

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO TÉCNICO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA MÁQUINA GENERADORA U1 PERTENECIENTE A LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SARAPULLO

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

DIEGO ANDRÉS MONTES REINA

DIRECTOR: Dr.- ING FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

Quito, octubre 2022

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por DIEGO ANDRÉS MONTES REINA, bajo mi supervisión.

Dr.- Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, DIEGO ANDRÉS MONTES REINA, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

DIEGO ANDRÉS MONTES REINA

DEDICATORIA

A todas las personas que amo y confiaron en mí.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres, Jaime y Myriam por el gran esfuerzo que hacen día a día para ver a sus hijos triunfar en la vida, sin su gran sacrificio nada de esto sería una realidad. Gracias por el amor incondicional que nos brindan y que Dios los bendiga siempre padres queridos. ¡Esto va por ustedes, lo logramos!

A mis hermanos María José, David y Mishell que con su apoyo y celebraciones en cada escalón alcanzado en mi vida me han impulsado a querer ir más lejos día a día, aquí tendrán un hermano incondicional que siempre velara por ustedes.

A Pedro Amador Montes Orosco, abuelo sé que siempre estás presente a mi lado, no lograste ver a tu nieto graduarse, pero este título se va para el cielo, gracias por darnos las mejores enseñanzas de vida. A mis demás abuelitos: Rosa, María y Rodolfo, por tenerme siempre bendecido por sus oraciones; a mis tíos, tías, primos y primas por estar siempre pendiente de mí y brindarme de su apoyo incondicional.

A Danna, Isabella y Emilio, sobrinos nada en la vida es imposible, las metas se las ponen ustedes, aquí estaré hoy y siempre para guiar sus caminos los quiero mucho.

A la Escuela Politécnica Nacional, a la facultad de Ingeniería Eléctrica y todos mis maestros que lograron formarme en el ámbito profesional y personal, fueron muy exigentes y agradezco que lo hayan sido.

Un infinito agradecimiento a un excelente profesional el Dr.-Ing. Fabián Pérez por la guía necesaria que me brindo para que el presente trabajo tenga éxito.

A CELEC EP – HIDROTOAPI, por brindarme la oportunidad de realizar el presente estudio técnico. Un particular agradecimiento al Ing. Paúl Urrutia y el Ing. William Viñan que con su amplio conocimiento y gran experiencia me guiaron en todo el proceso del estudio técnico, su amor y compromiso a la ingeniería se refleja en sus labores día a día.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	2
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	3
DEDICATORIA	4
AGRADECIMIENTO	5
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	6
RESUMEN.....	10
ABSTRACT.....	11
1 INTRODUCCIÓN.....	12
1.1 OBJETIVOS.....	13
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	13
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
1.2 ALCANCE	13
1.3 MARCO TEÓRICO	14
1.3.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA SARAPULLO.....	14
1.3.1.1 Máquina sincrónica	15
1.3.1.2 Principio de funcionamiento.....	17
1.3.1.3 Método de conexión de la Máquina en un Sistema de Potencia	18
1.3.1.3.1 Conexión directa	18
1.3.1.3.2 Conexión unitaria	19
1.3.1.4 Puesta a tierra del neutro en la Máquina Sincrónica	20
1.3.1.4.1 Puesta a tierra de baja impedancia	20
1.3.1.4.2 Puesta a tierra de alta impedancia.....	20
1.3.2 FALLAS ELÉCTRICAS EN LA MÁQUINA SINCRÓNICA.....	21
1.3.3 Sistema de Protecciones.....	22
1.3.4 PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	22
1.3.4.1 Selectividad.....	22
1.3.4.2 Rapidez.....	22
1.3.4.3 Sensitividad	23
1.3.4.4 Confiabilidad.....	23
1.3.5 DISPOSITIVOS QUE CONFORMAN UN SISTEMA DE PROTECCIÓN EN LA MÁQUINA SINCRÓNICA	23

1.3.5.1	Dispositivos de entrada.....	24
1.3.5.1.1	Transformadores de Potencial (TPs).....	24
1.3.5.1.2	Transformadores de Corriente (TCs)	25
1.3.5.2	Dispositivos Electrónicos Inteligentes IEDs (REG670)	26
1.3.5.3	Dispositivos mecánicos de protección de la Máquina Sincrónica.....	27
1.3.5.3.1	Interruptor de potencia.....	27
1.3.5.3.2	Interruptor de campo.....	27
1.3.5.4	Fuente de alimentación continua (baterías)	27
1.4	PROTECCIONES DEL GENERADOR.....	28
1.4.1	PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87G.....	29
1.4.1.1	Curva característica de la Protección Diferencial 87G.....	32
1.4.1.2	Cálculo de la corriente de base	33
1.4.1.3	Cambio de base para una correcta visualización de datos.....	34
1.4.2	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 51	35
1.4.2.1	Curva de tiempo inverso (Tiempo vs Corriente).....	35
1.4.3	PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE 59	40
1.4.3.1	Medio de detección de sobrevoltajes	41
1.4.4	PROTECCIÓN DE SOBRE Y BAJA FRECUENCIA 81U/O.....	42
1.4.4.1	Motivos de anomalías en la frecuencia de un generador	42
1.4.4.2	Criterio de calibración de protección de frecuencia 81 O/U.....	43
1.4.4.3	Rango de frecuencias admisibles de operación de generadores.....	44
2	METODOLOGÍA.....	45
2.1	Etapa 1.- RECOPIACIÓN DE DATOS.....	46
2.1.1	Reconocimiento de equipos para la toma de datos	46
	• Maleta de prueba	46
	• Peineta de pruebas	46
	• Elemento conector	47
	• IED REG670.....	48
	• Software PCM 600	48
2.1.2	CONEXIÓN DE TCs PARA COMUNICACIÓN CON EL IED.....	49
2.1.3	LECTURA Y ESCRITURA EN EL IED.....	50
	• Entorno PCM600.....	50
	• Lectura de datos en IED REG670	52
	• Escritura de datos en IED REG670	52
2.2	Etapa 2.- HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	53
2.2.1	Opción 1.- Protección Relé Diferencial 87	54

2.2.1.1	Ingreso de datos.....	55
2.2.1.2	Ventana de resultados	56
2.2.2	Opción 2.- Protección Relé Sobrecorriente 5	58
2.2.2.1	Ingreso de datos.....	59
2.2.2.2	Ventana de resultados	61
2.2.3	Opción 3.- Protección Relé de Sobrevoltaje 59.....	63
2.2.3.1	Ingreso de datos.....	63
2.2.3.2	Ventana de resultados	64
2.2.4	Opción 4.- Protección Relé 81	65
2.2.4.1	Ingreso de datos.....	66
2.2.4.2	Ventana de resultados	67
2.3	Etapa 3 .- INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	68
2.3.1	Criterio global de ajustes para protecciones eléctricas	68
2.4	Etapa 4.- RESULTADO.....	70
3	RESULTADOS	71
3.1	CASO 1: SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR (87G).....	71
3.1.1	INGRESO DE DATOS A LA RUTINA COMPUTACIONAL.....	72
3.1.2	Resultado de actuación en fallas trifásicas.....	73
3.1.3	Resultado de actuación del relé en fallas bifásicas.....	75
3.1.3.1	Aplicación de la maleta de prueba.....	78
3.1.3.2	Corrección de la actuación del relé para fallas bifásicas y monofásicas	79
3.1.3.3	Nuevo resultado de actuación del relé para fallas bifásicas	81
3.1.4	Resultado de actuación del relé en fallas monofásicas.....	84
3.1.4.1	Corrección de la actuación del relé en fallas monofásicas	87
3.2	CASO 2: SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 51	89
3.2.1	RESULTADO DE SIMULACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO DE SOBRECORRIENTE	89
3.2.1.1	Corrección de la curva inversa para la protección de sobrecorriente... 93	
3.2.1.1.1	Prueba de la protección de sobrecorriente con diferentes tipos de curva de tiempo inverso (ANSI).....	93
3.2.1.1.2	Nueva curva de tiempo inverso que reemplaza a la curva del estudio técnico. 101	
3.3	CASO 3: SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE 59	103

3.3.1	RESULTADO DE SIMULACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO DE SOBREVOLTAJE.....	103
3.3.1.1	Pruebas al relé con referencia a datos de estudio técnico	104
3.3.1.2	Nueva calibración de la protección de sobrevoltaje que actualiza el estudio técnico.....	106
3.3.1.3	Prueba de actuación de la protección de sobrevoltaje	107
3.4	CASO 4: SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRE Y BAJA FRECUENCIA 81U/O	110
3.4.1	RESULTADO DE SIMULACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO DE LA PROTECCIÓN DE SOBRE Y BAJA FRECUENCIA 81 U/O	110
3.4.1.1	Prueba de sobrefrecuencia 81O.....	111
3.4.1.2	Prueba de baja frecuencia 81U	114
	Primera etapa temporizada (Baja frecuencia)	114
3.5	Descripción de resultados	119
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	122
4.1	CONCLUSIONES	122
4.2	RECOMENDACIONES	125
5	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	126

RESUMEN

Ante la importancia de proteger al generador de una central eléctrica, el cual es uno de los elementos principales de un Sistema Eléctrico Potencia, se requiere la acertada operación de los sistemas de protección ante algún fenómeno de perturbación, de modo que se pueda salvaguardar la vida humana y evitar grandes pérdidas económicas.

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo la corroboración de la calibración del relé REG 670 implementado en la Unidad 1 del proyecto hidroeléctrico Toachi Pilatón, según el Estudio Técnico entregado por la empresa contratista encargada de la puesta en servicio, dicho objetivo se cumplió con la creación de una herramienta computacional que permite la simulación de las diferentes protecciones como : protección diferencial 87G, protección de sobrecorriente temporizada 51, protección de sobrevoltaje 59 y protección de baja y sobre frecuencia 81U/O.

La herramienta computacional creada en el software MATLAB es capaz de comparar los datos teóricos (Estudio Técnico) con los datos reales obtenidos en campo, siendo modificables los parámetros de ajuste como corrientes de polarización, límites de voltajes, límites de frecuencia, tiempo de disparo (falla). Esto permitió asegurar una adecuada operación de las protecciones mencionadas de la Unidad 1, lo cual se evidencia en los resultados mostrados.

PALABRAS CLAVE: Generador, Fenómeno de Perturbación, REG 670, Protección Diferencial, Protección de Sobrecorriente, Protección de Sobrevoltaje, Protección de baja y sobre frecuencia, MATLAB.

ABSTRACT

Given the importance of protecting the generator of a power plant, which is one of the main elements of an Electrical Power System, the correct operation of the protection systems is required in the event of some disturbance phenomenon, so that life can be saved. and avoid large economic losses.

The objective of this titling work is to corroborate the calibration of the REG 670 relay implemented in Unit 1 of the Toachi Pilatón hydroelectric project, according to the Technical Study delivered by the contractor company in charge of commissioning, said objective was fulfilled with the creation of a computational tool that allows the simulation of the different protections such as: differential protection 87G, timed overcurrent protection 51, overvoltage protection 59 and under and over frequency protection 81U/O.

The computational tool created in the MATLAB software is capable of comparing the theoretical data (Technical Study) with the real data obtained in the field, being modifiable the adjustment parameters such as polarization currents, voltage limits, frequency limits, trip time (failure). This will guarantee an adequate operation of the aforementioned protections of Unit 1, which is evidenced in the results shown.

KEYWORDS: Generator, Disturbance Phenomenon, REG 670, Differential Protection, Overcurrent Protection, Overvoltage Protection, Under and Over Frequency Protection, MATLAB.

1 INTRODUCCIÓN

El generador de potencia es uno de los equipos más caros e importantes en un sistema eléctrico, es necesario la reducción y mitigación de peligros que atenten contra su funcionamiento y vida útil, siendo éste el caso, es oportuno llevar a cabo un estudio técnico de la coordinación del sistema de protecciones que detectará y eliminará fallas eléctricas tanto dentro como fuera de sus componentes.

La unidad generadora puede llegar a sufrir varios tipos de complicaciones a la hora de su funcionamiento, como por ejemplo: cortocircuitos entre fases, sobrevoltajes, altas y bajas frecuencias, sobrecorrientes, etc.

Una muestra del daño que puede causar una de las fallas en la unidad generadora es el cortocircuito entre las fases de los devanados del estator, provocando daños en el aislamiento, en los devanados y en el núcleo de hierro del estator. Las elevadas corrientes de cortocircuito que se producen al momento de la falla pueden llegar a originar daños en otros elementos de la central eléctrica [1].

En este contexto el sistema de protecciones tendrá como objetivo primordial la reducción de los efectos de las perturbaciones, siendo así, inherente a la selectividad, rapidez, sensibilidad y confiabilidad de su funcionamiento.

En la actualidad, el proyecto Hidroeléctrico Toachi–Pilatón ejecutado por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP “Unidad de Negocio Hidrotoapi” [2], se encuentra en su etapa final de montaje electromecánico y puesta en servicio de las máquinas generadoras en la Central Hidroeléctrica Sarapullo, de esta manera, se propone la realización de un estudio técnico de coordinación de protecciones de la máquina generadora U1, estudio que podría ser tomado como referencia académica para estudiantes y profesionales del ramo.

Es importante mencionar que, a diferencia de los estudios tradicionales que se estructuran a nivel académico para la coordinación de protecciones de unidades generadoras, con el desarrollo de esta propuesta se analizará también en campo el funcionamiento de las protecciones que sean ajustadas, lo que a su vez permitirá establecer un ajuste más adaptado a la realidad de las mismas.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio técnico de la coordinación de protecciones del Relé REG 670 de la Máquina Generadora U1 Sarapullo, mediante simulación y obtención de datos en campo, para determinar un ajuste adecuado de las diferentes funciones del relé y que esté adaptado a la realidad de la central.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el modo de funcionamiento, características, adquisición de señales y procedimiento de información de las partes que conforman las protecciones eléctricas de la Máquina Generadora U1, para sistematizar de una manera organizada los datos correspondientes.
- Recopilar datos reales establecidos en las protecciones de la Máquina Generadora U1 Sarapullo (87G, 59, 81U-81O, 51), para la verificación correspondiente de la precisión del estudio teórico de calibración de protecciones del Relé REG670 respecto de los puntos reales tomados en campo.
- Desarrollar una rutina computacional en un software pertinente (DIGSILENT PowerFactory o MATLAB) que permita realizar mediante simulaciones, un análisis de sensibilidad del Relé REG670 para llevar a cabo, con base a los resultados obtenidos, la comprobación práctica de los puntos de operación de protecciones.
- Sugerir, de ser el caso, alguna alternativa diferente de coordinación de protecciones para la Máquina Generadora U1, tomando en consideración los resultados obtenidos en la comprobación práctica.

1.2 ALCANCE

Se iniciará con una revisión a la información existente de la Máquina Generadora U1 Sarapullo, adquiriendo conocimientos con respecto al funcionamiento, puesta en servicio y operación de la misma, también se recopilará información de estudios acerca del desempeño de las protecciones en máquinas eléctricas, ajustes, datos para la debida operación durante algún fenómeno de perturbación, adicionalmente se buscará información en los manuales del fabricante del relé REG670.

Se recopilará datos de disparo y actuación del relé los cuales serán obtenidos en campo, permitiéndose experimentar diferentes casos de perturbaciones con la ayuda de una maleta de pruebas eléctricas.

Esta toma de datos será específica en las protecciones siguientes:

- Protección diferencial 87 G
- Protección de sobrevoltaje 59
- Protección de frecuencia 81U-81O
- Protección de sobrecorriente 51

Posteriormente, se desarrollará un código en una herramienta computacional como DigSILENT PowerFactory o MATLAB, con el cual se utilizará toda la información antes descrita para lograr una simulación de los puntos de actuación de las protecciones a estudiar, se variará parámetros establecidos por el fabricante como tiempos de actuación, tipos de curvas de disparo según las normas ANSI e IEC con la finalidad de comprobar las operaciones del relé. Seguidamente, se llevará a cabo una comprobación de resultados prácticos y teóricos de los diferentes puntos de operación de las protecciones.

Finalmente sobre la base de la comprobación realizada, y de ser el caso, se propondrá alguna alternativa diferente de coordinación de protecciones en la máquina eléctrica mencionada, esto podría ser utilizado como aporte para futuro mantenimientos o calibraciones de puntos de disparo que se realicen en el relé por parte de personal de Operación y Mantenimiento de CELEC EP HIDROTOAPI.

1.3 MARCO TEÓRICO

A continuación, se presenta un detalle de los conceptos y descripciones relacionadas con el generador sincrónico y su sistema de protecciones, con el objetivo de comprender las partes que los componen y su correcto funcionamiento. En estos conceptos se tiene información relevante que se ocupó como guía para el desarrollo de este proyecto. Además se obtuvo datos específicos de la Máquina Sincrónica U1 de la Hidroeléctrica Sarapullo.

1.3.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA SARAPULLO

La Central Hidroeléctrica Sarapullo está constituida de una Casa de Máquinas subterránea alimentada por la Captación del Río Pilatón. Se encuentran instalados tres grupos turbina-

generador de 19 MVA cada uno, totalizando 57 MVA. La potencia nominal de cada grupo es de 16 MW, medida a la salida del generador.

Los tres grupos turbina-generador de la Casa de Máquinas Sarapullo son iguales. Cada grupo turbina-generador está constituido básicamente por una turbina Francis y un generador síncrono, cuyos rotores son acoplados a través de un eje principal vertical.

Cada generador se conecta eléctricamente a través de barras RIP (Barras Aisladas con Papel Impregnado en Resina), estas barras a su vez se conectan a la barra de 13.8 kV del tablero de MT (Media Tensión), que está conectado por medio de barras RIP a un transformador de elevación ubicado en la S/E Sarapullo.

Cada generador hidráulico vertical sincrónico, tiene una velocidad de giro 450 rev/min.

La construcción del generador hidráulico, sus parámetros y características corresponden a las normas IEC y las exigencias del cliente [2].

1.3.1.1 Máquina sincrónica

Una máquina sincrónica es una máquina eléctrica rotativa de corriente alterna cuya velocidad de giro en régimen permanente está ligada con la frecuencia de la tensión en bornes y el número de pares de polos [3].

La máquina sincrónica de la hidroeléctrica Sarapullo tiene como nombre característico CB 360/100-16 TB4, este nombre se decodifica de la siguiente manera:

CB Sincrónico vertical;

360 Diámetro exterior del núcleo del estator, cm;

100 Longitud del núcleo del estator, cm;

16 Cantidad de polos;

TB Categoría de construcción climática del equipamiento (TB - para las zonas con un clima tropical húmedo);

4 Categoría de colocación (4 - utilización en locales de trabajo con las condiciones climáticas controladas artificialmente).

La Figura 1.2 muestra una representación gráfica de una de las Máquinas Sincrónicas de la Central Hidroeléctrica Sarapullo.

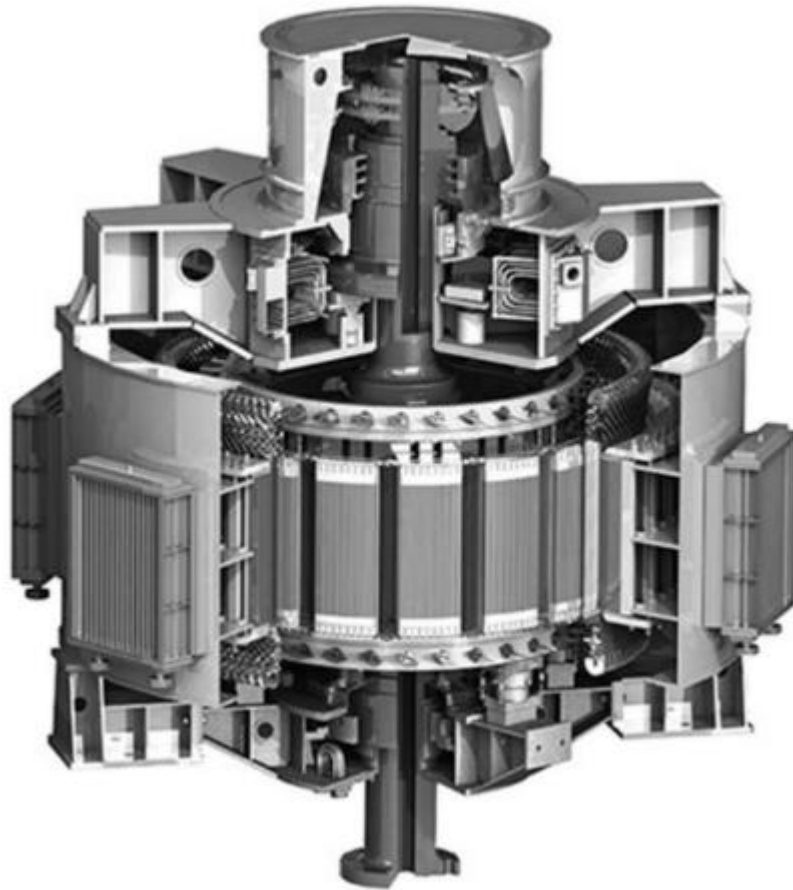


Figura 1.2 Máquina Síncrona de la Hidroeléctrica Sarapullo [4].

A continuación, se presentan los parámetros eléctricos de la máquina síncrona ubicada en la Central Hidroeléctrica Sarapullo.

Tabla 1.1 Especificación técnica de la Unidad 1 CH Sarapullo.

Especificación Técnica	Unidad	Cantidad
1. Capacidad nominal	kVA/kW	19000/16150
2. Tensión nominal	V	13800
3. Coeficiente nominal de capacidad, $\text{Cos } \varphi$	p.u.	0.85
4. Frecuencia de la red	Hertz	60
5. Velocidad de giro:		
- nominal	rev/min	450
- embalamiento		770
6. Corriente nominal del estator	A	795
7. Conexión de fases del devanado de estator		estrella

Especificación Técnica	Unidad	Cantidad
8. Resistencias inductivas (valores no saturados)		
- sincrónico en el eje longitudinal, X_d	p.u.	0.99
- transitorio en el eje longitudinal, X'_d		0.28
- sobretransitorio en el eje longitudinal, X''_d		0.20
- en secuencia inversa, X_2		0.21
- en secuencia cero, X_0		0.09
9. Relación del cortocircuito	p.u.	1.1
10. Tensión en los anillos de contacto del rotor a la carga nominal y temperatura del devanado de excitación equivalente a 120° C	V	100
11. Corriente del rotor a la carga nominal	A	635
12. Corriente de excitación durante la marcha en vacío a la tensión nominal del estator	A	355
13. La temperatura del devanado del estator supera la temperatura del aire frío, como máximo	°C	80
14. La temperatura del devanado del rotor supera la temperatura del aire frío, como máximo	°C	80
Masas:		
15. Generador hidráulico ensamblado	t	144
16. Estator	t	41.5
17. Rotor	t	70

1.3.1.2 Principio de funcionamiento

El generador eléctrico tiene como característica principal el transformar la energía mecánica en energía eléctrica, esto se da por medio del movimiento mecánico que proporciona la turbina, la misma que recibe energía cinética del agua, vapor o viento para transformarla en energía mecánica.

Los generadores eléctricos son máquinas eléctricas rotativas y están formadas por dos elementos principales que son el rotor (parte móvil) y estator (parte fija), éstas se encargan de producir energía con su interacción al momento del giro. El estator lleva 3 bobinados de armadura (trifásico) físicamente desplazados el uno del otro 120°, mientras que el rotor lleva bobinados de campo conectados a una fuente externa en DC, esta conexión se da a través de los anillos deslizantes y las escobillas.

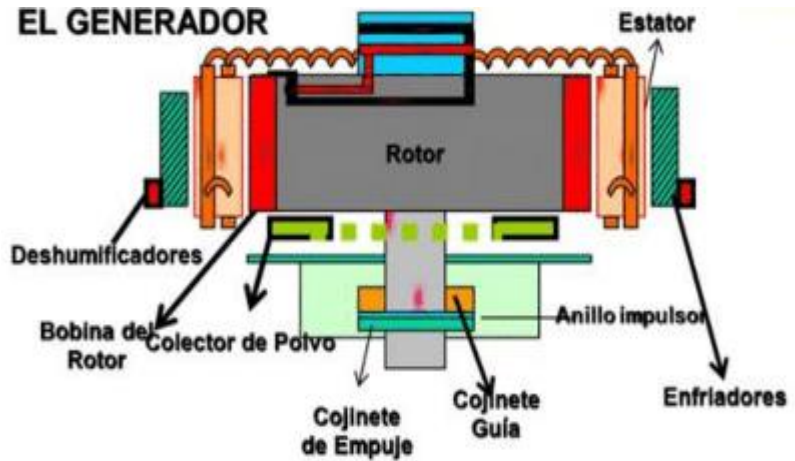


Figura 1.3 Rotor de la U1 Hidroeléctrica Sarapullo, Partes del Generador [2].

Los generadores eléctricos trabajan dentro de lo que establecen los principios de la teoría electromagnética, siendo así, cuando la máquina se encuentra trabajando en vacío tendrá una característica diferente a trabajar con carga donde aparecen otros fenómenos.

1.3.1.3 Método de conexión de la Máquina en un Sistema de Potencia

Los métodos de conexión directa y conexión unitaria son usados para ingresar al paralelo un generador a un sistema de potencia [5].

1.3.1.3.1 Conexión directa

Este tipo de conexión es usualmente usado para generadores de poca potencia, se caracteriza por tener una conexión directa a la barra de carga sin presencia de un transformador de potencia (transformador elevador), como se muestra en la **Figura 1.4**.

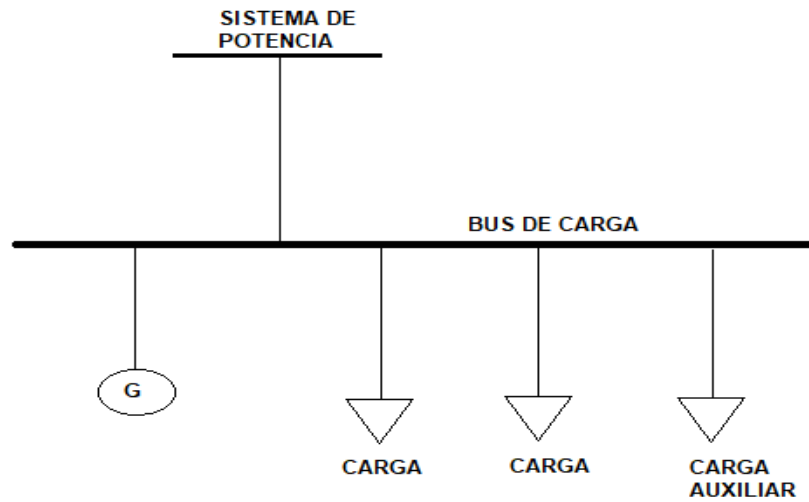


Figura 1.4 Conexión directa de una Máquina Sincrónica [5].

1.3.1.3.2 Conexión unitaria

Esta conexión se la realiza para la mayoría de los generadores de alta potencia, donde el generador se conecta al sistema de potencia por medio de un transformador elevador (13.8 kV – 230 kV). La característica para el transformador elevador es de disponer una conexión Y- Δ (estrella – delta), con esta característica al tener el generador conectado a un sistema delta, las corrientes de falla a tierra son reducidas usando la configuración de puesta a tierra de alta impedancia.

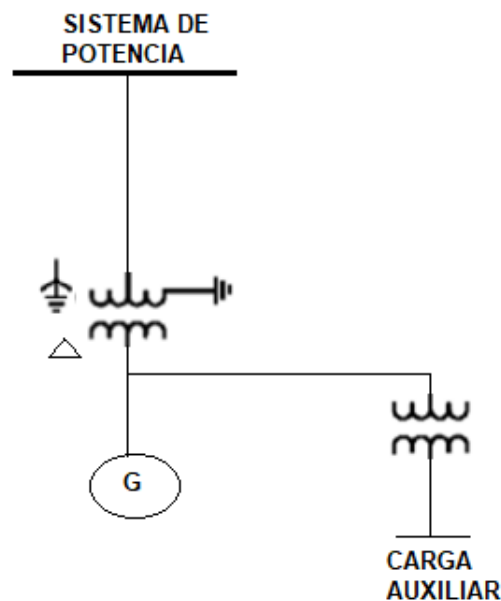


Figura 1.5 Conexión unitaria de una Máquina Sincrónica [5].

1.3.1.4 Puesta a tierra del neutro en la Máquina Síncrona

Existen dos métodos para realizar una correcta puesta a tierra en los devanados del estator en un generador, estos son puestas a tierra de baja y de alta impedancia [5].

1.3.1.4.1 Puesta a tierra de baja impedancia

Usualmente se usa la puesta a tierra de baja impedancia en los devanados del estator (Figura 1.6) cuando un grupo de generadores se conectan a una barra en común, también puede ser el caso que el grupo de generadores se encuentren conectados directamente a barras de cargas sin un transformador de voltaje de por medio, de esta manera la puesta a tierra de baja impedancia proporciona la fuente de tierra que necesita el sistema.

A causa de no disponer una impedancia limitadora, la corriente de cortocircuito en un escenario de falla monofásica a tierra será muy alta, similar a la corriente en una falla trifásica. [6]

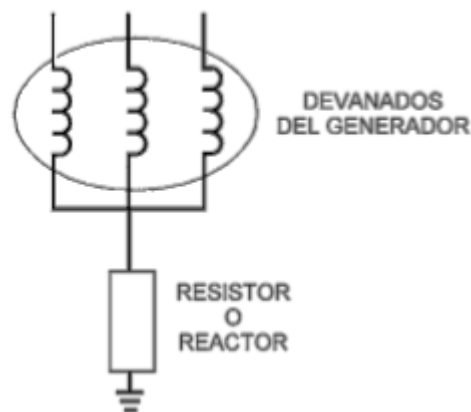


Figura 1.6 Puesta a tierra de los devanados del neutro del estator de baja impedancia [5].

1.3.1.4.2 Puesta a tierra de alta impedancia

Para este método de conexión de puesta tierra de alta impedancia se utiliza un transformador de distribución con un resistor secundario (Figura 1.7), consiste en realizar una conexión del neutro del estator al devanado primario de un transformador, a su vez conectar el devanado secundario del transformador y un elemento resistivo, debido a esta conexión la resistencia limita la corriente de falla monofásica a tierra a niveles bajos entre 3A y 20A [6].

El valor del voltaje en el primario del transformador de distribución es igual o mayor al valor del voltaje nominal fase-neutro del generador, esto constituye una característica básica para el de diseño del transformador.

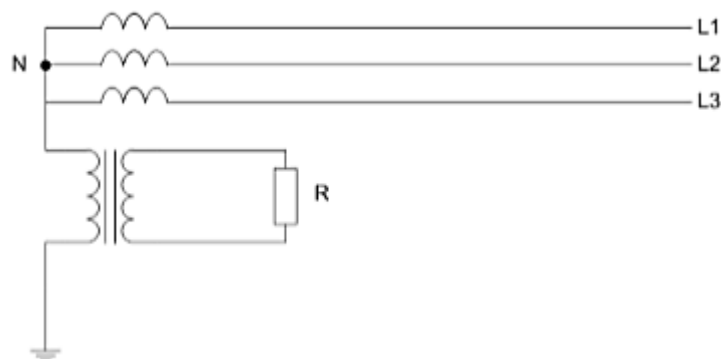


Figura 1.7 Puesta a tierra de los devanados del neutro del estator de alta impedancia [6].

1.3.2 FALLAS ELÉCTRICAS EN LA MÁQUINA SINCRÓNICA

Los grupos de generadores síncronos que operan en una central hidroeléctrica se exponen a condiciones de humedad, altas temperaturas, elementos contaminantes, elevados esfuerzos mecánicos, etc. Estos diferentes tipos de factores a los que está expuesta la máquina, pueden ocasionar fallas eléctricas.

En el rotor las fallas eléctricas que se originan están asociadas al estado de los materiales aislantes, a su vez, los factores que afectan el material aislante son reducidos con un mantenimiento preventivo, ocasionando una reducción favorable de acontecimiento de fallas y un ahorro económico.

Las fallas que se tienen en el rotor son:

- Cortocircuito entre espiras del devanado de campo
- Circuito abierto del devanado de campo
- Falla a tierra del devanado de campo
- Fallas en anillos deslizantes

Así mismo, el estator dispone de factores que ocasionan fallas en sus devanados, sobre todo la falla más común es el cortocircuito que se produce por la pérdida del aislamiento del bobinado, este fenómeno es ocasionado por varios factores como el aumento de temperatura durante la operación de la máquina, sobre voltajes ocasionados por salida de carga, desfavorables condiciones ambientales y grandes esfuerzos mecánicos tanto para el arranque o paro de la máquina [7].

1.3.3 Sistema de Protecciones

Es el conjunto de equipos y dispositivos con la prioridad de salvaguardar la vida humana, el sistema eléctrico y los componentes que lo conforman, disminuyendo los efectos perturbadores que afecten al sistema eléctrico [8].

1.3.4 PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

1.3.4.1 Selectividad.

El sistema de protecciones es selectivo si únicamente deshabilita o desconecta el equipo en el cual se da la perturbación. Para el logro de este objetivo se divide el sistema en zonas de protección [7].

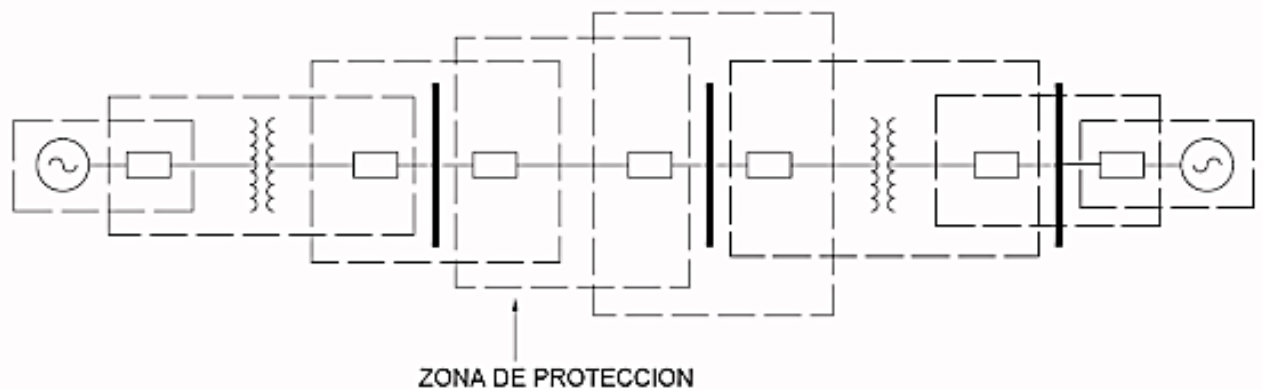


Figura 1.8 Zonas de protección [7].

Estas zonas se caracterizan por tener protecciones primarias y protecciones de respaldo.

Las protecciones primarias tienen como objetivo ser la primera línea de defensa ante cualquier fenómeno de perturbación, al mismo tiempo encierra un solo elemento del sistema y se delimitan a través de la ubicación de interruptores, como se muestra en la Fig. 1.8.

Las protecciones de respaldo tratan de cubrir la mayor cantidad de elementos del sistema, al mismo tiempo estas protecciones inician en un punto y se expanden en una sola dirección, realizando traslapes muy extensos [7].

1.3.4.2 Rapidez.

Se considera que el sistema de protecciones es rápido cuando analiza los fenómenos perturbadores y actúa de manera instantánea o adecuadamente temporizada, mientras

más rápido opere es mejor, teniendo en cuenta que si la protección es demasiada rápida, se pueden ver comprometidas la seguridad y la selectividad del sistema; si la protección es muy lenta, el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños adicionales. El tiempo total es el resultado de la suma de varios factores de tiempo, como se muestra en la ecuación (1) [7] [9].

$$t_{operación} = t_{propio\ del\ rele} + t_{propio\ del\ Interruptor} + t_{relé\ auxiliar} + t_{Coordinación} \quad (1)$$

1.3.4.3 Sensitividad

La sensitividad en un sistema de protecciones es primordial, ésta se refiere a las mínimas cantidades actuantes con las cuales se debe ajustar el relé para que detecte una condición anormal. El sistema debe ser lo suficientemente sensible para operar de manera confiable tomando en cuenta las condiciones que provoca la menor tendencia a la operación, esta característica de sensitividad toma en cuenta algunos problemas como: fallas a tierra de alta impedancia, desbalances de voltaje inherentes al sistema, entre otros [8] [9].

