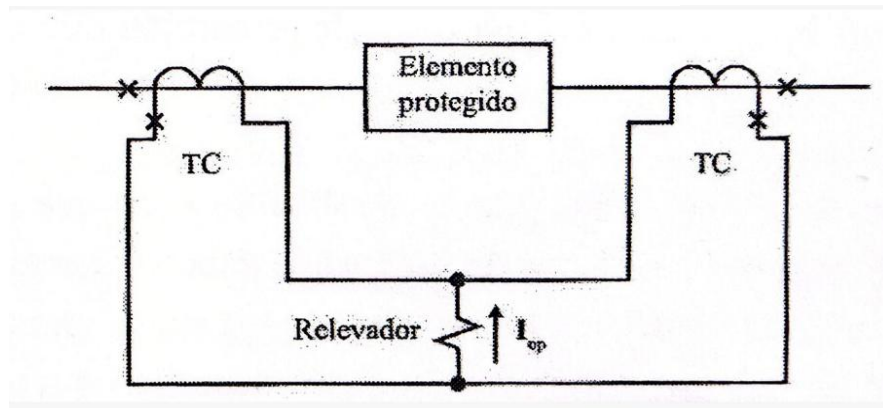
I'_1 = Corriente del primario referida al secundario

I_2 = Corriente del secundario

Para referir la corriente del primario al secundario se usa la relación de transformación:

$$I'_1 = I_1 * \frac{N_2}{N_1}$$

Figura 21 Esquema básico de la protección diferencial

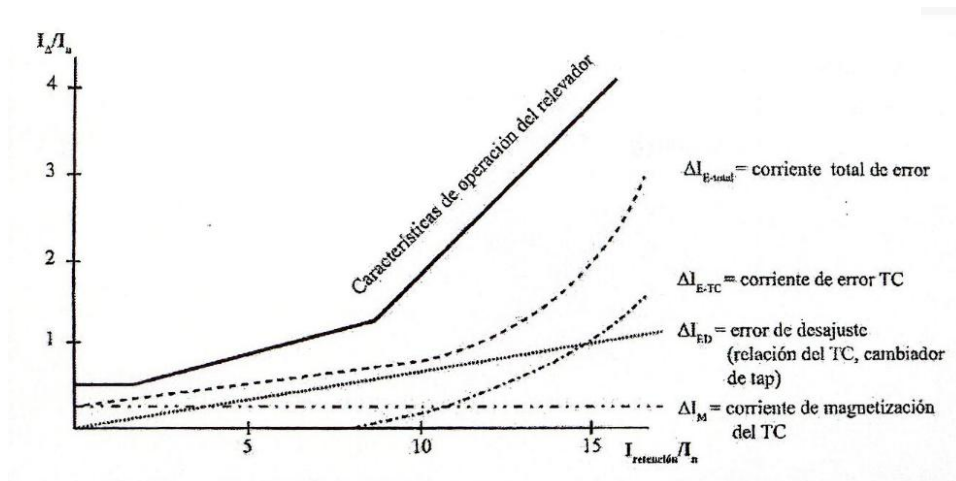


Fuente: (Tajdinian, 2021)

6.21 Cálculo de protección de porcentaje diferencial

La protección del porcentaje diferencial tiene como finalidad rebajar el estado de la corriente de disparo en estado estable y de permitir una menor sensibilidad en presencia de saturación de los TC. Esta forma proporciona solución a los efectos del deslizamiento de taps, las fallas de transformación y de configuración de los TC, que son capaces de dar lugar al paso de una corriente diferencial en el elemento de disparo (Onah, 2020)

Figura 22 Pendiente característica de protección de porcentaje diferencial



Fuente: Protección diferencial en transformadores de potencia de (Esponda, Vásquez, & Andrade, 2016)

En la Figura 21 se muestra el diagrama de conexión de la protección de porcentaje diferencial a través de elementos de operación y retenciones relevador compara la corriente de operación con una corriente de retención. La corriente de operación I_{op} (también llamada corriente diferencial de error), y la corriente de restricción I_{RES} son:

$$I_{RES} = \left(\frac{I_1' + I_2}{2} \right)$$

El relevador genera una señal de operación si la corriente de disparo supera un valor de la corriente de retención de acuerdo a:

$$I_{OP} \geq K * I_{RES} + I_{OPmin}$$

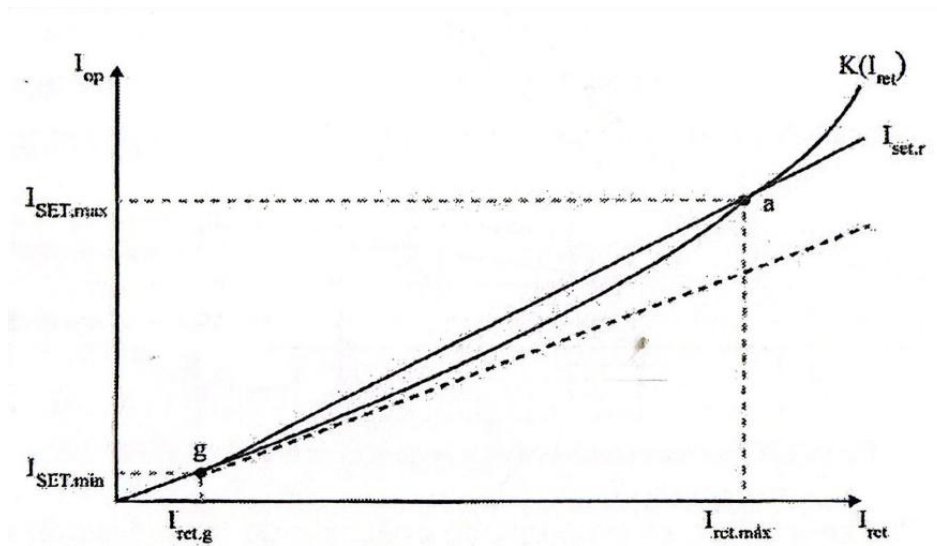
Donde K es la característica de operación del relevador, la cual consiste en una línea recta con una pendiente igual a K. La intersección de esta característica con el eje vertical I_{OP} define la corriente de operación mínima del relevador I_{OPmin} . El valor de K está definido como:

$$K = \frac{I_1' + I_2}{(I_1' + I_2)/2} = \frac{I_{OP}}{I_{RES}}$$

El valor de K es expresado normalmente como valor de porcentaje. Los valores típicos de K son: 10%, 20% y 40%

La relación entre corrientes de operación (I_{OP}) y la corriente de restricción (I_{RES}) es demostrado en la Fig 13. El relevador diferencial solamente actuara cuando la corriente de operación este por encima de la curva de K (I_{RES}). Por lo tanto, la curva de K (I_{RES}) esta definida como la característica de retención del relevador diferencial. El área por arriba de la curva es el área de operación, mientras que el área por debajo es el área de retención. (Esponda, Vásquez, & Andrade, 2016)

Figura 23 Característica del esquema de protección de porcentaje diferencial.



Fuente: Protección diferencial en transformadores de potencia de (Esponda, Vásquez, & Andrade, 2016)

6.22 Protocolo de pruebas para protección diferencial de transformador 87T

Las pruebas del esquema de protección diferencial 87T utilizando la maleta de inyección secundaria posibilitan la validación del comportamiento del relé 87 bajo distintas condiciones de operación, esto es, fallas internas, fallas externas, corrientes de energización, saturación en los transformadores de corriente, etc. Se puede afirmar que gracias a las pruebas realizadas el sistema de protección cumple con los principios de selectividad, sensibilidad, rapidez y confiabilidad que establecen las normas IEC 60255 e IEEE C37.103.

Los relés de protección deben funcionar con precisión durante fallas. Un relé que no se activa durante una falla real puede causar daños a los equipos, riesgo de incendio e incluso poner en peligro vidas humanas. Si se activa de manera innecesaria provoca interrupciones del suministro eléctrico y pérdidas de producción (Rohman, Wiringuru, 2026).

Una prueba de inyección secundaria nos puede confirmar lo siguiente:

- Activación del relé con el ajuste de corriente y voltaje adecuado.
- Funcionamiento dentro del tiempo especificado.
- Contactos del relé cambian de estado y envían las señales de disparo.

- Los elementos direccionales responden al ángulo de fase correcto.
- Lógica del relé funciona según el diseño del esquema de protección.

Para probar los relés diferenciales de transformador, se debe inyectar corrientes simultáneamente en las entradas de los TCs de alta y baja tensión del relé. El equipo de prueba debe simular la compensación de la relación de transformación y el desfase que el relé está configurado (Rohman, Wiringuru, 2026).

6.23 Tipos de pruebas

6.23.1 Prueba de sensibilidad

Según (electric, 2025) esta prueba determina con cuanta corriente dispara el relé ante una falla interna mínima. Es decir, busca hallar el umbral mínimo de operación el cual puede estar ajustado típicamente en $0.30 \times I_{Tc}$ o similar.