1.3.4.4 Confiabilidad

Todo sistema de protecciones tiene como objetivo ser inherentemente confiable, cuidando así la actuación de los disparos innecesarios los cuales disminuye la característica de mitigación de efectos de falla. Una característica de confiabilidad se la relaciona con simplicidad, mientras el sistema de protecciones sea más simple (pocas protecciones) el sistema será más confiable.

La fiabilidad y seguridad son dos componentes evaluados para una correcta confiabilidad, la fiabilidad está definida como el grado de certeza con el que un relé o sistema de relés operará correctamente cuando sea requerido, es decir, que no omita disparos cuando una falla deba ser despejada por él. De igual manera, la seguridad está definida como el grado de certeza de que un relé o sistema de relés no operará incorrectamente en ausencia de fallas; es decir, que no emita disparos erróneos.

El adecuado mantenimiento preventivo al sistema de protecciones permite mantener una alta confiabilidad [7] [9].

1.3.5 DISPOSITIVOS QUE CONFORMAN UN SISTEMA DE PROTECCIÓN EN LA MÁQUINA SINCRÓNICA

Para un sistema eléctrico uno de los equipos más importantes a salvaguardar es el generador eléctrico, éste constituye ser un elemento relevante con respecto a otros equipos que forman el sistema eléctrico. Los costos elevados que conlleva el paro o mantenimiento del generador debido a un fenómeno de falla son perjudiciales a la unidad de negocio. Por este motivo se tiene un sistema exclusivo de protecciones eléctricas y mecánicas que protegen al generador de todo fenómeno que afecte su correcta operación o disminuya la vida útil del mismo.

En el momento que el generador experimenta una falla, el accionar de las protecciones se hace presente causando una desconexión (disparo) del interruptor de potencia; adicional a esto, la protección del generador da la orden de desconectar el devanado de campo junto a la unidad (turbina) que impone el movimiento mecánico al rotor.

1.3.5.1 Dispositivos de entrada

La medición tanto de voltajes como de corrientes en un sistema eléctrico de potencia, no se lo puede realizar de una forma directa ya que se dispone de valores muy altos, por este motivo se utilizan transformadores de medida.

El sistema de protecciones está constituido por varios elementos que al trabajar en conjunto logran un proceso que conlleva al funcionamiento adecuado del sistema. El primer paso para este proceso es la medición de voltajes y corrientes, esta función se lo realiza por medio de los transformadores de medida Transformadores de Potencial (TPs) y Transformadores de Corriente (TCs).

Como valores más comunes en el secundario de los transformadores se tiene 100V, 110V, 115V y 120V para el TP y de 1A, 2A y 5A para el TC.

1.3.5.1.1 Transformadores de Potencial (TPs)

Como se indicó anteriormente (sección 1.3.5.1) el valor de voltaje en el secundario del transformador dispone de valores bajos, este valor es el resultado de la suma de la relación de los voltajes tanto en los terminales, número de espiras e inducidos de los devanados primarios y secundarios del transformador, a continuación la ecuación que representa este concepto [7]:

$$\frac{E_p}{E_s} + \frac{V_p}{V_s} + \frac{N_p}{N_s} = RTP \quad (2)$$

Dónde:

E_p, E_s = Voltaje inducido en los devanados primario y secundario.

V_p, V_s = Voltajes en los terminales primario y secundario.

N_p, N_s = Número de espiras de los devanados primario y secundario.

Para el transformador de potencial existe en el mercado dos tipos, los transformadores de potencia magnéticos y los capacitivos. Estos transformadores primero minimizan el voltaje con capacitores para luego emplear un transformador magnético, el resultado es la obtención de una disminución de voltaje a niveles de 100V a 120V según la norma que emplea el país donde se encuentren. La disposición del circuito equivalente de los TPs es el siguiente:

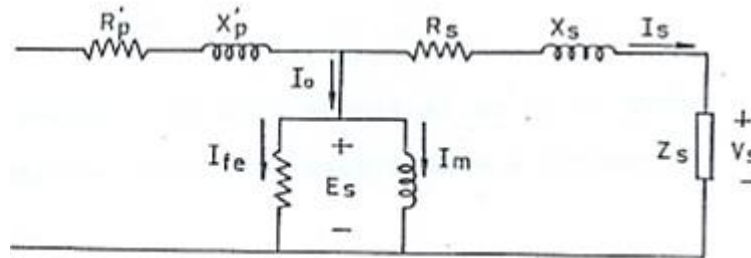


Figura 1.9 Circuito equivalente [10]

La relación de transformación de los TPs instalados para las máquinas generadoras de la central Hidroeléctrica Sarapullo es de 13.8kV / 115 V.

1.3.5.1.2 Transformadores de Corriente (TCs)

De igual forma como se muestra en la sección 1.3.5.1 estos transformadores reciben en su devanado primario altas corrientes presentes en un SEP (cientos o miles de amperios), realizando la transformación/reducción para su devanado secundario a corrientes muy bajas.

Para la máquina generadora de la Central Hidroeléctrica Sarapullo se dispone de 6 TCs, estos elementos tienen una distribución de 3 TCs en los terminales del generador (cada TC en una fase de salida del generador) y 3 TCs en el lado del neutro (cada TC en una fase de entrada del generador).



a)

b)

Figuras 1.10 a) TCs en el lado del Neutro. b) TCs en los terminales de la Máquina

1.3.5.2 Dispositivos Electrónicos Inteligentes IEDs (REG670)

Para las máquinas generadoras en el proyecto Hidroeléctrico Sarapullo se utiliza la protección REG670 (Figura 1.11). Esta protección tiene el objetivo de monitorear, controlar y proteger a las unidades generadoras, y es un dispositivo electrónico inteligente (IED) que contiene una biblioteca de funciones completa, que cumple con los requisitos de la mayoría de las aplicaciones de generadores.

Una característica fundamental que ofrece el uso del REG670 es el seguimiento de la frecuencia de la red eléctrica en un rango muy amplio (de 9 Hz a 95 Hz) conociendo que el sistema de potencia es de 60 Hz. Para esto se propone la conexión de la señal de voltaje trifásico proveniente de los terminales de la máquina al IED, con esto existe una adaptación en los algoritmos de filtración realizada por el IED midiendo los fasores de las señales de voltaje y corriente conectadas al IED, así se garantiza el correcto funcionamiento de la protección durante los arranques y paradas de la máquina [1].



Figura 1.11 REG 670 [1].

1.3.5.3 Dispositivos mecánicos de protección de la Máquina Síncronica

1.3.5.3.1 Interruptor de potencia

El Interruptor de potencia o disyuntor es un equipo mecánico que cumple con la función de conectar o desconectar el circuito eléctrico, se caracteriza por tener un trabajo en caliente, esto quiere decir cuando se encuentra energizado [9].

Para condiciones de falla el interruptor recibe la señal de disparo ordenado por los IEDs, bajo esta orden se abre el interruptor en un corto lapso de tiempo (33 ms aproximadamente) permitiendo el corte del flujo de potencia.

1.3.5.3.2 Interruptor de campo

De la misma forma que el interruptor de potencia, el interruptor de campo es equipo mecánico cuya función es conectar o desconectar el sistema de excitación que alimenta al rotor de máquina síncronica [9].

La actuación del interruptor se ve en los escenarios de secuencia de pasos para la sincronización de la máquina síncronica al sistema eléctrico, secuencia de pasos para paro de la operación normal de la unidad y en presencia de condiciones de falla.

1.3.5.4 Fuente de alimentación continua (baterías)

Por el hecho que la principal función de las protecciones eléctricas es cuidar la máquina de cualquier fenómeno perturbador, la capacidad de actuar sobre la desconexión del interruptor por medio del IED no debe verse comprometida en ningún momento.

Por este motivo la alimentación al sistema de protecciones no se lo realiza directamente de la red, debido a que en el momento que exista una complicación en el servicio de la red, la alimentación del sistema de protecciones se ve afectada desprotegiendo a la máquina y sus sistemas auxiliares.

Por lo tanto los sistemas de protecciones tienen su propia fuente de alimentación independiente (UPS), de esta forma la alimentación es continua y segura ante algún fenómeno externo.

Esta fuente de alimentación cuenta con los siguientes equipos:

- Transformador de aislamiento en la entrada del rectificador y salida del inversor.
- Un rectificador / cargador de baterías.
- Banco de baterías, con autonomía de 5 horas (para el caso de la CHS).
- Un inversor.
- Filtros de atenuación de armónicos.

1.4 PROTECCIONES DEL GENERADOR

Como se ha descrito en apartados anteriores es importante tener un sistema de protecciones adecuado para la máquina sincrónica (Figura 1.12). Previo a su calibración y coordinación, se realiza un estudio y simulación de todas las protecciones.

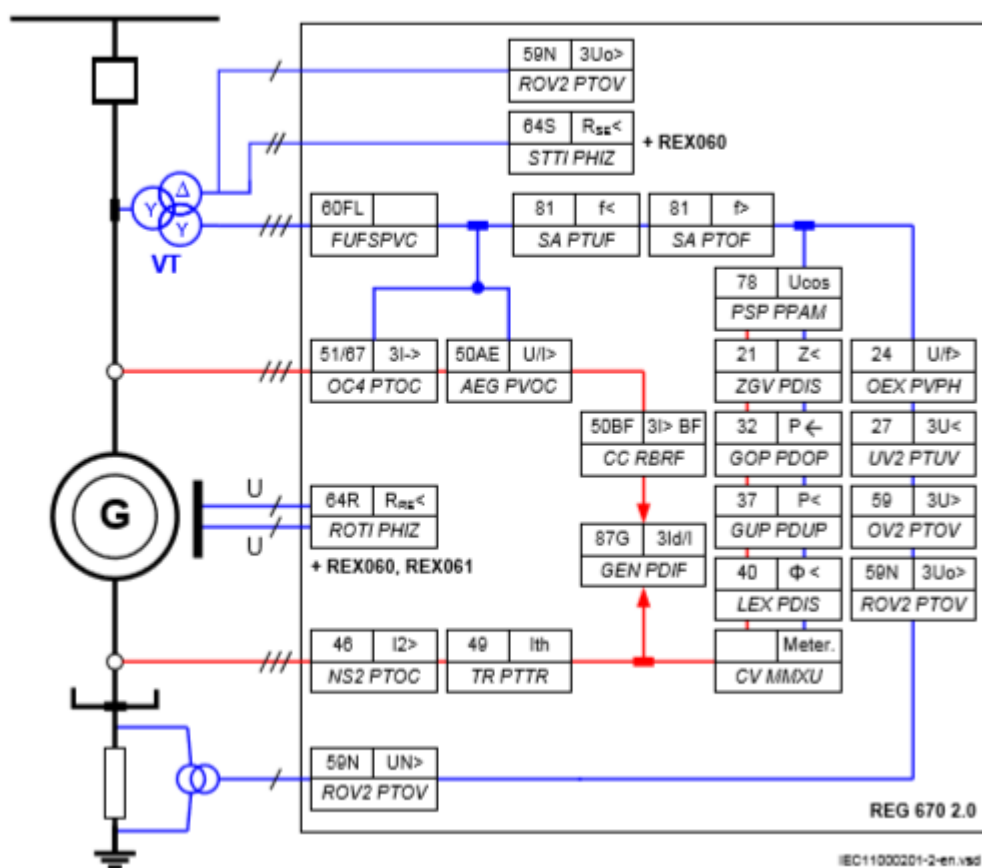


Figura 1.12 Aplicaciones de protecciones en un generador [1].

El presente trabajo se centra en el estudio de cuatro protecciones que se disponen en una máquina generadora.

1.4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87G

La Protección Diferencial 87G actúa cuando existe una corriente de cortocircuito en los bobinados del estator de la máquina.

El principio de funcionamiento de esta protección se basa en comparar la corriente que fluye desde el neutro hacia los terminales del generador. La suma vectorial de la corriente de entrada (corriente que fluye del neutro) y la corriente de salida en los terminales debe ser cero, o muy cercano a este valor. En el caso que esta suma de vectores tanto en modulo o ángulo exceda los valores predeterminados, la protección actuará.

Para lograr una supervisión del equipo a proteger se utilizan transformadores de corriente TCs ubicando uno por cada fase tanto en el lado del neutro como en los terminales de generación, la Figura 1.13 ilustra lo antes mencionado.

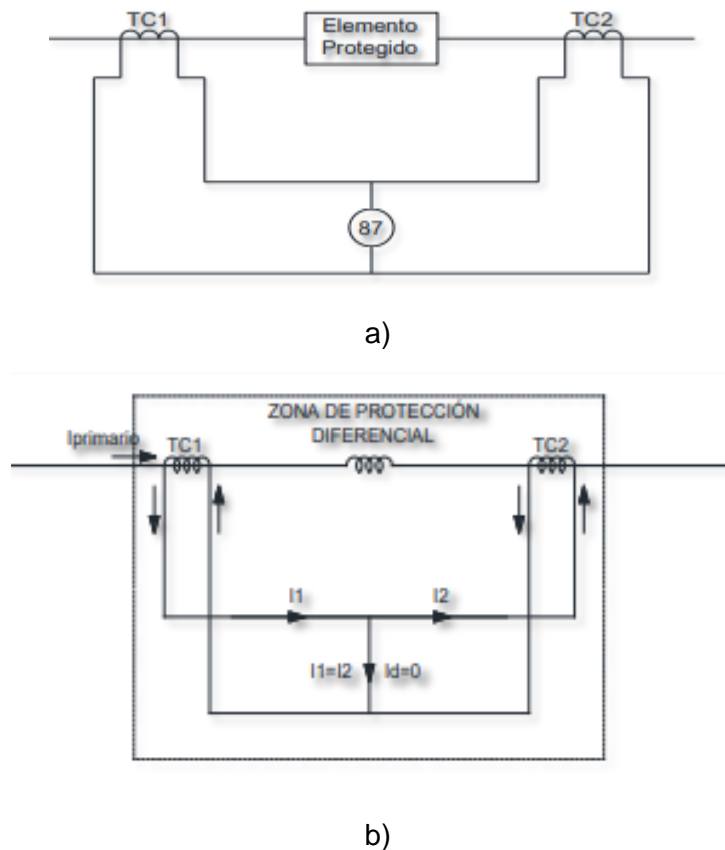


Figura 1.13 a) Aplicación simple del relé diferencial; b) Conexión simple de los TCs. [11]

La actuación de la protección diferencial 87G produce ciertas acciones sobre los sistemas auxiliares, aísla la unidad generadora y procura la inexistencia de daños internos del generador. Las acciones son:

- Activación de la protección 86E (bloqueo eléctrico).
- Apertura del interruptor de máquina.
- Orden del arranque 50BF.
- Apertura del interruptor de excitación.
- Arranque de secuencia de parada de la Unidad (cierre de la válvula mariposa, cierre de los álabes directrices).
- Señales de alarma y disparo al sistema SCADA.
- Señal hacia sistema contra incendios.

Una acción muy peculiar y que solo se tiene en la activación de la protección diferencial, es la señal de alarma en el sistema contra incendios. Para tener una activación del sistema contra incendios es necesario tener 2 señales cruzadas, la combinación de éstas pueden

ser la activación de la protección diferencial con la presencia de altas temperaturas dentro del pozo de generador o la activación de la protección diferencial con la detección de humo dentro del pozo de generación.

Una explicación grafica de cómo están conectados los TCs entre sí, se puede visualizar en la Figura 1.14. Esta figura es tomada como un ejemplo explicativo de la protección diferencial.

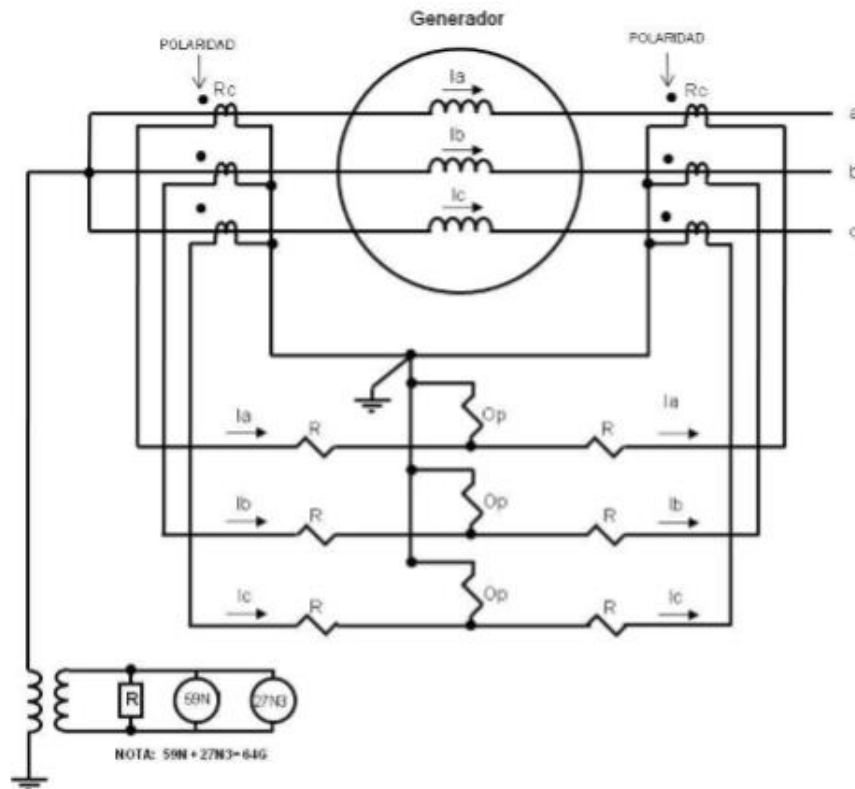


Figura 1.14 Conexión de los TCs para la protección diferencial del generador [12].

La conexión de los TCs se encuentra en una configuración con vista hacia el equipo protegido (generador), este término se refiere a la polaridad del TC y determina hacia donde es positiva la corriente en el TC. Este tipo de convención se visualiza en la Figura 1.15.

Como se mencionó anteriormente, los TCs se conectan en estrella y pueden conectarse con el punto de conexión a tierra hacia o desde el equipo protegido, esto se debe ajustar en el IED teniendo en cuenta la convención de direccionalidad [1].



Figura 1.15 Convención de direccionalidad [1]

1.4.1.1 Curva característica de la Protección Diferencial 87G

La Figura 1.16 indica la curva característica comúnmente utilizada para la protección diferencial. Esta curva delimita la operación del relé, el área bajo la curva representa la zona de no operación y el área que se encuentra sobre la curva (incluida la curva) representa la zona de operación del relé.

La ecuación que caracteriza la curva es la siguiente [1]:

$$slope = \frac{\Delta I_{operate}}{\Delta I_{restrain}} \times 100 \% \quad (3)$$

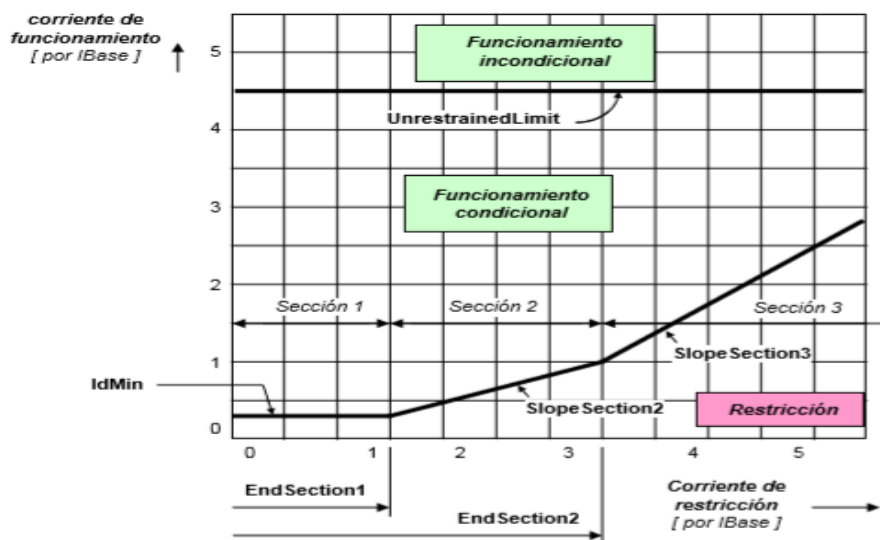


Figura 1.16 Curva característica de operación de la Protección Diferencial [1].

En la primera sección de la curva se puede apreciar una línea recta, ésta se caracteriza por ser la corriente mínima de polarización (I_{dMin}); esta I_{dMin} pertenece a un ajuste mínimo de protección (rango de seguridad, ver ecuación 4), evitando las falsas actuaciones

provocadas por errores en la clase de precisión de los TCs, malas interpretaciones de lectura del IED, entre otras [4].

$$0.1 I_{base} \leq I_{dMin} \leq 0.2 I_{base} \quad (4)$$

Sabiendo que I_{base} pertenece a la corriente de base del generador (sección 2.2.1.1.1), el I_{dMin} tomado como referencia para la unidad es $0.2 I_{base}$.

La segunda y tercera sección de la curva se caracterizan por tener pendientes (slope Section 2 y 3); éstas tienen como función el aumento de la seguridad del relé ante incrementos en la saturación de los TCs, por lo tanto en base a la norma de calibración de protecciones de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) [12], y tomando como referencia el estudio de calibración de protecciones de la Central Hidroeléctrica Sopladora, se establecen los puntos de inflexión y las pendientes correspondientes para la Central Hidroeléctrica Sarapullo [4]:

- Punto de inflexión 1 (End Section 1): $1 I_{base}$
- Punto de inflexión 2 (End Section 2): $3 I_{base}$
- Pendiente 1 (Slope Section 1): 30 %
- Pendiente 2 (Slope Section 2): 100%

Otro límite que tiene esta curva es la línea horizontal superior (Unrestrained Limit), que origina la operación de la protección para corrientes diferenciales excesivamente altas. El relé al detectar este tipo de corrientes tiene como función una actuación sin restricción, razón por la cual toma como valor $10 I_{base}$.

1.4.1.2 Cálculo de la corriente de base

Para el caso de uno de los generadores de la CMS, el cálculo de la corriente de base es el siguiente:

$$S = 3 V_{LN} \times I_L \quad (5)$$

Sabiendo que:

$$S = 19 \text{ MVA}$$

$$V_{LL} = 13.8 \text{ kV}$$

Se realiza el respectivo procedimiento:

$$S = 3 \times \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} I_L \times \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} \quad (6)$$

$$S = \sqrt{3} \times V_{LL} \times I_L \quad (7)$$

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{LL}} \quad (8)$$

$$I_L = \frac{19 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ kV}} \quad (9)$$

$$I_L = 794.90 \text{ A} \quad (10)$$

Una vez obtenida la corriente base de la máquina se puede establecer la construcción de la curva característica.

1.4.1.3 Cambio de base para una correcta visualización de datos

Los TCs al realizar la transformación de la corriente tienen como relación de transformación 1000:5 [A] para el caso de la CMS, por lo tanto, al transformar la corriente de base muestran como resultado en sus secundarios un valor de 3.97 [A]. Esto quiere decir que los TCs realizan un equivalente de transformación de 794.90 [A] a 3.97 [A].

De este modo al realizar las diferentes pruebas de disparo con ayuda de la maleta de prueba, se debe tener presente que el software de la maleta viene configurado para seleccionar el tipo de relación estándar que puede tener un TC. Para este trabajo de titulación se configuró la relación de 1000:5 [A], de este modo, al leer los valores de la corriente diferencial (I_{diff}), corriente de polarización (I_{pol}) y los resultados de los puntos de disparo que muestra la maleta de prueba, se debe realizar un cambio de base (ecuación 11), con el fin de garantizar un valor acorde a la relación estándar de los TCs.

$$I_{pol}, I_{diff} \text{ ó resultaod punto de disparo} \times \frac{1000}{I_{base}} = \text{Valor real en base 1000} \quad (11)$$

1.4.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 51

La protección de sobrecorriente de fases se considera una protección de respaldo (Back up) de la protección diferencial del generador (Figura 1.17).

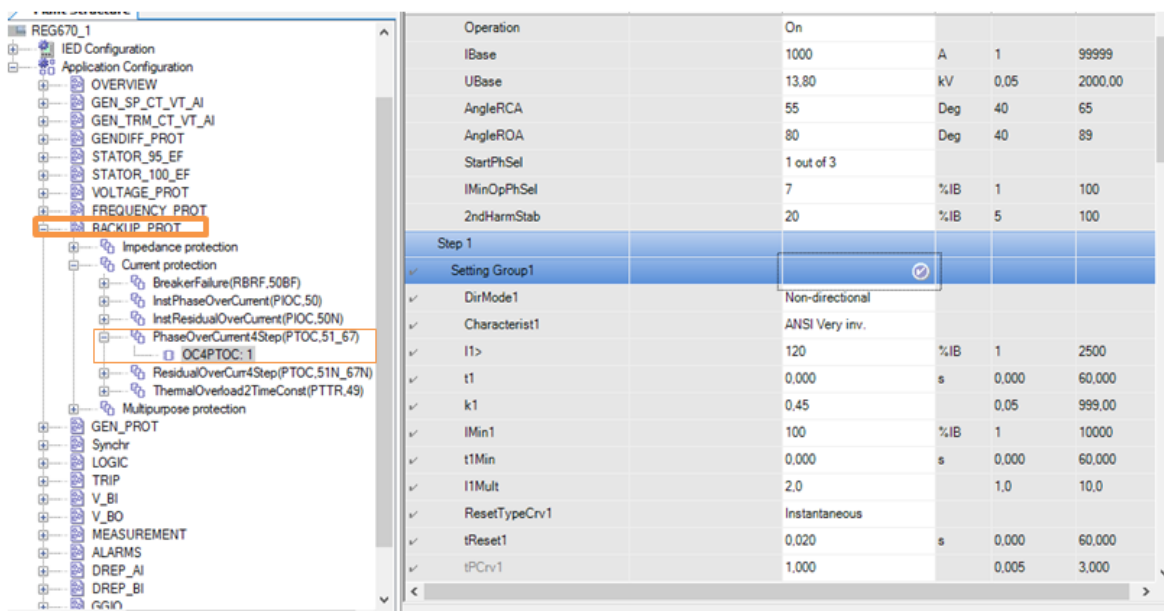


Figura 1.17 Característica de la Protección 51, PCM600.

Esta protección tiene como característica única la detección de incrementos progresivos y súbitos de la corriente. Para el caso de la CMS, el uso común para la detección de sobrecorriente es en los cortocircuitos de dos y tres fases. Para fallas monofásicas a tierra se realiza una detección por medio de la protección de fallas a tierra (64S). Por lo tanto, se puede hacer la elección de cuántas fases, como mínimo, deben tener corrientes por encima del nivel de activación para lograr el funcionamiento.

1.4.2.1 Curva de tiempo inverso (Tiempo vs Corriente)

Se encuentran dos tipos de características de retardo de tiempo, la primera es de retardo definido y en segundo lugar la de retardo de tiempo inverso. En este trabajo, para la protección de sobrecorriente 51 se toma de referencia la característica de retardo de tiempo inverso (Figura 1.18). Como consecuencia, la selectividad entre varias protecciones de sobrecorriente se basa en la coordinación entre los retardos de tiempo de funcionamiento de cada una de las diferentes protecciones.

No obstante, para lograr la correcta calibración de protecciones se toma en cuenta lo indicado en las normas ANSI o IEC, las cuales contienen la mayoría de las curvas y son las más utilizadas, estas normas disponen de una amplia gama de características de curvas de tiempo inverso.

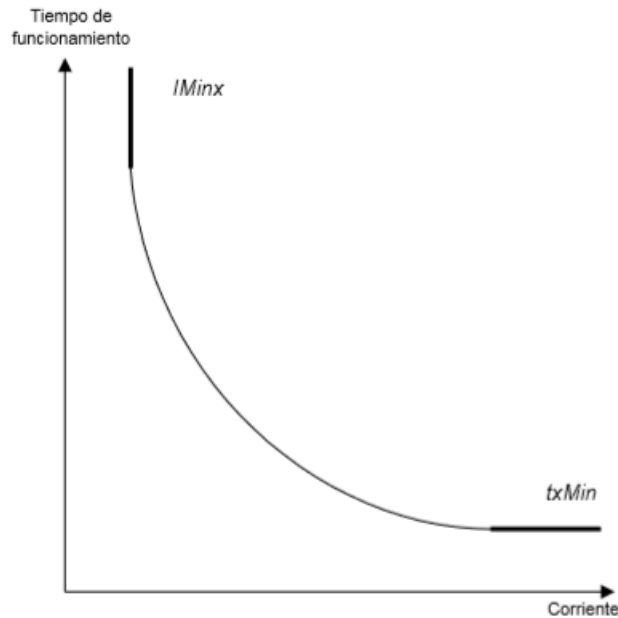


Figura 1.18 Curva de Tiempo Inverso [1]

La operación de la curva de tiempo inverso ANSI depende de la función que se detalla a continuación:

$$t = \left(\frac{A}{I^p - 1} + B \right) \times K \quad (12)$$

Siendo:

$$I = \frac{I_{medido}}{I_{arranque}} \quad (13)$$

Donde para la ecuación 12 y 13:

- A, B, P = Parámetros que define la curva característica del relé
- K = Parámetro del Dial
- I_{medido} = Corriente que sensa o mide el relé
- $I_{arranque}$ = Corriente de arranque del relé

Para el tiempo inverso se tiene las siguientes curvas características ANSI, indicadas en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Característica de tiempo Inverso ANSI [1].

CARACTERÍSTICA DE TIEMPO INVERSO ANSI

Tipo de curva	Constantes
- ANSI Extremadamente Inversa	A=28.2; B=0.1217; P=2.0;
- ANSI Muy Inversa	A=19.61; B=0.491; P=2.0;
- ANSI Normalmente Inversa	A=0.0086; B=0.0185; P=0.02;
- ANSI Moderadamente Inversa	A=0.0515; B=0.1140; P=0.02;
- ANSI Extremadamente Inversa de larga duración	A=64.07; B=0.250; P=2.0;
- ANSI Muy Inversa de larga duración	A=28.55; B=0.712; P=2.0;
- ANSI Inversa de larga duración	A=0.086; B=0.185; P=0.02;

En el relé REG670 cuando se selecciona la característica de sobrecorriente de tiempo inverso, el tiempo de operación de la etapa será la suma del retardo de tiempo inverso y el retardo de tiempo definido establecido. Por lo tanto, si solo se requiere el retardo de tiempo inverso, es de suma importancia establecer en cero el retardo de tiempo definido para esa etapa [1]. Este hecho resultó ser un hallazgo clave para la corrección en el funcionamiento de la protección debido a la obtención de datos no esperados en el presente trabajo de titulación.

Como un ejemplo se tiene la Figura 1.19 y Figura 1.20 donde se muestra las curvas ANSI extremadamente Inversa y normalmente inversa, respectivamente.

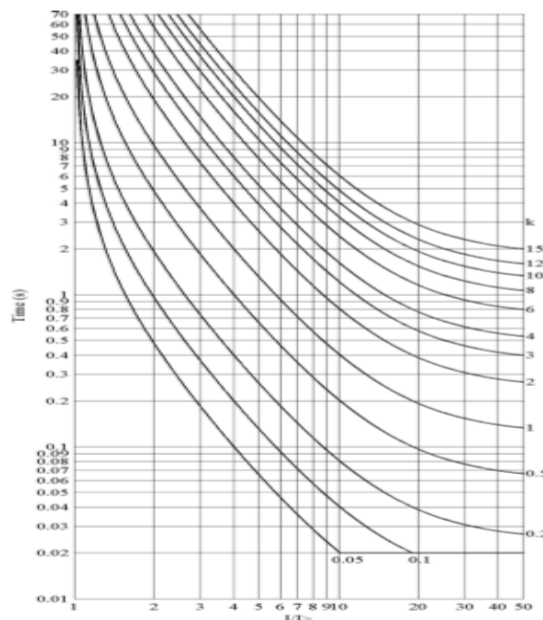


Figura 1.19 Curva característica de tiempo inverso ANSI Extremadamente Inversa[1]

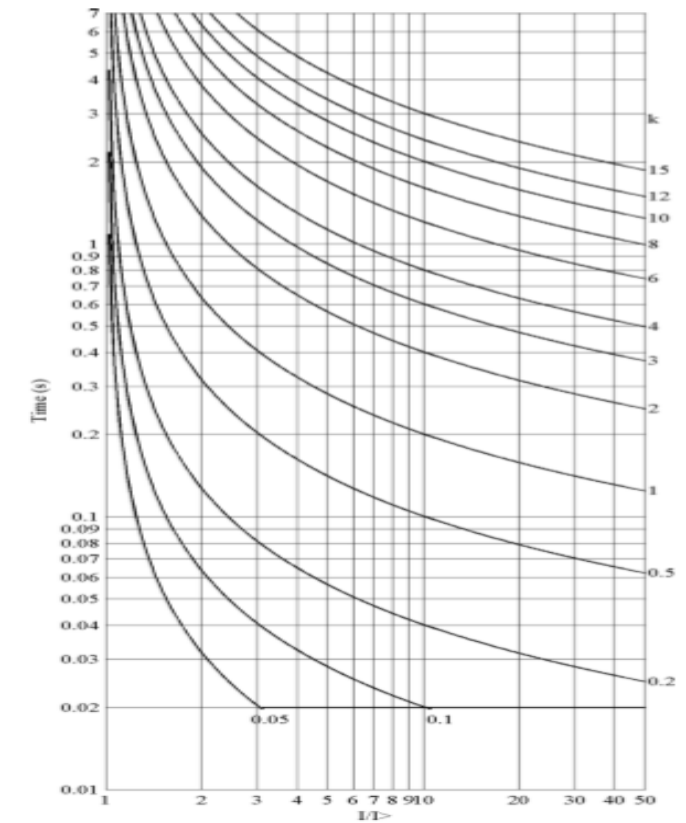


Figura 1.20 Curva característica de tiempo inverso ANSI Normalmente Inversa [1].

De la misma manera, para la norma IEC el tiempo de operación del relé depende de lo determinado por la función que se detalla a continuación:

$$t = \left(\frac{A}{I^p - 1} \right) \times K \quad (14)$$

Siendo:

$$I = \frac{I_{medido}}{I_{arranque}} \quad (15)$$

En el caso de la norma IEC, la Tabla 1.3 indica los valores correspondientes a las constantes de las curvas características. De igual manera se visualiza en la figura 1.21

Tabla 1.3 Característica de tiempo Inverso IEC[1].

Tipo de curva	Constantes
- IEC Normalmente Inversa	A=0.14; P=0.02

- IEC Muy Inversa	A=13.5; P=1.0
- IEC I Inversa	A=0.14; P=0.02
- IEC Extremadamente Inversa	A=80.0; P=2.0
- IEC Inversa de corta duración	A=0.05; P=0.04
- IEC Inversa de larga duración	A=120; P=1.0

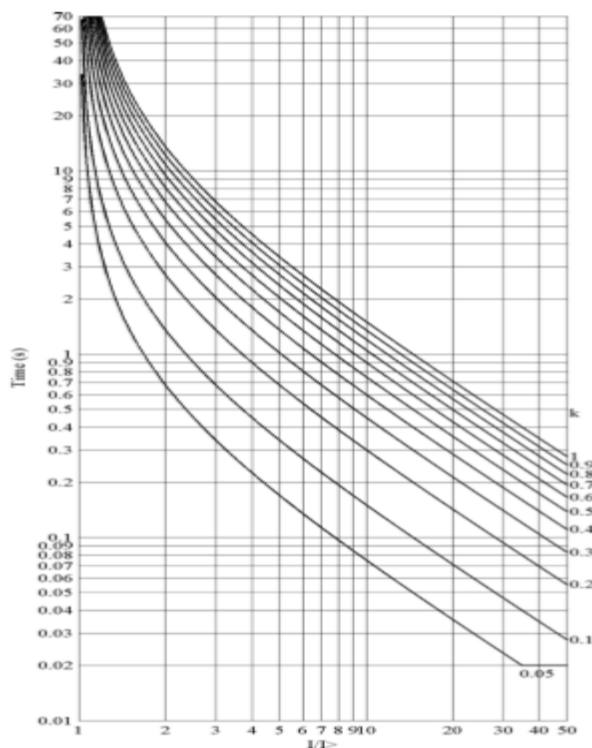


Figura 1.21 Curva característica de tiempo inverso IEC Muy Inverso [1].

Una operación de la protección de sobrecorriente 51 produce acciones sobre los sistemas auxiliares de la CMS con el fin de aislar y proteger daños en la unidad generadora, las acciones son:

- Activación de la protección 86E (bloqueo eléctrico).
- Apertura del interruptor de máquina.
- Orden del arranque 50BF.
- Apertura del interruptor de excitación.
- Arranque de secuencia de parada de la Unidad (cierre de la válvula mariposa, cierre de los álabes directrices).

- Señales de alarma y disparo al sistema SCADA.
- Muestra en el IED la alarma de Bloqueo Protección de Corriente.

1.4.3 PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE 59

La protección de sobrevoltaje toma la medición de voltaje en los terminales del generador, como se ilustra en la Figura 1.22.

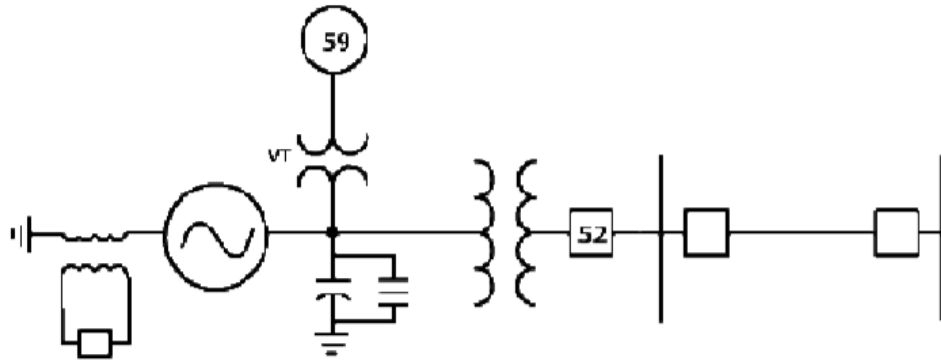


Figura 1.22 Conexión de la protección de sobrevoltaje 59 para el generador [9]

Generalmente, los motivos para un sobrevoltaje es tener problemas como pérdida súbita de carga, descargas atmosféricas y mal funcionamiento en el regulador automático de voltaje (AVR), el cual es un equipo electrónico que se encarga de mantener un nivel de voltaje constante; este equipo regula y estabiliza las variaciones de voltaje asegurando un suministro confiable de energía [13].

El AVR en el generador evita la presencia de sobre y bajos voltajes, por este motivo una correcta actuación de las protecciones de sobrevoltajes se tiene cuando actúan después de que el AVR presente inconvenientes en cumplir su labor. El incremento del voltaje provoca que la protección 59 cambie a estado de alerta y ésta actúa según lo esperado.

Una de la característica principal de la protección de sobrevoltaje es que su ajuste se lo realiza por dos etapas, este tipo de protecciones es frecuente encontrarlo en instalaciones donde la detección de altos voltajes debe ser fiable.

En base al criterio de ajuste según el documento “GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN” recomienda ajustar dos etapas de sobrevoltaje con los siguientes valores [9]:

Primera etapa:

- Sobrevoltaje 1: 110 %– 120 % del V_n
- Tiempo de actuación 1: 5 – 10 s

Segunda etapa:

- Sobrevoltaje 2: 130% V_n
- Tiempo de actuación 2: máximo 0.5s

Además, se debe considerar los máximos voltajes presentes al momento de realizar la sincronización de la máquina con el fin de prevenir que esta operación afecte la operación normal.

Una consideración importante para la protección de sobrevoltaje es que la selección del ajuste adecuado para la función de sobrevoltaje no requiere de coordinación con protecciones del sistema de transmisión, esto se da debido a que la protección de sobrevoltaje es exclusiva para la protección de aislamiento del devanado del generador [9].

De igual manera que las demás protecciones, la actuación de la protección de sobrevoltaje produce ciertas acciones sobre los sistemas auxiliares aislando así la unidad y procurando que no existan daños internos. Las acciones son las siguientes:

- Activación de la protección 86E (bloqueo eléctrico).
- Apertura del interruptor de máquina.
- Orden del arranque 50BF.
- Apertura del interruptor de excitación.
- Arranque de secuencia de parada de la Unidad (cierre de la válvula mariposa, cierre de los álabes directrices).
- Envía señales de alarma y disparo al sistema SCADA.

1.4.3.1 Medio de detección de sobrevoltajes

El elemento encargado de la medición de los voltajes es el transformador de potencial (TP). Para la unidad generadora estudiada en este trabajo, se tiene un TP con la siguiente relación:

Fase – Fase:

$$13800 : 115 \text{ [V]} \quad (16)$$

Fase – Neutro

$$\frac{13800}{\sqrt{3}} : \frac{115}{\sqrt{3}} \quad (17)$$

$$7967.43 : 66.4 \text{ [V]} \quad (18)$$

Al realizar la transformación fase – neutro se obtiene el voltaje nominal de la máquina (7967.43 V) y a su vez se refleja el voltaje resultante en el secundario del TP (66.4 V), siendo éste el voltaje nominal de la máquina visto en el secundario del TP.

1.4.4 PROTECCIÓN DE SOBRE Y BAJA FRECUENCIA 81U/O

Los eventos de variaciones de frecuencia son comunes en generadores y barras de un sistema eléctrico. Una de las condiciones normales de operación del generador es que su frecuencia permanezca de manera constante, con esto se evita daños y mal funcionamiento de éste. La figura 1.23 muestra el tipo de conexión que se emplea para la protección mencionada.

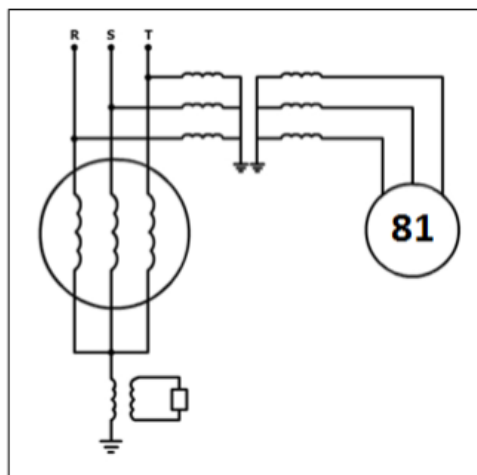


Figura 1.23 Conexión de la protección de sobre y baja frecuencia 81 U/O [9].

1.4.4.1 Motivos de anomalías en la frecuencia de un generador

Para el generador los eventos de sobre o baja frecuencia se producen por dos motivos:

- **Exceso de generación en el sistema de potencia**

Este tipo de eventos son producidos al tener una pérdida muy grande de carga o a su vez la salida de operación de una línea de transmisión por la que fluye una gran cantidad de potencia. Como resultado de este tipo de problema se encuentra que el torque mecánico producido por la turbina es mucho mayor al torque eléctrico de la carga, ocasionando un aumento en la velocidad del rotor y a su vez incrementando la frecuencia de la unidad.

Este caso de sobre frecuencia puede ser no tan grave sabiendo que el regulador de velocidad que se encuentra asociado a la unidad actuará cerrando los alabes directrices de la turbina, disminuyendo así la potencia mecánica. Esta actuación y corrección se produce de manera muy rápida [14].

- **Sobrecarga del generador en el sistema de potencia**

Este evento se da debido a la salida o pérdida de sincronismo de un generador grande del sistema eléctrico de potencia, esto produce una baja frecuencia en el resto de los generadores conectados debido a que el torque eléctrico supera al torque mecánico de la turbina, produciendo una desaceleración en el rotor de la unidad.

De igual manera, el regulador de velocidad abrirá sus alabes directrices con el objetivo de igualar el torque mecánico, pero las características de la turbina limitarán las condiciones de operación produciendo así una dificultad en volver a condiciones normales de operación. Por consiguiente, tener un evento que afecte al sistema con bajas frecuencias, resulta ser un estado crítico en comparación con las sobre frecuencias [14].

1.4.4.2 Criterio de calibración de protección de frecuencia 81 O/U

Al presentarse escenarios de bajas frecuencias en el sistema, se activa la primera protección que es el alivio de carga, retirando carga del SEP conforme los pasos correspondientes el decremento de la frecuencia.

Para el caso del Ecuador, mediante estudios dinámicos realizados por el Operador Nacional de Electricidad CENACE se establecen anualmente el número de pasos de deslastre de carga a implementar en Sistema Nacional Interconectado frente a posibles bajas de frecuencia. Por lo general, se puede tener una desconexión de carga del 20% al 50% aproximadamente [15].

Los valores de frecuencia que actualmente se encuentran establecidos para cada paso de rechazo de carga, se detallan en la Tabla 1.4.

Tabla 1.4 Rechazo de carga para bajas frecuencias [14].

Rechazo de carga	Frecuencia	Tiempo
- Primer Paso	59.4 Hz	15 ciclos
- Segundo Paso	58.8 Hz	15 ciclos
- Tercer Paso	58.2 Hz	20 ciclos
- Cuarto Paso	57.8 Hz	20 ciclos

En el caso del que sistema de alivio de carga no logre controlar las bajas frecuencias, el relé de baja frecuencia (81U) actuará como protección de respaldo. Cabe destacar que bajo ninguna condición la frecuencia debe ser inferior a 57.5 [Hz], esta restricción la establece las unidades térmicas siendo que no deben operar bajo estas condiciones por un periodo máximo de 48 segundos en toda su vida útil [15].

La actuación de la protección de frecuencia 81U/O ocasiona varias acciones sobre los sistemas auxiliares, estas acciones son las siguientes:

- Activación de la protección 86PP (Bloque por fallas externas).
- Apertura del interruptor de máquina.
- Parada normal de sistema de excitación.
- Envía señales de alarma y disparo al sistema SCADA.
- Unidad generadora en marcha en vacío.

1.4.4.3 Rango de frecuencias admisibles de operación de generadores

El CENACE establece los rangos de frecuencia admisibles de operación del generador o grupos de generadores en el sistema. Estos rangos son [15]:

- Actuación instantánea del relé para los valores de frecuencia que se encuentren fuera del rango 57.5Hz y 62 Hz.
- Período mínimo de 10 segundos a frecuencias que se encuentren entre 57.5 y 58 HZ y entre 61.5 y 62 Hz.

- Período mínimo de 20 segundos a frecuencias que se encuentren entre 58 y 59 Hz y entre 61y 61.5 Hz.

No se tiene actuación del relé si la frecuencia se encuentre entre 59 y 61 Hz.

2 METODOLOGÍA

Uno de los sistemas más importantes en una central hidroeléctrica son las protecciones eléctricas, bajo la importancia primordial de su calibración se realizan las primeras pruebas de puesta en servicio verificando el funcionamiento de éstas.

Para el presente trabajo se realiza el análisis de las protecciones 87G, 51, 59, 81U-81O de la máquina generadora en la Central Hidroeléctrica Sarapullo, para lo cual se realiza un estudio del modo de funcionamiento, características y comportamientos ante fenómenos externos que puedan ocasionar el rápido accionar de las protecciones.

La adquisición de datos reales que se obtiene en campo tiene como fondo el asociarse con los instrumentos de protección y la verificación de su correcto funcionamiento.

El procedimiento general a seguir para obtener el ajuste de protecciones del relé REG 670 de la máquina generadora se muestra en la Figura 2.1. Este procedimiento es definido tomando en cuenta la creación de la herramienta computacional desarrollada en este trabajo.

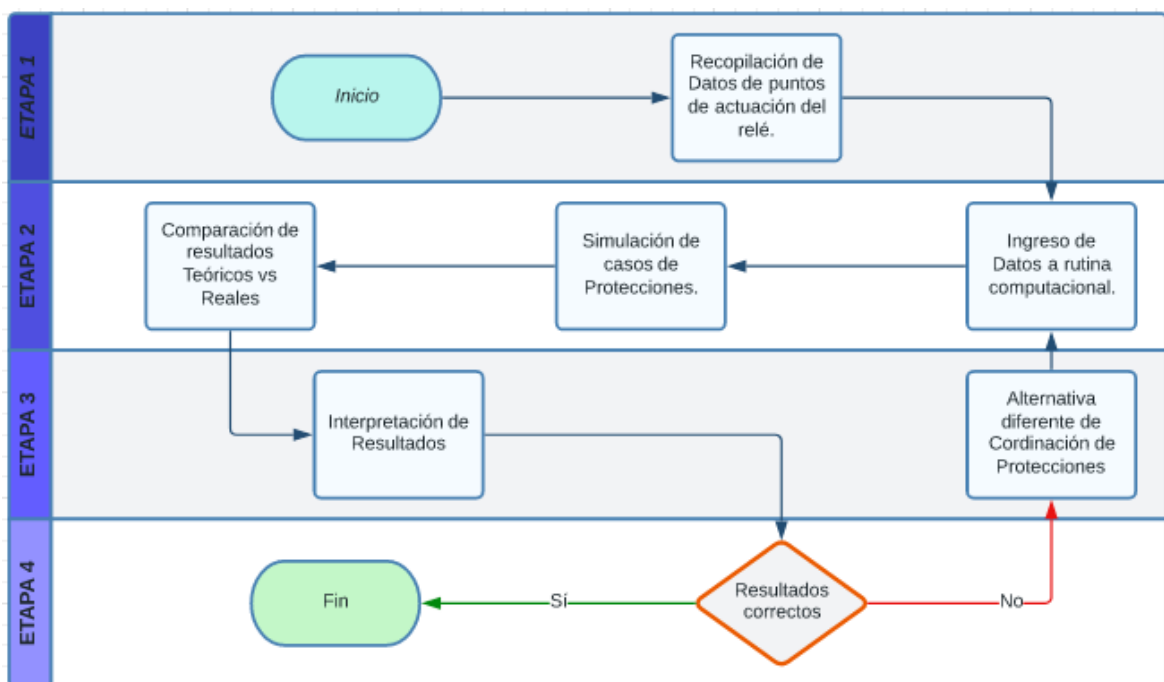


Figura 2.1 Proceso a seguir para para el ajuste de protecciones.

2.1 Etapa 1.- RECOPIACIÓN DE DATOS

La tarea de recopilar datos de disparo en campo conlleva la capacidad de entender el equipo y saber sus límites de operación, a esto se suman equipos que permitirán la toma de datos.

2.1.1 Reconocimiento de equipos para la toma de datos

- **Maleta de prueba**

Indispensable para el trabajo de calibración, toma de datos e inyecciones de altos voltajes y corrientes al relé de protección. La maleta de prueba (Figura 2.2) dispone de fuentes de alta corriente con el objetivo de probar los relés electromecánicos de alta potencia. Para los relés que disponen de un rango de 5 A, la maleta de prueba inyecta tanto altas amplitudes de corrientes como de voltajes en rango que establece los TCs y TPs correspondientes.

Se dispone de un nivel muy elevado de versatilidad y precisión para la prueba en relés eléctricos y estáticos que brinda el mercado.



Figura 2.2 Maleta de Prueba [1].

- **Peineta de pruebas**

La peineta (Figura 2.3) se caracteriza por ser un elemento de prueba a instrumentos eléctricos, facilita el trabajo de pruebas y la calibración en los equipos sin cortar la alimentación de estos. Cuentan con una baja resistencia de contactos, permitiendo una

inserción y extracción muy fácil para el usuario, este tipo de peinetas evitan cualquier tipo de disparo u operación no deseada.



a)



b)

Figuras 2.3 a) Peineta de pruebas inserta b) 2 tipos de peineta de prueba.

- **Elemento conector**

La conexión desde la maleta de prueba hacia los circuitos de las diferentes protecciones se obtiene a través de cables con clavijas de 4 milímetros (Figura 2.4), estos cables se obtienen de fábrica de color rojo, azul o negro (6 cables por cada color), la capacidad admisible de carga que se puede suministrar es de 16 A y un voltaje de 1000V.



Figura 2.4 Cable de conexión que se usa en maleta de prueba[16].

- **IED REG670**

El IED REG670 permite la protección, control y supervisión del generador, su funcionalidad satisface la necesidad de protección del generador, cuenta con una amplia biblioteca de funciones y un gran número de entradas analógicas. En una aplicación común de este tipo de equipos se utilizan dos IED, el primero funciona como principal equipo de protección y el segundo IED será el respaldo del primero, este tipo de aplicaciones da lugar a mantener la funcionalidad total de la protección.

- **Software PCM 600**

La herramienta PCM600 (Figura 2.5) forma parte de la comunicación con el IED, garantiza la lectura y escritura de los datos en el IED a configurar. Este software proporciona funcionalidades en el control de aplicaciones de distribución y transmisión. La comunicación con el IED se la realiza por medio de protocolos TCP/IP, obteniendo velocidad y confiabilidad por redes LAN o WAN.



Figura 2.5 Logo de software PCM600 [20].

2.1.2 CONEXIÓN DE TCs PARA COMUNICACIÓN CON EL IED

Los TCs encargados de la medición de corriente son trifásicos y están conectados en estrella con el IED. El método de conexión usado para protección de las unidades generadoras en el proyecto Toachi-Pilaton es el siguiente:

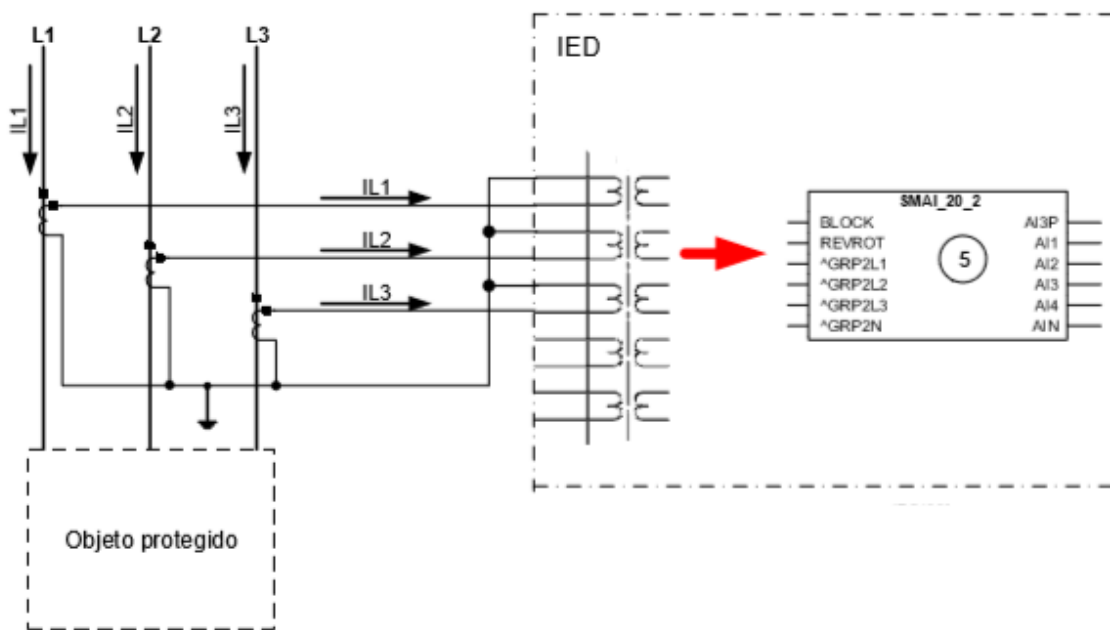


Figura 2.6 Conexión de Juego de TCs trifásicos con el IED [1].

La Figura 2.6 indica la conexión en estrella y el punto de la misma hacia el equipo protegido.

El bloque que procesa las entradas analógicas tiene como objetivo el filtrado digital y calcula lo siguiente:

- Los fasores de frecuencia fundamental para los tres canales de entrada.
- El contenido de los armónicos para los tres canales de entrada.

- Las cantidades de secuencia positiva, negativa y cero utilizando los fasores de frecuencia fundamental para los tres primeros canales de entrada (donde el canal uno se utiliza como referencia para las cantidades de secuencia) [1].

2.1.3 LECTURA Y ESCRITURA EN EL IED

- Entorno PCM600

El software PCM600 está diseñado para una interacción amigable con el usuario, su pantalla inicial se muestra en la Figura 2.7. Se detalla las herramientas más importantes a continuación:

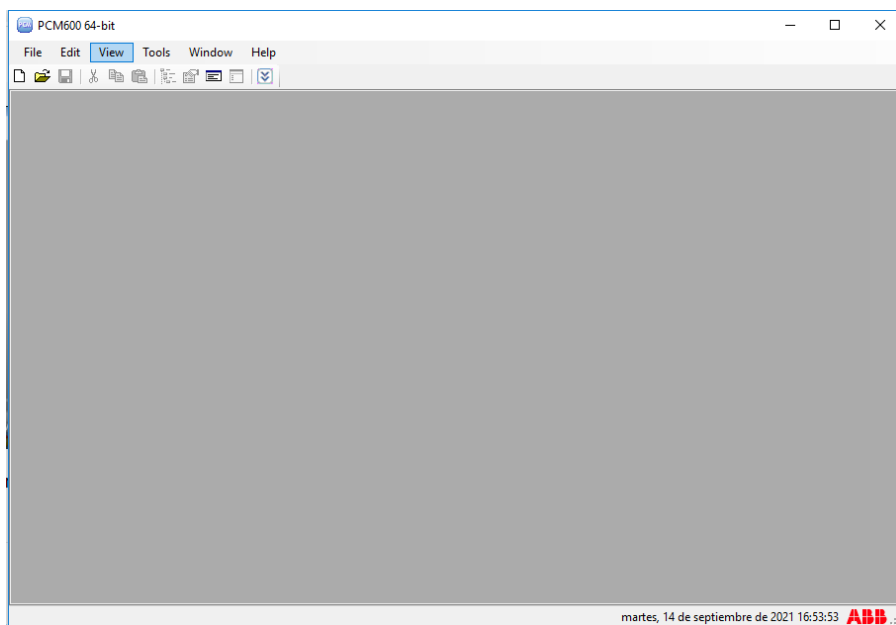


Figura 2.7 Software PCM 600.

El Software PCM600 permite la creación o aperturas de proyectos, el gestor de proyectos se encuentra en la opción File como se muestra en la Figura 2.8, para el caso de este trabajo, se exporto y cargo el proyecto al software (Figura 2.9).

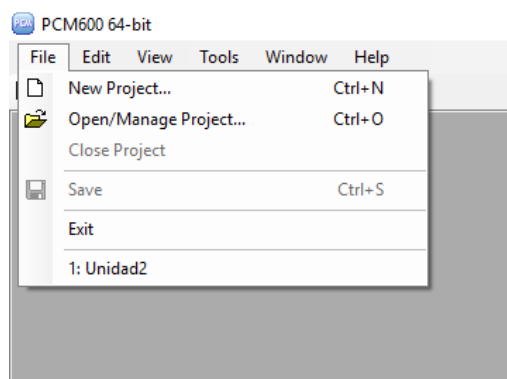


Figura 2.8 Menú gestor de proyectos (opción FILE).

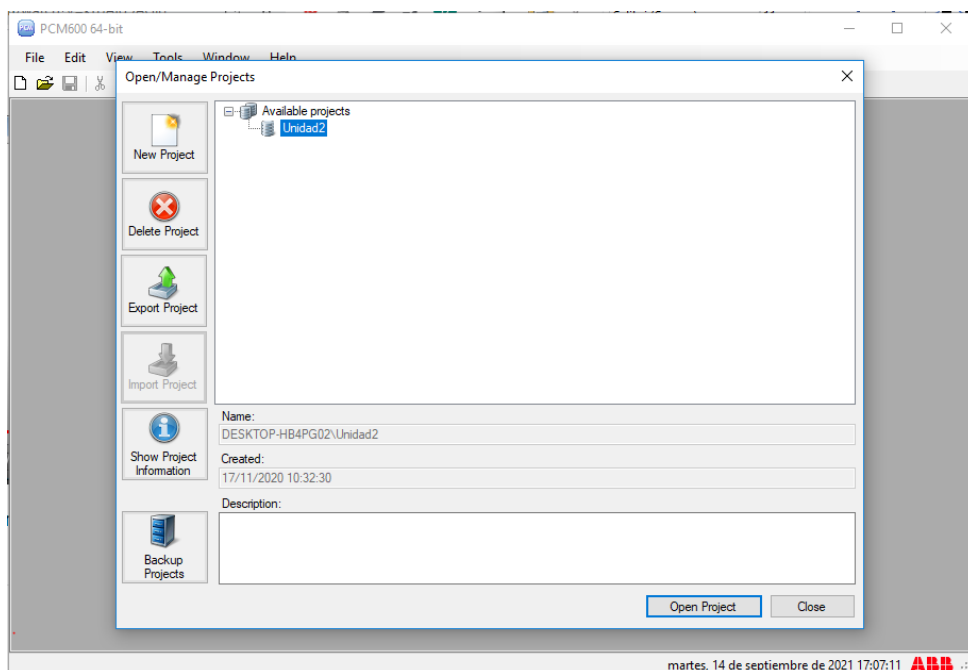


Figura 2.9 Proyecto.

Una vez aceptado se debe abrir el proyecto, lo cual lleva a la pantalla principal de trabajo Figura 2.10. La pantalla se divide en varias ventanas de trabajo, cada una se activa o desactiva según la necesidad del usuario.

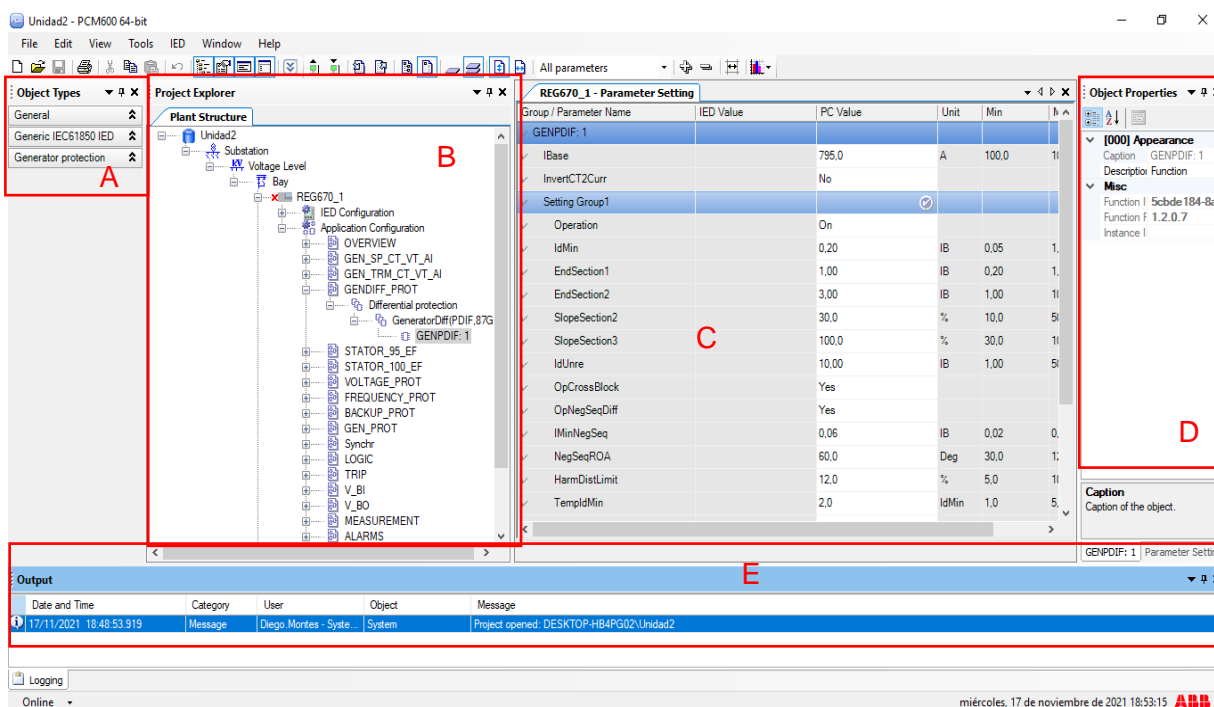


Figura 2.10 Pantalla principal del proyecto exportado.

Las diferentes ventanas de trabajo son:

- a) Ventana de tipo de objetos.
- b) Explorador de Proyecto.
- c) Ventana de configuración y aplicaciones.
- d) Ventana de característica del dispositivo REG670.
- e) Ventana de comando o mensaje de salida.

- **Lectura de datos en IED REG670**

Tanto la lectura como escritura de datos en el IED se lo realiza por medio de un cable utp, este cable conecta de forma rápida y segura el servidor al IED. Siempre se debe tener en cuenta que la dirección IP (Address) del IED sea configurada correctamente en el servidor para lograr la comunicación.

En la ventana de configuración y aplicaciones en el software PCM600 (Figura 2.8) se encuentran las diferentes protecciones para la cual fue creado el IED; de esta manera, el usuario puede lograr una lectura de los parámetros característicos de cada protección eléctrica.

- **Escritura de datos en IED REG670**

Para la escritura en el IED el usuario debe seleccionar la protección a configurar para luego establecer los nuevos parámetros, esta parte de la escritura y actualización de datos debe ser respaldada de un estudio técnico de calibración. Los parámetros corresponden según la protección a calibrar, como ejemplo, en la protección diferencial los parámetros son: corriente de base, datos de la curva característica de protección, corriente de restricción etc. Un escenario para la escritura de datos en el IED es hacerlo por primera vez para ser implementado en un sistema eléctrico, una vez que cumpla con las propiedades básicas de protección, la escritura en el IED se lo realizará en situaciones puntuales.

Existen proyectos hidroeléctricos con tecnología de protección muy antigua, en este caso se realiza la modernización de la central y se realiza nuevamente los cálculos del estudio de protecciones. Este sería otro de los motivos para que se vuelva a escribir o calibrar las protecciones eléctricas para una central de generación.

2.2 Etapa 2.- HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

La herramienta computacional desarrollada en la aplicación del software MATLAB permite la simulación de los puntos de disparo (actuación del relé) obtenido en la Etapa 1 del proceso descrito en la Figura 2.1.

La aplicación que utiliza la herramienta computacional es App Designer de MATLAB, esta herramienta permite la integración de los componentes visuales de una interfaz gráfica y la programación del comportamiento de la herramienta computacional [17].

La Figura 2.11 muestra el menú principal de la ventana de la interfaz del usuario, se visualiza que tipo de protecciones son analizadas en el programa, siendo las siguientes:

- Protección diferencial 87 G
- Protección de sobrecorriente 51
- Protección de sobrevoltaje 59
- Protección de frecuencia 81U-81O



Figura 2.11 Menú principal de la herramienta computacional.

Para continuar la explicación de la herramienta computacional y el cumplimiento de la etapa 2 establecida en la Figura 2.1, se detalla a continuación cada uno de las opciones de protección y la rutina a seguir en la etapa 2.

2.2.1 Opción 1.- Protección Relé Diferencial 87

La selección de Protección Relé 87 permite el ingreso de los parámetros base como se visualiza en la Figura 2.12, el ingreso de los datos solicitados en esta ventana permite al usuario obtener la curva teórica característica del relé diferencial, para este trabajo en la sección 1.4.1.1 muestra los puntos de inflexión y las pendientes correspondientes para la Central Hidroeléctrica Sarapullo.

The screenshot shows a MATLAB App window with the title "INGRESO DE PARÁMETROS BASE - SIMULACIÓN RELÉ 87". The window contains six input fields arranged in two columns. The left column has fields for "Ibase", "Iadmin", and "EndSection1", all containing the value "0". The right column has fields for "EndSection2", "Slop2", and "Slop3", also all containing the value "0". Below the input fields are three buttons: "INGRESAR DATOS" (highlighted in blue), "SIGUIENTE" (light blue), and "REGRESAR" (blue).

Figura 2.12 Ingreso de parámetros base de la protección diferencial 87.

El correcto llenado de los parámetros base (Figura 2.12) permite al usuario seguir con el procedimiento (botón siguiente), el apartado a continuación proporciona la selección del tipo de falla a simular (Figura 2.13).



Figura 2.13 Menú de fallas.

2.2.1.1 Ingreso de datos

La selección de cualquier caso de falla como muestra la Figura 2.13 dirige al usuario al apartado correspondiente (selección: falla trifásica; Figura 2.14). En la Figura 2.14 se observa el botón importar documento, el documento a cargar a la herramienta computacional es exclusivamente en formato *.xlsx (hoja de cálculo Excel), este documento puede ser modificado por el usuario según el escenario donde aplique el estudio de protecciones.

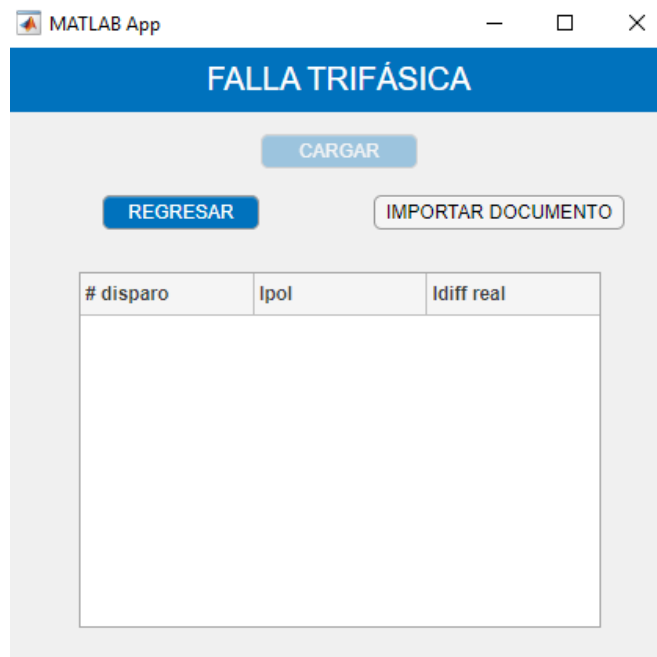


Figura 2.14 Sección de ingreso de datos falla trifásica de la interfaz de usuario.

Cuando se selecciona el archivo como se visualiza en la Figura 2.15, se obtiene datos de interés como: número de puntos de disparo, corriente de polarización y corriente diferencial

real. Estos datos son recopilados por medio de la maleta de prueba en pruebas reales de operación al relé para una debida configuración.

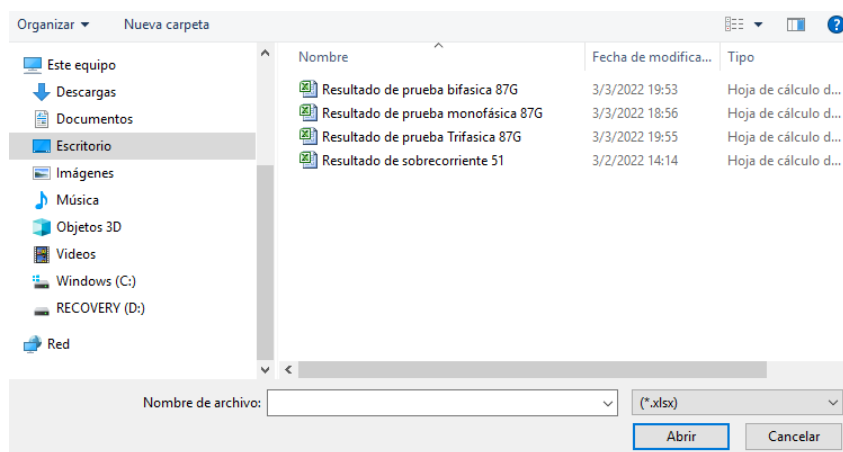


Figura 2.15 Ventana emergente para seleccionar el archivo *.xlsx.

2.2.1.2 Ventana de resultados

La herramienta computacional creada en este trabajo muestra como resultado una ventana de verificación de puntos de disparo (Figura 2.16), este resultado es la comparación de los puntos de disparo (datos reales) con la curva de calibración (datos teóricos), teniendo en cuenta la desviación estándar que se puede obtener entre ambos puntos, el procedimiento de muestra de resultados forma parte de la Etapa 3 establecida en la Figura 2.1.