6.23.2 Prueba de temporización

Según (IEC, 2009) es la prueba que mide la velocidad del relé. Se quiere comprobar qué tan rápido reacciona el cerebro digital del relé ante una falla interna severa e instantánea

6.23.3 Prueba de repetitividad

La (IEC, 2009) nos dice que es la validación estadística de la estabilidad del relé. Básicamente es repetir las pruebas anteriores ya que no basta con que el relé dispare rápido una sola vez; debe hacerlo siempre en el mismo tiempo ante las mismas condiciones

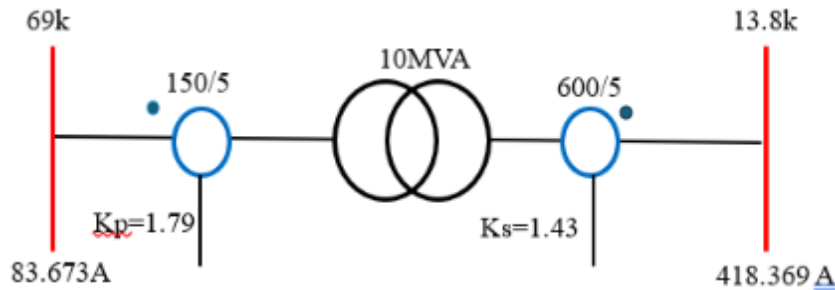
6.23.4 Ajuste de diferencial según cambio de TAP del transformador

El TAP es un sistema que permite modificar la relación de transformación del transformador para regular el voltaje de salida. La protección diferencial 87T compara $I_{primario} \approx I_{secundario}$ para que el relé no opere, pero cuando el TAP cambia, la relación de transformación varía y sus corrientes secundarias equivalentes también y esto crea un pequeño desbalance natural, aunque no exista falla, el relé puede detectar una corriente diferencial artificial (Samineni, 2025).

7 Resultados

En este apartado se va a documentar un caso práctico aplicando la protección diferencial (87T) a un transformador de potencia de 10 MVA que posee 69kV en el primario y 13.8kV en el secundario, con un grupo de conexión Yy0.

Figura 24 Diagrama unifilar



Fuente: Autores

Con los datos proporcionados se halla la corriente del primario y del secundario del transformador.

Corriente del lado primario:

$$I_p = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ kV}} = 83.673 \text{ A}$$

Corriente del lado secundario:

$$I_p = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ kV}} = 418.369 \text{ A}$$

Conociendo la corriente del primario y de secundario se puede hallar los TC's ideales para el transformador, multiplicando la corriente nominal por un factor de seguridad que es el 125%, evitando que el TC se sature.

TC del primario

$$TC_P = 83.673 * 1.25 = 104.59/5 \text{ A}$$

Como en el mercado no hay TC's de 104.59/5 se utiliza uno comercial de 150/5 A.

TC del secundario

$$TC_S = 418.369 * 1.25 = 522.96/5 \text{ A}$$

Como en el mercado no hay TC's de 522.96/5 se utiliza uno comercial de 600/5 A.

Con los datos obtenidos a través del método analítico se puede determinar los factores de compensación K_p (Devanado primario) y K_s (Devanado secundario), los cuales van ayudar al relé a eliminar el error diferencial provocado por las distintas relaciones de transformación.

K_p (Devanado del lado primario)

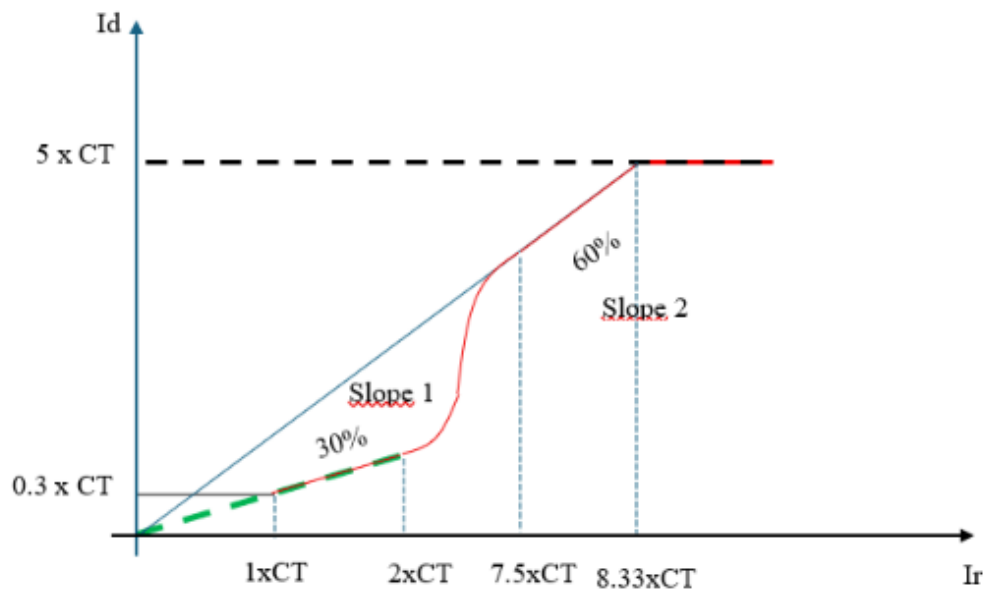
$$K_P = \frac{150/5}{83.673/5} = 1.79$$

K_s (Devanado del lado secundario)

$$K_S = \frac{600/5}{418.369/5} = 1.43$$

Teniendo en cuenta que, se deben determinar las zonas de la curva característica de la protección diferencial (87T) del relé multilin 345 GE, ya que en la curva de la Figura 2 falta determinar dos puntos, pero a través del método analítico del autor (Brefe, 2020) se pudo determinar esos dos puntos restantes.

Figura 25 Resolución de la curva característica del diferencial de rele multilin 345 GE



Fuente: Autores

Para hallar el primer punto se utilizó la ecuación genérica de una recta.

$$y = mx + n$$

Reemplazando valores, se obtendría la siguiente ecuación de la primera zona:

$$I_d = slope1 \times I_r + n$$

Donde $n=0$, porque la recta sale del origen

$$0.3 \times CT = 0.3 \times I_r$$

Obteniendo el primer punto de la zona 1:

$$I_{r1} = 0.3 \times CT / 0.3$$

$$I_{r1} = 1 \times CT$$

Siguiendo el procedimiento del primer punto de bifurcación se puede calcular el segundo punto

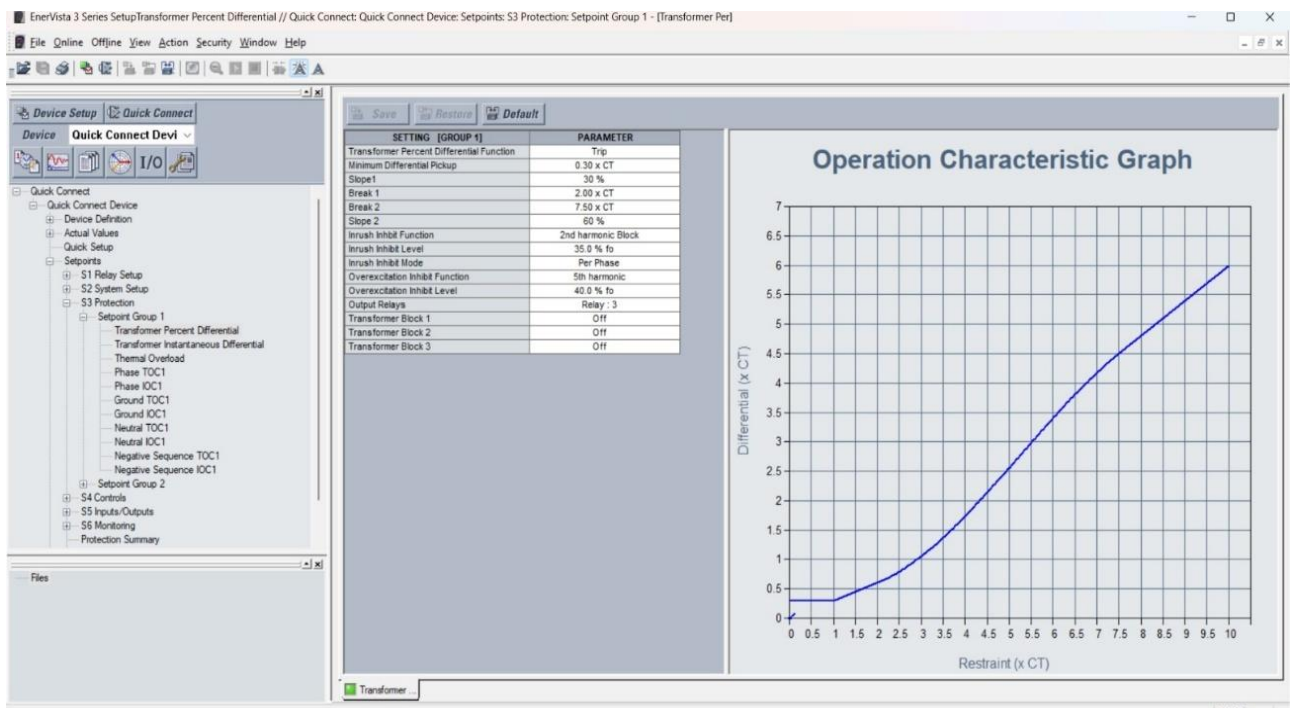
$$5 \times CT = 0.6 \times I_{r2}$$

$$I_{r2} = 5 \times CT / 0.6$$

$$I_{r2} = 8.33 \times CT$$

Una vez encontrados los puntos de bifurcación podemos ingresar los ajustes a la maleta para obtener los puntos de prueba con los que realizara la practica según la curva característica de protección.

Figura 26 Configuración de parámetros de porcentaje del diferencial en EnerVista 3 Series Setup



Fuente: Autores

Se procede a realizar la prueba de sensibilidad al menos dos puntos por cada zona de la curva característica del relé, es importante tener en cuenta que por la conexión del grupo fasorial se realiza la prueba diferencial en una sola fase del equipo.

7.1 Prueba de sensibilidad

La finalidad de la prueba de sensibilidad es obtener los puntos de activación del relé, inyectamos corrientes en el lado primario y el lado secundario con ángulos de 0 y 180° respectivamente, y empezamos a aumentar el ángulo de la corriente del lado primario para acercar la corriente diferencial (I_d) a la curva característica y obtener el punto de disparo, una vez el relé actúe testeamos otro punto en la zona 1 y lo mismo hacemos con cada zona de la curva, como sabemos la curva se divide en 4 zonas.

Tabla 3 Resultados de la prueba de sensibilidad

IA		IA		id esperada	id probada	Ir	Observaciones	
Mod	Ang	Mod	Ang					
2	44	2,50	180	0,3 x CT	0,3 x CT	0,4 x CT	Zona 1 punto 1	Pctn Diff
4	22	5,00	180	0,3 x CT	0,3 x CT	0,8 x CT	Zona 1 punto 2	Pctn Diff
6	17	7,50	180	0,36 x CT	0,36 x CT	1,2 x CT	Zona 2 punto 1	Pctn Diff
9,0	17	11,25	180	0,54 x CT	0,54 x CT	1,8 x CT	Zona 2 punto 2	Pctn Diff
11,0	17	13,75	180	0,66 x CT	0,66 x CT	2,2 x CT	Zona 3 punto 1	Pctn Diff
24,0	28,5	30,00	180	2,38 x CT	2,38 x CT	4,8 x CT	Zona 3 punto 2	Pctn Diff
15,0	180	18,75	180	6 x CT	6 x CT	3 x CT	Zona 4 punto 1	Inst Diff
20,0	180	25,00	180	8 x CT	8 x CT	4 x CT	Zona 4 punto 1	Inst Diff

Fuente: Autores

En la tabla 3 se realizó el testeo de distintos puntos para activación de la protección diferencial según su curva característica.

7.2 Prueba de temporización

Para esta prueba se establecen tiempos de operación del relé los cuales deben de estar en un tiempo menor a 50ms ante una falla interna según la norma IEC 60255-151, es por ello que esta prueba nos ayuda a determinar si cumple con los tiempos establecidos. Se debe volver a inyectar corrientes en ambas entradas del relé y usar un contacto del mismo para medir el tiempo de disparo.

Tabla 4 Resultados de prueba de temporización

IA		IA		id	Ir	Tiempo Esperado	Tiempo Real	dt	PASO	Observaciones
Mod	Ang	Mod	Ang							
2	39	2,50	180	0,27 x CT	0,4 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pent Diff ON
2	49	2,50	180	0,33 x CT	0,4 x CT	0,02	0,023	7 ms	OK	Pent Diff ON
4	17	5,00	180	0,24 x CT	0,8 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pent Diff ON
4	27	5,00	180	0,38 x CT	0,8 x CT	0,02	0,02	0 ms	OK	Pent Diff ON
6	12	7,50	180	0,26 x CT	1,2 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pent Diff ON
6	22	7,50	180	0,47 x CT	1,2 x CT	0,02	0,031	11 ms	OK	Pent Diff ON
9,0	12	11,25	180	0,39 x CT	1,8 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pent Diff ON
9,0	22	11,25	180	0,69 x CT	1,8 x CT	0,02	0,017	3 ms	OK	Pent Diff ON
11,0	12	13,75	180	0,45 x CT	2,2 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pent Diff ON
11,0	22	13,75	180	0,86 x CT	2,2 x CT	0,02	0,033	13 ms	OK	Pent Diff ON
24,0	23,5	30,00	180	1,98 x CT	4,8 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pent Diff ON
24,0	33,5	30,00	180	2,79 x CT	4,8 x CT	0,02	0,032	12 ms	OK	Pent Diff ON
15,0	100	18,75	180	4,6 x CT	6 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pent Diff OFF
15,0	180	18,75	180	8 x CT	6 x CT	0,02	0,032	12 ms	OK	Pent Diff OFF

Fuente: Autores

En esta Tabla 4 se ha medido el tiempo de disparo y no disparo del relé ante los distintos puntos de accionamiento.

7.3 Prueba de repetitividad

Esta prueba es una de las mas importantes a realizar, debido a que determina si el relé es confiable y que el margen de error no supere el 2%. Esta prueba consiste en repetir el testeo tres veces y obtener un promedio para garantizar que el tiempo de accionamiento sea el mismo ante unas mismas condiciones de prueba.

Tabla 5 Resultado de prueba de repetitividad

IA		IA		id	Ir	Tiempo Disparo 1	Tiempo Disparo 2	Tiempo Disparo 3	dt	PASO	Observaciones
Mod	Ang	Mod	Ang								
2	49	2.50	180	0,33 x CT	0,4 x CT	0.035	0.038	0.036	2 ms	OK	Pcnt Diff ON
4	27	5.00	180	0,38 x CT	0,8 x CT	0.031	0.032	0.034	2 ms	OK	Pcnt Diff ON
6	22	7.50	180	0,47 x CT	1,2 x CT	0.03	0.033	0.032	1,3 ms	OK	Pcnt Diff ON
9.0	22	11.25	180	0,69 x CT	1,8 x CT	0.033	0.031	0.033	0,7 ms	OK	Pcnt Diff ON
11.0	22	13.75	180	0,86 x CT	2,2 x CT	0.031	0.031	0.033	0,7 ms	OK	Pcnt Diff ON
24.0	33.5	30.00	180	2,79 x CT	4,8 x CT	0.031	0.034	0.033	1,3 ms	OK	Pcnt Diff ON
15.0	180	18.75	180	8 x CT	6 x CT	0.028	0.031	0.029	0,7 ms	OK	Pcnt Diff OFF

Fuente: Autores

En la Tabla 5 se ha determinado el porcentaje de error según la repetitividad de la prueba en los distintos puntos de disparo.

8 Conclusiones

Se concluye que, a pesar de las restricciones para el uso del módulo automatizado de protección diferencial de la maleta de pruebas, se pudo validar que el relé GE Multilin 345 opera conforme a las curvas, tolerancias y especificaciones declaradas por el fabricante en su manual técnico. Mediante la inyección secundaria manual y controlada de señales, se determinó que los umbrales de sensibilidad de corriente diferencial y los tiempos de disparo instantáneos ante fallas internas cumplen con las constantes de diseño esperadas. Asimismo, los ensayos manuales de repetitividad arrojaron una varianza estadística prácticamente nula entre disparos.

La actividad manual de diseño, planificación y ejecución de las pruebas de sensibilidad de temporización en relés de protección diferencial, representó un método de trabajo y

también didáctico de un alto valor académico; el tener que calcular, parametrizar y coordinar el set de parámetros de cada una de las distintas formas de inyección del fasor de corriente antes de realizar la inyección física con el equipo de prueba, permitió tener una buena "internalización" del comportamiento del propio relé de protección diferencial.

La metodología del esquema manual de pruebas permitió que se pudiera realizar la recreación alta del espacio, de las condiciones de operación "críticos" que validaban la selectividad de la protección diferencial ante fenómenos que aleatoriamente todavía son responsabilidad de disparo erróneo del lado del campo; mediante la variación manual controlada entre las distintas relaciones de corrientes entre los extremos, se intentó realizar la recreación del comportamiento de la curva de doble pendiente tal y como se ha mencionado anteriormente y corroborar que el relé discrimina las fallas de tipo interno de las fallas de tipo externo a la zona de protección.

Finalmente, se pone de manifiesto que la metodología de calibración y de inyección manual desarrollada en la práctica.

9 Recomendación

Se recomienda que la maleta de pruebas de inyección secundaria Vlukee T1200 sea usada para las diferentes pruebas permitidas por ella, para validar que los relés del laboratorio estén en perfectas condiciones de operación.

Se recomienda utilizar otro relé de protección diferencial que sea compatible por ejemplo el SEL 587 con el módulo automático de protección diferencial de la maleta de pruebas para sacar un mejor provecho de ella ya que concuerdan las formulas para el testeo diferencial, con el rele GE 345 la formula para el testeo diferencial no es la misma por ello se debió probar de forma manual la curva característica.

Finalmente, esta prueba puede ser mejorada utilizando las 3 salidas de corriente del relé , se recomienda estudiar los diferentes casos de protecciones disponibles en la maleta para futuros trabajos de titulación.

10 Bibliografía

- Aires, M. (2021). wavelet-based restricted earth-fault power transformer differential protection. *Electric Power Systems Research*.
- Almutairy, I. (2016). A review of coordination strategies and techniques for overcoming challen. In *2016 Saudi Arabia Smart Grid*, 1-4.
- Augusto, C. (2014). *Sistema de adquisición de datos para determinar el grupo de conexión en el transformador trifásico DL1080 Data Acquisition System for Determining Group of Connection in the Phase Transformer DL1080*. . Obtenido de <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2014.4.a05>.
- Bakhshipour, M. N. (2024). Setting-Less Differential Protection of Power Transformers Based on Wavelet Transform. *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, 48(4), 1685-1695.
- Becerril, A. (2024). *Preelaboración de y conservación de pescados crustaceos y moluscos*. Madrid: Ideas propias Editorial.
- Breffe, O. T. (20 de Noviembre de 2020). *Distance protection in the lines with derivation*. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/7746470.pdf>
- CENACE. (2024). *INFORME ANUAL CENACE 2024*.
- Chancay, J. L. (2010). *Análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia*. 2010.
- Ehsan, U., Jawad, M., Javed, U., Shabih Zaidi, K., Ur Rehman, A., Rassölkin, A., . . . Shafiq, M. (2021). A Detailed Testing Procedure of Numerical Differential Protection Relay for EHV Auto Transformer. *Energies*, 14(24).
- electric, G. (23 de Diciembre de 2025). *General electric*. Obtenido de <https://www.ge.com/>
- Esponda, H., Vásquez, E., & Andrade, M. (2016). *Protección diferencial en transformadores de potencia*. Editorial academica de españa.