Figura 2.16 Resultado de prueba.

La opción de *graficar* permite al usuario visualizar el resultado de los puntos de actuación del relé con respecto a la curva característica que representa una protección diferencial (Figura 2.17); por otro lado, el usuario dispone de la opción exportar datos siendo esta necesaria para una mejor visualización de resultados (Figura 2.18). El documento

exportado continúa siendo en formato *.xlsx donde contiene información como corriente de polarización, corriente diferencial nominal, corriente diferencial real, desviación real, desviación absoluta, estado de la prueba y resultado.

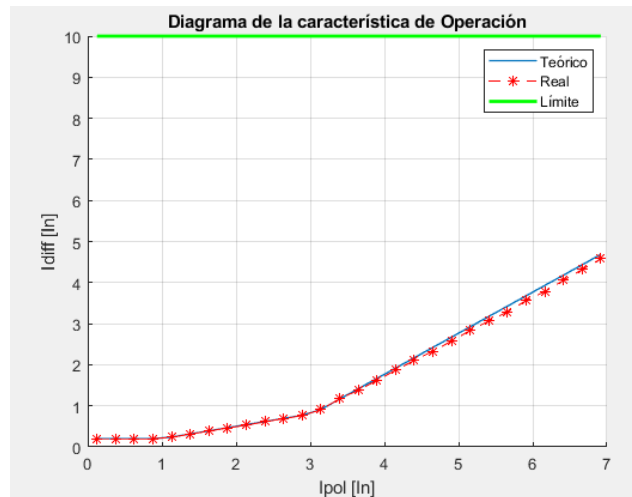


Figura 2.17 Ejemplo de gráfica de simulación de falla trifásica.

Como se observa en la Figura 2.18 el documento exportado realiza el cálculo de la desviación obtenida entre la curva característica diferencial (curva teórica) y los puntos reales de actuación de disparo del relé diferencial, la desviación real resulta de la operación siguiente:

$$DESREL = \frac{Idiffnom - Idiffreal}{Idiffnom} \times 100 \quad (19)$$

De igual manera la desviación absoluta viene a ser la diferencia entre la corriente diferencial nominal y la corriente diferencial real.

IPOL	IDIFFNOM	IDIFFREAL	DESREL	DESABS	ESTADO	RESULTADO
0.12579	0.2	0.20377	1.8868	0.0037736	Probado	CORRECTO
0.37736	0.2	0.19748	1.2579	0.0025157	Probado	CORRECTO
0.62893	0.2	0.19748	1.2579	0.0025157	Probado	CORRECTO
0.8805	0.2	0.19748	1.2579	0.0025157	Probado	CORRECTO
1.1321	0.23962	0.23522	1.8373	0.0044025	Probado	CORRECTO
1.3836	0.31509	0.31069	1.3972	0.0044025	Probado	CORRECTO
1.6352	0.39057	0.38616	1.1272	0.0044025	Probado	CORRECTO
1.8868	0.46604	0.46164	0.94467	0.0044025	Probado	CORRECTO
2.1384	0.54151	0.52956	2.2067	0.01195	Probado	CORRECTO
2.3899	0.61698	0.61258	0.71356	0.0044025	Probado	CORRECTO
2.6415	0.69245	0.68805	0.63579	0.0044025	Probado	CORRECTO
2.8931	0.76792	0.76352	0.5733	0.0044025	Probado	CORRECTO
3.1447	0.91258	0.90943	0.34459	0.0031447	Probado	CORRECTO
3.3962	1.1642	1.1711	0.59427	0.0069182	Probado	CORRECTO
3.6478	1.4157	1.3811	2.4434	0.034591	Probado	CORRECTO
3.8994	1.6673	1.6201	2.8291	0.04717	Probado	CORRECTO
4.1509	1.9189	1.8667	2.7204	0.052201	Probado	CORRECTO
4.4025	2.1704	2.1044	3.0426	0.066038	Probado	CORRECTO
4.6541	2.422	2.3308	3.7653	0.091195	Probado	CORRECTO
4.9057	2.6736	2.5761	3.6462	0.097484	Probado	CORRECTO
5.1572	2.9252	2.8377	2.9886	0.087421	Probado	CORRECTO
5.4088	3.1767	3.0667	3.4647	0.11006	Probado	CORRECTO
5.6604	3.4283	3.2906	4.0176	0.13774	Probado	CORRECTO
5.9119	3.6799	3.5635	3.1619	0.11635	Probado	CORRECTO
6.1635	3.9314	3.7811	3.8234	0.15031	Probado	CORRECTO
6.4151	4.183	4.0553	3.0522	0.12767	Probado	CORRECTO
6.6667	4.4346	4.3182	2.6237	0.11635	Probado	CORRECTO
6.9182	4.6862	4.5774	2.3218	0.10881	Probado	CORRECTO

Figura 2.18 Ejemplo de tabla de resultados extraída de la prueba trifásica.

De la misma manera que en falla trifásica, el proceso de selección de los diferentes casos de fallas (Figura 2.13) permite al usuario realizar un análisis del comportamiento del relé ante fenómenos perturbadores, siendo verificada en cada caso las desviaciones respectivas de cada punto de disparo con respecto a la curva característica diferencial de la máquina.

2.2.2 Opción 2.- Protección Relé Sobrecorriente 51

El usuario al seleccionar la opción de protección relé 51 como indica la Figura 2.2, despliega una nueva ventana de prueba (Figura 2.19), esta nueva interfaz permite al usuario obtener una simulación de los puntos de actuación del relé con respecto a las curvas ANSI de tiempo inverso (Tiempo vs Corriente) características del relé de sobrecorriente. En la sección 1.4.2 se establece conceptos y parámetros que permiten al usuario un mayor entendimiento de los parámetros a ingresar.

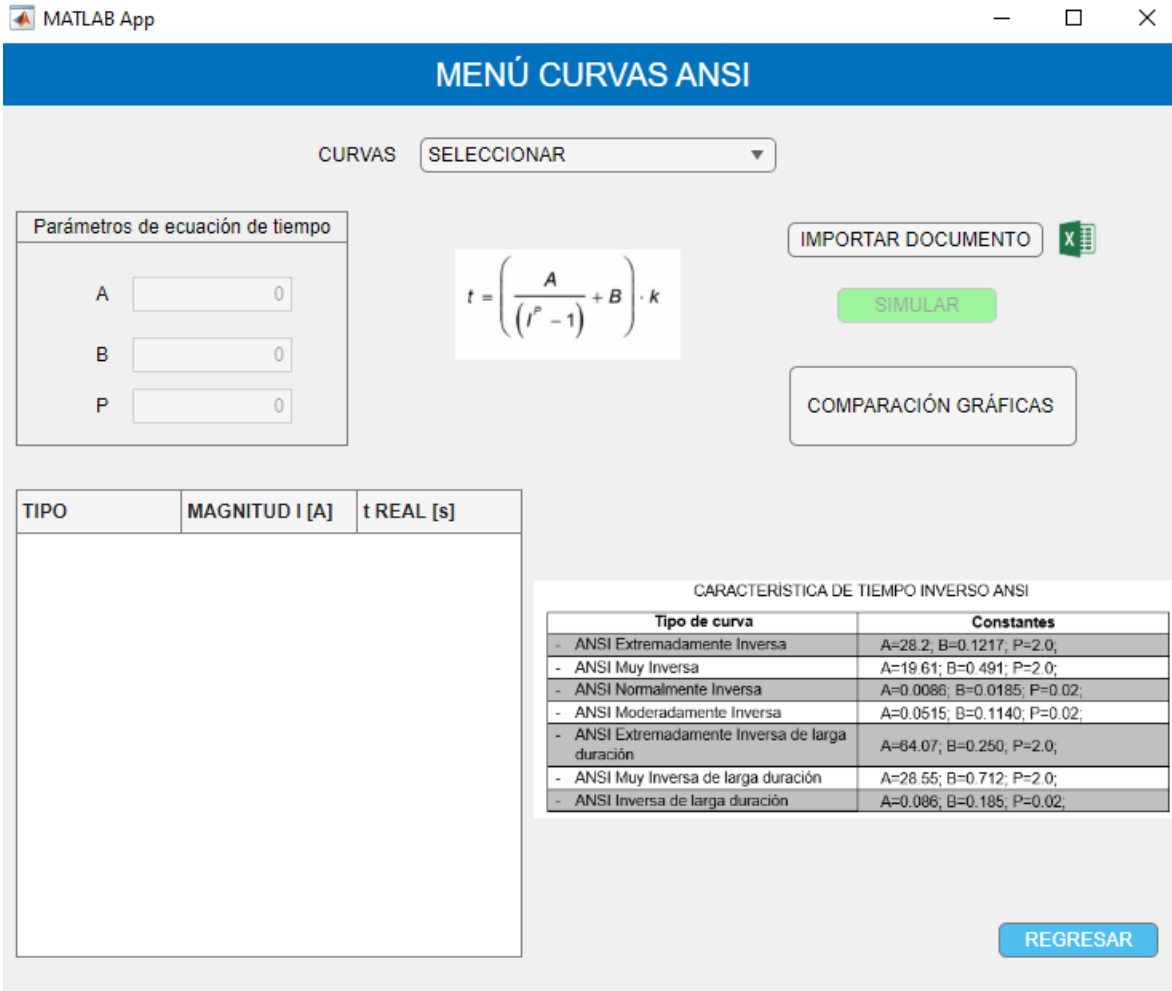


Figura 2.19 Sección de ingreso de datos protección de sobrecorriente 51.

2.2.2.1 Ingreso de datos

El usuario debe ingresar ciertos datos de la curva ANSI de tiempo inverso que no se encuentran explícitamente expuestos en el archivo *.xlsx de los puntos de actuación del relé de sobrecorriente, estos datos son: tipo de curva tiempo inverso ANSI, parámetros de la ecuación de tiempo (sección 1.4.2.1). Estos parámetros son exclusivamente característicos de la norma ANSI y sus constantes son denominados: A, B, P (parámetros que define la curva característica del relé) como se visualiza en la Tabla 1.2 y Figura 2.20.

Parámetros de ecuación de tiempo

A

B

P

$$t = \left(\frac{A}{(r^p - 1)} + B \right) \cdot k$$

Figura 2.20 Parámetros de curva de tiempo inverso ANSI.

Es importante la concordancia al elegir un tipo de curva (Figura 2.21) y los parámetros de la curva a simular (Tabla 1.2).

CURVAS SELECCIONAR

SELECCIONAR

EXTREMADAMENTE INVERSA

MUY INVERSA

INVERSA

MODERADAMENTE INVERSA

EXTREMADAMENTE INVERSA DE LARGA DURACIÓN

MUY INVERSA DE LARGA DURACIÓN

INVERSA DE LARGA DURACIÓN

Figura 2.21 Menú de tipo de curva de tiempo inverso ANSI.

La Figura 2.21 permite al usuario la elección de la curva necesaria para la comprobación de los parámetros establecidos, cada vez que el usuario seleccione un tipo de curva debe permanecer atento para el correcto llenado de los parámetros de la curva seleccionada, estas opciones de curva de tiempo inverso son referenciadas a la norma ANSI (sección 1.4.2.1).

De igual manera al apreciar la Figura 2.19 se observa que dispone la opción de importar documento .xlsx, este documento debe constar con los datos de prueba como: tipo de falla (Falla trifásica para este documento), magnitud de la corriente de falla visto desde el relé, tiempo real de actuación del relé. Esta información se carga a la herramienta computacional como se muestra en la Figura 2.22.

TIPO	MAGNITUD I [A]	t REAL [s]
A-B-C	5.1450	107.4000
A-B-C	5.4420	62.4100
A-B-C	7.9160	11.6300
A-B-C	10.3900	5.5540
A-B-C	12.8600	3.3620
A-B-C	15.3400	2.2970
A-B-C	17.8100	1.6900

Figura 2.22 Datos ingresados a la herramienta computacional.

2.2.2.2 Ventana de resultados

En la Figura 2.23 se visualiza que la interfaz permite al usuario exportar el documento .xlsx con los resultados de la prueba simulada, este documento (Figura 2.24) se caracteriza por disponer el resultado de la prueba de sobrecorriente realizada mostrando el tipo de falla simulada (Falla en las 3 fases), la magnitud de la corriente de falla, tiempo nominal esperado, tiempo real (tiempo adquirido en pruebas reales), desviación (comparación de resultado de tiempo nominal vs tiempo real), resultado.



Figura 2.23 Interfaz de resultado falla de sobrecorriente.

TIPO	MAGNITUD	tnom	treal	Desviación	RESULTADO
ABC	1029	107.23512	107.4	0.15375372	CORRECTO
ABC	1088.4	61.9136	62.41	0.80176199	CORRECTO
ABC	1583.2	11.529188	11.63	0.87440916	CORRECTO
ABC	2078	5.5005521	5.554	0.97168302	CORRECTO
ABC	2572	3.3316122	3.362	0.91210388	CORRECTO
ABC	3068	2.2684241	2.297	1.2597254	CORRECTO
ABC	3562	1.6641672	1.69	1.5522939	CORRECTO
ABC	4056	1.2838383	1.306	1.7262025	CORRECTO
ABC	4552	1.0271031	1.047	1.9371888	CORRECTO
ABC	4948	0.87788891	0.902	2.7464849	CORRECTO

Figura 2.24 Ejemplo de resultado de falla de sobrecorriente.

Por otro, la herramienta computacional también permite al usuario la visualización de resultados como muestra la Figura 2.25, el resultado grafico muestra la simulación de los datos teóricos (curva de tiempo inverso) y los puntos de actuación del relé según el incremento de la corriente de falla, estos puntos de actuación se los representa con un *.

La herramienta computacional permite visualizar que tan distante se encuentra el punto de actuación con referencia de la curva de tiempo inverso.

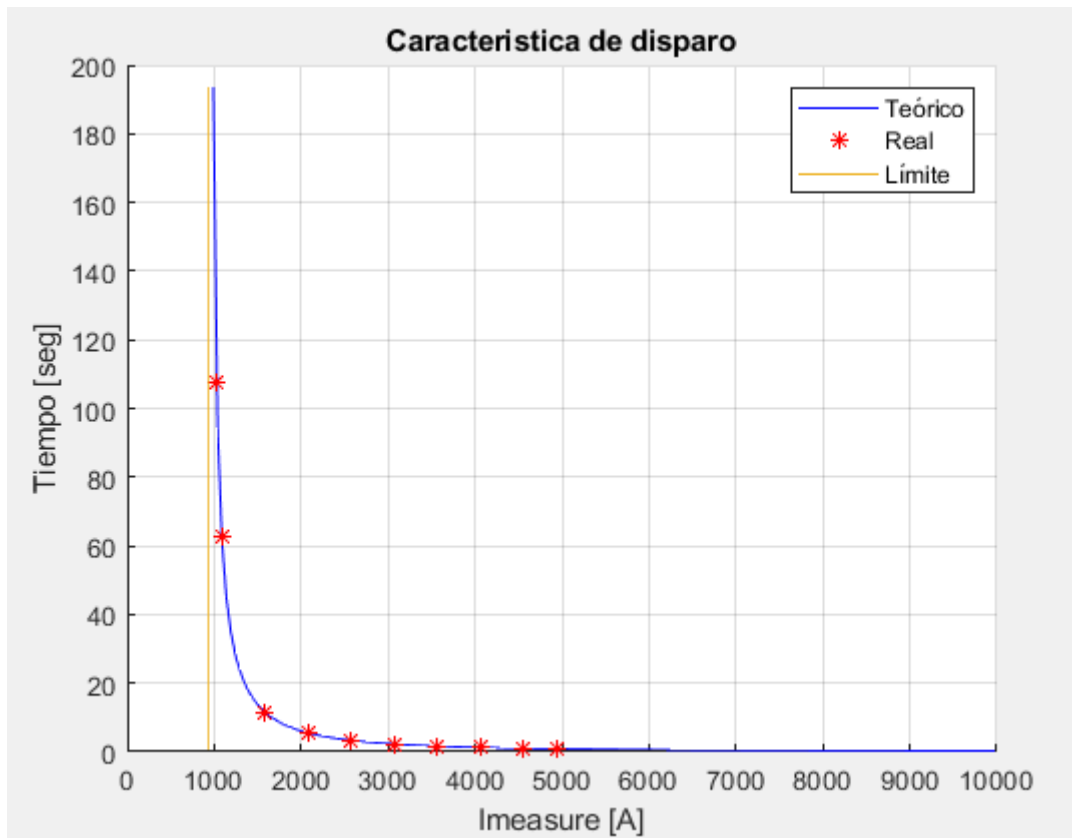


Figura 2.25 Resultado grafico de la prueba de sobrecorriente.

2.2.3 Opción 3.- Protección Relé de Sobrevoltaje 59

La selección de Protección Relé 59 en la interfaz principal de la herramienta computacional (Figura 2.11) permite al usuario la comprobación de los puntos de actuación del relé en el caso del incremento del voltaje por los distintos fenómenos físicos que lo producen.

En Figura 2.26 se observa que la interfaz dispone de dos tipos de pasos para la prueba de sobrevoltaje, el paso 1 implica una actuación del relé temporizada y en el caso del paso 2 la actuación del relé instantánea, la actuación del relé se detalla en la sección 1.4.3.



Figura 2.26 Interfaz para el ingreso de datos del relé de sobrevoltaje 59.

2.2.3.1 Ingreso de datos

El usuario al seleccionar la opción de datos de estudio para el sobrevoltaje paso 1 (Figura 2.27), la herramienta computacional despliega un mensaje informativo con los resultados que se tiene en el estudio técnico, la interfaz permite el ingreso de los rangos de voltaje que se desea probar y la verificación de la actuación del relé en el porcentaje de voltaje calibrado. De la misma forma al seleccionar la opción de datos de estudio para el sobrevoltaje paso 2 la herramienta computacional realiza la simulación correspondiente para la verificación de la actuación instantánea del relé.

MENÚ RELÉ 59

SOBREVOLTAJE PASO 1 DATOS DE ESTUDIO ▼

SOBREVOLTAJE PASO 2 NONE ▼

El estudio técnico nos indica el valor del primer disparo en 107% Vnom
Los valores a ingresar deben estar entre los límites de 100 a 110 %

Ingrese porcentaje de voltaje inicial:

Ingrese porcentaje de voltaje final:

INGRESAR

DATOS GRAFICAR REGRESAR

Figura 2.27 Interfaz de ingreso de datos del relé de sobrevoltaje.

2.2.3.2 Ventana de resultados

La interfaz de la Figura 2.27 entrega al usuario dos tipos de resultados como: resultado grafico de la actuación del relé, resultado de datos de voltaje y tiempo de actuación. El resultado grafico muestra el comportamiento que el relé tiene ante un evento de sobrevoltaje considerando si la acción es temporizada o instantánea, en la Figura 2.28 la actuación del relé se visualiza de forma temporizada, con un tiempo de sobrevoltaje de 10s para posterior a este tiempo tener la actuación del relé.

Por otro lado, los resultados de datos muestran en un archivo *.xlsx (Figura 2.29) la comparación de voltajes y tiempos tanto el real tomado en campo como teórico realizado en la herramienta computacional, esto permite al usuario disponer de una verificación de que tan diferente son los resultados teóricos vs lo reales, la evaluación será correcta o incorrecta según la tolerancia de desviación que sea permitida en esta prueba.

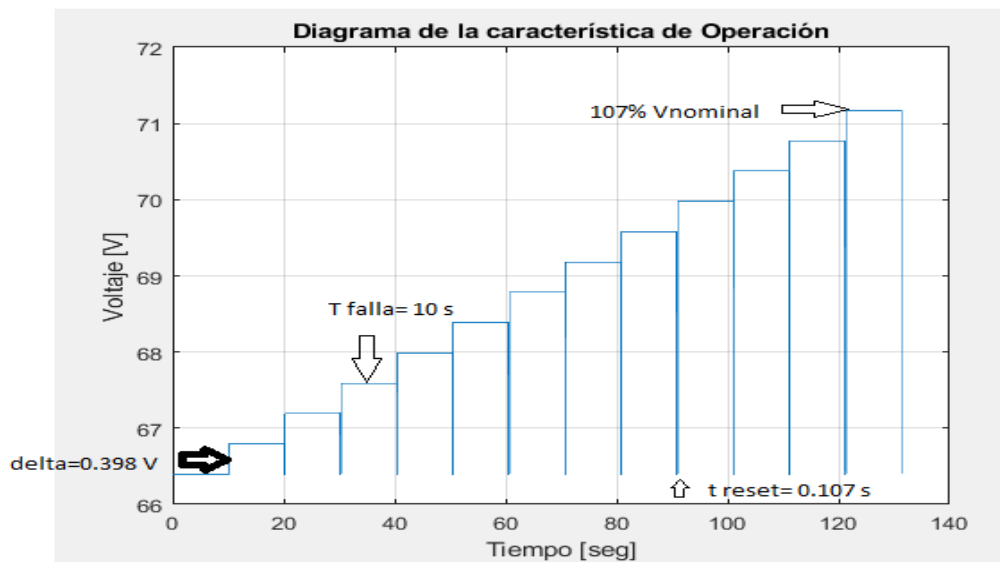


Figura 2.28 Gráfica de resultado de la actuación del relé de sobrevoltaje 59.

Vactuación	Vcalibrado	Desviación	tol	Evaluación
79,6743	79,67	0,00433715		2 CORRECTO
Tactuación	Tcalibrado	Desviación	tol	Evaluación
5	5,023	0,023		2 CORRECTO

Figura 2.29 Ejemplo de resultado de evento de sobrevoltaje.

2.2.4 Opción 4.- Protección Relé 81

El usuario al seleccionar la opción de protección relé 81 en la interfaz principal de la herramienta computacional (Figura 2.11) se permite la selección de dos submenús como: sobre frecuencia y baja frecuencia (Figura 2.30).



Figura 2.30 Submenú de la protección de sobre y baja frecuencia.

Cada una de estas dos opciones permitirá al usuario el ingreso de datos para la respectiva simulación.

2.2.4.1 Ingreso de datos

Al seleccionar una de las opciones antes mencionadas, la herramienta computacional permitirá el ingreso de datos al usuario y la respectiva comprobación de la prueba seleccionada. La Figura 2.31 muestra el menú de sobre frecuencia, la prueba tanto de sobre y baja frecuencia se clasifican en dos pasos, el paso 1 trata del comportamiento del relé temporizado y para el paso 2 el accionar del relé es instantáneo.



MENÚ SOBRE FRECUENCIA

PASO 1 PASO 2

Frecuencia Inicial:

Frecuencia final:

INGRESAR

REGRESAR EXPORTAR DATOS GRAFICAR

Figura 2.31 Interfaz de ingreso de datos evento de sobre frecuencia.

La herramienta computacional permite al usuario la verificación del punto de actuación del relé, al presionar el botón de paso 1 la interfaz despliega un mensaje con indicaciones pertinentes para la prueba que se va a realizar, esto se puede observar en la Figura 2.32.

The image shows a software interface with a light gray background. At the top, there are two blue buttons: 'PASO 1' on the left and 'PASO 2' on the right. Below 'PASO 1', the text 'Ingrese valores entre 61 y 65 Hz' is centered. Underneath this text, there are two input fields. The first is labeled 'Frecuencia Inicial:' and contains the number '0'. The second is labeled 'Frecuencia final:' and also contains the number '0'. To the right of these input fields, there is a blue button labeled 'INGRESAR'.

Figura 2.32 Interfaz para el ingreso de datos en evento de sobre frecuencia.

Los criterios de calibración que fueron utilizados para esta prueba se pueden visualizar en la sección 1.4.4.3.

2.2.4.2 Ventana de resultados

De igual manera que las protecciones anteriores, la interfaz permite al usuario descargar los resultados en un archivo de formato *.xlsx, este archivo contendrá datos de comparación de la frecuencia establecida por estudios técnicos y datos reales obtenidos en pruebas de campo, este resultado es evaluado según la tolerancia permitida para la protección siendo correcta o incorrecta la prueba de actuación del relé.

Por otro lado, la herramienta computacional permite graficar la forma de actuación del relé como se puede visualizar en la Figura 2.33. Esta grafica muestra a que tipo de actuación pertenece, para este ejemplo es una actuación temporizada (15 s) quiere decir que el relé detecta el incremento de la frecuencia y si este incremento sobrepasa el tiempo y el límite de sobre frecuencia establecido, el relé actuará.

La herramienta computacional aplica este método y análisis de resultados para ambos casos de sobre y bajas frecuencias teniendo claro que cada uno de los casos se dispone de dos pasos (temporal e instantáneo).

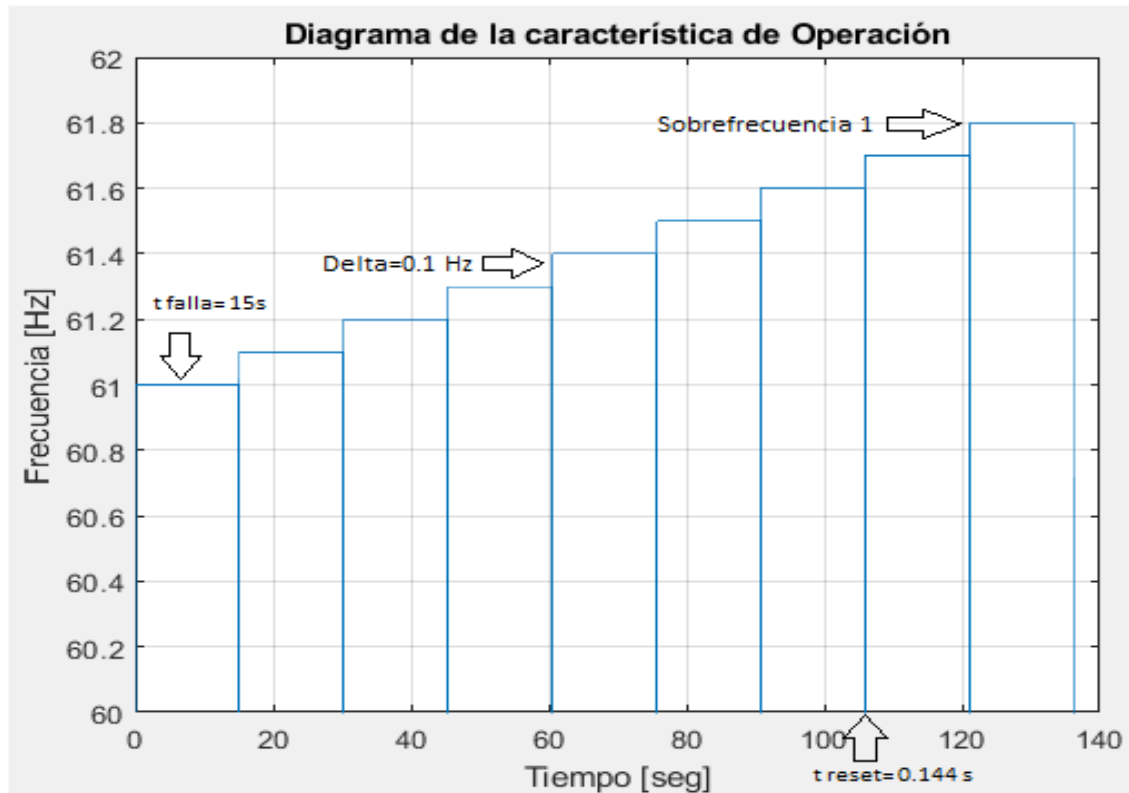


Figura 2.33 Ejemplo de gráfica de resultados para la protección 81.

2.3 Etapa 3.- INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En la tercera etapa se realiza la interpretación de resultados que se logran obtener en las etapas 1 y 2, en tal sentido que se debe analizar qué tan exitoso es el método de una primera calibración de los relés según lo establecido únicamente por los estudios técnicos.

Una primera calibración del relé conlleva la omisión de varios parámetros o situaciones que solo se permite observarlos con pruebas reales de operación, una de estas omisiones puede darse en las curvas características de operación; por tanto, cada relé se analiza por separado.

Para lograr una interpretación satisfactoria se toma en cuenta los criterios globales de ajuste de las protecciones, esto permite establecer que porcentaje de desviación se puede permitir en la comparación de los resultados teóricos versus los resultados reales.

2.3.1 Criterio global de ajustes para protecciones eléctricas

Lo que se detalla a continuación, se fundamenta en lo indicado en la referencia [18]. Para el adecuado ajuste de las protecciones se debe considerar todas las condiciones de

operación, éstas pueden ser temporales o permanentes, esto debido a que las protecciones están relacionadas con la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico.

- **Errores en casos de ajuste de voltajes, corrientes e impedancias**

Al realizar el ajuste se toma en cuenta un margen suficiente de tolerancia que abarque los posibles errores que se pueda tener en los voltajes, corrientes e impedancias, como se detalla en la Tabla 2.1, Tabla 2.2 y Tabla 2.3.

Tabla 2.1 Errores en ajustes de Voltaje [18].

Errores de Voltaje	Porcentaje
- Error de los transformadores de voltaje	1%
- Error de relé	1%
- Conexiones	1%
- Tolerancia de cálculo	5%
Total	8% => 10%

Tabla 2.2 Errores en ajustes de corriente [18].

Errores de Voltaje	Porcentaje
Error de los transformadores de corriente	5%
Error de relé	1%
Tolerancia de cálculo	5%
Total	11% => 15%

Tabla 2.3 Errores en ajustes de impedancia [18].

Errores de Voltaje	Porcentaje
Error de los transformadores de voltaje	1%
Error de relé	1%
Conexiones	1%
Error de los transformadores de corriente	5%
Error de parámetros de líneas	5%
Tolerancia de cálculo	5%
Total	18% => 20%

Por esta razón, los ajustes de voltaje se deben considerar un margen mínimo del 10% de error, siendo éste el caso más desfavorable. De igual forma, en los ajustes de corriente el margen mínimo de error es del 15% y de impedancia el 20% [18].

Por lo tanto, la herramienta computacional permite la debida comparación y registra un resultado que puede ser satisfactorio para el usuario, de ser esto contrario, el usuario emplea este resultado para lograr una corrección de calibración en base a análisis realizado.

2.4 Etapa 4.- RESULTADO

En esta etapa se obtendrá el resultado de la actuación de los relés cumpliendo sus propiedades básicas de protección, esto se logra con el cumplimiento de las otras tres etapas anteriores.

Una vez concluido el proceso de ajuste de protecciones, las nuevas calibraciones que dispongan los relés pueden ser implementadas para lograr el trabajo en conjunto del sistema de protecciones.

3 RESULTADOS

En el presente capítulo se realiza la verificación de la correcta calibración de protecciones, para lo cual se comparan los resultados entre el estudio técnico (Resultado Teórico) y las pruebas de disparo reales de los relés instalados en la máquina generadora (Resultados Prácticos).

A partir de lo antes mencionado se realiza una aplicación en la herramienta computacional desarrollada en MATLAB donde se simula el comportamiento del relé ante perturbaciones, el relé es simulado con las calibraciones según las especificaciones del estudio técnico. Una vez obtenida la simulación según el estudio técnico, se comprueba si la calibración es correcta al relacionar los resultados de la simulación con los resultados de disparo reales obtenidos en campo. Estos nuevos resultados de simulación permiten observar si los puntos de disparo se encuentran fuera de los límites de las curvas de protección características de cada función analizada del relé, dando paso a la corrección y validación del estudio de calibración de protecciones.

Las protecciones estudiadas en este trabajo se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Protecciones analizadas.

No. Caso	ELEMENTO	ANSI
1	Protección Diferencial del Generador	87G
2	Protección de Sobrecorriente	51
3	Protección de Sobrevoltaje	59
4	Protección de frecuencia	81U-81O

3.1 CASO 1: SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR (87G)

Como se ha explicado en secciones anteriores, la protección diferencial del generador 87G (protección diferencial longitudinal) es encargada de detectar cortocircuitos en el estator del generador. Estas fallas se ven reflejadas en el desbalance de corrientes entre la entrada (Neutro) y la salida del generador (Terminales).

Las pruebas de funcionalidad del relé se realizan para tres tipos de cortocircuito: fallas trifásicas, fallas bifásicas y fallas monofásicas; estos casos son estrictamente enfocados en el generador y en los devanados del mismo.

Al ejecutar un evento realizando una inyección de corriente de polarización (I_{pol}) al relé por medio de la maleta de prueba, se obtienen los puntos de actuación (disparos) del relé en el caso que la corriente de operación sobrepase la curva característica establecida.

La herramienta computacional creada en este trabajo muestra un menú de fallas mencionadas anteriormente para la protección 87G (Figura 3.1).



Figura 3.1 Menú de fallas protección diferencial.

3.1.1 INGRESO DE DATOS A LA RUTINA COMPUTACIONAL

Una vez realizados los cálculos respectivos para el ingreso de los parámetros base (sección 1.4.1.1) se procede a la ejecución de la rutina desarrollada en el presente trabajo, donde se puede observar en la Figura 3.2 el ingreso de los datos base para la formación de la curva característica, además se requiere cargar el archivo (*. xl) con los datos obtenidos en campo.

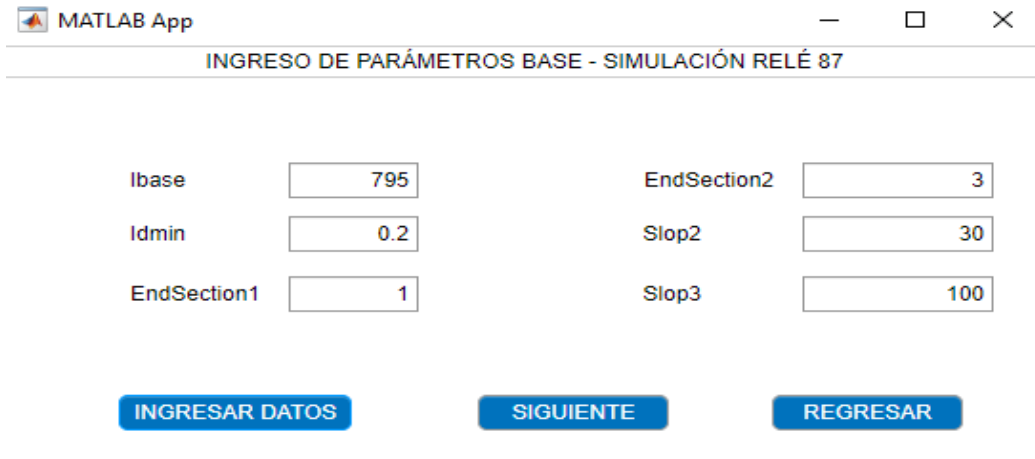


Figura 3.2 Ingreso de parámetros base.

3.1.2 Resultado de actuación en fallas trifásicas

Una vez ingresados los datos correspondientes en la rutina, se procede a correr el programa, luego de lo cual muestra los resultados obtenidos en la simulación de falla trifásica, este submenú permite comprobar el correcto funcionamiento del relé 87G frente a varios incrementos de la corriente.

Como se visualiza en el menú (Figura 3.3) no se dispone de puntos de disparos incorrectos.



Figura 3.3 Resultado de prueba.

Este resultado es favorable debido a no disponer de puntos de disparo incorrectos, esto explica que, al darse un incremento progresivo de la corriente diferencial en función del

tiempo, los puntos de actuación de disparo del relé 87G no sobrepasan a la zona segura de operación.

Uno de los objetivos de este trabajo de titulación es la comparación de estos puntos de disparo (datos reales) con la curva de calibración (dato teórico), donde la máxima desviación estándar que se puede obtener entre los dos puntos es del 8%. Este valor se establece a pesar que en estudios encontrados y referenciados en este trabajo (Tabla 2.2) es permitido los errores de ajuste de corriente del 11 al 15% [18].

Esta desviación se considera como un error absoluto, esto tiene como significado la diferencia positiva entre el valor real y un valor estimado, así que, en cualquier parte de la curva característica se puede tener una desviación máxima del 8 %.