- GE Vernova. (2026). *General Electric* . Obtenido de <https://www.gevernova.com/grid-solutions/resources?prod=urfamily&type=7>
- GlobeCore. (2026). *Relé Buchholz: principio de funcionamiento*. Recuperado el 10 de 07 de 2026, de <https://globecore.com/es/oil-maintenance-es/buchholz-relay-found-only-on-transformers-with/>
- GlobeCore. (2026). *Relé de presión súbita en el transformador*. Recuperado el 10 de 07 de 2026, de <https://globecore.com/es/transformer-maintenance/4-6-sudden-pressure-relay/>
- Hargrave, A. (2020). *A Practical Guide to CT Saturation* . Obtenido de <https://doi.org/10.1109/CPRE.2018.8349779>
- Horowitz, S. H. (2017). *Power System Relaying*. John Wiley & Sons.
- IEC, C. I. (2009). *Measuring relays and protection equipment - Part 151: Functional requirements for over/under current protection*. Obtenido de <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/15481/66f8ed40e89944249d94e34e5c2157fa/IEC-60255-151-2009.pdf>
- IEEE. (2021). Guía IEEE para la protección de transformadores de potencia. *IEEE Std C37.91-2021*, 1-160.
- IEEE, I. o. (2008). *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*. Obtenido de Institute of Electrical and Electronics Engineers.: https://www.academia.edu/15690566/IEEE_Std_C37_2_2008_IEEE_Standard_for_Electrical_Power_System_Device_Function_Numbers_Acronyms_and_Contact_Designations_IEEE_Power_and_Energy_Society?auto=download
- Isaias, E. (26 de 01 de 2022). *Protección diferencial de un transformador de potencia en la subestación eléctrica de Motola*. Obtenido de <http://monografias.uem.mz/handle/123456789/2674>
- Kasikci, I. (2017). *Análisis de sistemas de potencia*. Wilvy-VCH Verlag GmbH.

- Khan, U. N. (Mayo de 2014). *Protección de transformadores de cambio de fase delta estándar mediante corrientes y tensiones en los terminales*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779614000030?via%3Dihub>
- Litvinov, I. (2021). *Estudio del funcionamiento de la protección diferencial de transformadores de potencia en condiciones de falla interna*. Obtenido de <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128801096>
- Martínez, J. B. (2019). *Ajuste y ensayo de protección diferencial de transformador SEL 487E*. Leganes: Universidad Carlos III de Madrid.
- Martinez, M. D. (2024). *Fallas simultaneas en circuitos de media tensión que originan el disparo de bancos en la zona de Operación de Transmisión Pachuca*. Obtenido de Benemérita Universidad Autónoma de Puebla: <https://hdl.handle.net/20.500.12371/20807>
- Medeiros, R. (2018). *Protección diferencial de transformadores basada en ondículas con saturación diferencial de transformadores de corriente y detección de fallas entre países*. Obtenido de <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2017.2764062>
- MEGGER. (13 de DICIEMBRE de 2025). Obtenido de <https://www.megger.com/es/products/freja549>
- Merve Oztekin, S. K. (2025). Transformer differential protection with wavelet transform and difference function. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 70(102144).
- Montoya, A. A. (2014). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. Un Enfoque Moderno*. Ediciones De La U.
- Moravej, Z. (2023). Time domain differential protection scheme applied to power transformers . *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*.
- NERC. (2024). *Protection System Misoperation Reports*.
- Olivarez, D. (21 de 03 de 2021). *Diseño de investigación por la propuesta de reducción de saturación en transformadores de corriente en una subestación eléctrica*

configuración barra simple por medio de la implementación de tecnología moderna Mergin Unit. Obtenido de <https://biblioteca.ingenieria.usac.edu.gt/>

Oliveira, N. (2024). *La saturación en los transformadores de corriente.* Recuperado el 10 de 07 de 2026, de <https://www.sectorelectricidad.com/44254/la-saturacion-en-los-transformadores-de-corriente/>

OMICRON. (13 de Diciembre de 2025). Obtenido de <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cmc-500/#description>

Onah, A. (2020). *Protección diferencial de transformadores.* Obtenido de <https://doi.org/10.24018/ejers.2020.5.8.2035>

Rohman, A. (8 de febrero de 2026). *Wiringuru.* Obtenido de <https://wiringuru.com/differential-protection-relay-testing/>

Rohman, A. (23 de febrero de 2026). *Wiringuru* . Obtenido de <https://wiringuru.com/secondary-injection-testing/>

Samineni, B. K. (2025). *Transformer Differential Protection Revisited.* Atlanta, Georgia: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Santillán, J. S. (2023). *Estudios de carga, cortocircuito y protecciones para las estaciones de bombeo de la planta "La Toma".* Guayaquil: Escuela Superior politecnica del litoral.

SEL. (22 de Diciembre de 2025). *Sel.* Obtenido de <https://selinc.com/es/company/careers/sel-internships/>

Stanbury, M. (2015). *El impacto de la saturación del transformador de corriente en la protección diferencial del transformador.* Obtenido de <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2014.2372794>

Stevenson, G. (1994). *Power Systems Analysis* . MC Graw Hill.

Tajdinian, M. (2021). *Algoritmo de protección diferencial basado en el seguimiento de fase mediante filtro de Kalman.* Obtenido de <https://doi.org/10.1109/tim.2021.3137565>

- Tipanguano, E., & Dutan, L. (2020). *Adecuaciones al Modelo de Relé de Distancia (ANSI tipo 21) de ATPDraw para Viabilizar el Análisis del Desempeño Dinámico de esta Protección en Esquemas de Apertura y Recierre Monopolar para Líneas de Transmisión*. Obtenido de <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n1.2020.392>
- Tripathy, M. R. (2009). Power transformer differential protection based on optimal probabilistic neural network. *IEEE transactions on power Delivery Vol 25 Nro. 1 10112*.
- Tripathy, M. R. (2009). Power transformer differential protection based on optimal probabilistic neural network. *IEEE transactions on power Delivery*, 25(1), 102-112.
- vernova, G. (23 de Diciembre de 2025). *GE vernova*. Obtenido de <https://www.gevernova.com/grid-solutions/automation/protection-control-metering/transformer-protection/multilin-345>
- Vluuke. (23 de Diciembre de 2025). *Vluuke*. Obtenido de https://www.vluuke.com/goods_detail_150.html
- Zhangallimbay, D. A., & Ponce Chóez, I. (2026). *ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DE FALLA REFLEJADAS EN EL LADO DE*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/32379/1/UPS-GT006935.pdf>

11 Anexos

Practica 1: Prueba manual de la protección diferencial de transformador (87T) en el relé Multilin 345 GE con la maleta de inyección secundaria Vluuke T1200.

1. Objetivos

- Comprender el principio de funcionamiento y testeo de la protección diferencial de transformador (87T).
- Iniciación de los equipos para realizar la practica en el laboratorio.

2. Teoría básica

Protección diferencial (87T)

La protección diferencial se fundamenta en el principio de Kirchhoff de corrientes, que establece que la suma de las corrientes que entran y salen de una zona protegida debe ser cero en condiciones normales. Si existe una diferencia significativa entre las corrientes de entrada y salida, se interpreta como una falla interna dentro del elemento protegido (Moravej, 2023).

Relé multilin 345 GE

El Multilin™ 345 ha sido diseñado para la protección, el control y la gestión de transformadores de potencia como dispositivo de protección principal o de respaldo. El 345 proporciona protección, control y monitorización avanzados de transformadores en un diseño económico, extraíble o no extraíble. El 345 incluye una gama completa de elementos de protección y control autónomos, así como comunicaciones, medición, monitorización y diagnóstico avanzado. (GE VERNova, 2025)

Maleta de inyección secundaria Vluuke T1200

La Vluuke T1200 es un equipo de inyección de corriente para pruebas de todo tipo de equipos de protección, tiene integrado seis potentes fuentes de corriente de modo trifásico hasta 30 A con una potencia máxima de salida por fase de 320 VA lo cual permite realizar pruebas a relés de alta carga. Es capaz de realizar pruebas de cableado y confiabilidad de transformadores de corriente mediante la inyección de grandes corrientes desde el equipo de prueba. Este equipo puede ser controlado desde una PC con Windows o simplemente desde el mismo equipo. (Vluuke, 2024).

3. Equipos y/o elementos requeridos

- Maleta de inyección secundaria Vluuke T1200
- Módulo sistema protección de transformadores relé GE multilin 345
- Laptop
- Cable de comunicación de PC al relé
- Cables

4. Iniciación de la práctica

1. Se debe realizar una inspección visual a los equipos que se van a emplear para garantizar que se encuentre en buen estado y sin ninguna anomalía.
2. Conectar al tomacorriente de 220V la maleta de inyección secundaria Vluuke T1200.