La Figura 3.4 muestra como la calibración determinada en el estudio técnico para este tipo de falla, es correcta; y los puntos de operación del relé son acordes a lo esperado. De igual manera en la Tabla 3.2 se muestra la totalidad de resultados correctos, respaldando así el objetivo de este trabajo.

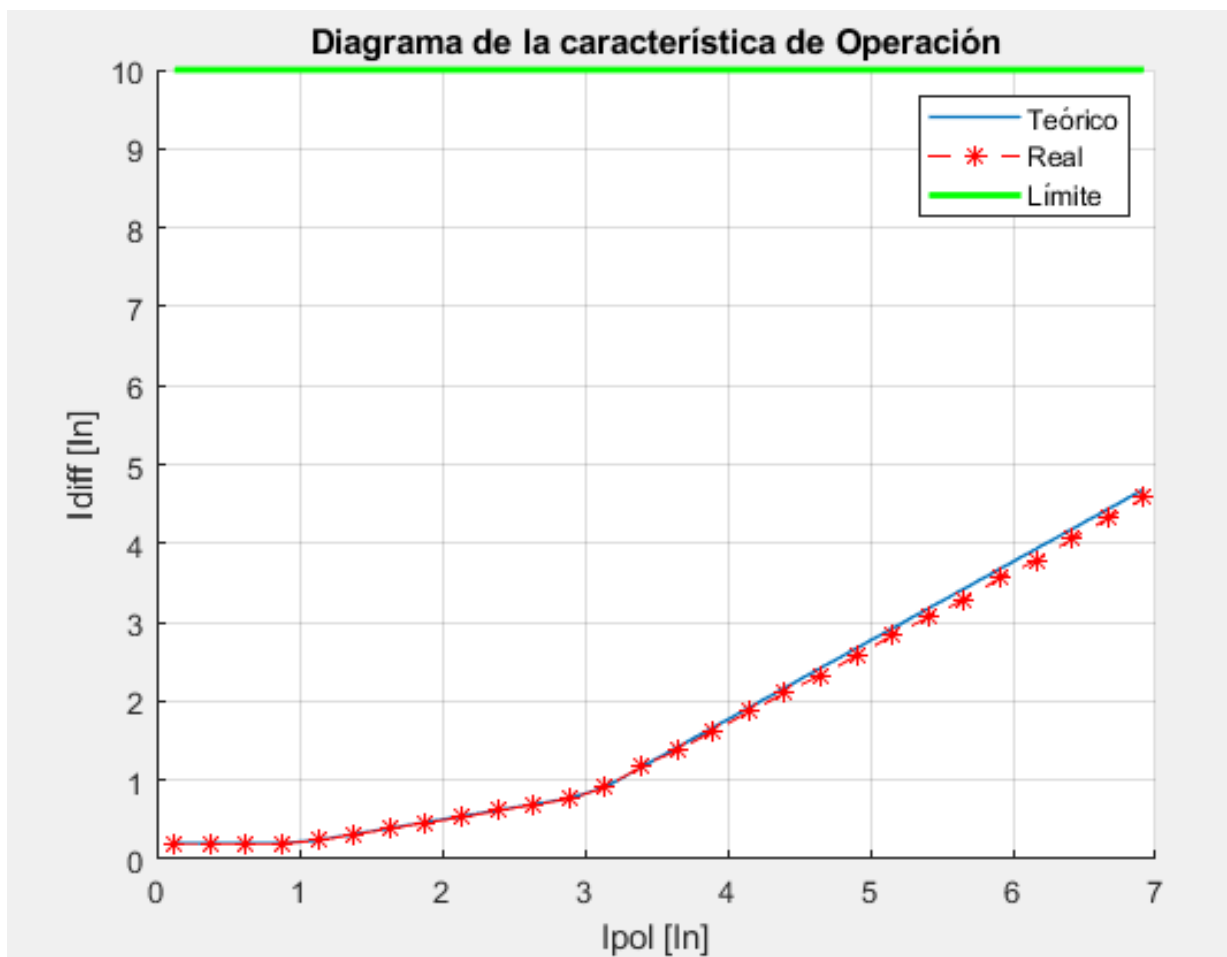


Figura 3.4 Grafica de falla trifásica.

Tabla 3.2 Resultado numérico de la falla trifásica.

IPOL	IDIFFNOM	IDIFFREAL	DESREL	DESABS	ESTADO	RESULTADO
0.12579	0.2	0.20377	1.8868	0.0037736	Probado	CORRECTO
0.37736	0.2	0.19748	1.2579	0.0025157	Probado	CORRECTO
0.62893	0.2	0.19748	1.2579	0.0025157	Probado	CORRECTO
0.8805	0.2	0.19748	1.2579	0.0025157	Probado	CORRECTO
1.1321	0.23962	0.23522	1.8373	0.0044025	Probado	CORRECTO
1.3836	0.31509	0.31069	1.3972	0.0044025	Probado	CORRECTO
1.6352	0.39057	0.38616	1.1272	0.0044025	Probado	CORRECTO
1.8868	0.46604	0.46164	0.94467	0.0044025	Probado	CORRECTO
2.1384	0.54151	0.52956	2.2067	0.01195	Probado	CORRECTO
2.3899	0.61698	0.61258	0.71356	0.0044025	Probado	CORRECTO
2.6415	0.69245	0.68805	0.63579	0.0044025	Probado	CORRECTO
2.8931	0.76792	0.76352	0.5733	0.0044025	Probado	CORRECTO
3.1447	0.91258	0.90943	0.34459	0.0031447	Probado	CORRECTO
3.3962	1.1642	1.1711	0.59427	0.0069182	Probado	CORRECTO
3.6478	1.4157	1.3811	2.4434	0.034591	Probado	CORRECTO
3.8994	1.6673	1.6201	2.8291	0.04717	Probado	CORRECTO
4.1509	1.9189	1.8667	2.7204	0.052201	Probado	CORRECTO
4.4025	2.1704	2.1044	3.0426	0.066038	Probado	CORRECTO
4.6541	2.422	2.3308	3.7653	0.091195	Probado	CORRECTO
4.9057	2.6736	2.5761	3.6462	0.097484	Probado	CORRECTO
5.1572	2.9252	2.8377	2.9886	0.087421	Probado	CORRECTO
5.4088	3.1767	3.0667	3.4647	0.11006	Probado	CORRECTO
5.6604	3.4283	3.2906	4.0176	0.13774	Probado	CORRECTO
5.9119	3.6799	3.5635	3.1619	0.11635	Probado	CORRECTO
6.1635	3.9314	3.7811	3.8234	0.15031	Probado	CORRECTO
6.4151	4.183	4.0553	3.0522	0.12767	Probado	CORRECTO
6.6667	4.4346	4.3182	2.6237	0.11635	Probado	CORRECTO
6.9182	4.6862	4.5774	2.3218	0.10881	Probado	CORRECTO

3.1.3 Resultado de actuación del relé en fallas bifásicas

Para todos los tipos de fallas de la protección diferencial los parámetros bases corresponden a los mismos mencionados en el apartado 3.1.1.

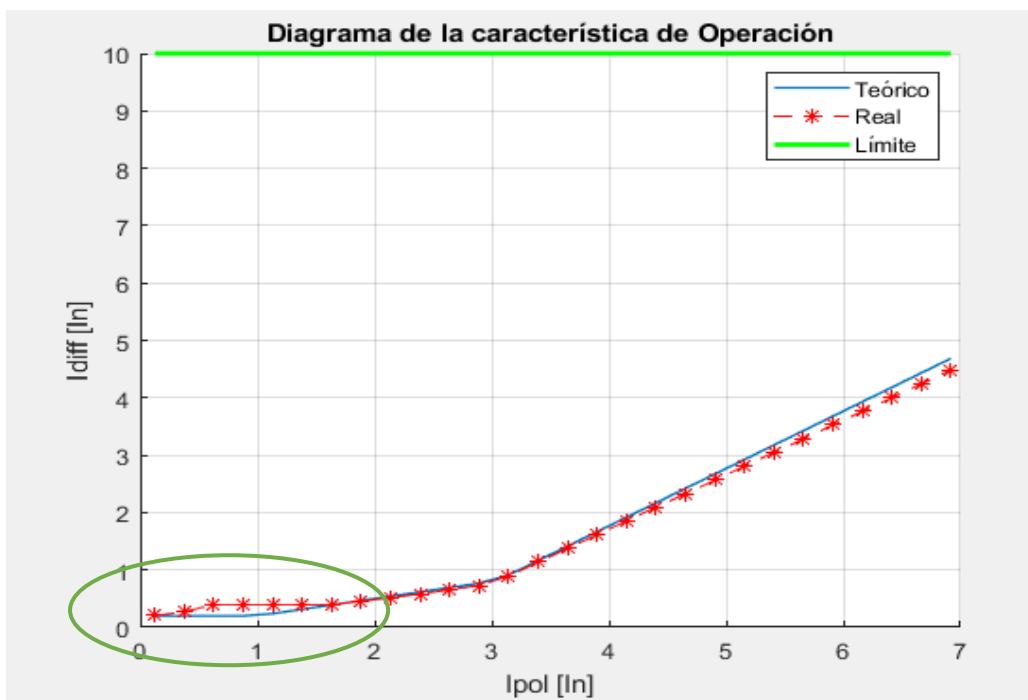
Siguiendo la misma metodología que en la falla trifásica, se realiza la comparativa de los puntos de actuación de la protección 87G. Para el caso de una falla bifásica se toma los datos correspondientes y se realiza la simulación en la rutina computacional obteniendo el siguiente resultado:



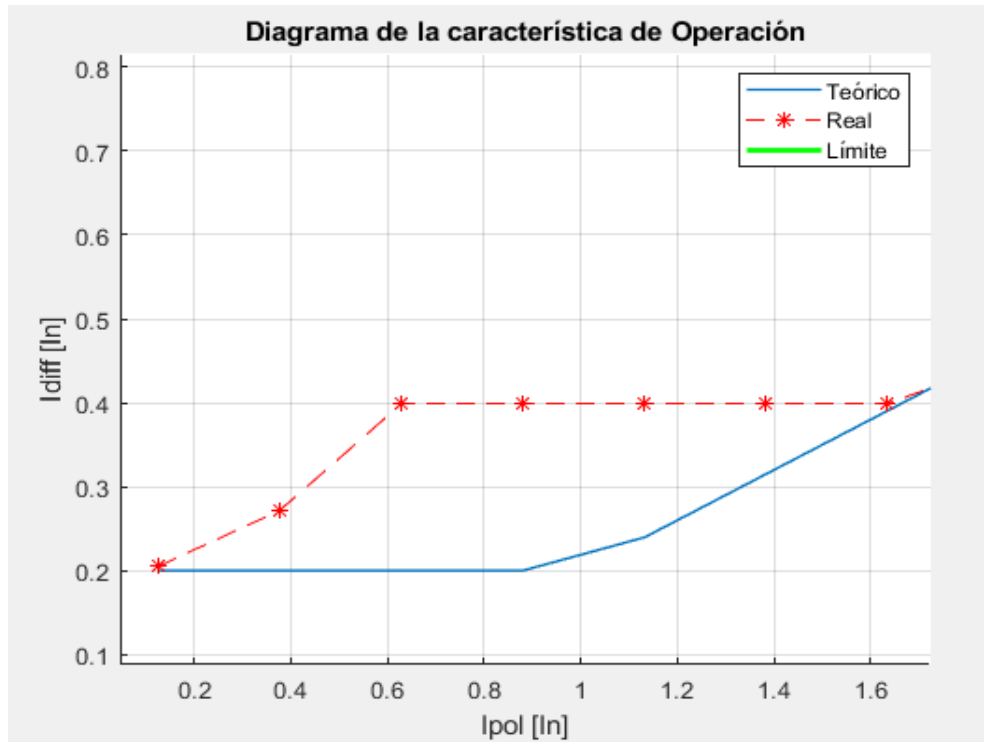
Figura 3.5 Resultado de falla bifásica.

Dentro de la respuesta a la prueba de una falla bifásica, se presentan 5 puntos de disparo incorrectos en la característica de la protección (estudio teórico), esto indica que 5 datos de operación del relé se encuentran fuera de la tolerancia admitida ($\pm 8\%$).

Al obtener la gráfica de los resultados se logra visualizar una anomalía para los datos reales; es decir, en la curva característica del relé diferencial se ve un “salto” de valores de corriente diferencial para la condición de corriente base (I_{pol}), esto produce el ajuste de una pendiente más en este tipo de relés (Ver figura 3.6).



a)



b)

Figura 3.6 a) Gráfica de falla bifásica b) Puntos incorrectos en la gráfica de falla bifásica. Asimismo, se procede a la verificación de los resultados numéricos de la desviación real obtenida (Tabla 3.3). Esta desviación real representa que tan alejado se encuentra el punto de disparo real de la protección respecto a la curva teórica calibrada.

Tabla 3.3 Resultado numérico de la falla bifásica.

IPOL	IDIFFNOM	IDIFFREAL	DESREL	DESABS	ESTADO	RESULTADO
0.125786	0.2	0.205031	2.51572	0.00503145	Probado	CORRECTO
0.377358	0.2	0.271698	35.8491	0.0716981	Probado	INCORRECTO
0.628931	0.2	0.398742	99.3711	0.198742	Probado	INCORRECTO
0.880503	0.2	0.398742	99.3711	0.198742	Probado	INCORRECTO
1.13208	0.239623	0.398742	66.4042	0.159119	Probado	INCORRECTO
1.38365	0.315094	0.398742	26.5469	0.0836478	Probado	INCORRECTO
1.63522	0.390566	0.398742	2.0934	0.0081761	Probado	CORRECTO
1.88679	0.466038	0.45283	2.83401	0.0132075	Probado	CORRECTO
2.13836	0.541509	0.516981	4.52962	0.0245283	Probado	CORRECTO
2.38994	0.616981	0.581132	5.8104	0.0358491	Probado	CORRECTO
2.64151	0.692453	0.654088	5.54042	0.0383648	Probado	CORRECTO
2.89308	0.767925	0.728302	5.15971	0.0396226	Probado	CORRECTO
3.14465	0.912579	0.89434	1.99862	0.018239	Probado	CORRECTO
3.39623	1.16415	1.13836	2.21502	0.0257862	Probado	CORRECTO
3.6478	1.41572	1.3761	2.79876	0.0396226	Probado	CORRECTO
3.89937	1.6673	1.61258	3.28178	0.054717	Probado	CORRECTO
4.15094	1.91887	1.8566	3.24484	0.0622642	Probado	CORRECTO
4.40252	2.17044	2.09308	3.56418	0.0773585	Probado	CORRECTO
4.65409	2.42201	2.32956	3.81719	0.0924528	Probado	CORRECTO
4.90566	2.67358	2.56604	4.02258	0.107547	Probado	CORRECTO
5.15723	2.92516	2.81006	3.93464	0.115094	Probado	CORRECTO
5.40881	3.17673	3.04654	4.0982	0.130189	Probado	CORRECTO
5.66038	3.4283	3.28302	4.23775	0.145283	Probado	CORRECTO
5.91195	3.67987	3.5283	4.11895	0.151572	Probado	CORRECTO
6.16352	3.93145	3.76478	4.23932	0.166667	Probado	CORRECTO
6.41509	4.18302	4.00126	4.34521	0.181761	Probado	CORRECTO
6.66667	4.43459	4.24528	4.2689	0.189308	Probado	CORRECTO
6.91824	4.68616	4.48176	4.36183	0.204403	Probado	CORRECTO

Se puede observar los 5 datos que sobrepasan la tolerancia admitida para esta protección. Con este salto (estos 5 puntos de operación) provoca que la protección pierda sensibilidad.

Este salto o modificación en la primera zona de operación significa una característica única, no encontrada en la literatura técnica analizada, para el relé de protección del generador de la Central Hidroeléctrica Sarapullo.

3.1.3.1 Aplicación de la maleta de prueba

A fin de realizar una corrección en la curva característica de la protección 87G se realizó un análisis acerca del salto registrado en la primera zona de operación [19]. De esta manera, con el empleo de la maleta de pruebas, se considera lo siguiente para una prueba de falla bifásica A-B se tiene la siguiente condición (variables n,m):

$$\begin{aligned}
 I_{diffA} &= n & I_{polA} &= m \\
 I_{diffB} &= n & I_{polB} &= m \\
 I_{diffC} &= 2*n & I_{polC} &= 2*m
 \end{aligned}$$

Este caso en particular da como resultado tres puntos de pruebas para los tres elementos de medición (TCs) relacionados con la fase, se obtienen dos puntos en (m;n) y un solo

punto en $(2^*m;2^*n)$, el último corresponde al dato de punto de prueba realmente ingresado, puesto que los otros dos puntos funcionan a la mitad de los valores de corriente realmente esperada, la característica prácticamente se aumenta por un factor de dos como se indica anteriormente.

Las dos características de doble pendiente resultantes de los tres sistemas, que se cortan entre sí (Figura 3.7), producen una zona a valores de I_{diff} e I_{pol} más altos en la que los dos sistemas con las corrientes a la mitad disparan, debido a la característica de sensibilidad más alta que presentan las corrientes a la mitad.

Dado que el relé diferencial tiene una medida selectiva por fase, pero un disparo enlazado por una condición OR, se producirá un disparo correcto, ya que dos de los tres puntos están en el área de disparo. Para permitir una evaluación adecuada, la rutina cambia automáticamente la característica para representar el solapamiento resultante de las dos características para los tres puntos de medida.[19]

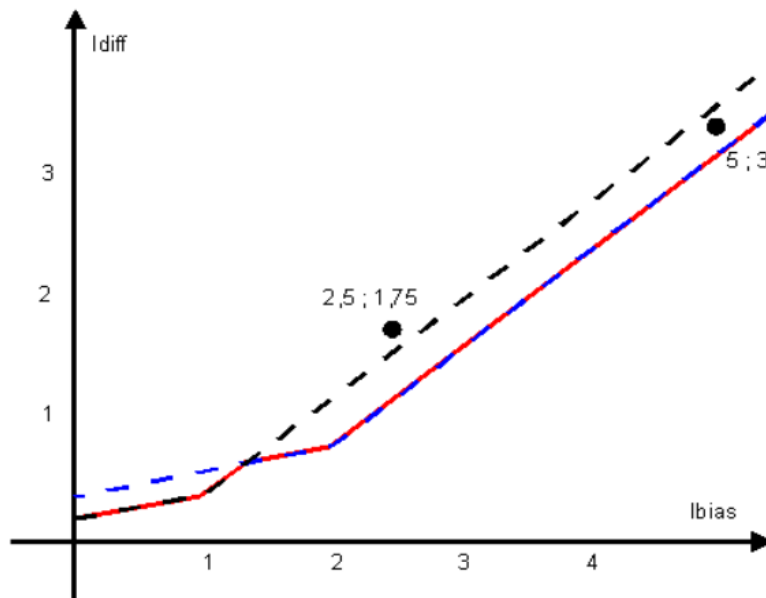


Figura 3.7 Resultado de prueba falla bifásica A-B [19].

Una vez que se cuenta con la información que garantiza que este salto es real para la operación del relé, se realiza la debida corrección en la curva calibrada.

3.1.3.2 Corrección de la actuación del relé para fallas bifásicas y monofásicas

En cumplimiento de uno de los objetivos de este trabajo, se realizó el ajuste adecuado de la protección diferencial para los diferentes casos que son fallas bifásicas y monofásicas.

Sobre la base de lo indicado en la sección anterior, se procedió a la toma de datos de más puntos de disparo en la zona donde se produce este fenómeno de salto al doble de la corriente de polarización, para esta nueva toma de datos se programa un incremento de la corriente I_{pol} en pasos de 0.05 de la corriente nominal (I_n) obteniendo así 11 nuevos puntos de disparo (Ver Tabla 3.4 y Tabla 3.5).

Tabla 3.4 Prueba de disparo falla Bifásica.

# disparo	I_{pol}	I_{diff} real
1	0.10 I_n	0.20 I_n
2	0.15 I_n	0.20 I_n
3	0.20 I_n	0.20 I_n
4	0.25 I_n	0.20 I_n
5	0.30 I_n	0.20 I_n
6	0.35 I_n	0.25 I_n
7	0.40 I_n	0.32 I_n
8	0.45 I_n	0.38 I_n
9	0.50 I_n	0.40 I_n
10	0.55 I_n	0.40 I_n
11	0.60 I_n	0.40 I_n

Tabla 3.5 Prueba de disparo falla Monofásica.

# disparo	I_{pol}	I_{diff} real
1	0.10 I_n	0.20 I_n
2	0.15 I_n	0.20 I_n
3	0.20 I_n	0.20 I_n
4	0.25 I_n	0.20 I_n
5	0.30 I_n	0.27 I_n
6	0.35 I_n	0.33 I_n
7	0.40 I_n	0.39 I_n
8	0.45 I_n	0.40 I_n
9	0.50 I_n	0.40 I_n
10	0.55 I_n	0.40 I_n
11	0.60 I_n	0.40 I_n

Con estos nuevos datos se puede verificar que en la falla bifásica el incremento en la curva se da un poco antes que la falla monofásica.

En la Tabla 3.4 de la prueba de disparo (falla bifásica) se observa que cuando la corriente de polarización llega a un valor de 0.25 I_n , la corriente diferencial empieza a formar la

rampa de crecimiento al doble de los valores iniciales, estos datos permiten tener la referencia de ajuste para la nueva calibración (Tabla 3.6).

De la misma manera, en la Tabla 3.5 de la prueba de disparo de falla monofásica se observa que al tener una corriente de polarización de $0.30 I_n$, la corriente diferencial empieza con el punto de partida para formar la rampa de crecimiento al doble del valor inicial.

Bajo esta observación se establecen los siguientes datos para la nueva calibración:

Tabla 3.6 Nuevos puntos de disparo para incremento de la pendiente falla bifásica.

lpol	ldiff
0.25	0.20
0.30	0.27
0.35	0.33
0.40	0.39
0.45	0.40

Tabla 3.7 Nuevos puntos de disparo para incremento de la pendiente falla monofásica.

lpol	ldiff
0.30	0.20
0.35	0.25
0.40	0.32
0.45	0.38
0.50	0.40

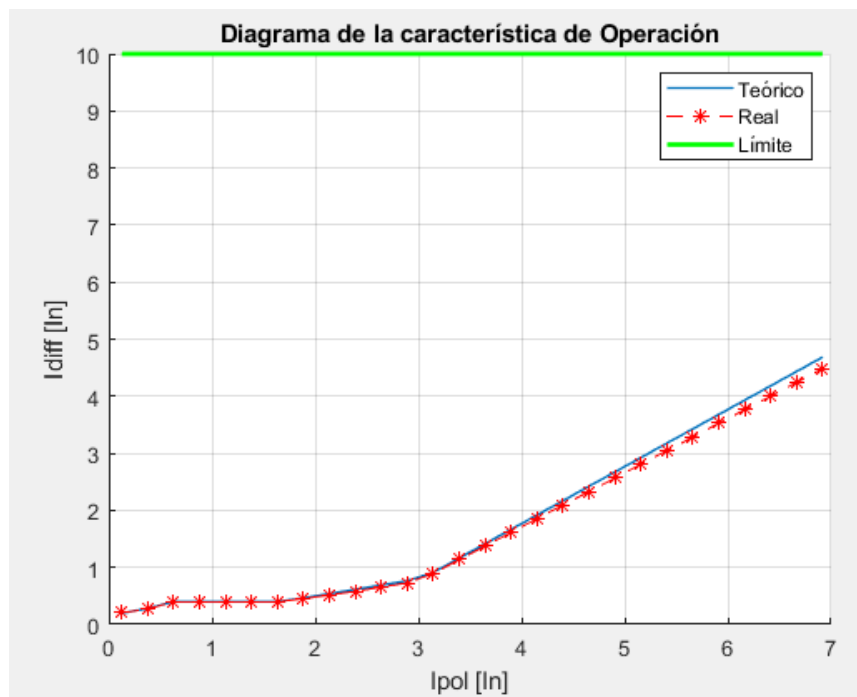
Cabe recalcar que el nuevo ajuste propuesto por el presente trabajo, se lo realiza a la curva teórica, la curva de tiempo real no se puede modificar ya que es una característica del relé.

3.1.3.3 Nuevo resultado de actuación del relé para fallas bifásicas

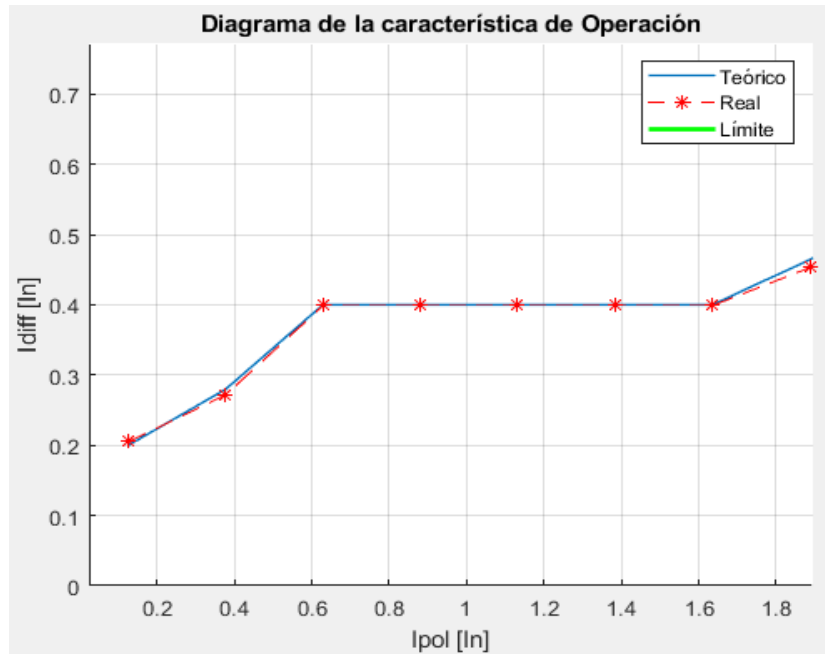
Ante lo descrito en la sección anterior se procede a la nueva calibración de la protección diferencial con los nuevos puntos obtenidos, teniendo los resultados que se muestran a continuación (Figura 3.7):



Figura 3.7 Resultados de falla bifásica corregida.



a)



b)

Figura 3.8 a) Gráficas del resultado de la característica corregida b) Puntos de disparos y curva corregida.

En la Figura 3.8 b) se observa un afinamiento de la curva teórica con la real, los puntos de disparo no sobrepasan el porcentaje de la desviación estándar (Ver Tabla 3.8).

Por lo tanto, los resultados para todos los puntos de actuación probados son correctos como se muestra en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Resultado numérico de falla bifásica con característica 87G corregida.

IPOL	IDIFFNOM	IDIFFREAL	DESREL	DESABS	ESTADO	RESULTADO
0.12579	0.2	0.20503	2.5157	0.0050314	Probado	CORRECTO
0.37736	0.27981	0.2717	2.8995	0.0081132	Probado	CORRECTO
0.62893	0.4	0.39874	0.31447	0.0012579	Probado	CORRECTO
0.8805	0.4	0.39874	0.31447	0.0012579	Probado	CORRECTO
1.1321	0.4	0.39874	0.31447	0.0012579	Probado	CORRECTO
1.3836	0.4	0.39874	0.31447	0.0012579	Probado	CORRECTO
1.6352	0.4	0.39874	0.31447	0.0012579	Probado	CORRECTO
1.8868	0.46415	0.45283	2.439	0.011321	Probado	CORRECTO
2.1384	0.53962	0.51698	4.1958	0.022642	Probado	CORRECTO
2.3899	0.61509	0.58113	5.5215	0.033962	Probado	CORRECTO
2.6415	0.69057	0.65409	5.2823	0.036478	Probado	CORRECTO
2.8931	0.76604	0.7283	4.9261	0.037736	Probado	CORRECTO
3.1447	0.91069	0.89434	1.7956	0.016352	Probado	CORRECTO
3.3962	1.1623	1.1384	2.0563	0.023899	Probado	CORRECTO
3.6478	1.4138	1.3761	2.669	0.037736	Probado	CORRECTO
3.8994	1.6654	1.6126	3.1722	0.05283	Probado	CORRECTO
4.1509	1.917	1.8566	3.1496	0.060377	Probado	CORRECTO
4.4025	2.1686	2.0931	3.4803	0.075472	Probado	CORRECTO
4.6541	2.4201	2.3296	3.7422	0.090566	Probado	CORRECTO
4.9057	2.6717	2.566	3.9548	0.10566	Probado	CORRECTO
5.1572	2.9233	2.8101	3.8726	0.11321	Probado	CORRECTO
5.4088	3.1748	3.0465	4.0412	0.1283	Probado	CORRECTO
5.6604	3.4264	3.283	4.185	0.1434	Probado	CORRECTO
5.9119	3.678	3.5283	4.0698	0.14969	Probado	CORRECTO
6.1635	3.9296	3.7648	4.1933	0.16478	Probado	CORRECTO
6.4151	4.1811	4.0013	4.302	0.17987	Probado	CORRECTO
6.6667	4.4327	4.2453	4.2281	0.18742	Probado	CORRECTO
6.9182	4.6843	4.4818	4.3233	0.20252	Probado	CORRECTO

3.1.4 Resultado de actuación del relé en fallas monofásicas

Sobre la base de las dos pruebas antes realizadas, se aplica de modo similar el procedimiento a este tipo de falla, como consecuencia se tiene un resultado de 4 puntos incorrectos (Figura 3.9) uno menos que en la falla bifásica.

MATLAB App

FALLA MONOFÁSICA

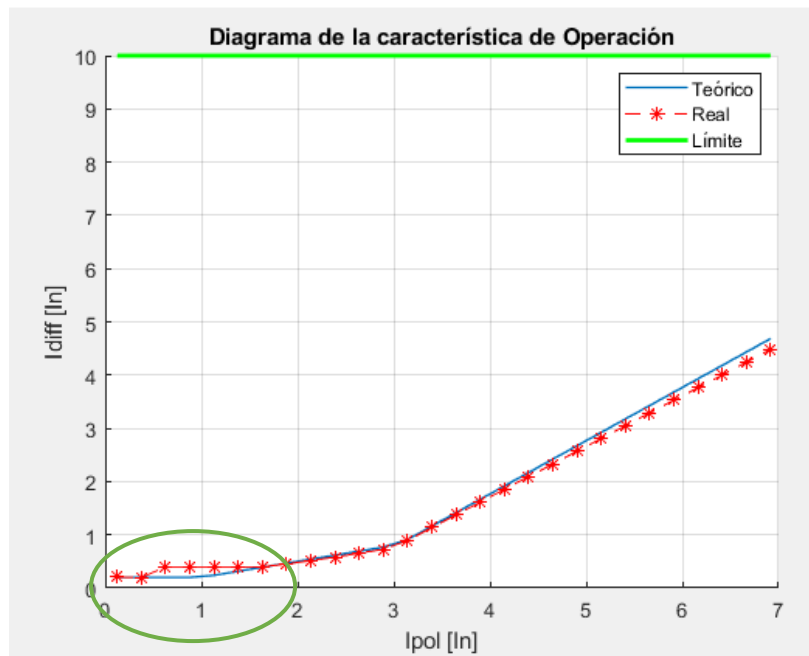
Puntos de disparo probados:

Puntos de disparo correctos:

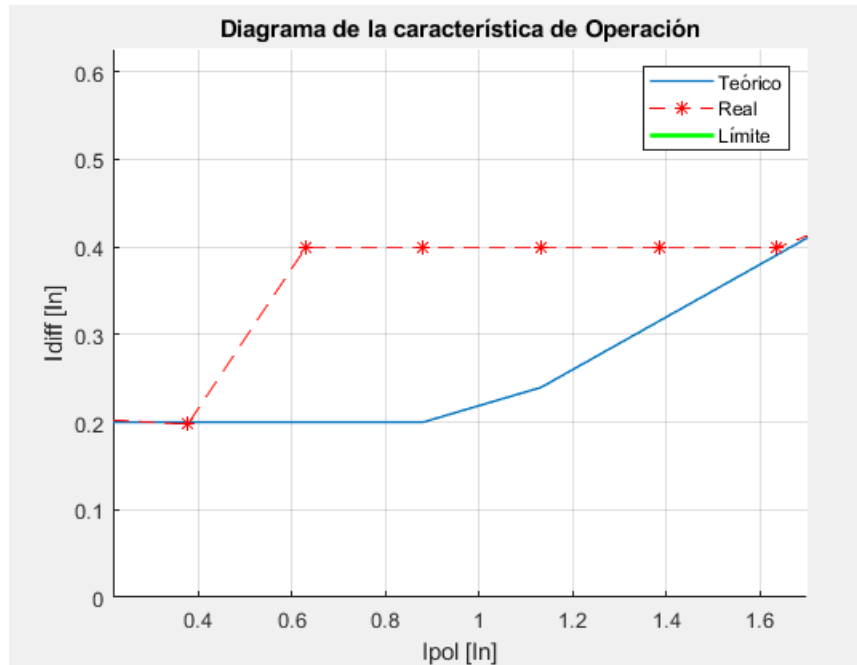
Puntos de disparo incorrectos:

Figura 3.9 Resultado de la falla monofásica.

Por otro lado, al analizar la Figura 3.10 se visualiza que la curva de disparo realiza el salto en un tiempo posterior al caso de la curva de disparo en falla bifásica, por consiguiente, se mantendrá la misma calibración que la falla bifásica y se comprobará si el resultado es el esperado para este tipo de falla.



a)



b)

Figura 3.10 a) Gráfica de falla monofásica b) Puntos incorrectos en la gráfica de falla monofásica.

Los resultados numéricos obtenidos en la simulación de la falla monofásica son muy parecidos a la falla bifásica, con la única diferencia de que el segundo punto de disparo si se encuentra dentro de la operación con una desviación real de la curva teórica de 1.25 (Figura 3.10). La curva característica de la falla monofásica realiza el salto después que la bifásica.

Se puede observar los 4 datos que sobrepasan la tolerancia admitida para esta protección (Tabla 3.9), provocando así una pérdida de sensibilidad.

Tabla 3.9 Resultado numérico de falla monofásica.