Figura1 Tomacorriente 220V del laboratorio de potencia.



Fuente: Autores

3. Conectar al tomacorriente de 110V el módulo sistema protección de transformadores relé GE multilin 345.

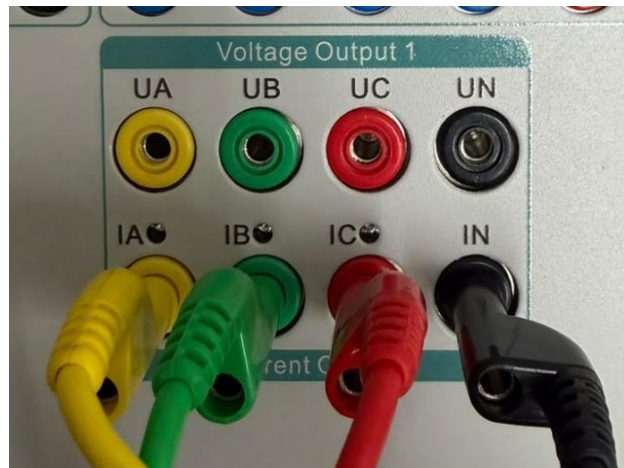
Figura 2 Tomacorriente 110V del laboratorio de Potencia.



Fuente: Autores

4. Energizado la maleta de inyección secundaria Vluuke T1200 se procede a conectar las salidas de corriente 1 de la misma a las entradas del TC (W1) y las salidas del mismo se hace una conexión estrella con el neutro de la maleta.

Fuente 3 Salidas de corriente 1 de maleta de inyección secundaria Vluuke T1200



Fuente: Autores

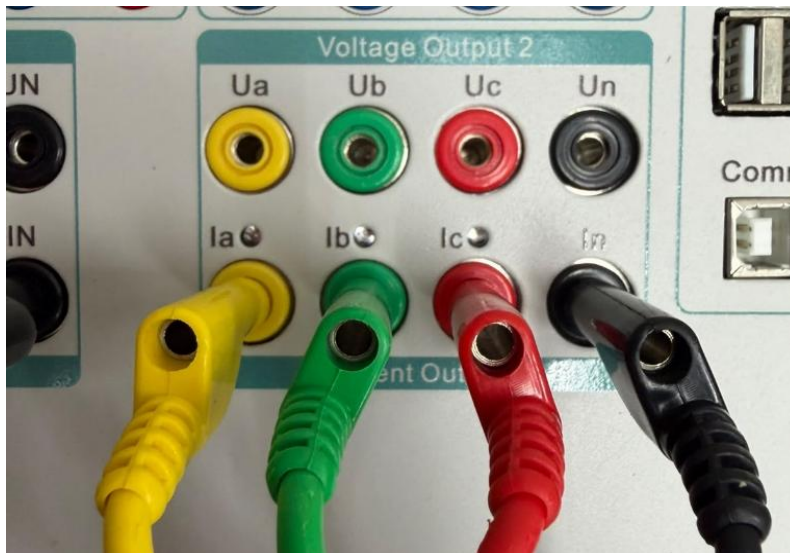
- Figura 4 Entrada de corriente W1 del módulo sistema protección de transformadores relé GE multilin 345



Fuente: Autores

5. Energizado la maleta de inyección secundaria Vluuke T1200 se procede a conectar las salidas de corriente 2 de la misma a las entradas del TC (W2) y las salidas del mismo se hace una conexión estrella con el neutro de la maleta.

Figura 5 Salidas de corriente 2 de maleta de inyección secundaria Vluuke T1200



Fuente: Autores

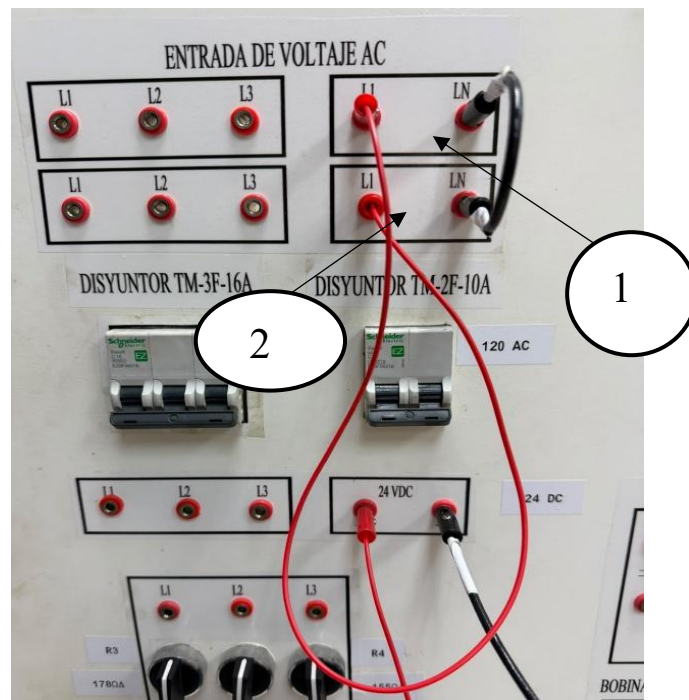
Figura 6 Entrada de corriente W2 del módulo sistema protección de transformadores relé GE multilin 345



Fuente: Autores

6. Energizado el módulo sistema protección de transformadores relé GE multilin 345 se procede a conectar L1 y LN a las entradas del disyuntor TM-2F-10^a.

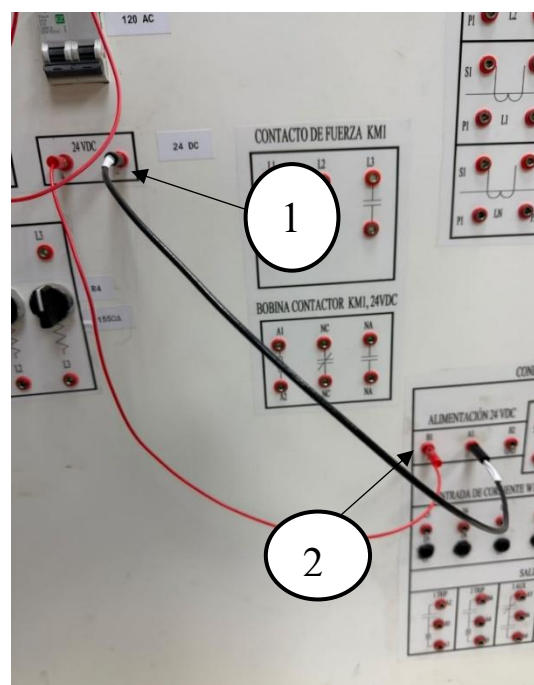
Figura 7 Entrada de voltaje 110V AC



Fuente: Autores

7. Las salidas del disyuntor TM-2F-10A nos proporcionan un voltaje de 24V DC los cuales van a alimentar nuestro relé .

Figura 8 Alimentación 24V DC del relé multilin 345 GE



Fuente: Autores

Figura 9 Rele multilin 345 GE



Fuente: Autores

8. Se debe contar con el software de EnerVista 3 Series Setup de general Electric (GE Vernova) el cual va ayudar a configurar, monitorear y gestionar relés de protección.

Figura 10 Software de EnerVista 3 Series Setup



Fuente: Autores

9. Luego de conectar el cable de comunicación entre la PC y el relé multilin 345 GE se realiza el enlace entre los dos equipos. Primero dando clic en “Quick Connect”, luego se abrirá una ventana para seleccionar el tipo comunicación, el cual en este caso práctico va hacer USB y seleccionar el puerto del relé que es “SR3 Relay (COM3)”, luego de realizar los pasos mencionados se da clic en “Connect”.

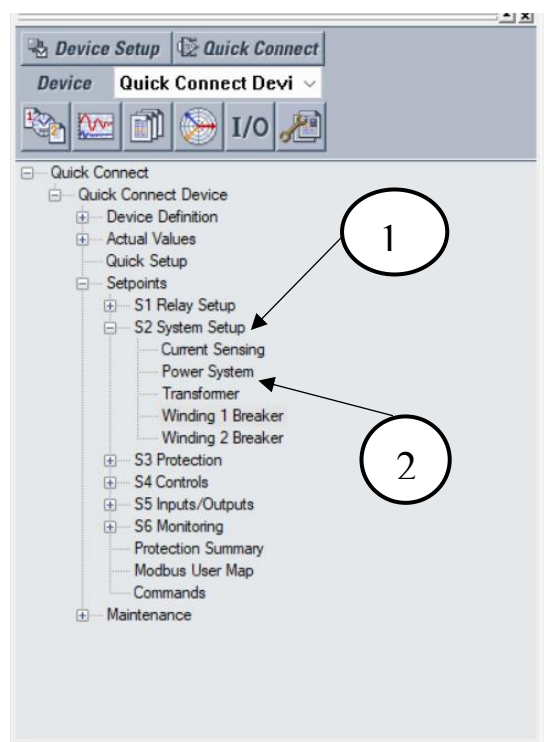
Figura 11 Enlace entre PC y software del relé multilin 345 GE.



Fuente: Autores

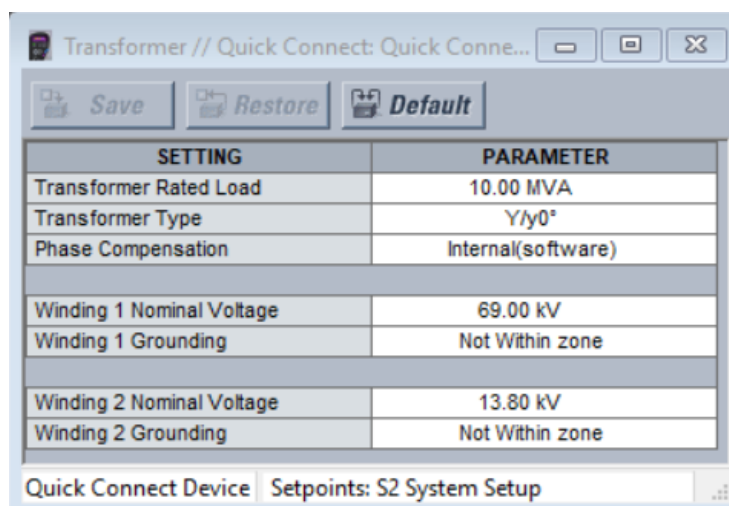
10. Realizada la comunicación entre la PC y el relé se procede a ingresar las características de placa de nuestro transformador en S2 System Setup – Power System, los cuales van hacer una potencia nominal de 10MVA con un grupo de conexión Yy0, en este caso utilizamos aquel grupo fasorial que permite al estudiante a tener una mejor comprensión de la protección diferencial para transformadores, a su vez el nivel de tensión en el primario de 69kV, en el secundario de 13.8kV.

Figura 12 Selección para configurar datos de placa característica del transformador de potencia en EnerVista 3 Series Setup



Fuente: Autores

Figura 13 Configuración de datos de placa característica del transformador de potencia en EnerVista 3 Series Setup.

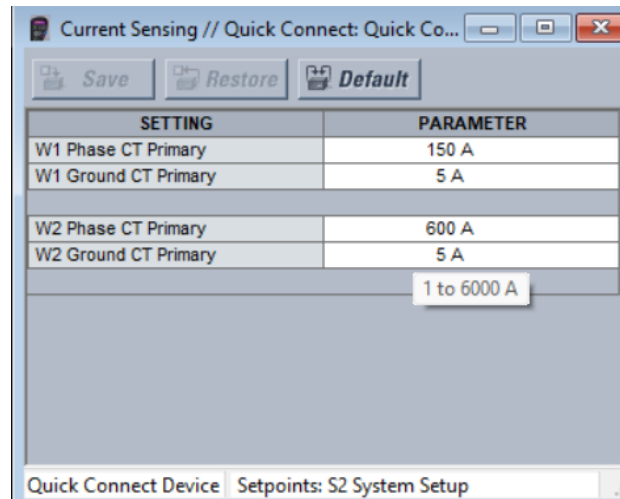


Fuente: Autores

11. Se ingresan los valores de corriente en los TC's en S2 System Setup – Current Sensing los cuales W1 va hacer de 150/5 y W2 va hacer de 600/5, ya que nuestro

transformador de potencia es de 10MVA y su nivel de tension del primario es de 69kV y el secundario de 13.8kV.

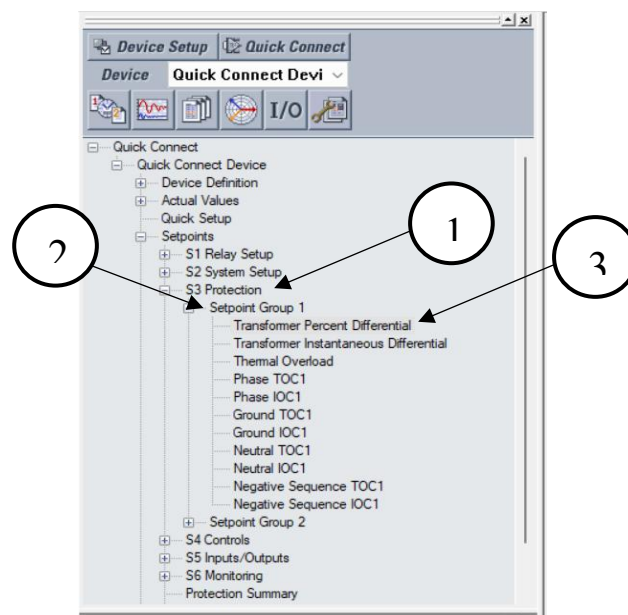
Figura 14 Configuración de corriente de los TC's en EnerVista 3 Series Setup.



Fuente: Autores

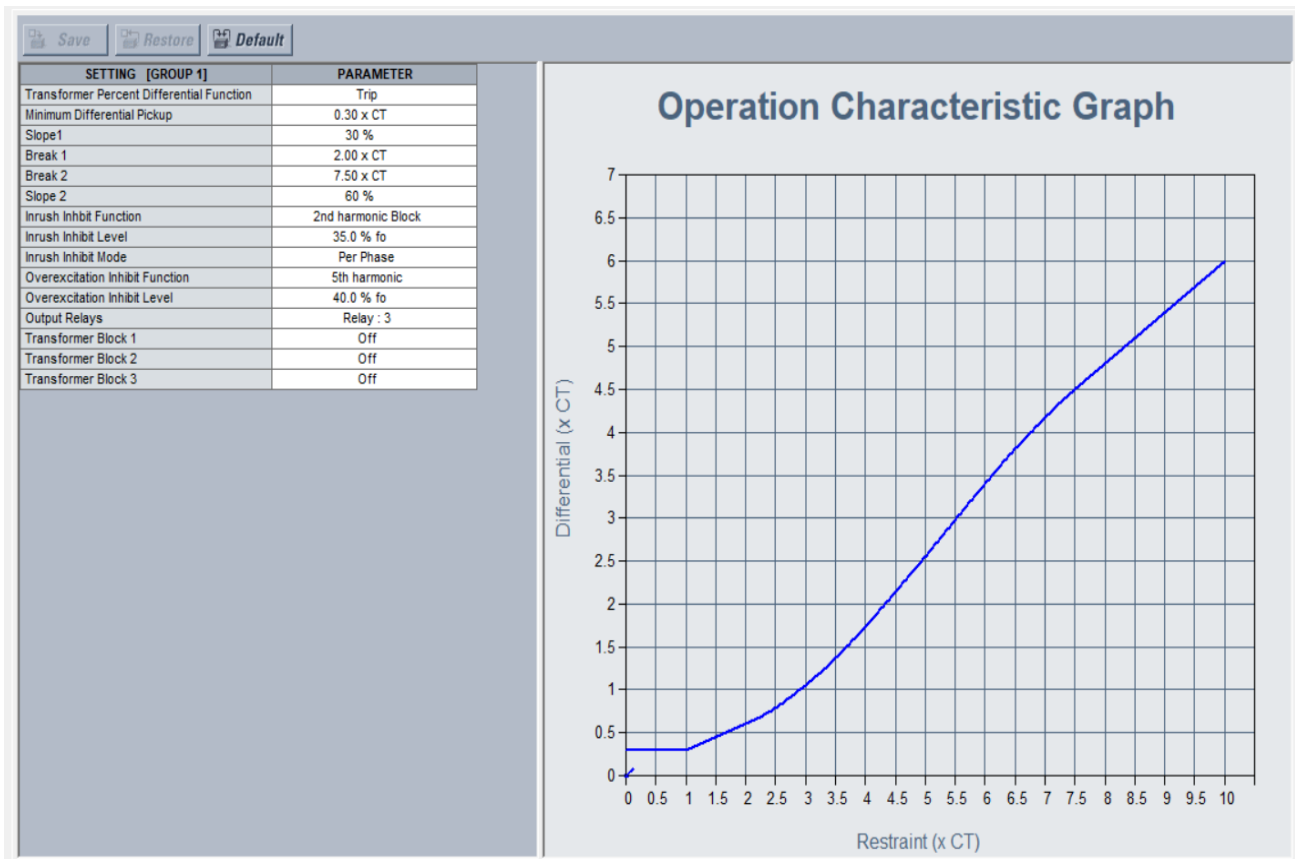
12. Configurado nuestro relé con los valores del transformador a analizar se procede a configurar nuestra protección diferencial en S3 Protection- Setpoint Group 1- Trasnfromer Porcent differential,

Figura 15 Selección para configurar la protección diferencial porcentual en EnerVista 3 Series Setup.



Fuente: Autores

Figura 16 Configuración de la protección diferencial porcentual en EnerVista 3 Series Setup.



Fuente: Autores

- Terminado de configurar la protección diferencial porcentual del relé se procede a configurar la protección diferencial instantánea en S3 Protection- Setpoint Group 1- Trasnfromer Instantaneous differential, para este caso practica va a tener 5xTC.