IPOL	IDIFFNOM	IDIFFREAL	DESREL	DESABS	ESTADO	RESULTADO
0.125786	0.2	0.205031	2.51572	0.00503145	Probado	CORRECTO
0.377358	0.2	0.197484	1.25786	0.00251572	Probado	CORRECTO
0.628931	0.2	0.398742	99.3711	0.198742	Probado	INCORRECTO
0.880503	0.2	0.398742	99.3711	0.198742	Probado	INCORRECTO
1.13208	0.239623	0.398742	66.4042	0.159119	Probado	INCORRECTO
1.38365	0.315094	0.398742	26.5469	0.0836478	Probado	INCORRECTO
1.63522	0.390566	0.398742	2.0934	0.0081761	Probado	CORRECTO
1.88679	0.466038	0.45283	2.83401	0.0132075	Probado	CORRECTO
2.13836	0.541509	0.516981	4.52962	0.0245283	Probado	CORRECTO
2.38994	0.616981	0.581132	5.8104	0.0358491	Probado	CORRECTO
2.64151	0.692453	0.654088	5.54042	0.0383648	Probado	CORRECTO
2.89308	0.767925	0.728302	5.15971	0.0396226	Probado	CORRECTO
3.14465	0.912579	0.89434	1.99862	0.018239	Probado	CORRECTO
3.39623	1.16415	1.13836	2.21502	0.0257862	Probado	CORRECTO
3.6478	1.41572	1.3761	2.79876	0.0396226	Probado	CORRECTO
3.89937	1.6673	1.61258	3.28178	0.054717	Probado	CORRECTO
4.15094	1.91887	1.8566	3.24484	0.0622642	Probado	CORRECTO
4.40252	2.17044	2.09308	3.56418	0.0773585	Probado	CORRECTO
4.65409	2.42201	2.32956	3.81719	0.0924528	Probado	CORRECTO
4.90566	2.67358	2.57358	3.7403	0.1	Probado	CORRECTO
5.15723	2.92516	2.81006	3.93464	0.115094	Probado	CORRECTO
5.40881	3.17673	3.04654	4.0982	0.130189	Probado	CORRECTO
5.66038	3.4283	3.29057	4.01761	0.137736	Probado	CORRECTO
5.91195	3.67987	3.5283	4.11895	0.151572	Probado	CORRECTO
6.16352	3.93145	3.76478	4.23932	0.166667	Probado	CORRECTO
6.41509	4.18302	4.00126	4.34521	0.181761	Probado	CORRECTO
6.66667	4.43459	4.24528	4.2689	0.189308	Probado	CORRECTO
6.91824	4.68616	4.48176	4.36183	0.204403	Probado	CORRECTO

3.1.4.1 Corrección de la actuación del relé en fallas monofásicas

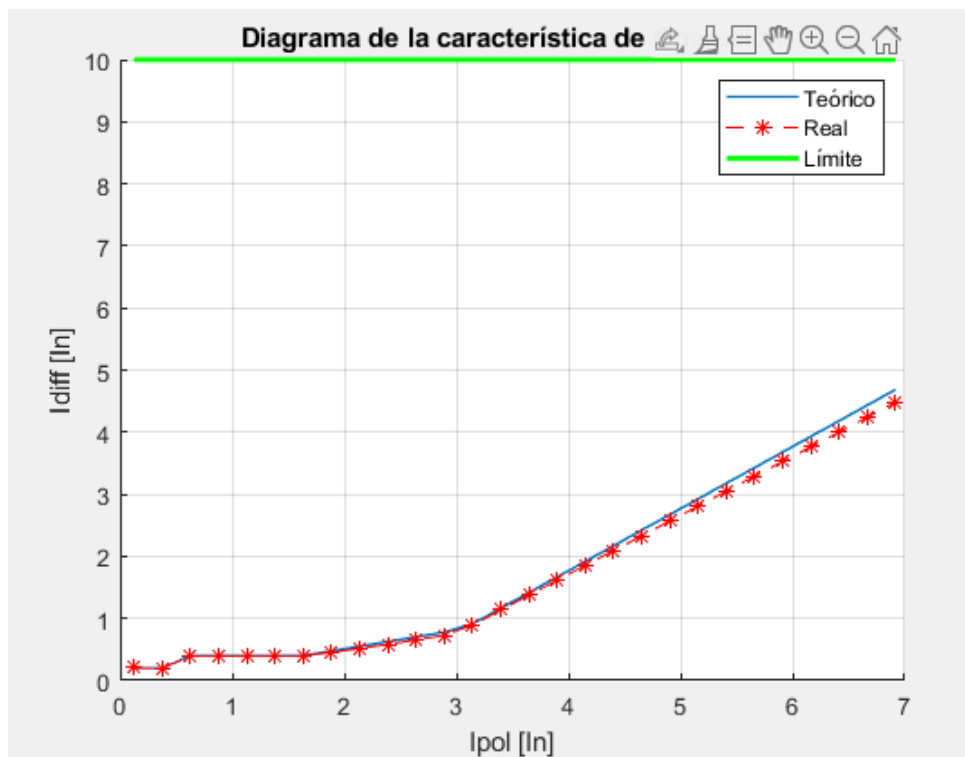
Tal como se explicó en la sección 3.1.3.1, el salto que realiza el relé es permitido para ciertos casos como por ejemplo en objetos protegidos como generadores y sus fallas tanto bifásicas y monofásicas.

De igual manera se ajusta los valores del estudio técnico para poder adquirir una curva característica de forma correcta, obteniendo como resultado cero puntos incorrectos.

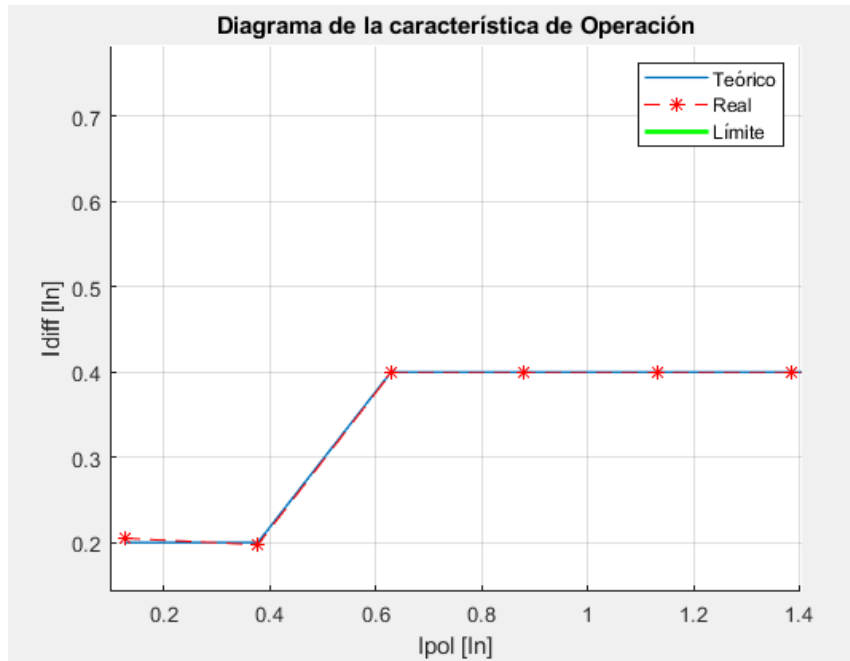
Estos nuevos puntos de disparo (sección 3.1.4.1) se calibran en la rutina computacional realizando la simulación correspondiente y obteniendo los siguientes resultados:



Figura 3.11 Resultado de falla monofásica corregido.



a)



b)

Figura 3.12 a) Graficas con la característica corregida b) Puntos de disparo corregidos.

3.2 CASO 2: SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 51

De modo similar a lo señalado en secciones anteriores, la protección de sobrecorriente 51 es la encargada de detectar incrementos de corriente en tiempos establecidos, esto lo hace a través de la curva de tiempo - corriente (Curva de tiempo inverso).

3.2.1 RESULTADO DE SIMULACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO DE SOBRECORRIENTE

Como calibración en el estudio técnico se obtiene que la protección 51 se calibra con los parámetros detallados en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10 Calibración dada por el estudio técnico U1 Sarapullo.

Calibración del estudio técnico U1 Sarapullo	
I base [Ib]	1000 A
U base	13.8 kV
Curva característica	ANSI Muy Inversa
I set	120 %Ib
Dial	0.45

Estos datos se ingresan a la herramienta computacional realizada para este trabajo, donde el resultado de la curva de tiempo inverso se muestra en la Figura 3.12.

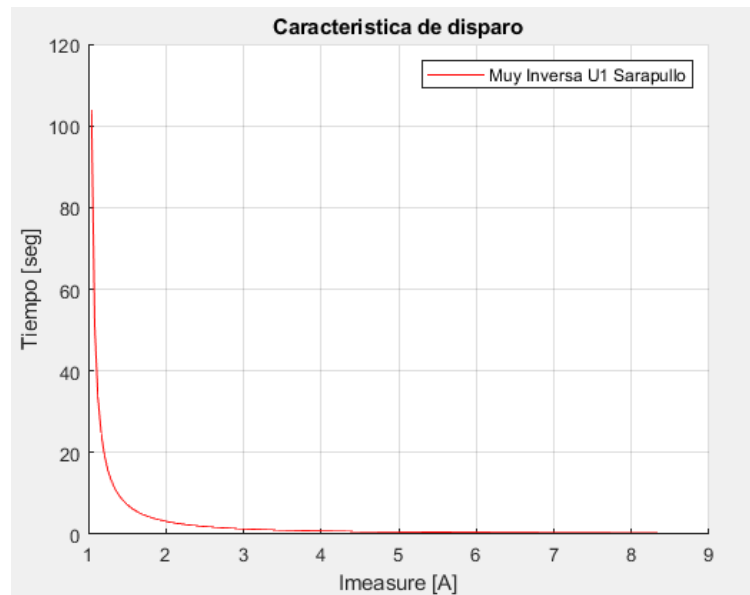


Figura 3.13 Curva de tiempo inverso ANSI Muy Inversa.

En la Figura 3.13 se observa la característica de la curva ANSI Muy Inversa, para lograr una correcta selección de la curva de tiempo inverso se tiene en cuenta la curva característica de los relés aguas abajo, caso contrario al no existir relés más abajo se selecciona la curva que más convenga al equipo protegido respetando sus parámetros de diseño.

Por consiguiente, para la U1 se verifica que relé se dispone aguas abajo, como resultado se obtiene al relé RED 670, este relé tiene como trabajo salvaguardar las barras RIP (Barras Aisladas con Papel Impregnado en Resina) que son encargadas de la transmisión de energía saliente de los generadores hacia el transformador elevador de la subestación Sarapullo (SES) (Figura 3.13).

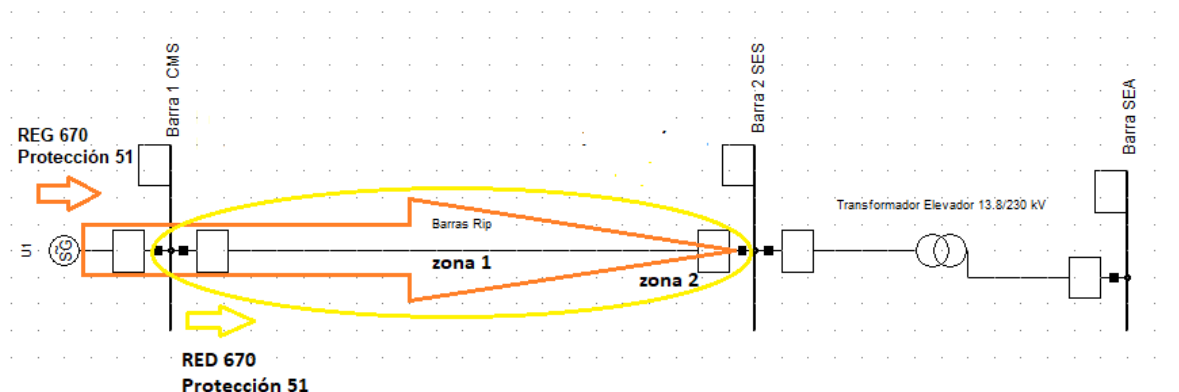


Figura 3.14 Traslapos de zonas de protección aguas abajo del Generador.

La calibración asignada a la protección de sobrecorriente en el relé RED 670 se muestra en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Calibración dada por el estudio técnico para barras RIP (Rama CMS-SES).

Calibración del estudio técnico CMS - SES	
I base [Ib]	3000 A
U base	13.8 kV
Curva característica	IEC Inversa
I set	95 %Ib
Dial	0.15

Como resultado de la curva de sobrecorriente del relé RED 670 (Rama CMS-SES) se ingresa los parámetros en la herramienta computacional y se obtiene la Figura 3.15.

La Figura 3.15 muestra una curva no tan pronunciada en comparación de la curva característica extremadamente inversa obtenida en el generador, esta curva tiene como característica ser IEC inversa, se debe tener en cuenta que la norma IEC posee una ecuación de tiempo diferente a ANSI.

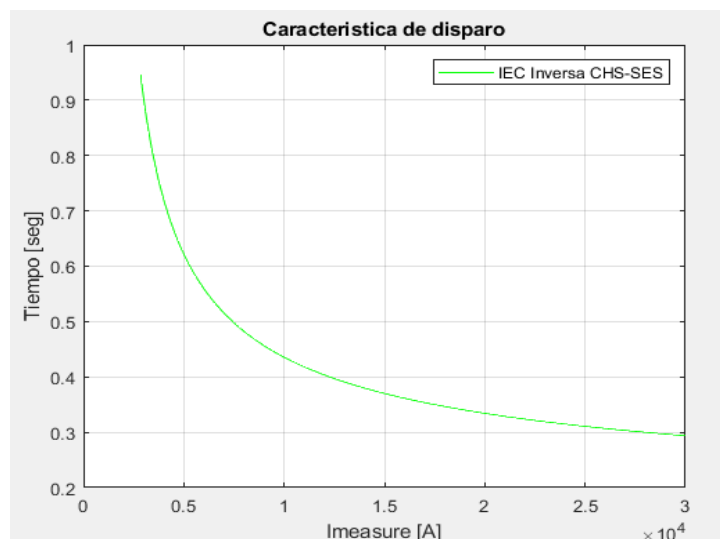
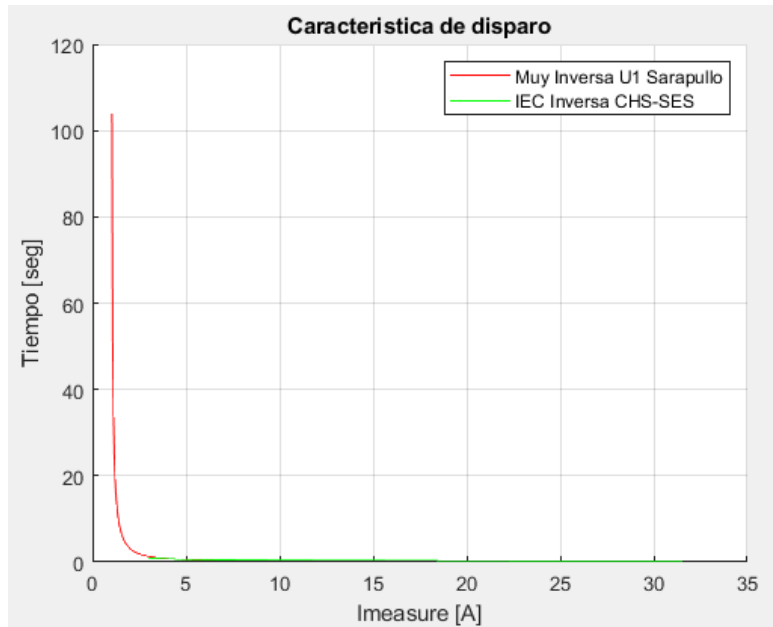
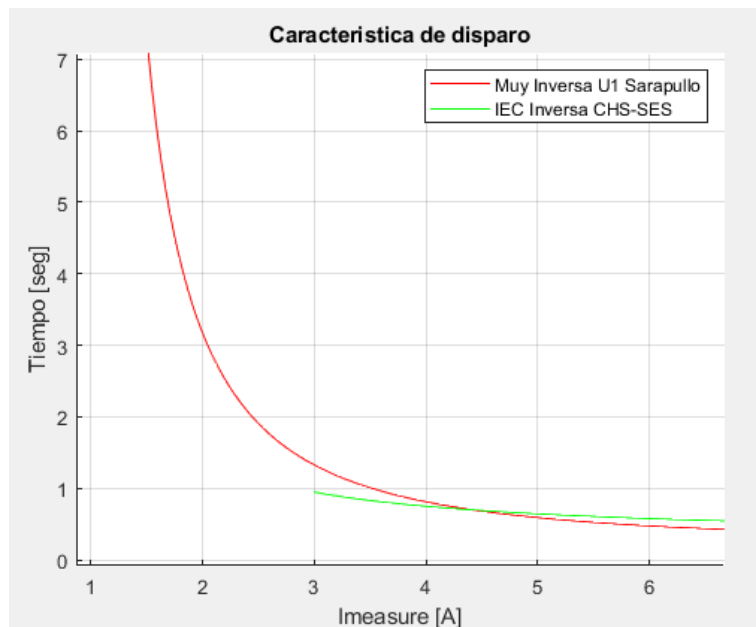


Figura 3.15 Curva de tiempo inverso IEC Inversa CMS-SES (Casa de Máquinas Sarapullo- Subestación Sarapullo).

Con esta información se procede a realizar la gráfica unificando estas dos curvas de protección (Figura 3.16) y así lograr la verificación si el estudio técnico logra una adecuada selección de tipo de curva inversa para la Unidad generadora teniendo en cuenta las condiciones aguas abajo.



a)



b)

Figura 3.16 a) Simulación de curvas de protección de sobrecorriente b) Zona de cruce de las curvas ANSI e IEC.

Para la Figura 3.16 b) se observa el cruce de curvas, este cruce va a representar actuaciones de la protección 51 en la unidad generadora, en tal sentido que cuando exista un incremento súbito de la corriente en las barras RIP (Barras Aisladas con Papel Impregnado en Resina), la protección que cuida estos sistemas actuará en conjunto con la protección del generador, de modo que no es permitido este tipo de operación.

De igual forma se visualiza que la curva de protección de sobrecorriente de las barras RIP sobrepasa la protección del generador, por consiguiente, al producirse un incremento súbito de corriente en estos puntos, la actuación será primero de la protección del generador y después la protección que resguarda a las barras RIP, siendo así una operación errónea de los relés de protección.

Por lo tanto, cumpliendo los objetivos de este trabajo se procede a proponer cambios que mejore la actuación de las protecciones.

3.2.1.1 Corrección de la curva inversa para la protección de sobrecorriente

En base a lo descrito anteriormente la curva que debe ser corregida es la de la protección del generador, esta protección opera de manera secundaria (Back up).

Como corrección se realiza un cambio de curva característica a la protección de la unidad, esto permite una operación adecuada y confiable de los relés.

3.2.1.1.1 Prueba de la protección de sobrecorriente con diferentes tipos de curva de tiempo inverso (ANSI)

Para comprobar que la curva seleccionada en la protección del generador sea la adecuada, se realizan varios tipos de simulaciones con las diferentes curvas que ofrece la norma ANSI (sección 1.4.2.1).

El procedimiento se basa en el remplazo y análisis de qué tipo de curva es adecuada para la calibración en el generador, teniendo como referencia la curva de la protección en las barras RIP, los cambios de datos se realizan solo en la ecuación característica ANSI curva de tiempo inverso (ecuación 12) del generador.

Se realizan 3 pruebas que muestran que tipo de curva será la correcta (Tabla 3.12), en cada prueba se plantean dos tipos de casos, en cada caso se modifica el dial de la curva de protección del generador y se mantiene la curva de protección de sobrecorriente de las barras RIP (Tabla 3.11), con esto se pretende visualizar un correcto comportamiento de operación de las protecciones.

Tabla 3.12 Pruebas de la protección 51 del Generador vs protección 51 Barras RIP.

Prueba No.	Generador	Barras RIP
1	ANSI Extremadamente Inversa	IEC Inversa
2	ANSI Muy Inversa	IEC Inversa
3	ANSI Normalmente Inversa	IEC Inversa

Prueba 1: Generador (ANSI Extremadamente Inversa) - Barra RIP (IEC Inversa)

Caso 1: Dial=1

Tabla 3.13 Datos de constantes ANSI Extremadamente Inversa [1]

Caso 1 ANSI Extremadamente inversa	
A	28.2
B	0.1217
P	2
Dial (K)	1
I set	0.94 lb

Resultado de la simulación:

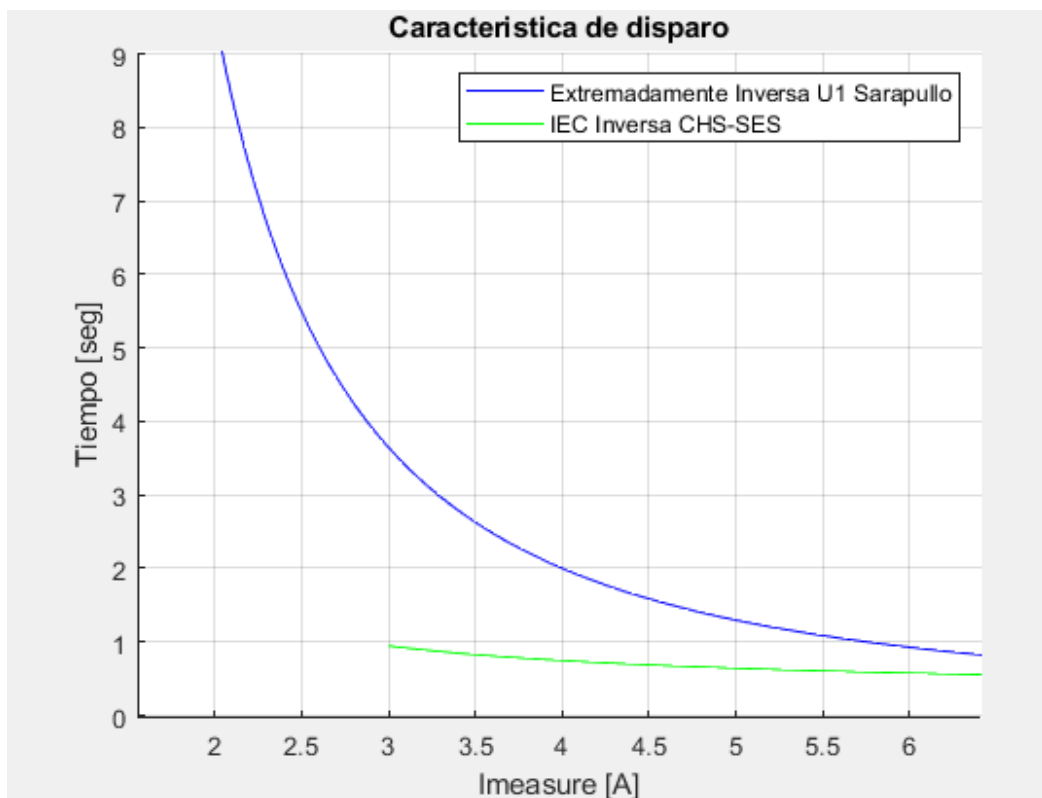


Figura 3.17 Modelación de curvas de tiempo inverso (ANSI Extremadamente Inversa Vs IEC Inversa) Caso 1.

Caso 2: Dial 0.75

Tabla 3.14 Datos de constantes ANSI Extremadamente Inversa [1]

Caso 2 ANSI Extremadamente inversa	
A	28.2
B	0.1217
P	2
Dial (K)	0.75

I set	0.94 lb
-------	---------

Resultado de la simulación:

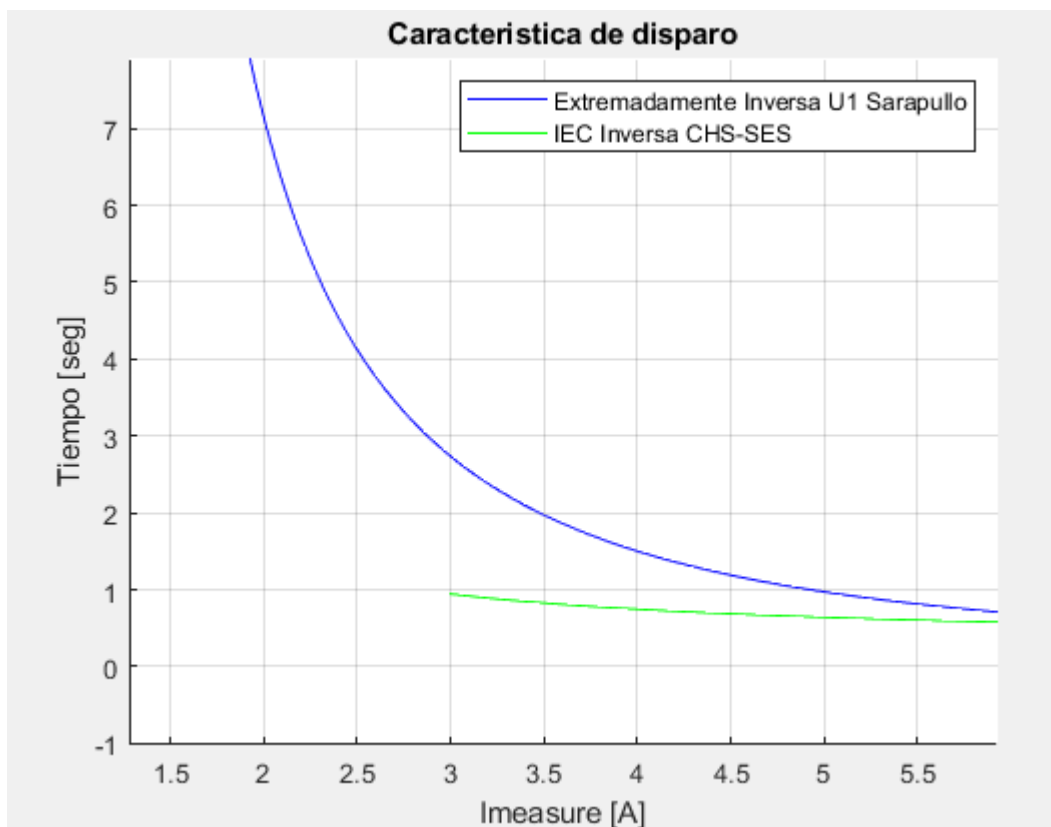


Figura 3.18 Modelación de curva de tiempo inverso (ANSI Extremadamente Inversa Vs IEC Inversa) Caso 2.

Para las Figuras 3.17 y 3.18 se visualiza que la curva de tiempo inverso ANSI extremadamente inversa con un Dial de 1 y 0.75 respectivamente, cumplen con una actuación adecuada si fuese el caso de la presencia de fenómeno de falla (incremento súbito de corriente). **Prueba 2: Generador (ANSI Muy Inversa) - Barra RIP (IEC Inversa)**

Caso 1: Dial 1

Tabla 3.15 Datos de constantes ANSI Muy Inversa [1].

Caso 1 ANSI Muy inversa	
A	19.61
B	0.491
P	2
Dial (K)	1
I set	1.2 lb

Resultado de la simulación:

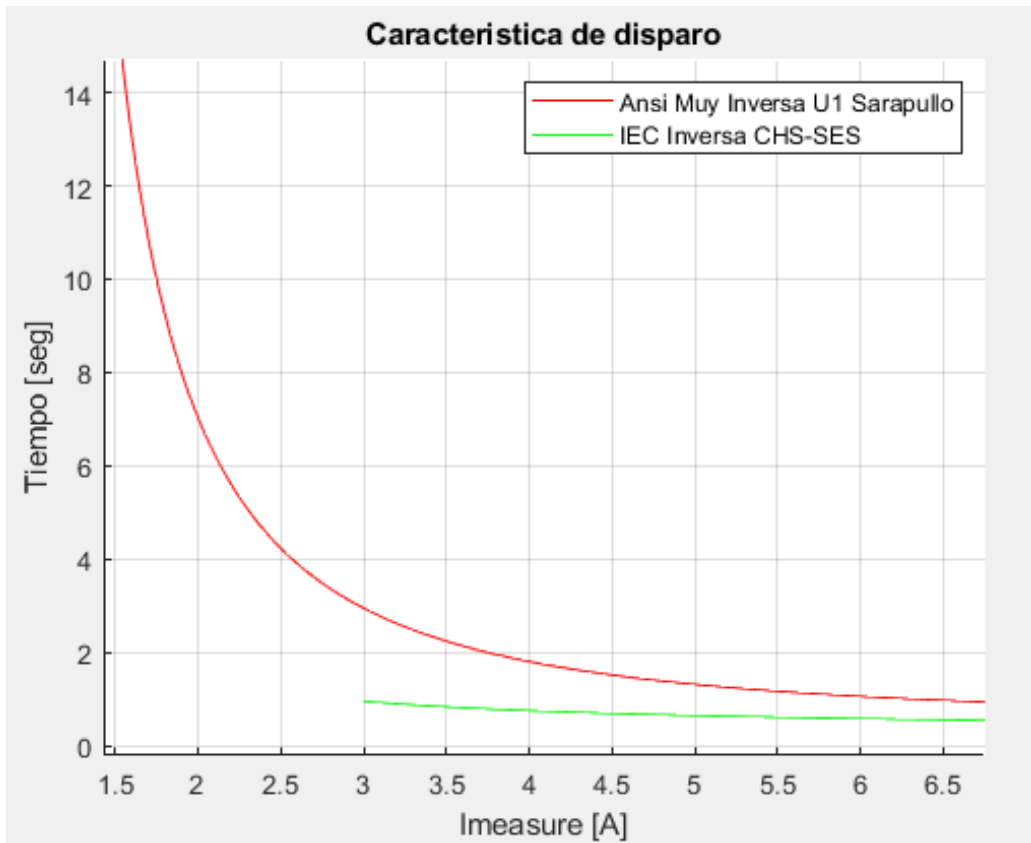


Figura 3.19 Modelación de curvas de tiempo inverso (ANSI Muy Inversa Vs IEC Inversa) Caso 1.

Caso 2: Dial=0.45

Tabla 3.16 Datos de constantes ANSI Muy Inversa[1].

Caso 1 ANSI Muy inversa	
A	19.61
B	0.491
P	2
Dial (K)	0.45
I set	1.2 lb

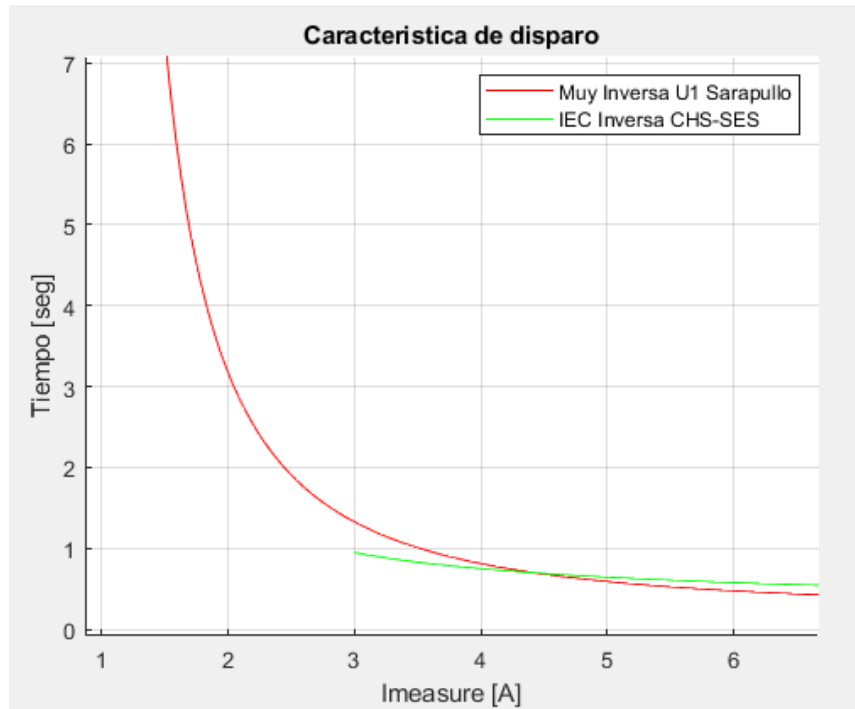


Figura 3.20 Modelación de curvas de tiempo inverso (ANSI Muy Inversa Vs IEC Inversa) Caso 2.

Cabe recalcar que la ejemplificación de este caso 2 se obtiene como parte del estudio técnico.

Para la Figura 3.19 y Figura 3.20 se puede visualizar que la curva de tiempo inverso ANSI Muy Inversa con un Dial de 1 y 0.45 respectivamente, no cumplen con una actuación adecuada si fuese el caso de presenciar un fenómeno de falla (incremento súbito de corriente).

Para el caso 1 la curva de tiempo inverso con un dial máximo de 1 (caso ideal) tiene una separación entre curvas, recalcando que tener un dial de 1 no es muy común en una calibración de este tipo en las protecciones. Este tipo de dial acorta la posibilidad de realizar una modificación de protecciones en un futuro, esto causa un escenario no tan seguro para una actualización de protecciones en la central hidroeléctrica.

Para el caso 2 las curvas de tiempo inverso se cruzan entre sí, causando una actuación anticipada del Relé (back up) que protege al generador.

Prueba 3: Generador (ANSI Normalmente Inversa) - Barra RIP (IEC Inversa)

Caso 1: Dial=1

Tabla 3.20 Datos de constantes ANSI Normalmente Inversa.

Caso 1 ANSI Normalmente inversa	
A	0.0086
B	0.0185
P	0.02
Dial (K)	1
I set	1.2 lb

Resultado de la simulación:

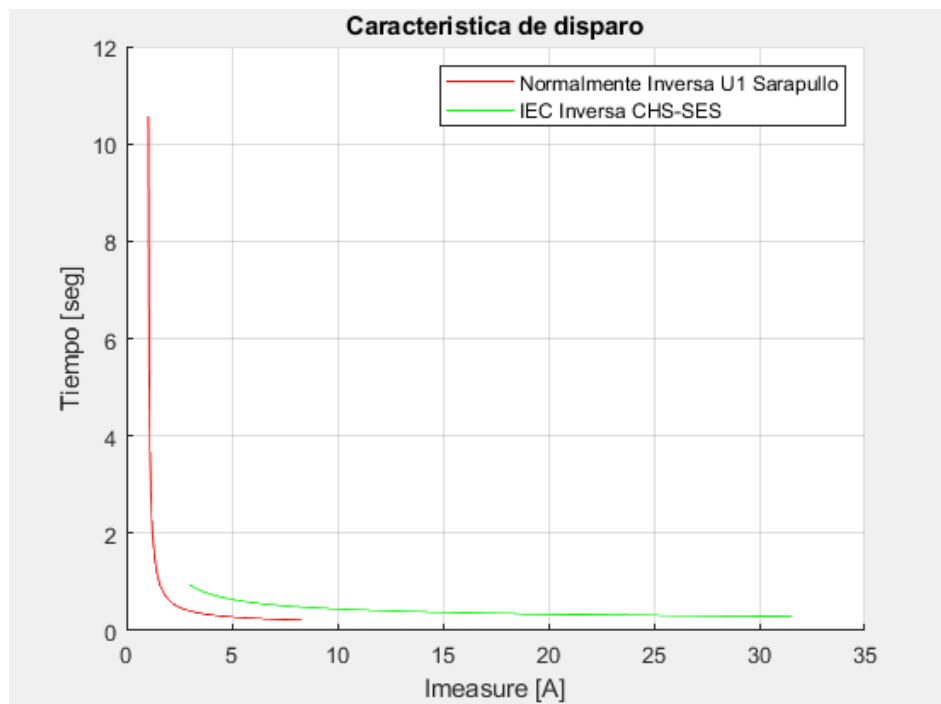


Figura 3.21 Modelación de curvas de tiempo inverso (ANSI Normalmente Inversa Vs IEC Inversa) Caso 1.

Caso 2: Dial=0.30

Tabla 3.21 Datos de constantes ANSI Normalmente Inversa.