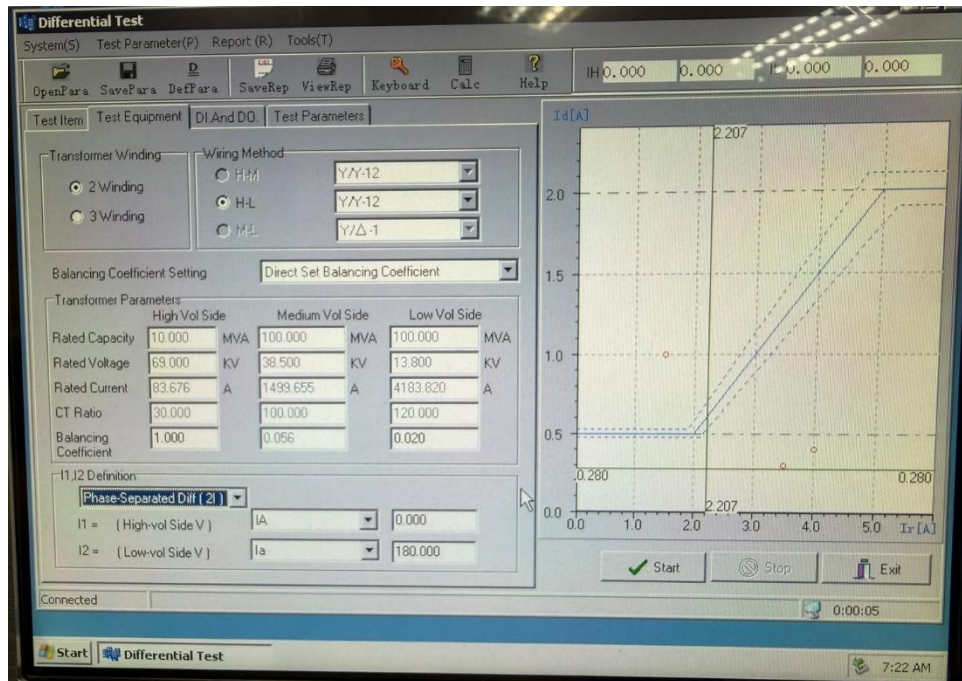
Figura 17 Configuración de la protección diferencial instantanea en EnerVista 3 Series Setup.

Save Restore Default	
SETTING [GROUP 1]	PARAMETER
Instantaneous Differential Function	Trp
Instantaneous Differential Pickup	5.00 x CT
Instantaneous Differential Relays	Relay : Disabled
Instantaneous Differential Block 1	Off
Instantaneous Differential Block 2	Off
Instantaneous Differential Block 3	Off

Fuente: Adaptado por autores

14. Configurado la protección diferencial del relé nos dirigimos a la maleta de pruebas para verificar si coincide la curva característica del Template con el del relé.

Figura 18 Template del “Test diferencial” de la maleta de inyección secundaria Vluuke T1200.

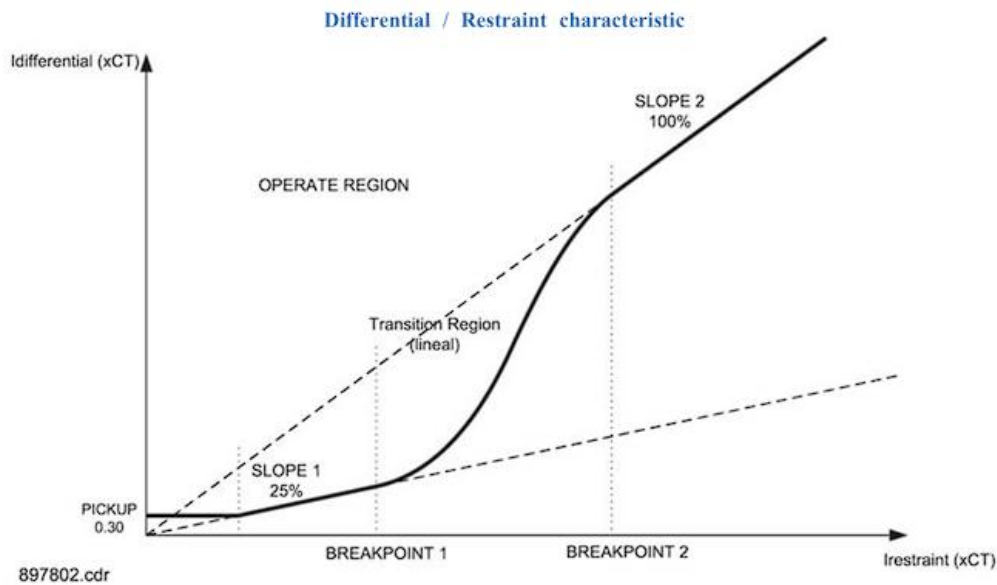


Fuente: Autores

Análisis: La curva característica del diferencial porcentual del relé, no coincide con la con la curva que proporciona la maleta de pruebas en el “Test Differential”, esto se debe que la curva característica del relé utiliza dos pendientes mientras que la curva característica de la maleta solo utiliza una, por ende, se va a realizar la prueba de manera manual, designando dos puntos por cada zona de la curva característica del diferencial porcentual del relé.

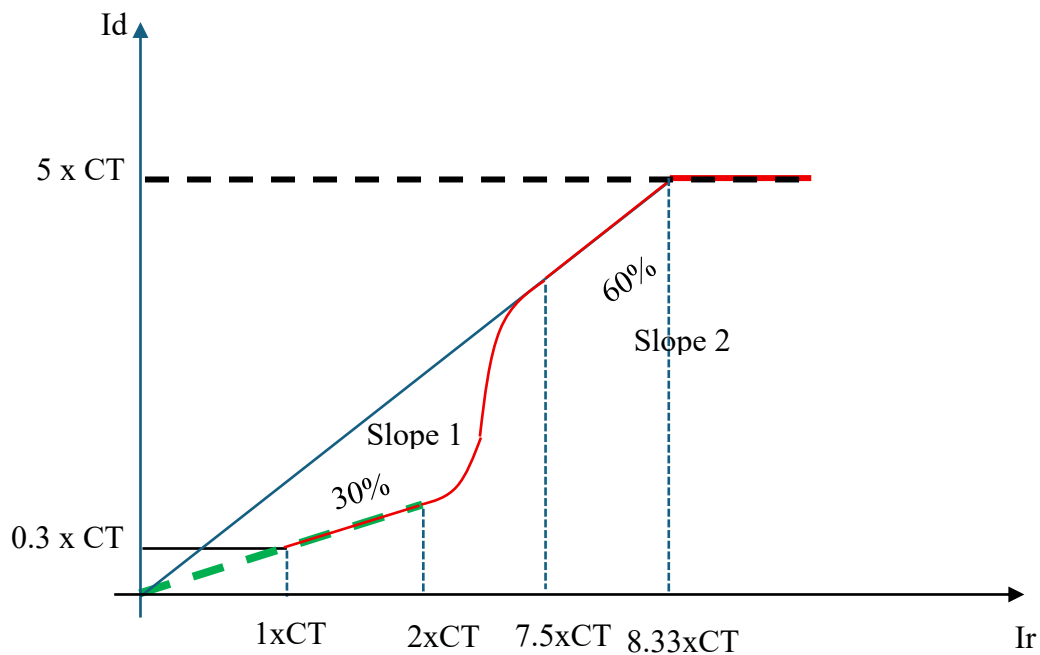
15. Para realizar la prueba manual se deben conocer los puntos límites de cada zona de la curva característica del diferencial porcentual del relé, pero a través del manual del relé multilin 345 GE se puede observar que la curva de la Figura 19 le faltan determinar 2 puntos, los cuales serán determinados a través método analítico del autor (Breffe, 2020).

Figura 19 Curva de operación de doble pendiente



Fuente: Manual del relé multilin GE 345 de (GE Vernova, 2026)

Figura 20 Resolución de la curva característica del diferencial de rele multilin 345 GE



Fuente: Autores

Para hallar el primer punto se utilizó la ecuación genérica de una recta.

$$y = mx + n$$

Reemplazando valores, se obtendría la siguiente ecuación de la primera zona:

$$I_d = slope1 \times I_r + n$$

Donde $n=0$, porque la recta sale del origen

$$0.3 \times CT = 0.3 \times I_r$$

Obteniendo el primer punto de la zona 1:

$$I_{r1} = 0.3 \times CT / 0.3$$

$$I_{r1} = 1 \times CT$$

Siguiendo el procedimiento del primer punto de bifurcación se puede calcular el segundo punto

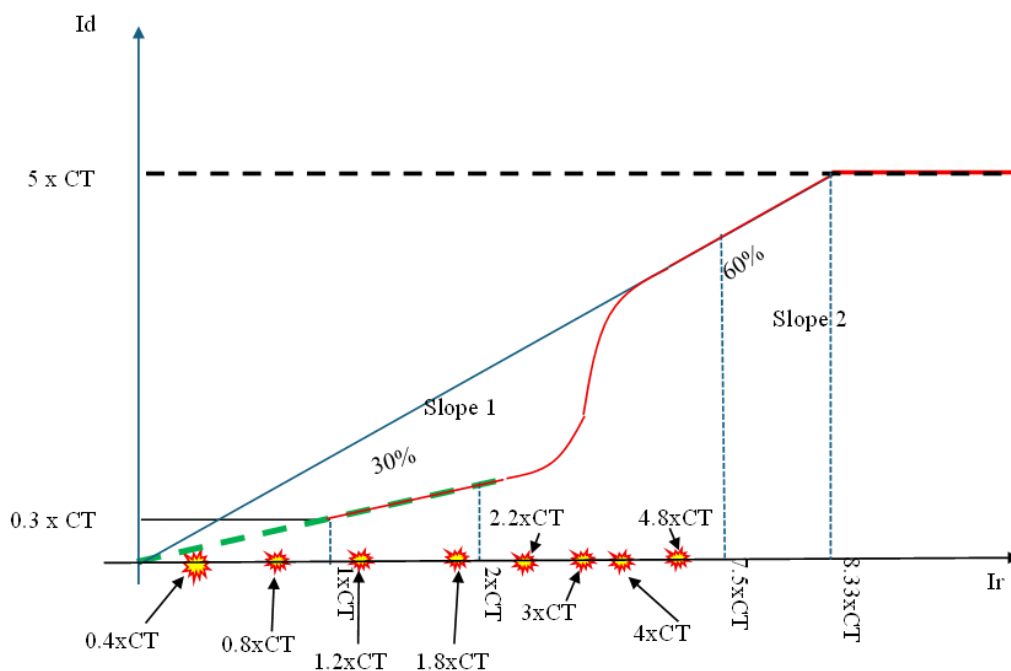
$$5 \times CT = 0.6 \times I_{r2}$$

$$I_{r2} = 5 \times CT / 0.6$$

$$I_{r2} = 8.33 \times CT$$

16. Determinados los puntos restantes de las zonas de la curva característica diferencial del relé, se procede a seleccionar los dos puntos por cada zona para realizar una prueba de sensibilidad que nos ayudara a verificar la activación de la protección de acuerdo a lo configurado, esta activación se realizara a través de la maleta de inyección secundaria en el “AC Test”, abierto ese test se ingresan los valores de la corriente en el primario y secundario.

Figura 21 Puntos de pruebas por cada zona de la curva característica del diferencial de rele multilin 345 GE



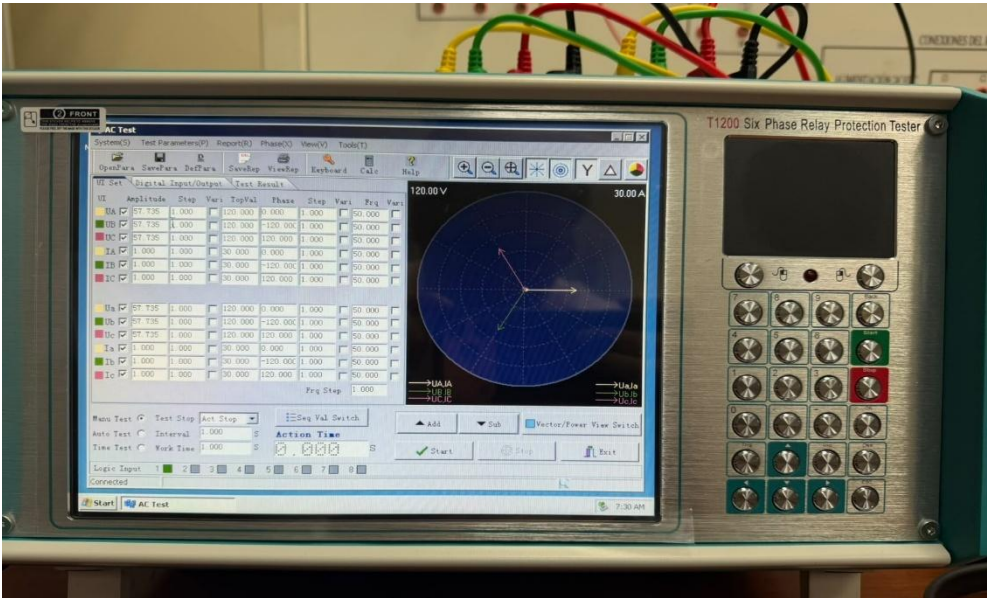
Fuente: Autores

Figura 22 Menú de test de la maleta de pruebas de inyección secundaria Vluuke T1200



Fuente: Autores

Figura 23 Interfaz de “AC Test” de la de la maleta de pruebas de inyección secundaria Vluuke T1200



Fuente: Autores

Tabla 1 Resultados de prueba de sensibilidad de una fase.

IA		IA		id esperada	id probada	Ir	Observaciones	
Mod	Ang	Mod	Ang					
2	44	2,50	180	0,3 x CT	0,3 x CT	0,4 x CT	Zona 1 punto 1	Pctn Diff
4	22	5,00	180	0,3 x CT	0,3 x CT	0,8 x CT	Zona 1 punto 2	Pctn Diff
6	17	7,50	180	0,36 x CT	0,36 x CT	1,2 x CT	Zona 2 punto 1	Pctn Diff
9,0	17	11,25	180	0,54 x CT	0,54 x CT	1,8 x CT	Zona 2 punto 2	Pctn Diff
11,0	17	13,75	180	0,66 x CT	0,66 x CT	2,2 x CT	Zona 3 punto 1	Pctn Diff
24,0	28,5	30,00	180	2,38 x CT	2,38 x CT	4,8 x CT	Zona 3 punto 2	Pctn Diff
15,0	180	18,75	180	6 x CT	6 x CT	3 x CT	Zona 4 punto 1	Inst Diff
20,0	180	25,00	180	8 x CT	8 x CT	4 x CT	Zona 4 punto 1	Inst Diff

Fuente: Autores

Análisis: La maleta de inyección secundaria tiene un máximo de inyección de 30A, por lo tanto, no se pudo realizar la prueba de diferencial instantáneo de los dos puntos en la zona 4 y se realizó en la zona 3.

17. Con los mismos puntos planteados se realiza las pruebas de temporización y repetitividad.

Tabla 2 Resultados de la prueba de temporización de una fase

IA		IA		id	Ir	Tiempo Esperado	Tiempo Real	dt	PASO	Observaciones
Mod	Ang	Mod	Ang							
2	39	2.50	180	0,27 x CT	0,4 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pcnt Diff ON
2	49	2.50	180	0,33 x CT	0,4 x CT	0.02	0.023	7 ms	OK	Pcnt Diff ON
4	17	5.00	180	0,24 x CT	0,8 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pcnt Diff ON
4	27	5.00	180	0,38 x CT	0,8 x CT	0.02	0.02	0 ms	OK	Pcnt Diff ON
6	12	7.50	180	0,26 x CT	1,2 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pcnt Diff ON
6	22	7.50	180	0,47 x CT	1,2 x CT	0.02	0.031	11 ms	OK	Pcnt Diff ON
9.0	12	11.25	180	0,39 x CT	1,8 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pcnt Diff ON
9.0	22	11.25	180	0,69 x CT	1,8 x CT	0.02	0.017	3 ms	OK	Pcnt Diff ON
11.0	12	13.75	180	0,45 x CT	2,2 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pcnt Diff ON
11.0	22	13.75	180	0,86 x CT	2,2 x CT	0.02	0.033	13 ms	OK	Pcnt Diff ON
24.0	23.5	30.00	180	1,98 x CT	4,8 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pcnt Diff ON
24.0	33.5	30.00	180	2,79 x CT	4,8 x CT	0.02	0.032	12 ms	OK	Pcnt Diff ON
15.0	100	18.75	180	4,6 x CT	6 x CT	INF	INF	0 ms	OK	Pcnt Diff OFF
15.0	180	18.75	180	8 x CT	6 x CT	0.02	0.032	12 ms	OK	Pcnt Diff OFF

Fuente: Autores

Tabla 3 Resultados de la prueba de repetitividad de una fase

IA		IA		id	Ir	Tiempo Disparo 1	Tiempo Disparo 2	Tiempo Disparo 3	dt	PASO	Observaciones
Mod	Ang	Mod	Ang								
2	49	2,50	180	0,33 x CT	0,4 x CT	0,035	0,038	0,036	2 ms	OK	Pcnt Diff ON
4	27	5,00	180	0,38 x CT	0,8 x CT	0,031	0,032	0,034	2 ms	OK	Pcnt Diff ON
6	22	7,50	180	0,47 x CT	1,2 x CT	0,03	0,033	0,032	1,3 ms	OK	Pcnt Diff ON
9,0	22	11,25	180	0,69 x CT	1,8 x CT	0,033	0,031	0,033	0,7 ms	OK	Pcnt Diff ON
11,0	22	13,75	180	0,86 x CT	2,2 x CT	0,031	0,031	0,033	0,7ms	OK	Pcnt Diff ON
24,0	33,5	30,00	180	2,79 x CT	4,8 x CT	0,031	0,034	0,033	1,3ms	OK	Pcnt Diff ON
15,0	180	18,75	180	8 x CT	6 x CT	0,028	0,031	0,029	0,7ms	OK	Pcnt Diff OFF

Fuente: Autores

5. Conclusión

El template del “Test Differential” de la maleta de inyección secundaria Vluuke T1200 no se pudo emplear en esta práctica porque la curva característica de la protección diferencial de la maleta no coincide con la curva característica de la protección diferencial del relé por el hecho que esta utiliza doble pendiente con dos puntos de inflexión mientras que la maleta solo utiliza una, por lo tanto, se realizó la prueba de manera manual, determinando los puntos restantes que hacía falta en la curva característica de la protección diferencial del relé a través de método analítico para seguidamente señalar los dos puntos de prueba en cada zona y realizar la prueba de sensibilidad la cual se obtuvo un resultado acertado con la activación de la protección diferencial y diferencial instantánea.

En la prueba de temporización según la norma IEC 60255-151 no debe superar los 50ms ante una falla, por lo tanto, en esta prueba se obtuvo resultados favorables los cuales no superaron el límite normativo ante una falla diferencial., por otro lado, la prueba de repetitividad consiste en realizar el testeo 3 veces por cada punto de prueba y obtener un promedio que no puede superar el 2% de error, los cuales en nuestra prueba estuvieron dentro de los límites permisibles.