Caso 1 ANSI Normalmente inversa	
A	0.0086
B	0.0185
P	0.02
Dial (K)	0.30
I set	1.2 lb

Resultado de la simulación:

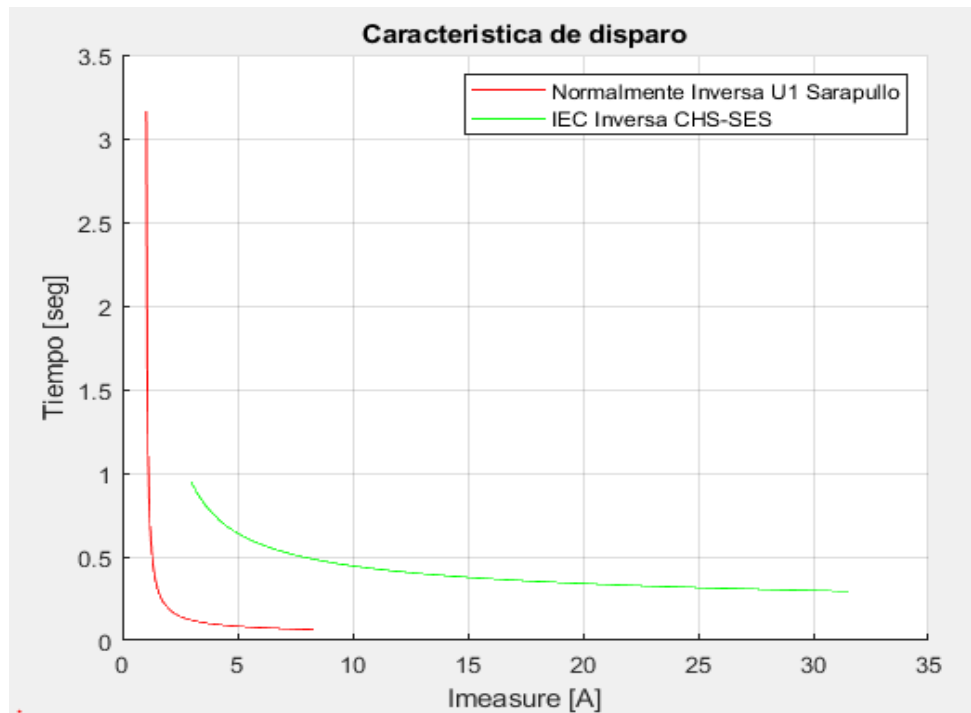


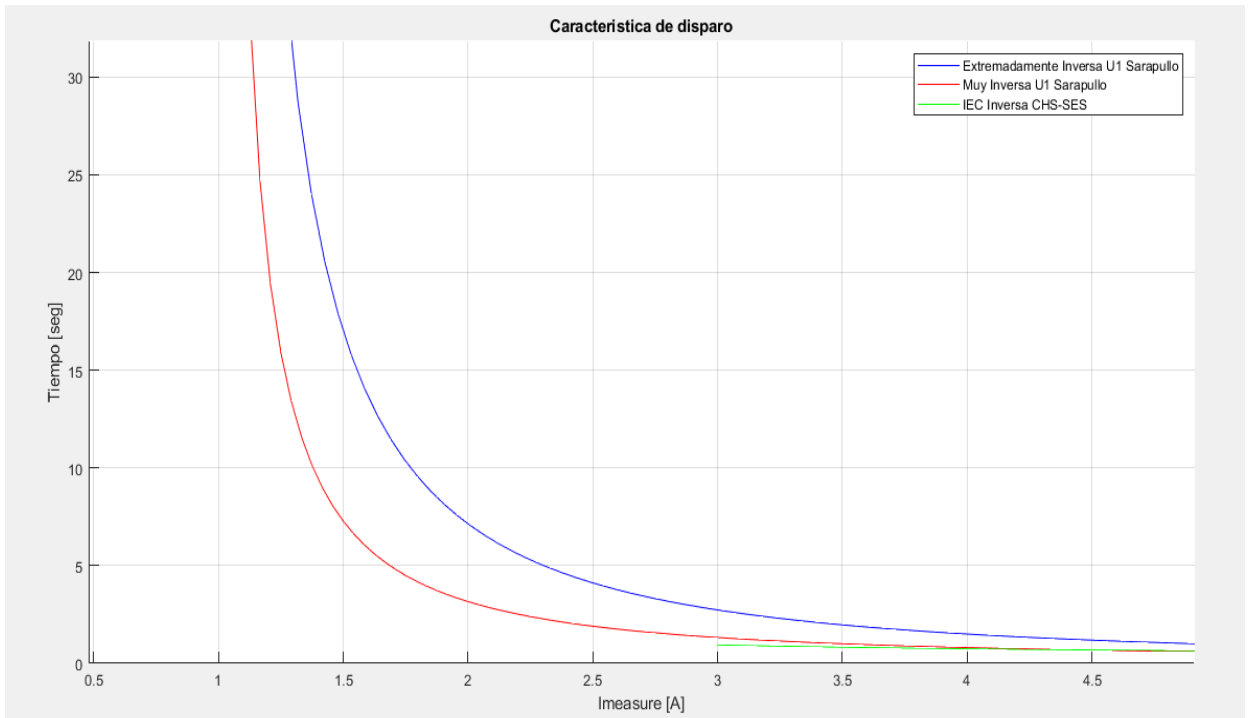
Figura 3.22 Modelación de curvas de tiempo inverso (ANSI Normalmente Inversa Vs IEC Inversa) Caso 2.

En la Figura 3.21 y Figura 3.22 se visualiza claramente una mala actuación de los relés, actúa primero la protección de back up antes que la protección de sobrecorriente principal, a pesar de tener modificaciones en el dial de la curva, los resultados son desfavorables en la coordinación de protecciones, incumpliendo la funciones que se estableció a cada una de las protecciones.

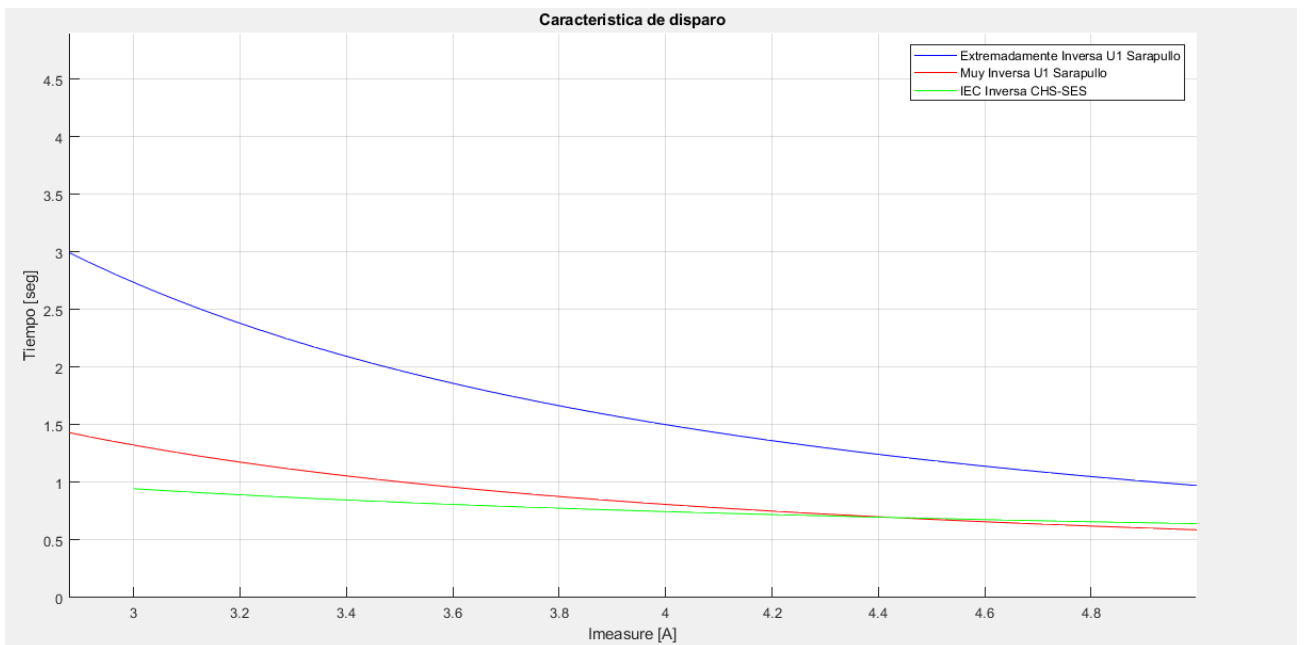
Una vez realizada este tipo de pruebas, se analiza que curva es la más adecuada para obtener una coordinación de protecciones con su apropiado desempeño.

Bajo los resultados obtenidos, la nueva curva se calibra como corrección al estudio técnico, ésta será la ANSI Extremadamente Inversa como se muestra en la Prueba #1 – Caso 2, los nuevos datos de las constantes para la curva de tiempo inverso se encuentran en la Tabla 3.14.

Ante esto se realiza una simulación de las tres graficas juntas que corresponden a ANSI Extremadamente Inversa (Nueva calibración propuesta), ANSI Muy Inversa (Estudio técnico) e IEC Inverso (Protección aguas abajo). Como resultado se visualiza la Figura 3.23.



a)



b)

Figura 3.23 a) Simulación de curvas de tiempo inverso de ANSI Extremadamente Inversa (Nueva calibración propuesta), ANSI Muy Inversa (Estudio técnico) e IEC Inverso (Protección aguas abajo) b) Zona de cruce intersección de curvas.

La figura 3.23 muestra que es válida la corrección de la curva de tiempo inverso, obteniendo un tiempo mayor para la actuación del relé REG 670, con esto se logra precautelar un disparo innecesario de la unidad generadora por fallas que no corresponden al elemento.

3.2.1.1.2 Nueva curva de tiempo inverso que reemplaza a la curva del estudio técnico.

Debido a las pruebas realizadas en la sección anterior se logra obtener una nueva curva de tiempo inverso, su objetivo es el reemplazar la curva del estudio técnico y obtener una correcta actuación de protecciones.

Tabla 3.22 Nueva calibración de protección 51 del Generador.

Calibración corregida U1 Sarapullo	
I base	1000 A
U base	13.8 kV
Curva característica	ANSI Muy Inversa
I set	120
Dial	0.75

Ya establecido los nuevos parámetros de protección, los parámetros de la Tabla 3.22 son llevados al Relé REG 670, en este punto del trabajo se realiza las pruebas de disparo obteniendo un resultado adecuado y satisfactorio.

Esta prueba de disparo y actuación de la protección 51 del generador se basa en inyectar diferentes valores de sobrecorriente y determinar el tiempo de reacción que tiene el relé ante estos fenómenos, esta inyección se realiza con la maleta de prueba.

Los resultados reales de actuación obtenida en esta prueba son llevados a un estudio y comparación con la curva característica de tiempo inverso calibrada.

La herramienta computacional al momento de comparar los resultados teóricos (nueva curva de protección) con los resultados reales tomados en campo, obtiene una desviación muy pequeña entre ambas (Tabla 3.23), esta desviación trata de que tan cerca se dio el disparo (actuación del relé) con respecto a la curva inversa de la protección de sobrecorriente del generador.

Tabla 3.23 Comparación de resultado teórico con lo real en pruebas de sobrecorriente trifásicas.

TIPO	MAGNITUD	tnom	treal	Desviación	RESULTADO
ABC	1029	107.23512	107.4	0.15375372	CORRECTO
ABC	1088.4	61.9136	62.41	0.80176199	CORRECTO
ABC	1583.2	11.529188	11.63	0.87440916	CORRECTO
ABC	2078	5.5005521	5.554	0.97168302	CORRECTO
ABC	2572	3.3316122	3.362	0.91210388	CORRECTO
ABC	3068	2.2684241	2.297	1.2597254	CORRECTO
ABC	3562	1.6641672	1.69	1.5522939	CORRECTO
ABC	4056	1.2838383	1.306	1.7262025	CORRECTO
ABC	4552	1.0271031	1.047	1.9371888	CORRECTO
ABC	4948	0.87788891	0.902	2.7464849	CORRECTO

Las pruebas técnicas de campo correspondientes al disparo de la protección de sobrecorriente son tomados del lado secundario de los TCs (5A), por este motivo se realiza el cambio de base a mil amperios (Primario del TC) para lograr una gráfica con datos de corriente primaria.

Se realiza la gráfica de comparación de resultados y se obtiene lo siguiente:

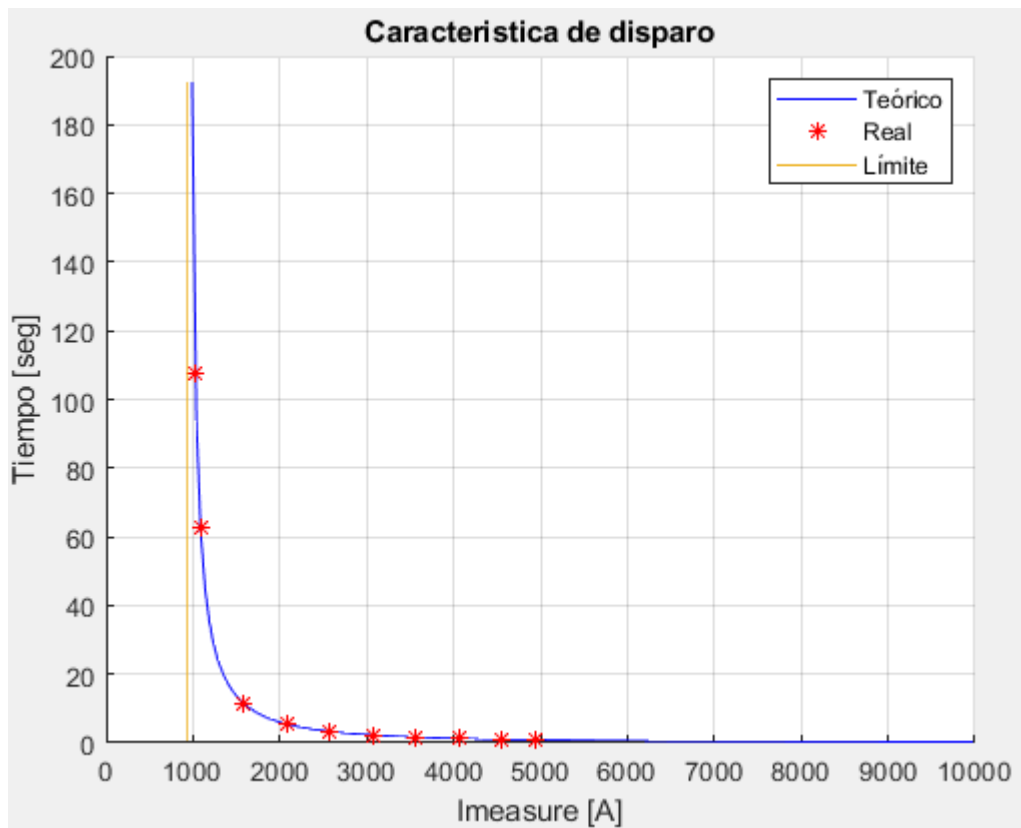


Figura 3.24 Resultado de comparación de puntos de disparo reales con curva de tiempo inverso calibrada.

La Figura 3.24 muestra como los puntos de disparo (asteriscos rojos) cumplen con la curva de la nueva calibración de la protección, la línea vertical (línea amarilla) representa la limitación de inyección de corriente (I_{set} del 94 % I_{base}), si existen corrientes menores a esta asíntota no habrá disparo alguno y se encuentra dentro de su rango de operación normal, caso contrario si la corriente inyectada sobrepasa esta asíntota se tiene un accionamiento de la protección de sobrecorriente.

En definitiva las componentes de corriente y tiempo son inversamente proporcional, mientras mayor sea la corriente de falla menor es el tiempo de accionamiento de la protección, los tiempos para altas corrientes se encuentran entre los milisegundos.

3.3 CASO 3: SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE 59

Los casos de alto voltaje en el generador provocan una sobreexcitación en el núcleo, causando el deterioro del aislamiento del devanado. Por lo tanto, el ajuste la protección de sobrevoltaje debe ser por encima del voltaje normal más alto que se produzca y muy por debajo del voltaje más alto aceptable para el equipo.

3.3.1 RESULTADO DE SIMULACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO DE SOBREVOLTAJE

Como calibración del estudio técnico, se obtiene que la protección de sobrevoltaje 59 se deba calibrar con los siguientes parámetros (Tabla 3.24):

Tabla 3.24 Calibración presentada del estudio técnico U1 Sarapullo.

Calibración del estudio técnico U1 Sarapullo	
U base	13.8 [kV]
Característica 1	Tiempo definido
Sobrevoltaje 1	107 % U_{base}
Tiempo 1	10 s
Característica 2	Tiempo definido
Sobrevoltaje 2	110% U_{base}
Tiempo 2	1 s

Estos datos se ingresan a la herramienta computacional realizada para este trabajo de titulación, obteniendo el modo de operación de la protección de sobrevoltaje 59.

3.3.1.1 Pruebas al relé con referencia a datos de estudio técnico

En la realización de pruebas al relé se utiliza parámetros propios de la maleta de prueba y los parámetros del estudio técnico, estos parámetros son los siguientes:

- **Datos de estudio técnico:**

Sección 3.3.1, Tabla 3.14

- **Datos que proporciona la maleta de prueba:**

$\Delta = 0.398 \text{ V}$

$t_{reset} = 0.107 \text{ s}$

Dónde:

Δ : paso o incremento de voltaje.

t_{reset} : tiempo que el voltaje permanece en condiciones nominales antes de dar el siguiente paso o incremento de voltaje.

Estos datos establecidos son propios de la maleta de prueba, siendo exclusivos para pruebas de calibración, estos parámetros no serán implementados en los parámetros internos del relé.

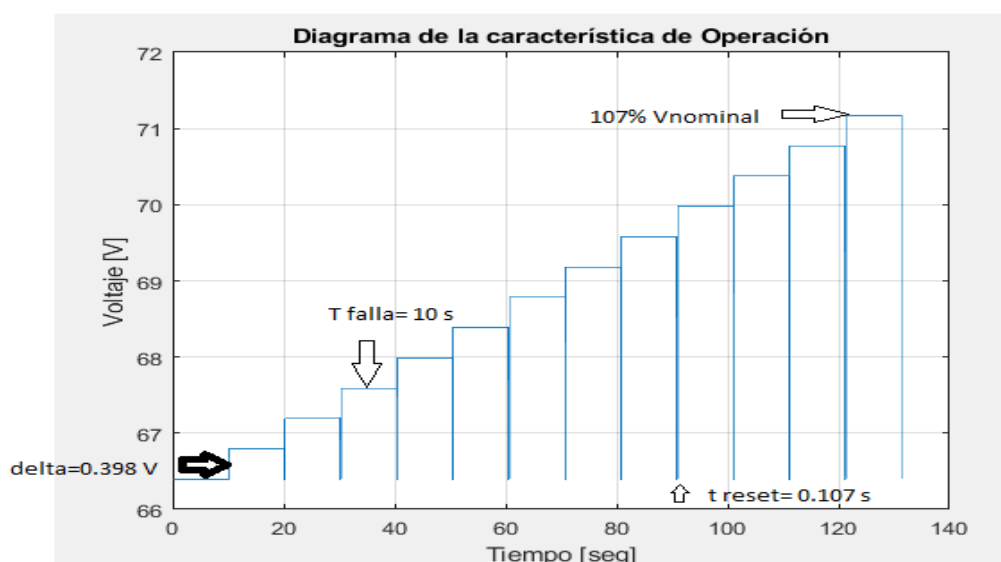


Figura 3.25 Simulación de paso #1.

En la Figura 3.25 se observa las características de simulación del primer paso, la prueba de calibración de protecciones consiste en dar pequeños impulsos de voltaje, el relé mide el voltaje por un período de tiempo para que lo defina como falla, siendo 10s el dato del estudio técnico, por tanto, al verificar que el voltaje no es igual o sobrepasa el voltaje de falla el relé no actúa, este procedimiento de inyección de voltaje lo repite la maleta de prueba hasta lograr sobrepasar los valores de voltaje establecido.

Una vez que el relé detecta un sobrevoltaje con un período de duración de 10s éste actúa desconectando la alimentación a la unidad generadora.

Aunque esta protección no necesita tener una coordinación con otras protecciones eléctricas, la protección de sobrevoltaje debe de actuar como segundo método de control de sobrevoltaje después del AVR (Regulador Automático de Voltaje), lo que sí es deseable que exista una armonía dentro de lo coherente de los ajustes de esta protección de alto voltaje con respecto a los IEDs de protección circundantes.

Al realizar la comprobación de calibración del AVR, el regulador automático de voltaje dispone como límite de ajuste de voltaje un valor 1.1p.u, equivalente a 110% Vn, ver Figura 3.26.

Esto conlleva que al tener una calibración establecida como el estudio técnico lo dictamina, la protección de sobrevoltaje actuará antes que el AVR logre sus límites de normalización del voltaje, produciendo un paro anticipado y no deseado en la unidad generadora, causando pérdidas económicas a la central hidroeléctrica.

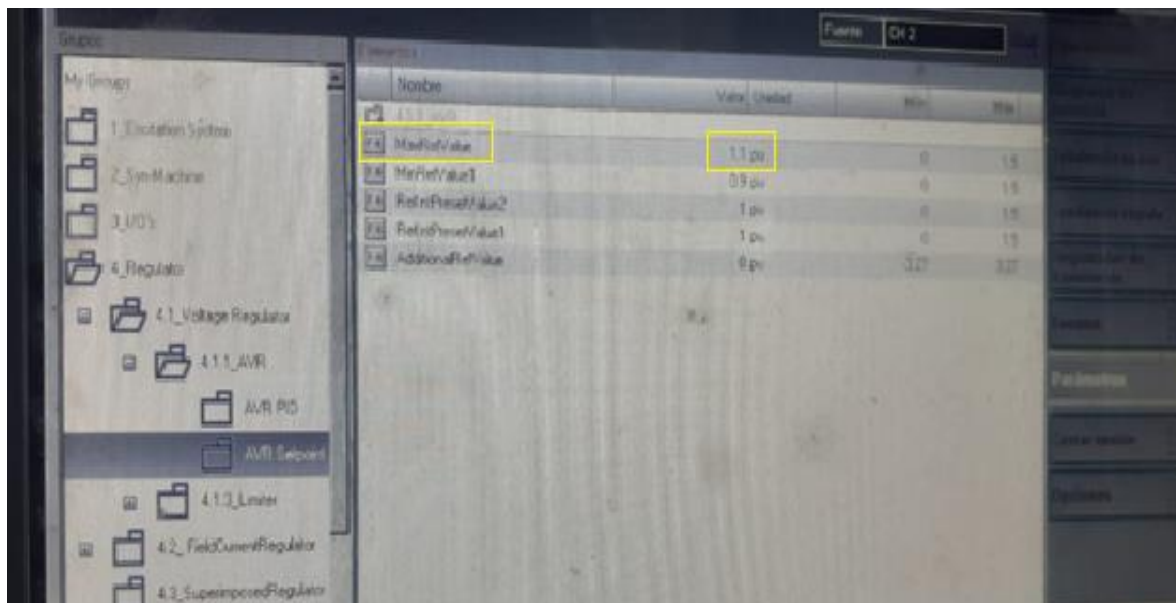


Figura3.26 Límites de parámetros de regulación AVR.

Debido al AVR, se establecerá una nueva calibración de protecciones, tomando en cuenta los parámetros necesarios de los límites de operación.

3.3.1.2 Nueva calibración de la protección de sobrevoltaje que actualiza el estudio técnico

Como objetivo de este trabajo se establece una alternativa diferente para la coordinación de la protección de sobrevoltaje, este cambio se da para lograr una actuación coordinada entre el regulador automático de voltaje y la protección 59.

En base a la sección 1.4.3 se recomienda ciertos criterios de ajuste de la protección, a continuación se establecen los nuevos parámetros para la protección de sobrevoltaje.

Primera etapa:

- Sobrevoltaje 1: 120 % Vn
- Tiempo de actuación 1: 5s

Segunda etapa:

- Sobrevoltaje 2: 130% Vn
- Tiempo de actuación 2: instantánea (0s)

De acuerdo con lo planteado, a continuación, se calibran estos parámetros al relé REG 670 (Figura 3.27) y se realiza la prueba de sobrevoltaje para la correspondiente toma de datos.

REG670_1 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ OV2PTOV: 1					
✓ General					
✓ ConnType		PhN DFT			
✓ Setting Group1					
✓ Operation		On			
✓ UBase		13.80	kV	0.05	2000.00
✓ Step 1					
✓ Setting Group1					
✓ OperationStep1		On			
✓ Characterist1		Definite time			
✓ OpMode1		1 out of 3			
✓ U1>		120	%UB	1	200
✓ t1		5.00	s	0.00	6000.00
✓ tReset1		0.025	s	0.000	60.000
✓ t1Min		5.000	s	0.000	60.000
✓ ResetTypeCrv1		Instantaneous			
✓ t1Reset1		0.025	s	0.000	60.000

a)

REG670_1 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ Step 2					
✓ Setting Group1					
✓ OperationStep2		On			
✓ Characterist2		Definite time			
✓ OpMode2		1 out of 3			
✓ U2>		130	%UB	1	200
✓ t2		0,000	s	0,000	60,000
✓ tReset2		0,025	s	0,000	60,000
✓ t2Min		5,000	s	0,000	60,000
✓ ResetTypeCrv2		Instantaneous			
✓ tIReset2		0,025	s	0,000	60,000

b)

Figuras 3.27 a) Calibración del relé primer paso. b) Calibración del relé segundo paso.

3.3.1.3 Prueba de actuación de la protección de sobrevoltaje

Primer Paso

Para lograr la comparativa con la herramienta computacional, se ingresan los nuevos datos de operación y los resultados obtenidos en campo, dando como resultado la Figura 3.28.

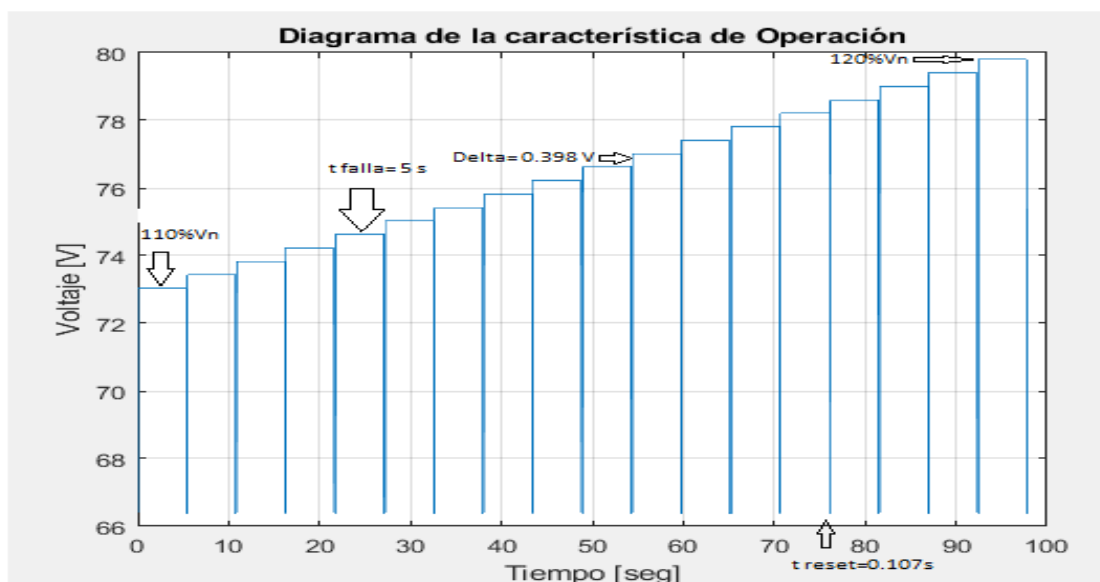


Figura 3.28 Prueba de disparo por sobrevoltaje, primer paso.

En la Figura 3.28 se observa que la prueba de protección del primer paso se empieza con un incremento al 110% Vn, donde el relé no actúa al cumplir un tiempo de 5s, por este

motivo se realiza una inyección de voltaje (Delta) y se espera la actuación del relé, así sucesivamente hasta llegar a voltajes que pueden ser perjudiciales.

El relé al medir un valor de voltaje mayor o igual al 120% Vn durante un tiempo de 5s, actúa de manera inmediata desconectando toda alimentación del generador.

La evaluación obtenida de la comparación de resultados es positiva (Tabla 3.15), el voltaje máximo de actuación para el primer paso es 79.67 V (120% Vn visto desde el secundario del TP), esto al ser comparado con la respuesta obtenida de la herramienta computacional, indica una diferencia de 0.0043 V, cantidad permitida dentro de la tolerancia máxima para la protección de sobrevoltaje.

De la misma manera en la Tabla 3.25 el tiempo real difiere con 0.023 s del tiempo calibrado, este tiempo se considera como el tiempo de la actuación mecánico de apertura que tiene el interruptor. Por lo tanto, esta diferencia de tiempo no obedece a una falla en la actuación del relé y a su vez se encuentra dentro del rango de tolerancia permitido.

Tabla 3.25 Resultado de comparación en la actuación de la protección de sobrevoltaje 59 Primer Paso (nueva calibración y resultado en campo).

Vactuación	Vcalibrado	Desviación	tol	Evaluación
79,6743	79,67	0,00433715		2 CORRECTO
Tactuación	Tcalibrado	Desviación	tol	Evaluación
5	5,023	0,023		2 CORRECTO

Segundo Paso

De la misma manera, se realiza la comparativa con la herramienta computacional realizada en el presente trabajo donde se ingresan los nuevos datos de operación (segundo paso) y los resultados obtenidos en campo, obteniendo como resultado la Figura 3.29.

En la Figura 3.29 se observa que la prueba de protección del segundo paso empieza con un incremento de voltaje desde 120% Vn, al igual que en el primer paso, el relé mide el incremento de voltaje y compara con el dato de sobrevoltaje que fue calibrado para la actuación en el segundo paso.

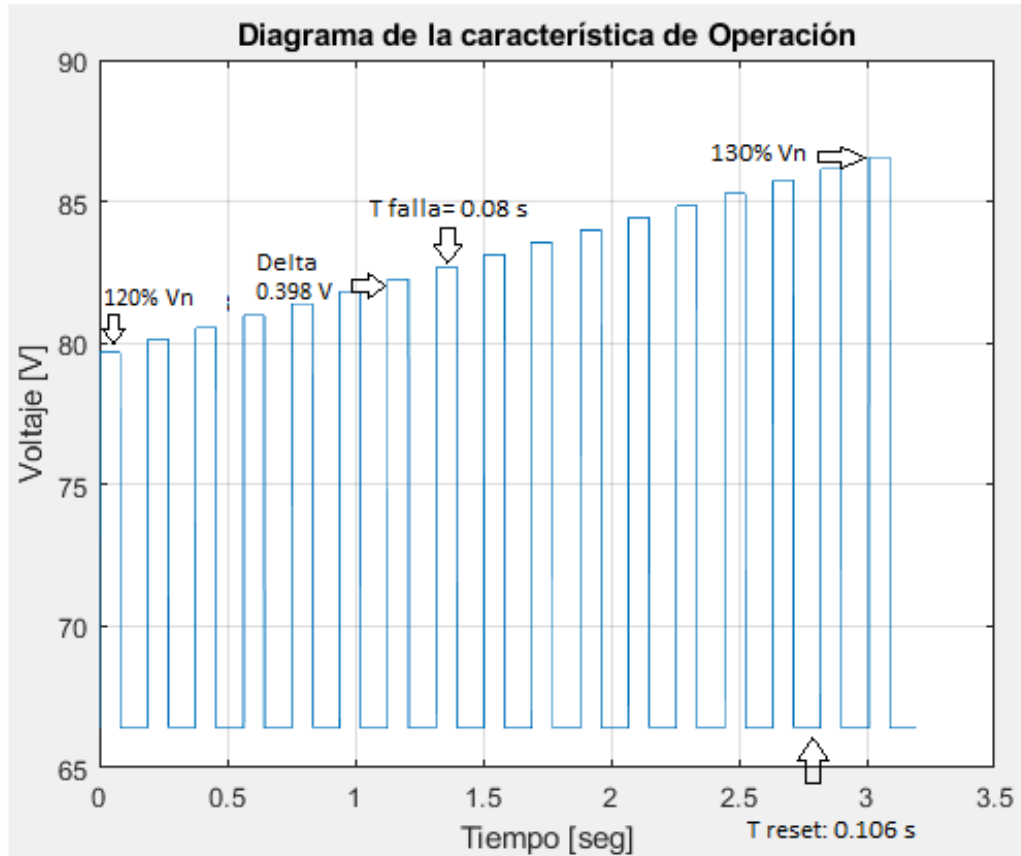


Figura 3.29 Prueba de disparo por sobrevoltaje, segundo paso.

Una vez que el relé detecta un valor de sobrevoltaje de 130% V_n actúa de manera instantánea con valores de tiempo muy pequeños como 8 ms.

De igual forma al revisar los resultados numéricos en la Tabla 3.26 se visualiza que la evaluación obtenida de la comparación de resultados es positiva, el voltaje máximo de actuación para el segundo paso es 86.31 V (130% V_n visto desde el secundario del TP), este valor al compararlo con la respuesta obtenida en la simulación de la herramienta computacional (valores teóricos) se tiene una diferencia de 0.0038 V, una cantidad de diferencia de voltaje que no es considerable y se encuentra dentro de la tolerancia permitida.

Además, el tiempo calibrado resulta pequeño considerándose una actuación instantánea, no obstante, el tiempo real obtenido en campo es de 0.019, tiempo considerado como la actuación mecánica de la apertura que tiene el interruptor, resumiendo lo planteado esta diferencia de tiempo no forma parte de una falla en la actuación del relé, siendo adecuada la actuación y calibración de la protección de sobrevoltaje 59.

Tabla 3.26 Resultado de comparación en la actuación de la protección de sobrevoltaje 59 Segundo Paso (nueva calibración y resultado en campo).

Vactuación	Vcalibrado	Desviación	tol Evaluacion
86.3139	86.31	0.00386524	2 CORRECTO
tcalibrado	treal	Desviación	tol Evaluacion
0.081	0.019	0.062	2 CORRECTO

3.4 CASO 4: SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRE Y BAJA FRECUENCIA 81U/O

La protección de baja frecuencia se calibra con una coordinación dada por el esquema de alivio de carga, debido a que no se debe tener una actuación indebida de la protección 81 sin antes que se cumpla el retorno de la frecuencia por medio del rechazo de carga.

La protección de sobre y baja frecuencia consta con la característica de ajuste en dos etapas de frecuencia, en la primera etapa el relé detecta los incrementos o descensos de frecuencia (entre 57.5 - 59 Hz y 61 - 62 Hz) y espera un tiempo considerado para la operación (actuación temporizada), en cambio la segunda etapa al detectar incrementos o descensos que sobrepasen los límites de frecuencia permitidos ($f < 57$ y $f > 62$), la actuación del relé es instantánea.

Para esta calibración se toma en cuenta los rangos de frecuencia admisibles de operación del generador que proporciona el CENACE, sección (1.4.4.3) [15]

3.4.1 RESULTADO DE SIMULACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO DE LA PROTECCIÓN DE SOBRE Y BAJA FRECUENCIA 81 U/O

Con base al estudio técnico se obtiene que la protección 81 U/O se debe calibrar con los siguientes parámetros (Tabla 3.27 y Tabla 3.28):

Tabla 3.27 Calibración dada por el estudio técnico U1 Sarapullo.

Calibración del estudio técnico de sobrefrecuencia 81O - U1 Sarapullo	
U base	13.8 kV
Referencia Base	60 Hz
Sobrefrecuencia 1	61.8 Hz
Tiempo 1	15 s
Sobrefrecuencia 2	63 Hz
Tiempo 2	0.1s

Tabla 3.28 Calibración de baja frecuencia 81U dada por el estudio técnico U1 Sarapullo.

Calibración del estudio técnico de baja frecuencia 81U - U1 Sarapullo	
U base	13.8 kV
Frecuencia Base	60 Hz
Baja frecuencia 1	58 Hz
Tiempo 1	15 s
Baja frecuencia 2	57 Hz
Tiempo 2	0.1s

Estos parámetros son configurados en la herramienta computacional, obteniendo resultados que serán comprobados con las pruebas obtenidas en campo.

3.4.1.1 Prueba de sobrefrecuencia 81O

Primera etapa temporizada (Sobrefrecuencia)

Se realiza la prueba de sobrefrecuencia ingresando dos límites de frecuencias (entre 61 y 65 Hz), por lo tanto, el límite inferior es el punto de partida donde el relé empieza el conteo del tiempo de perturbación, al cumplir con el tiempo predeterminado y no tener una actuación del relé, la maleta de prueba da un pulso de incremento en la frecuencia ($\Delta=0.1$ Hz) y repite el conteo de tiempo predeterminado, esta zona se considera de no operación de la protección.

Sin embargo, si la frecuencia incrementa hasta llegar a encontrarse dentro de la zona de operación temporizada (mayor o igual a 61.8 Hz) el relé activa el conteo predeterminado de falla actuando al cumplirse el tiempo estimado (Figura 3.30).

De esta forma es como se da prueba a la protección de sobrefrecuencia obteniendo resultados en campo y comparando con el estudio técnico.

Tabla 3.29 Resultado de comparación del estudio técnico vs lo real tomada en campo, primera etapa temporizada.

f Est.Tec	f Resultado	Desviación	tol	Evaluación
61.8	61.8	0	0.02	CORRECTO
t Est.Tec	t Resultado	Desviación	tol	Evaluación
15	15.16	0.16	0.302	CORRECTO

En la Tabla 3.29 se aprecia que la actuación del relé fue exactamente a la frecuencia calibrada (61.8 Hz primera etapa) y además el tiempo de actuación sobrepasa en 0.16 s al estudio técnico, siendo este resultado justificado debido a ser un tiempo de la actuación mecánica del relé de protecciones. En consecuencia, se considera exitosa la acción de protección ante fenómenos por sobrefrecuencias (primer paso).

Como método de corroboración de resultados, se obtiene la Figura 3.30 donde se aprecia la actuación de la protección de sobrefrecuencia ante fenómenos de incremento de frecuencia, una vez que el incremento de la frecuencia alcanza el valor predeterminado de la calibración del relé, el tiempo máximo que se permite a la unidad estar en dichas condiciones es de 15s (tiempo de falla), transcurrido este tiempo la protección actúa de manera inmediata desconectando el interruptor de campo.

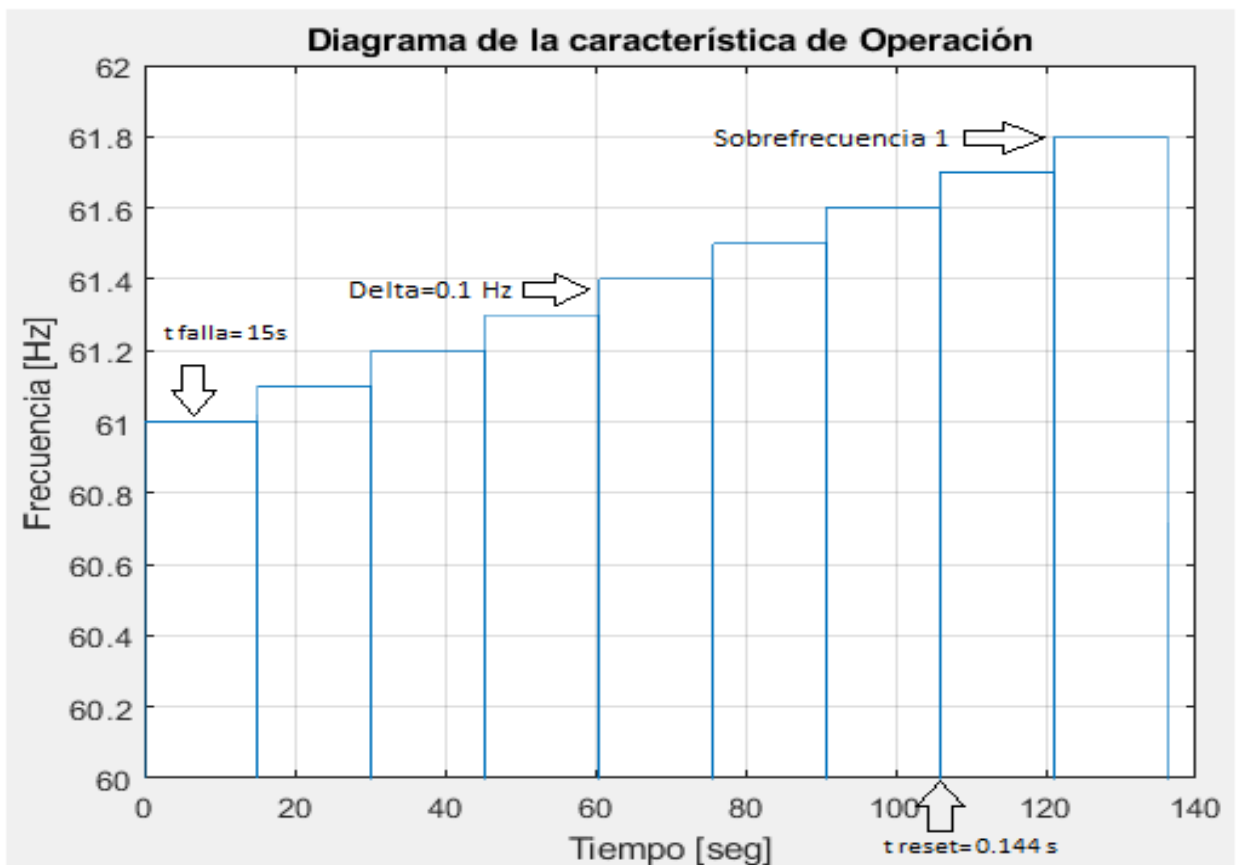


Figura 3.30 Prueba de disparo por sobrefrecuencia primera etapa (etapa temporizada).

Segunda etapa instantánea (Sobrefrecuencia)

De igual manera como la etapa anterior se ingresa un rango de frecuencia de actuación del relé de sobrefrecuencia (entre 62 - 65 Hz) pero esta vez los parámetros de tiempo de actuación y pulsos de incremento de frecuencias cambian.

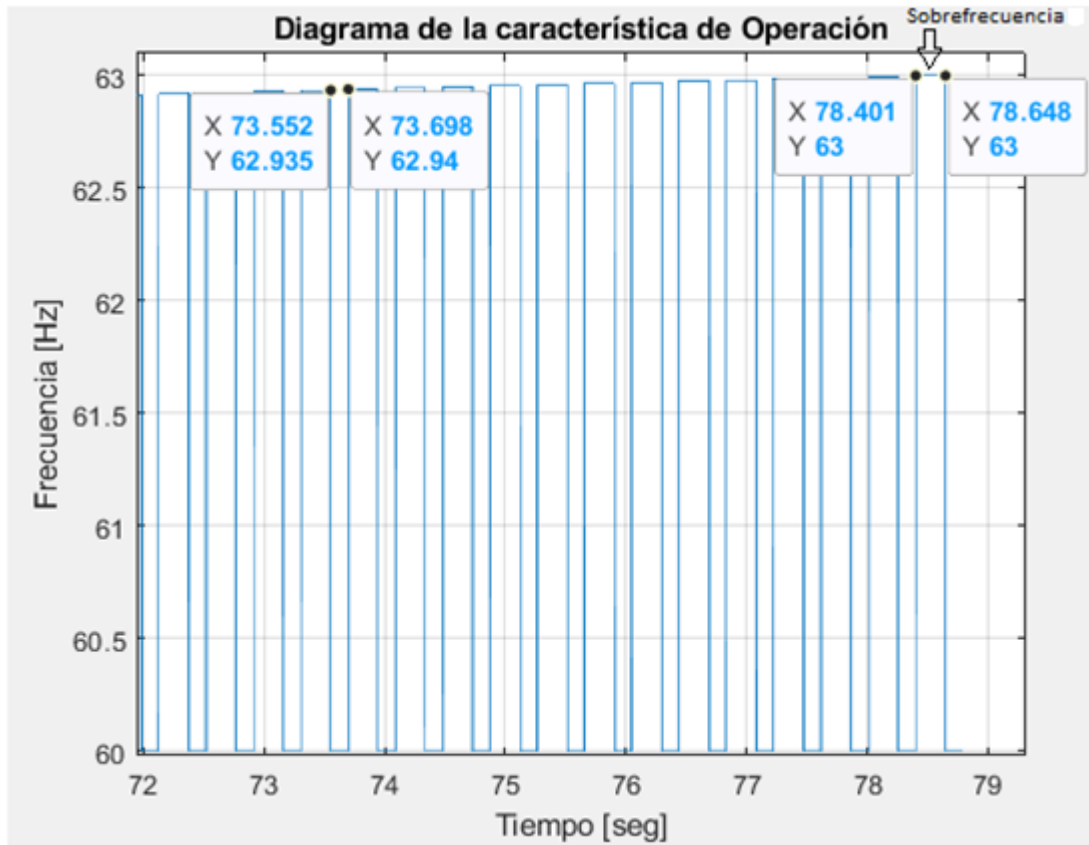
Para esta segunda etapa la zona de no operación se encuentra entre los rangos de 61.9 a 62.9 Hz, a partir de los 63 Hz la actuación del relé es inmediata (Figura 3.31). También a diferencia de la prueba anterior, los incrementos de pulsos de frecuencia son muy pequeños ($\Delta=0.005$) debido a la sensibilidad que debe tener el relé al detectar estas altas frecuencias ya que son muy perjudiciales para la vida de la máquina.

Por otro lado, el tiempo que se establece para el estudio técnico es un valor de tiempo estimado que se asigna a las pruebas con base en los tiempos de actuación mecánicos de las salidas digitales del IED [1].

Tabla 3.30 Resultado de comparación del estudio técnico vs lo real tomada en campo, segunda etapa instantánea.

f Est.Tec	f Resultado	Desviación	tol	Evaluación
63	63	0	0.02	CORRECTO
t Est.Tec	t Resultado	Desviación	tol	Evaluación
0.248	0.259	0.011	0.1	CORRECTO

En la Tabla 3.30 se aprecia que la actuación del relé fue exacta en la detección de sobrefrecuencia a la que fue calibrado (63 Hz) y además el tiempo real de actuación sobrepasa en 0.011s al estudio calibrado, siendo admisible para una actuación instantánea del relé de protecciones.



b)

Figura 3.31 Prueba de disparo de sobrefrecuencia, segunda etapa instantánea.

En la Figura 3.31 se aprecia el paso de incremento de la frecuencia de 62.935 a 62.94 (incremento $\Delta = 0.005$), el tiempo de reset en cada incremento de la frecuencia que es de 73.552 a 73.698 s ($t_{\text{reset}} = 0.146$ s) y el tiempo de actuación del relé que va de 78.401 a 78.648 s ($t_{\text{disparo}} = 0.247$ s), cumpliendo así una actuación correcta ante fenómenos súbitos de alta frecuencia.

3.4.1.2 Prueba de baja frecuencia 81U

Primera etapa temporizada (Baja frecuencia)

De igual manera que la prueba de sobrefrecuencia, ésta se ingresa dos límites de baja frecuencia (entre 59 – 55 Hz), a fin de que el dato de frecuencia más alto sea el punto de partida donde el relé comienza el conteo de tiempo de falla. La característica de actuación es la misma, si el relé detecta una baja frecuencia activa el tiempo de actuación de falla, si el nuevo valor de baja frecuencia se encuentra dentro del rango de no operación (entre 59 – 58.1 Hz) el relé cumple el tiempo predeterminado de falla y no actúa.

En cambio, si el valor de baja frecuencia se ubica en el rango de operación temporizada (entre 58 - 57.1 Hz), el relé de inmediato comienza el conteo de tiempo predeterminado de falla, si la frecuencia no se restablece a sus condiciones nominales y culmina el tiempo de falla, el relé actúa en el instante.

Para la prueba de la primera etapa de baja frecuencia la disminución de su valor de frecuencia se da por medio de la maleta de prueba, ésta establece un pulso de disminución de frecuencias muy pequeño ($\Delta = -0.02$ Hz) para probar la precisión de medición que debe tener el relé, ya que las bajas frecuencias perjudican la máquina generadora (Figura 3.32).

Tabla 3.31 Resultado de comparación de estudio técnico vs lo real tomada en campo, primera etapa temporizada baja frecuencia.

f Est.Tec	f Resultado	Desviación	tol	Evaluación
58	57.98	0.02	0.02	CORRECTO
t Est.Tec	t Resultado	Desviación	tol	Evaluación
15	15.16	0.16	0.755	CORRECTO

En la Tabla 3.31 se visualiza una diferencia en la frecuencia de la actuación real con respecto al estudio técnico, con una desviación de -0.02 Hz, esta desviación de frecuencia se encuentra dentro del rango de tolerancia, considerando un valor aceptable de frecuencia. De igual manera, el tiempo resultante de la actuación supera con 0.16s al estudio técnico, siendo justificable debido a que se considera que es el tiempo de actuación mecánica de apertura del interruptor. Por lo tanto, estas diferencias no justifican a una mala actuación del relé, por lo tanto, el resultado es correcto.

En la Figura 3.31 se visualiza la actuación de la maleta de prueba, disminuyendo por pasos la frecuencia hasta que el relé responde en un tiempo predeterminado (15 s) a las bajas frecuencias a las que está expuesto.

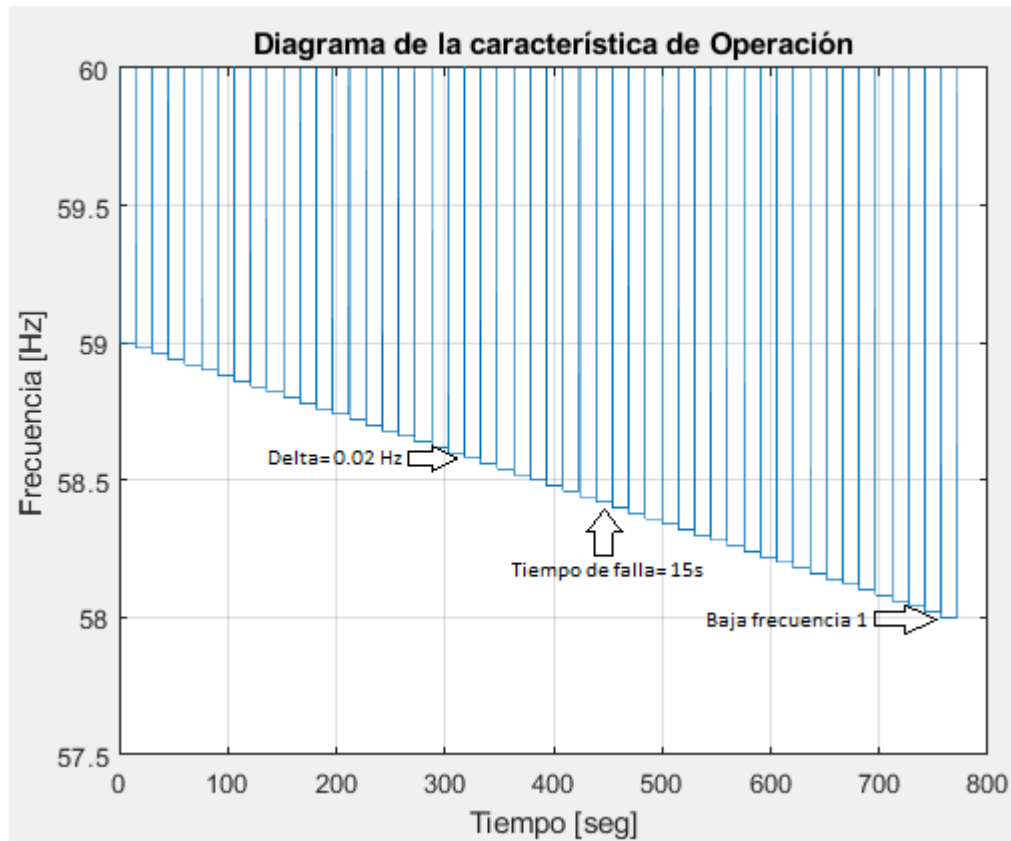


Figura 3.32 Prueba de disparo por baja frecuencia, primera etapa temporizada.

Segunda etapa Instantánea (Baja frecuencia)

De la misma forma que la etapa anterior se ingresa un rango de actuación del relé de baja frecuencia (entre 58- 55 Hz) con la diferencia que los parámetros de tiempo de falla y pulsos de decremento de la frecuencia disminuyen.

El decremento de frecuencia se acorta (Delta= -0.005Hz) con el fin de visualizar la sensibilidad y precisión que tiene el relé para este tipo de pulsos de disminución.

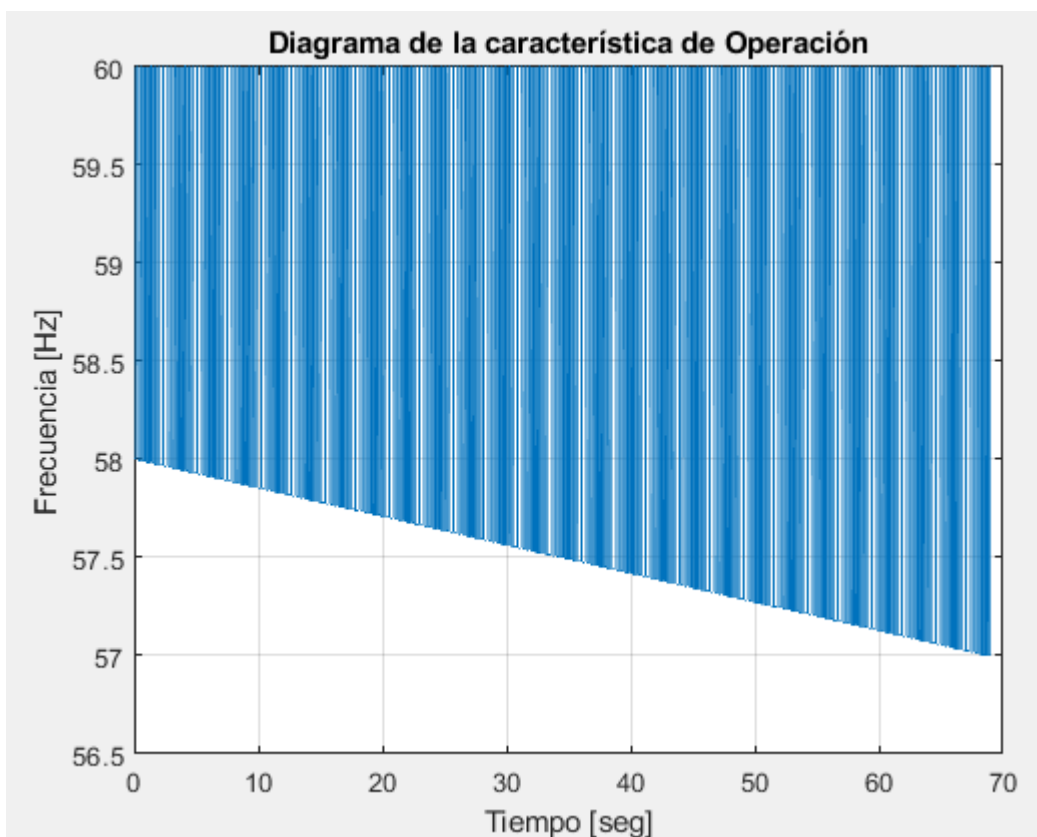
Tabla 3.32 Resultado de comparación de estudio técnico vs lo real tomada en campo, segunda etapa instantánea baja frecuencia.

f Est.Tec	f Resultado	Desviación	tol	Evaluación
57	57	0	3	CORRECTO
t Est.Tec	t Resultado	Desviación	tol	Evaluación
0.1	0.255	0.155	0.2	CORRECTO

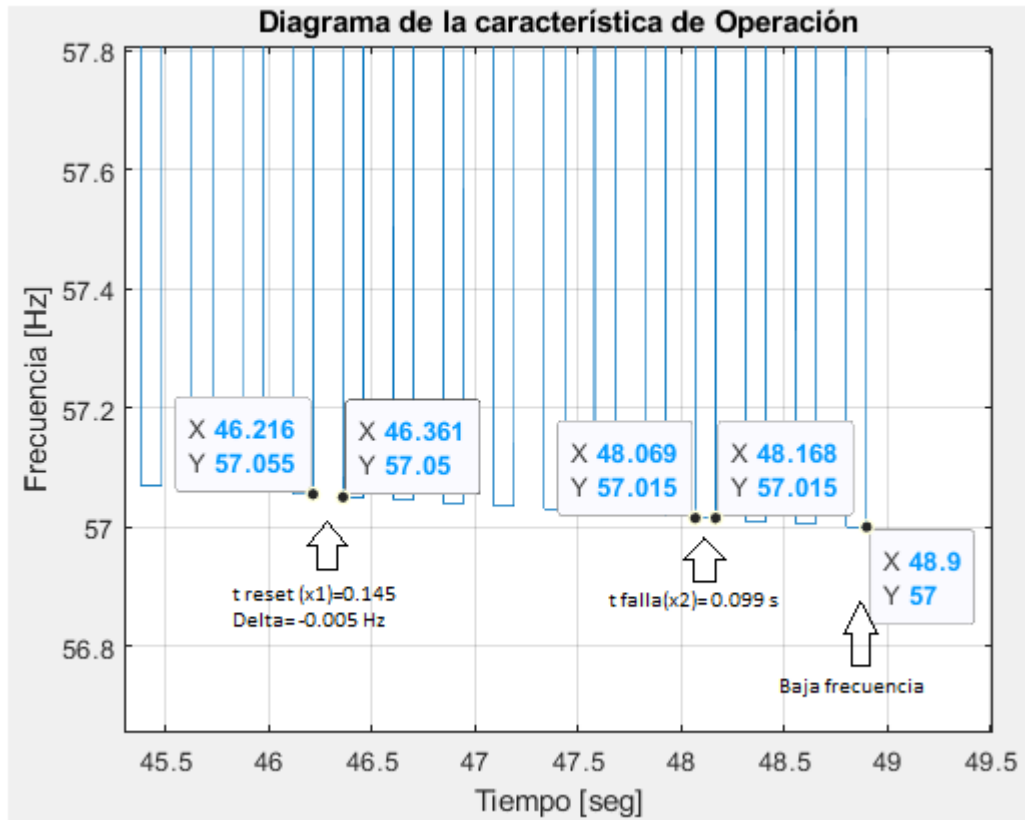
La Tabla 3.32 muestra que el disparo real al detectar la baja frecuencia es exacto a la frecuencia calibrada del estudio técnico, a pesar de que la maleta de prueba tiene su

característica propia de tolerancia al comparar resultados de bajas frecuencias y que para este caso es $\pm 3\text{Hz}$, la operación del relé es exacta al momento de la detección del valor de la frecuencia calibrada.

Por otro lado, el tiempo de actuación del relé debe de ser instantáneo, por este motivo el estudio técnico toma un valor de 0.1 s , dicho valor de tiempo difiere con los resultados de tiempo de disparo obtenidos en campo (0.255 s), a pesar de existir una diferencia entre ambos resultados (0.155 s), resulta lógico que el tiempo que se obtiene en la prueba en situ sea únicamente el tiempo mecánico de acción del interruptor.



a)



b)

Figura 3.33 a) Prueba de disparo de baja frecuencia, segunda etapa instantánea

b) Acercamiento del resultado de figura a.

En la Figura 3.33 b) muestra el comportamiento del relé 81U ante un evento de afectación de la frecuencia, el tener frecuencias menores e iguales de 57 Hz produce la acción inmediata del relé de baja frecuencia siempre y cuando se tenga un dispositivo en sus buenas condiciones, respetando fechas y plazos de los mantenimientos preventivos del relé. Esta prueba garantiza la operación correcta de la protección cumpliendo con los objetivos establecidos del trabajo de titulación.

3.5 Resumen de resultados

En base al análisis de la comparación de resultados para cada protección establecida en el estudio, se presentan las siguientes tablas.

Tabla 3.33 Resumen de Resultados la Protección Diferencial 87

No	Protección	Casos de estudio	Nº Puntos de prueba	Tipo de error	%Error	Aplicación de alternativa diferente de protección	Corrección del error en herramienta computacional	Corrección del error físicamente en campo	Corrección del error en la herramienta computacional
1	Diferencial 87	Falla Trifásica	28	0	0	No	---	No	Si
		Falla Bifásica	28	5 puntos de disparos incorrectos	17.8%	Si	100% 0 puntos de disparos incorrectos	No	Si
		Falla Monofásica	28	4 puntos de disparos incorrectos	14.3%	SI	100% 0 puntos de disparos incorrectos	No	Si

El cuadro de Resumen de Resultados de la Protección Diferencial 87 (Tabla 3.33), indica que el sistema de la protección diferencial fue sometida a sus tres funciones de operación (casos de estudios), donde su equivalente porcentual para cada caso de estudio corresponde al 33.33%, la suma de los porcentajes establece una adecuada protección para la máquina generadora, no obstante; al realizar el presente trabajo con 28 puntos de pruebas de disparo en cada caso de estudio, se registra errores de actuación del relé. Estos errores se deben a que, la protección diferencial ante la presencia de una falla bifásica y monofásica su curva característica no cumple con la protección en 5 y 4 puntos de prueba, provocando una serie de disparos incorrectos en el tipo de fallas mencionadas.

Como método de corrección a las fallas registradas, el presente estudio establece nuevas curvas de actuación del relé frente a fallas bifásicas y monofásicas, mismas que están basadas en estudios exclusivos de protecciones del generador. El resultado de la nueva calibración realizada en este trabajo asegura una correcta actuación del relé en todo momento, siendo un resultado correcto y aceptable para el proyecto Hidroeléctrico.

Tabla 3.34 Resumen de Resultado de la Protección Sobrecorriente 51

No	Protección	Caso de estudio	%Error	Tipo de error	Aplicación de alternativa diferente de protección	Corrección del error	Nº Puntos de prueba	Resultado
2	Sobrecorriente 51	Curva de tiempo Inverso	100%	Mala selección de curva de tiempo inverso (ANSI Muy inversa)	Si	100% Nueva curva de tiempo inverso (ANSI Extremadamente inversa)	10	Correcto acorde a la nueva curva seleccionada

De la misma manera el Cuadro Resumen de Resultado de la Protección de Sobrecorriente 51 (Tabla 3.34), determina que el estudio se realiza a fin de seleccionar una adecuada curva de tiempo inverso (caso de estudio), obteniendo un resultado negativo con un 100% de error, esto indica que la curva de tiempo inverso (ANSI muy inversa) establecida por el estudio técnico, estaba mal seleccionada para alcanzar una correcta protección.

Como método técnico de corrección para esta falla, el presente trabajo determinó una alternativa diferente de curva de tiempo inverso (ANSI Extremadamente inversa), para lo cual se toma en cuenta; las protecciones que se encuentran aguas abajo, la verificación de la actuación oportuna y ordenada de cada relé, respecto a los tiempos de operación entre relés, estas acciones correctivas permiten alcanzar resultados correctos y favorables para el sistema.

Tabla 3.35 Resumen de resultado la protección Sobrevoltaje 59.

No	Protección	Casos de estudio	%Error	Tipo de error	Aplicación de alternativa diferente de protección	Acción de Corrección del error	Parámetros de corrección	Resultado
3	Sobrevoltaje 51	Sobrevoltaje 1	100%	Mala selección de parámetros de V y t de disparo	Si	Adecuada selección de V y t de disparo	$V=120\%V_n$ $t= 5 \text{ s}$	Correcto
		Sobrevoltaje 2	100%	Mala selección de parámetros de V y t de disparo	Si	Adecuada selección de V y t de disparo	$V=130\%V_n$ $t= \text{instantánea}$ (0 s)	Correcto

El cuadro de resumen de la protección de sobrevoltaje 59 (Tabla 3.35) indica que se realizó dos tipos de pruebas (caso de estudio), estas pruebas abarcan un porcentaje del 50% cada una, donde la suma de porcentajes da una totalidad de protección del 100% al generador sobre fallas de sobrevoltajes. Los parámetros del estudio técnico establecidos para esta protección dan como resultado un error del 100%, esto indica que la selección de los valores de voltajes y tiempos de reacción del relé tanto para las etapas (etapa temporizada e instantánea) son erróneas, actuando en un rango de incremento de voltaje muy corto. Como método de corrección ante este problema, el presente trabajo ofrece nuevos parámetros tanto de voltaje y tiempo para ambos casos, estos son basados en normativas implementadas por sector eléctrico ecuatoriano, los correctos parámetros permiten tener resultados correctos en la actuación del relé 59.

Tabla 3.36 Resumen de resultado la protección Frecuencia 81 U/O.

No	Protección	Casos de estudio	%Error	Tipo de error	Aplicación de alternativa diferente de protección	Comprobación de datos	Resultado
4	Frecuencia 81 U/O	Sobrefrecuencia 1	0%	---	No	Parámetros establecidos por el CENACE	Correcto
		Sobrefrecuencia 2	0%	---	No	Parámetros establecidos por el CENACE	Correcto
		Baja frecuencia 1	0%	---	No	Parámetros establecidos por el CENACE	Correcto
		Baja frecuencia 2	0%	---	No	Parámetros establecidos por el CENACE	Correcto

En cuadro de resumen de la protección de frecuencia 81 U/O (Tabla 3.36) se divide cada caso de estudio en un porcentaje del 25%, donde el porcentaje de error es del 0% en todas sus calibraciones de los casos de estudio, bajo la prueba con la herramienta computacional diseñada en este trabajo se obtuvo que los resultados tienen una desviación mínima y dentro del rango aceptado, siendo así correcta la calibración de la protección según el estudio técnico.

Los parámetros de frecuencia que se utilizó en el estudio técnico son establecidos por el CENACE.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- El “ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA MÁQUINA GENERADORA U1 EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SARAPULLO” se fundamenta en el diseño de una herramienta computacional que permite realizar modificaciones a los parámetros de las protecciones establecidas en los respectivos estudios técnicos, siendo así un medio técnico para pruebas de puntos de disparo en diferentes casos de estudio de generadores del sector eléctrico de potencia.
- La Central Hidroeléctrica Sarapullo, está conformado por 3 grupos turbina-generador de 16 MW de potencia cada una, estos tres grupos al momento se encuentran en etapa de pruebas para su puesta en servicio, para lo cual, este trabajo puede ser tomado como referente para alcanzar la calibración de las protecciones de las unidades generadoras. La correcta coordinación y calibración en la puesta en marcha de la Unidad U₁ (piloto estudiada) permitirá replicar los parámetros a las siguientes unidades U₂ y U₃.
- El sistema de protecciones de la máquina síncrona es uno de los más indispensables e importantes en un SEP, por lo que, su calibración y coordinación se las realiza previo al estudio y simulación de las protecciones del SEP en conjunto. El presente trabajo se centra en el estudio de cuatro protecciones que se dispone en la máquina generadora siendo estas las protecciones: DIFERENCIAL 87G, DE SOBRECORRIENTE 51, DE SOBREVOLTAJE 59 y la de SOBRE Y BAJA FRECUENCIA 81U/O.
- La herramienta computacional desarrollada en este trabajo, útil para comparar resultados teóricos (estudio técnico) con resultados reales obtenidos en campo, permite la verificación del correcto funcionamiento del relé y el cumplimiento de las propiedades técnicas de las protecciones.
- Al efectuar las pruebas en la protección diferencial 87, el error en las fallas bifásicas y monofásicas son notables debido al registro de una variación en la curva característica del relé, requiriendo un aumento en la pendiente equivalente al doble de la inicial en determinado tramo de la curva. Este salto o modificación en la

primera zona de operación, se establece como una característica única del relé de protección para el generador seleccionado.

- El nuevo ajuste propuesto por el presente trabajo para la protección diferencial 87G, se lo realiza a la curva teórica, la curva de tiempo real no se puede modificar ya que es una característica única del relé. Esta corrección se realizó en la herramienta computacional como cumplimiento de los objetivos, cabe recalcar que el fabricante junto a la contratista CELEC conservaron los relés y se acoplaron a la característica única del relé debido a los grandes costos que implica el remplazo del relé a un relé convencional.
- La protección diferencial 87G ante fallas monofásicas presentes en los bobinados del estator, es más sensible en el primer tramo de la curva característica, esto en comparación con lo encontrado para las fallas bifásicas, siendo tardío el salto al doble de la pendiente para las fallas monofásicas.
- La alternativa recomendada para la corrección de calibración en la protección diferencial 87G, asegura un porcentaje de error no mayor a la tolerancia permitida del 8%, pese a que estudios referenciados en este trabajo recomiendan que los errores de ajustes de corriente sean del 11 al 15%, permitiendo así aceptar la nueva alternativa planteada en este estudio.
- La selección inadecuada de la curva de tiempo inverso para la protección de sobrecorriente 51 ocasiona la mala actuación del relé y desconexión del generador. Éste es el caso encontrado en el estudio técnico para la calibración de esta protección en la unidad U1, donde el traslape de la curva de tiempo inverso provoca una actuación temprana de la protección del generador. El análisis realizado en este trabajo obliga a realizar un estudio comparativo de protecciones aguas abajo del generador, con el fin de modificar variables tanto como tipo de curva y dial, esto permite obtener tiempos adecuados de actuación y curvas sin cruces de protección.
- El estudio técnico inicialmente considerado para el ajuste de las protecciones analizadas propone una incorrecta calibración de parámetros de sobrevoltaje, omitiendo el rango de funcionamiento del regulador automático de voltaje (AVR). El presente estudio propone que los parámetros de paso 1 y 2 que dispone la protección 59 actúen al 120% y 130% respectivamente, respetando el rango de regulación normal que dispone el AVR.

- Al cumplir con las pruebas de la protección 81, los resultados logran como consecuencia ser satisfactorios, concluyendo que los parámetros de frecuencia establecidos por el CENACE (Operador Nacional de Electricidad) responden acertadamente en un elevado porcentaje al requerimiento técnico del equipo de protecciones siendo eficiente el funcionamiento y la actuación ante fenómenos perturbadores.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar el cambio base en los resultados obtenidos por la maleta de prueba ($I_{base} = 795 \text{ A}$), debido a que el software de la maleta de prueba se encuentra configurada a una relación de transformación estándar de 1000:5 A, este cambio garantiza valores acordes a la relación que realizan los TCs.
- Se recomienda al usuario relacionarse con el software PCM 600, siendo la herramienta que interactúa directamente con el IED, garantizando la lectura y escritura de los datos en el IED.
- Se recomienda tener una versión activa y actualizada de la herramienta Excel, esto permite la correcta extracción de datos que nos proporciona la herramienta computacional creada en el software MATLAB.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABB, "Generator Protection REG670 Technical Reference Manual", ABB Substation Automation Products. Västerås, Sweden, 2012.
- [2] C. E. del Ecuador CELEC-EP, «Proyecto Hidroeléctrico Toachi-Pilatón». <https://www.celec.gob.ec/hidrotoapi/> (accedido 1 de abril de 2021).
- [3] «Máquina Sincrónica», RTE, 2 de septiembre de 2013. <https://rte.mx/maquina-sincronica> (accedido 22 de junio de 2022).
- [4] PROYECTO HIDROELÉCTRICO SAN FRANCISCO, «Equipos de control y protecciones ajustes de dispositivos de protección de : UNIDADES, LÍNEAS Y BARRAS». 23 de marzo de 2006.
- [5] The Power Engineering Education Committee, «TUTORIAL IEEE DE PROTECCIÓN DE GENERADORES SINCRÓNICOS». BECKWITH ELECTRIC CO. INC.
- [6] Beatriz Del Pino Sánchez, «Análisis de Esquemas de Protección para Generadores de Energía Eléctrica», Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, 2017.
- [7] Gilberto Carrillo Caicedo, «PROTECCIONES ELÉCTRICAS». 2007. [En línea]. Disponible en: file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/PROTECCIONES_ELECTRICAS_PROTECCIONES_ELE.pdf
- [8] Ing.Gonzales Zamora Víctor, «Protecciones Eléctricas en la Industria». Lima-Perú 2018.
- [9] GNPyc durante 2014 y en el Subcomité de Protecciones a principios de 2015, «GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SNI». diciembre de 2015.
- [10] Ph.D, M.Sc, Ing.Orlys Ernesto Torres Breffe, «Protecciones Eléctricas para los Generadores de Potencia», Hidro Agoyan, 2016.
- [11] «Alfonso - QUELAL CARRERA ANGEL PAUL.pdf». Accedido: 18 de diciembre de 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/2155/1/T-UTC-3788.pdf>
- [12] Comisión Federal de Electricidad, «AJUSTE DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LAS UNIDADES GENERADORAS, TRASFORMADORES DE UNIDAD E INTERRUPTORES DE POTENCIA». octubre de 2019.
- [13] «Top 5 Features of Automatic Voltage Regulators | Superior Electric». <https://www.specialtyproducttechnologies.com/superiorelectric/blog/top-5-features-of-automatic-voltage-regulators> (accedido 11 de febrero de 2022).
- [14] Christian Santiago Heredia Arroyo, «PROTECCIÓN DIGITAL DIFERENCIAL Y FRECUENCIA», Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2011.
- [15] «ProcedimientosDespacho.pdf». Accedido: 24 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/ProcedimientosDespacho.pdf>

- [16] «Details». <https://www.omiconenergy.com/es/productos/> (accedido 26 de junio de 2022).
- [17] «MATLAB App Designer». <https://la.mathworks.com/products/MATLAB/app-designer.html> (accedido 4 de julio de 2022).
- [18] I. L. Valdivia, «CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DEL SEIN», p. 87, 2014.
- [19] *Percived Modifications of the Characteristic.*
- [20] ABB, *Protection and control IED manager.* ABB.

ORDEN DE EMPASTADO

ANEXOS

ANEXO A. MANUAL DE USUARIO

ANEXO B. RESULTADOS DE PRUEBAS REALES TOMADAS EN CAMPO CON AYUDA DE LA MALETA DE PRUEBA

ANEXO C. MANUAL DE CALIBRACIÓN DE PROTECCIONES "PROYECTO HIDROELÉCTRICO TOACHI-PILATÓN" (CENTRAL SARAPULLO)